

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт кибернетики
Направление подготовки (специальность) 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Кафедра систем управления и мехатроники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| Разработка системы диспетчерского управления для установки комплексной подготовки нефти |

УДК 665.62:658.514-52

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------|---------|------|
| 8Т31 | Барышева Зоя Юрьевна | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-----------------|---------------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры СУМ | Рудницкий В. А. | Кандидат технических наук | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|--------------|------------------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры МЕН | Спицын В. В. | Кандидат экономически х наук | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-----------------------|--------------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры ЭБЖ | Пустовойтова М. И. | Кандидат химических наук | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|-------------|---------------------------------|---------|------|
| СУМ | Губин В. Е. | Кандидат технических наук | | |

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) |
|-------------------------------------|---|
| <i>Профессиональные компетенции</i> | |
| Р1 | Уметь собирать и анализировать исходные информационные данные для проектирования технологических процессов изготовления продукции, средств и систем автоматизации, контроля, технологического оснащения, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством; участвовать в работах по расчету и проектированию процессов изготовления продукции и указанных средств и систем с использованием современных информационных технологий, методов и средств проектирования |
| Р2 | Уметь выбирать основные и вспомогательные материалы для изготовления изделий, способы реализации основных технологических процессов, аналитические и численные методы при разработке их математических моделей, методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей материалов и готовых изделий, стандартные методы их проектирования, прогрессивные методы эксплуатации изделий |
| Р3 | Уметь участвовать в постановке целей проекта (программы), его задач при заданных критериях, целевых функциях, ограничениях, разработке структуры его взаимосвязей, определении приоритетов решения задач с учетом правовых и нравственных аспектов профессиональной деятельности, в разработке проектов изделий с учетом технологических, конструкторских, эксплуатационных, эстетических, экономических и управленческих параметров, в разработке проектов модернизации действующих производств, создании новых, в разработке средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством в соответствии с техническими заданиями и использованием стандартных средств автоматизации расчетов и проектирования. |
| Р4 | Уметь участвовать в разработке (на основе действующих стандартов и другой нормативной документации) проектной и рабочей технической документации в области автоматизации технологических процессов и производств, их эксплуатационному обслуживанию, управлению жизненным циклом продукции и ее качеством, в мероприятиях по контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации действующим стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам. |
| Р5 | Уметь выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством. |
| Р6 | Уметь определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, |

| | |
|----------------------------------|---|
| | управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления. |
| P7 | Уметь проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления. |
| <i>Универсальные компетенции</i> | |
| P8 | Уметь работать в команде, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия. |
| P9 | Способность к самоорганизации и самообразованию. |
| P10 | Способность решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности. |
| P11 | Способность использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности. |
| P12 | Способность участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения. |
| P13 | Способность участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью. |

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт кибернетики
Направление подготовки (специальность) 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Кафедра систем управления и мехатроники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Губин В. Е.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------------------|
| 8Т31 | Барышевой Зое Юрьевне |

Тема работы:

| | |
|---|--|
| Разработка системы диспетчерского управления для установки комплексной подготовки нефти | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

| |
|--|
| |
|--|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---------------------------------|--|
| Исходные данные к работе | Объект исследования: установка комплексной подготовки нефти. Цель работы: разработка системы диспетчерского управления. Режим работы: непрерывный, УКПН применяется для очистки нефти к продаже. Проектируемая АС включает три уровня: полевой уровень, контроллерный уровень и информационно-вычислительный уровень. |
|---------------------------------|--|

| | |
|---|---|
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | <ol style="list-style-type: none"> 1. Описание технологического процесса; 2. Выбор архитектуры АС; 3. Разработка структурной схемы АС; 4. Функциональная схема автоматизации; 5. Разработка схемы информационных потоков АС; 6. Выбор средств реализации АС; 7. Разработка схемы соединения внешних проводов; 8. Разработка алгоритмов управления АС; 9. Разработка экранных форм АС. |
| Перечень графического материала | <ol style="list-style-type: none"> 1. Структурная схема; 2. Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–2013; 3. Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1–2009; 4. Схема информационных потоков; 5. Схема соединения внешних проводов; 6. Алгоритм включения насоса; 7. Алгоритм автоматического регулирования уровней в отстойнике нефти; 8. Дерево экранных форм; 9. SCADA-форма начального экрана диспетчерского пункта; 10. SCADA-форма конечного экрана диспетчерского пункта. |

| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
|---|-------------------------------|
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Спицын Владислав Владимирович |
| Социальная ответственность | Пустовойтова Марина Игоревна |

| | |
|---|--|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | |
|---|--|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры СУМ | Рудницкий Владислав Александрович | Кандидат технических наук | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------|---------|------|
| 8Т31 | Барышева Зоя Юрьевна | | |

Реферат

Пояснительная записка содержит 108 страниц машинописного текста, 26 рисунков, 35 таблиц, 12 приложений, 1 список использованных источников из 53 наименований.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки нефти.

Цель работы – разработка системы диспетчерского управления для установки комплексной подготовки нефти с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В результате была разработана система диспетчерского управления для установки комплексной подготовки нефти, основанная на базе промышленных логических контроллеров SIEMENS SIPLUS S7-1500 и S7-300, с применением SCADA-системы TiaPortal WinCC.

В процессе работы был разработан следующий графический материал: функциональная схема автоматизации, структурная схема автоматизации, схема информационных потоков, схема внешних проводок, экранные формы. В MatLab была смоделирована САР.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью текстового редактора Microsoft Word 2010, графического редактора Microsoft Visio 2013, системы автоматизированного проектирования Autodesk AutoCAD и программного обеспечения Matlab Simulink.

Ключевые слова: УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ПИД-РЕГУЛЯТОР, SCADA-СИСТЕМА, ЭКРАННЫЕ ФОРМЫ.

Содержание

| | |
|---|----|
| Введение | 10 |
| 1 Техническое задание на разработку АС | 11 |
| 1.1 Основные цели и задачи АС | 11 |
| 1.2 Функции АС | 11 |
| 1.3 Назначение АС | 12 |
| 1.4 Требования к техническому обеспечению | 13 |
| 1.5 Требования к программному обеспечению | 14 |
| 1.6 Требования к метрологическому обеспечению | 14 |
| 1.7 Требования к информационному обеспечению | 15 |
| 2 Основная часть | 16 |
| 2.1 Описание технологического процесса | 16 |
| 2.2 Разработка структурной схемы | 19 |
| 2.3 Разработка функциональной схемы автоматизации | 21 |
| 2.3.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013 | 22 |
| 2.3.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1-2009 | 23 |
| 2.4 Разработка схемы информационных потоков | 23 |
| 2.5 Выбор и описание комплекса технических средств | 26 |
| 2.5.1 Выбор контроллерного оборудования | 26 |
| 2.5.1.1 Основной ПЛК | 27 |
| 2.5.1.2 Дополнительный ПЛК | 29 |
| 2.5.2 Выбор датчиков | 31 |
| 2.5.2.1 Датчик расхода | 31 |
| 2.5.2.2 Датчик уровня | 33 |
| 2.5.2.3 Датчик давления | 35 |
| 2.5.2.4 Датчик температуры | 37 |
| 2.5.3 Выбор исполнительных устройств | 39 |
| 2.5.3.1 Задвижка | 39 |
| 2.5.3.2 Насос | 40 |

| | | |
|-------|--|----|
| 2.6 | Разработка схемы внешних проводок | 42 |
| 2.7 | Разработка алгоритмов управления | 43 |
| 2.7.1 | Алгоритм пуска насоса | 43 |
| 2.7.2 | Алгоритм автоматического регулирования технологического параметра | 44 |
| 2.8 | Разработка экранных форм | 50 |
| 3 | Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | 56 |
| 3.1 | Потенциальные потребители результатов исследования | 56 |
| 3.2 | Анализ конкурентных технических решений | 56 |
| 3.3 | SWOT – анализ | 58 |
| 3.4 | Планирование в рамках научного исследования | 61 |
| 3.4.1 | Структура работ в рамках научного исследования | 61 |
| 3.4.2 | Определение трудоемкости выполнения работ | 62 |
| 3.4.3 | Разработка графика проведения научного исследования | 65 |
| 3.5 | Бюджет научно-технического исследования | 65 |
| 3.5.1 | Расчет материальных затрат НТИ | 66 |
| 3.5.2 | Основная заработная плата исполнителей темы | 67 |
| 3.5.3 | Дополнительная заработная плата | 68 |
| 3.5.4 | Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) | 68 |
| 3.6.1 | Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта | 69 |
| 4 | Социальная ответственность | 73 |
| 4.1 | Производственная безопасность | 73 |
| 4.1.1 | Уровень шума на рабочем месте | 74 |
| 4.1.2 | Освещенность рабочей зоны | 75 |
| 4.1.3 | Уровень электромагнитных излучений | 78 |
| 4.1.4 | Микроклимат воздуха рабочей зоны | 80 |
| 4.1.5 | Электрический ток | 81 |

| | |
|---|-----|
| 4.2 Экологическая безопасность | 82 |
| 4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 83 |
| 4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 85 |
| Заключение | 87 |
| Список публикаций | 88 |
| Список использованной литературы | 89 |
| Приложение А | 94 |
| Приложение Б | 95 |
| Приложение В | 96 |
| Приложение Г | 97 |
| Приложение Д | 98 |
| Приложение Е | 100 |
| Приложение Ж | 101 |
| Приложение З | 102 |
| Приложение И | 103 |
| Приложение К | 106 |
| Приложение Л | 107 |
| Приложение М | 108 |

Введение

Сегодня нефтегазовая промышленность – это активно развивающаяся отрасль, и внедрение на производство автоматизации является гарантом получения высокой производительности труда и конкурентоспособного продукта. Автоматизация производства дает возможность улучшить качество производимого продукта, образовать бесперебойное и надёжное производство. Одним из главных этапов автоматизации является диспетчерское управление. Работает оно на базе последних разработок в области SCADA-программного обеспечения. Система диспетчерского управления помогает существенно снизить финансовые затраты, которые идут на содержание обслуживающего персонала.

Основной задачей АСДУ установки комплексной подготовки нефти является управление ресурсами, такими как нефтяная эмульсия, вода и нефть.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является разработка системы диспетчерского управления для типовой установки комплексной подготовки нефти. На первом этапе будет необходимо выделить основные точки контроля технологического процесса и его параметров, таких как расход, давление, температура и объем. Следующий шаг – это подбор надежных и точных средств измерений и исполнительных механизмов. Одним из основных этапов является разработка экранных форм, так как диспетчер должен быть своевременно оповещен о проблемных ситуациях, но при этом не загружен ненужной на данный момент информацией. При соблюдении всех требований необходимо разработать, комплекс программного обеспечения, который даст возможность получать необходимую информацию о состоянии объекта в реальном времени, анализировать ее, отображать через графики и таблицы, заносить в архивные базы для будущего использования и т.д.

1 Техническое задание на разработку АС

1.1 Основные цели и задачи АС

Производственные задачи, решение которых обеспечивает автоматизация технологического процесса:

- автоматизированное централизованное управление технологическим процессом стабилизации, обессоливания и обезвоживания нефти;
- контроль системы в режиме реального времени;
- увеличение скорости очистки нефти, за счет отсутствия человеческого фактора;
- сокращение затрат ресурсов для обслуживания УКПН на месте установки;
- сокращение времени сооружения УКПН, за счет отсутствия необходимости создавать условия для постоянного нахождения обслуживающего персонала на объекте;
- постоянная диагностика состояния работы системы, своевременное оповещение персонала о сбоях в работе и авариях.

1.2 Функции АС

АСУ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывный сбор и обработка показаний датчиков;
- отображение данных в режиме реального времени;
- удаленное управление процессами;
- централизованный контроль за ходом технологического процесса;
- формирование и отображение отчета об ошибках;
- единая база технологических операций;
- контроль доступа для управления технологическим процессом.

1.3 Назначение АС

Система автоматики должна обеспечивать следующие функции: контроль технологических параметров, измерение, управление, сигнализацию и индикацию.

Оператору должно быть доступно управление следующими объектами:

- задвижки;
- насосы;
- сепарационное оборудование.

СДУ ТП должна обеспечивать сигнализацию и контроль следующих параметров:

- давление на входе системы (сигнализация о предаварийном уровне, остановка системы);
- расход нефтяной эмульсии на входе системы;
- давление нефтяной эмульсии в отстойнике (сигнализация о предаварийном уровне, остановка системы);
- уровень нефтяной эмульсии в отстойнике (сигнализация о предаварийном уровне, остановка системы);
- уровень раздела фаз нефть-вода в отстойнике (сигнализация о сбросе воды);
- давление нефти в электродегидраторах (сигнализация о предаварийном уровне, остановка системы);
- расход пресной воды на входе системы;
- расход нефти на входе в электродегидраторы;
- давление нефти в стабилизационной колонне (сигнализация о предаварийном уровне, остановка системы);
- температура нефти в стабилизационной колонне (сигнализация о предаварийном уровне, остановка системы);

- температура нефти в печи (сигнализация о предаварийном уровне, остановка системы);
- расход нефти на выходе системы.

1.4 Требования к техническому обеспечению

Техническое обеспечение системы должно максимально и наиболее эффективным образом использовать существующие технические средства.

В состав комплекса должны входить следующие технические средства:

- измерительные приборы;
- сепарационное оборудование;
- сервер системы формирования отчетности;
- серверы БД;
- ПК операторов.

Обязательные требования к техническим характеристикам оборудования по температурным показателям:

– оборудование, эксплуатация которого осуществляется вне помещения, должно сохранять работоспособность при воздействии отрицательной температуры от 0 до минус 50°C и положительной от 0 до 60°C.

– датчики, установка которых производится непосредственно на оборудовании, должны выдерживать максимальную температуру рабочей среды не менее 250 °C;

Программно-технический комплекс автоматизированной системы должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Степень защиты технических средств, установленных вне помещения, от пыли и влаги должна быть не менее IP65, а для оборудования, установленного внутри помещения не ниже IP41.

1.5 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение в общем случае должно обеспечивать:

- регистрация и корректное отображение параметров технологического процесса;
- управление сложной технологической системой;
- заполнение базами данных;
- настройка алгоритмов управления;
- визуализация состояния параметров технологического процесса;
- формирование отчетов и аварийных сообщений.

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту МЭК 61131-3. Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.). Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

1.6 Требования к метрологическому обеспечению

Приборы должны быть разработаны с учетом современных технологий и элементной базы, с увеличенным сроком службы. Срок изготовления на момент покупки не должен превышать одного года.

Выходной сигнал средств измерения должен быть отличным от «0» (например, 4-20мА), данное условие позволит корректно определять неисправности, вызванные отказом средства измерения или линий связи.

Основная относительная погрешность измерения приборами не должна превышать 1 %.

1.7 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение (ИО) представляет собой совокупность решений по организации хранения, распределения, содержания, форме и объемам информации внутри системы. Информационное обеспечение регламентирует порядок действий с полученной информацией и использованием баз данных.

По результатам проектирования ИО должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечение всех имеющихся автоматизируемых функций объекта с сохранением требуемого быстродействия;
- кодирование входной и выходной информации согласно классификаторам;
- совместимость с взаимодействующими программами;
- запись и хранение информации о результатах работы автоматизированных и ручных процессов;
- достаточный объем памяти для длительного использования, с возможностью подключения дополнительных хранилищ;
- возможность быстрого обновления внесенных изменений и корректировок;

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

Под добычей нефти понимают сложный производственный процесс, включающий в себя подачу нефтяной смеси из недр на поверхность земли. Как правило, добываемая нефть содержит примеси: глину, песок, соль и воду. Содержание механических примесей обычно не превышает нескольких процентов, а степень обводненности может изменяться в широких пределах. Известно, что чем дольше эксплуатируется месторождение, тем выше процент обводненности, на многих старых месторождениях процент обводненности достигает 90 %.

Так как расстояние от месторождения до ЦПС порой превышает десятки километров, транспортировка сырой нефти не осуществляется по следующим причинам [1]:

- перекачка вместе с водой требует больших денежных затрат;
- перекачка нефти совместно с газом и водой создает дополнительное трение в трубах;
- на пути следования сырой нефти существует большая вероятность образований газовых пробок и скоплений воды;
- механические примеси и минерализованная пластовая вода ускоряют коррозию трубопровода и абразивный износ оборудования;
- в процессе добычи и транспортировки нефти происходит весома потеря легких компонентов нефти (метан, этан, пропан и т.д., включая бензиновые фракции) примерно до 5 % от фракций, выкипающих до 100 °С.

С целью снижения влияния данных факторов, добываемая нефть подвергается предварительной обработке, которая включает в себя 4 пункта:

- дегазация;
- обезвоживание;
- обессоливание;

– стабилизация.

Основной функцией горизонтальных, вертикальных и гидроциклонных сепараторов является очистка от газа, но за счет своих конструкторских решений, в них происходит частичная очистка от воды и механических примесей. Полноценная очистка от соли и воды, а также стабилизация нефти осуществляются на установке комплексной подготовки нефти, на рисунке 1 представлена примерная схема протекающих в УКПН процессов [2].

Согласно ГОСТ 51858-202 [3], товарная нефть должна удовлетворять следующим требованиям:

- содержание воды не должно превышать 1 %;
- содержание хлористых солей не должно превышать 100-900 мг/л;
- давление упругости паров нефти при 38 °С не должно превышать 0,066 МПа (500 мм рт. ст.);
- содержание механических примесей не должно превышать 0,05% мас.

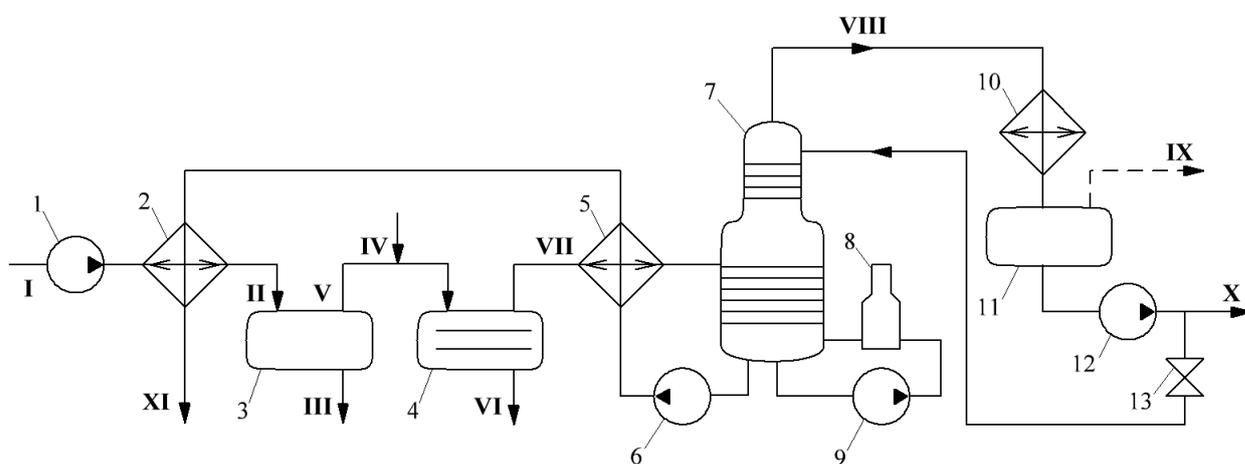


Рисунок 1 – Установка комплексной подготовки нефти

Условные обозначения схемы:

1, 6, 9, 12 – насос; 2, 5 – теплообменник; 3 – отстойник; 4 – электродегидратор; 7 – стабилизационная колонна; 8 – печь; 10 – холодильный конденсатор; 11 – емкость орошения; 13 – задвижка; I – холодная дегазированная нефть; II – подогретая нефть; III – дренажная вода;

IV – пресная вода; V – обезвоженная нефть; VI – дренажная вода; VII – обезвоженная и обессоленная нефть; VIII – пары легких углеводородов; IX – несконденсировавшиеся пары; X – сконденсировавшиеся пары (широкая фракция); XI – стабильная нефть.

Холодная дегазированная нефть насосом вводится в приемный патрубок теплообменника 2 [4], и выводится через нижний выводной патрубок. В теплообменнике нефть нагревается приблизительно до 60°C.

Из теплообменника нефть поступает в отстойник 3, в основном применяются отстойники типа ОГ, в которых разделения нефти и воды происходит за счет разности их удельного веса. Водонефтяная эмульсия поступает через входной штуцер, находящихся в нижней части отстойника. Капельки воды, содержащиеся в эмульсии, контактируют с пластовой водой, имеющейся в аппарате, укрупняются и оседают вниз. Нефть, имеющая меньший удельный вес всплывает вверх. Скопившаяся в верхней части отстойника обезвоженная нефть, поступает в нефтесборник и через штуцер выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода через переливное устройство сбрасывается в отстойник воды, и транспортируется обратно на месторождение для использования ее в системе поддержания пластового давления.

В трубопроводе на входе электродегидратора 4 в частично обезвоженную нефть вводится пресная вода для снижения концентрации солей. Электродегидратор представляет собой шарообразный сварной сосуд, и содержит три пары электродов, размещенных перпендикулярно к земле. Водонефтяная эмульсия вводится по трем концентрическим коллекторам, перфорация обеспечивает равномерное распределение эмульсии на границе раздела нефть-вода. При попадании эмульсии в переменное электрическое поле частицы воды, заряженные отрицательно движутся к положительно заряженному электроду, а капельки нефти, заряженные положительно к отрицательно заряженному электроду. С переменной полярности электродов капли передвигаются в противоположную сторону, при частоте переменного

тока в 50 Гц капля сменит свое положение 50 раз за секунду. В результате такого движения капли воды сливаются и, достигнув определенного размера, оседают в электродегидраторе. Вода отводится из нижней части, а обезвоженная нефть с верхней части электродегидратора.

Обезвоженная и обессоленная нефть через теплообменник 5, идентичный теплообменнику 2, поступает в стабилизационную колонну. Стабилизационная колонна это вертикальный цилиндрический аппарат, который предназначен для физического отделения от нефти легких фракций. Нефтяная эмульсия вводится в колонну, и поступает на установленные внутри насадки, через блок орошения. При входе сырья в колонну происходит процесс однократного испарения, в результате которого образуются пары и жидкость. Жидкость равномерно поступает вниз колонны, где ее выкачивают насосом 9, нагревают в печи 8 до 240°C и возвращают обратно в колонну для конденсации. Отделившиеся от горячей нефти на насадках в колонне легкие фракции поступают в конденсатор-холодильник 10 через верхнюю часть колонны. В конденсатор-холодильнике происходит процесс конденсации пропан-бутановых и пентановых фракций и образование широкой фракции. Широкая фракция откачивается насосом 12 на фракционирование и частично используется для орошения в колонне 7. Горячая стабильная нефть выкачивается насосом 6 и поступает в межтрубное пространство теплообменника 5 и 2. Во время контакта продуктов с разными температурами, через стенки трубного пучка происходит теплообмен, горячий охлаждается – холодный нагревается. Охлажденная стабильная нефть поступает в резервуар и далее используется по назначению.

2.2 Разработка структурной схемы

На начальных стадиях проектирования необходимо разработать структурную схему. На структурной схеме указываются основные функциональные части изделия, их назначение и взаимосвязи между ними. Схема отображает принцип действия изделия в общем виде. При разработке

структурной схемы следует ориентироваться на ГОСТ 21.408-2013 [5], но конкретных требований по оформлению там не указано, главное соблюдать следующие общепринятые нормы:

- функциональные части изображаются в виде прямоугольника, наименование записывается внутри прямоугольника;

- направление процесса обозначается стрелками на линиях соединяющих функциональные части.

Полученная структурная схема, согласно указанным выше требованиям, приведена в приложении А (ФЮРА.425280.001 ЭС 01), данная система строится по трехуровневому принципу.

Нижний уровень (полевой уровень) включает в себя исполнительные механизмы и датчики. В разрабатываемой АСУ ТП требуется использовать 4 вида датчиков, это датчики уровня, давления, температуры и расхода, 5 насосов и 15 задвижек.

Для передачи измеренного значения с датчиков на ПЛК используется электрический сигнал 4-20 мА. Передача информации о состоянии исполнительного механизма и управление, осуществляется дискретным сигналом.

Средний уровень (уровень контроллеров) состоит из программируемых логических контроллеров. Контроллер принимает данные с датчиков и исполнительных механизмов, обрабатывает информацию, посылает управляющие команды на полевой уровень.

Для передачи информации от контроллера на верхний уровень применяется Ethernet по территории предприятия и ВОЛС при передаче на большое расстояние.

Верхний уровень – уровень визуализации, диспетчеризации и сбора данных. Работа на данном уровне осуществляется через человеко-машинный интерфейс, который представляет из себя мониторы, системные блоки, устройства для печати и др. Для осуществления контроля над датчиками и

механизмами применяется SCADA. Она обеспечивает сбор, архивацию, визуализацию, данных от ПЛК. При получении данных система самостоятельно сравнивает их с заданными значениями управляемых параметров и при отклонении от задания уведомляет оператора с помощью тревог (Alarms), позволяя ему предпринять необходимые действия. При этом система записывает все происходящее, включая действия оператора, обеспечивая контроль действий оператора в случае аварии или другой нештатной ситуации.

2.3 Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА) является проектным документом, имеющим первостепенное значение, так как ФСА определяет структуру и уровень автоматизации, обеспечение средствами автоматизации и приборами технологического процесса. На функциональной схеме автоматизации показывают, согласно ГОСТ 21.408-2013 [5]:

- инженерное и технологическое оборудование;
- коммуникации автоматизируемого объекта;
- контуры контроля, управления и регулирования;

Условные обозначения приборов, линий связи и средств автоматизации, применяемые на функциональной схеме автоматизации, установлены в ГОСТ 21.208-2013 [6]. В таблице 1 представлены условные обозначения для оборудования на схеме.

Таблица 1 – Обозначения на функциональной схеме автоматизации

| Обозначение | Наименование |
|-------------------|---|
| PMP1..PMP4 | Насос нефтяной |
| VLV1..VLV15 | Задвижка |
| T-1.. T-3 | Теплообменник |
| ОГ1-200 | Отстойник горизонтальный объемом 200 м ³ |
| ЭГ1-600.. ЭГ3-600 | Электродегидратор объемом 600 м ³ |

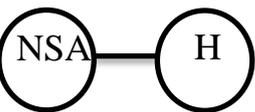
Продолжение таблицы 1

| | |
|-------|---|
| К1 | колонна стабилизации |
| ПБ-20 | Печь беспламенного горения теплопроизводительностью 20 млн. ккал/час; |
| ХК-4 | Холодильный конденсатор |
| Р-1 | Резервуар |

2.3.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013

Символьное обозначение приборов, согласно ГОСТ 21.208-2013, состоит из измеряемой величины и функционального признака. В рамках данной работы используется 4 измеряемых величины, это Т – температура; L – уровень; F – расход и Р – давление. На функциональной схеме автоматизации введены обозначения и изображения средств КИПиА, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Условные обозначения и изображения средств КИПиА, согласно ГОСТ 21.408-2013

| Обозначение | Описание |
|---|---|
|  | Прибор для измерения температуры бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. |
|  | Прибор для измерения уровня показывающий и сигнализирующий, установленный на щите. Сигнализация предаварийного уровня. |
|  | Исполнительный механизм с функцией дистанционного и ручного управления, установленный по месту. |

Обозначение линий связи осуществляется согласно таблице 3.

Таблица 3 – Символьное обозначение линий, согласно ГОСТ 21.408-2013

| Обозначение | Описание |
|---|--|
|  | Трубная линия, связь с технологическим |

| | |
|---|---|
| | процессом |
|  | Линия передачи электронного или электрического аналогового, цифрового или дискретного сигнала |

Согласно указанным выше требованиям была разработана функциональная схема автоматизации, и приведена в приложении Б (ФЮРА.425280.001 ЭС 02).

2.3.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1–2009

Символьные обозначения устройств, линий связи и механизмов по ANSI/ISA-S 5.1–2009 во многом отличается от обозначений по ГОСТам используемым в России. Символьные обозначения устройств, согласно ANSI/ISA-S 5.1–2009, приведены в таблице 4. Обозначение оборудования, линий связи и исполнительных механизмов остается прежнее.

Таблица 4 – Символьное обозначение устройств, согласно ANSI/ISA-S 5.1–2009

| | |
|---|---|
|  | Общая информация отображения обычно доступная оператору |
|  | Локально подключен |

Согласно указанным выше требованиям была разработана функциональная схема автоматизации, и приведена в приложении В (ФЮРА.425280.001 ЭС 03).

2.4 Разработка схемы информационных потоков

Полученная схема информационных потоков, приведена в приложении Г (ФЮРА.425280.001 ЭС 04), содержит следующие уровни:

- уровень сбора и обработки;
- уровень текущего хранения;

- уровень архивного хранения;
- уровень корпоративной информационной системы (КИС) хранения.

Условно эти уровни можно разделить еще на три уровня, нижний уровень – уровень сбора и обработки, средний уровень – уровень текущего хранения, верхний уровень – уровень архивного хранения и уровень корпоративной информационной системы хранения.

Уровень сбора и обработки представляет собой совокупность сигналов о состоянии оборудования и измеренных значений, с нижнего на средний уровень, также совокупность команд управления и настройки, со среднего на нижний уровень.

Уровень текущего хранения выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматике и телемеханики к экранным формам АРМ оператора [9]. Данный уровень напрямую взаимодействует с верхним уровнем, с данного уровня туда передается информация, полученная с уровня сбора и обработки, а принимаются команды управления и данные настройки.

С уровня архивного хранения на уровень КИС хранения, передаются данные полученные с нижнего уровня, и информация для хранения в базе данных. На уровне КИС хранения данные представляют для оператора структурные наборы экранных форм АРМ. Экранные формы должны быть сориентированы на информационные потребности конкретных пользователей (диспетчеров, технологов, операторов и др.).

При передаче данных между уровнями необходимо обеспечить защиту информации. Датчики, оборудование, ПЛК и исполнительные механизмы, находящиеся в помещении, должны оборудоваться системой защиты от внешнего подключения. Само помещение необходимо оборудовать камерой видеонаблюдения и защитой от несанкционированного доступа лиц без разрешения. При расположении оборудования вне помещения, должны присутствовать ограждение и защита от внешнего

подключения. В случае аварии необходимо обеспечить резервное питание оборудования, датчиков и защитных механизмов.

Процесс передачи данных должен осуществляться по волоконно-оптическим линиям связи. Использование ВОЛС необходимо по следующим причинам:

- малое затухание сигнала, что позволяет передавать информацию на большое расстояние без использования усилителей;
- скорость передачи информации до 10 Гбит/с;
- изменить или узнать информацию, передаваемую по ВОЛС, незаметно невозможно.

На станции оператора запрещается доступ посторонних лиц к компьютеру и преобразующему сигнал оборудованию. Все данные с датчиков, действия оператора и сообщения об ошибках сохраняются в базе данных.

Как правило, базы данных состоят из тегов. При кодировке тегов должны соблюдаться следующие 3 принципа [10]:

- принцип унификации и универсальности;
- принцип уникальности;
- принцип полноты информации в идентификаторе.

При разработке СДУ ТП была использована система кодирования тегов, в которой каждый элемент контроля и управления имеет собственный идентификатор, следующей структуры: AAA_BBB_C.

Для показаний приборов структура параметров принимает следующие значения:

- AA – параметр, определяющий измеряемую среду:
 - «PT» – давление;
 - «LT» – уровень;
 - «FT» – расход;
 - «TT» – температура.

- ВВВ – параметр, определяющий место отбора значения:
 - «PPI» – трубопровод на входе системы;
 - «SMP» – отстойник нефти;
 - «EDH» – электродегидратор;
 - «WPP» – трубопровод пресной водой;
 - «SCL» – стабилизационная колонна;
 - «FBF» – печь;
 - «PPO» – трубопровод на выходе системы.
- С – порядковый номер.

Для исполнительных механизмов:

- ААА – параметр, может принимать значения:
 - «VLV» – запорная арматура;
 - «RMP» – насосное оборудование.
- Параметр ВВВ такой же, как для приборов;
- Порядковый номер С принимает значение согласно схеме.

Знак нижнего подчеркивания «_» используется для отделения одной части тега от другой. Полученная таблица тегов, представлена в приложении Д.

2.5 Выбор и описание комплекса технических средств

2.5.1 Выбор контроллерного оборудования

Основным компонентом проектируемой АСУ ТП является программируемый логический контроллер. В данной системе для экономии ресурсов целесообразно будет использовать два вида контроллеров. Первый вид – контроллеры для обработки показаний с датчиков, управления исполнительными механизмами на основании показаний приборов и сигнализации состояния. Второй вид – контроллеры осуществляют только сигнализацию состояния и управление исполнительными механизмами по

команде оператора. Режим работы ПЛК должен соответствовать следующим требованиям:

- длительная автономная работа;
- работа в неблагоприятных условиях окружающей среды;
- работа без ежедневного обслуживания и практически без участия человека.

2.5.1.1 Основной ПЛК

Программируемый логический контроллер осуществляет сбор информации поступающей с датчиков и формирует команды управления для исполнительных механизмов. При выборе было рассмотрено 2 варианта ПЛК обеспечивающих требуемую производительность: Schneider Electric Modicon Quantum (рисунок 2) и SIEMENS SIPLUS S7-1500 (рисунок 3).



Рисунок 2 – Modicon Quantum Рисунок 3 – SIPLUS S7-1500

Программируемый контроллер Modicon Quantum имеет все требуемые технические характеристики, но условия эксплуатации данного контроллера не предусматривают его установку в холодных и сырых помещениях. Согласно документации рабочая температура данного ПЛК от 0 до +60 °С, при относительной влажности 95 %, без конденсата при 60 °С [11], что не соответствует минимальным требованиям по температуре. В связи с этим был выбран контроллер SIEMENS SIPLUS S7-1500.

Программируемые логические контроллеры SIEMENS S7-1500 выпускаются в двух исполнениях SIMATIC и SIPLUS. SIPLUS extreme S7-1500 серия модульных ПЛК для построения систем автоматизации средней и высокой степени сложности, ориентированных на работу в тяжелых промышленных условиях. SIMATIC S7-1500 для эксплуатации в

стандартных промышленных условиях. Под тяжелыми промышленными условиями понимают:

- монтаж в шкафы управления внутренней или наружной установки;
- возможность появления конденсата и льда на печатных платах и электронных компонентах;
- наличие в воздухе химически, биологически и механически активных веществ;
- диапазон рабочих температур -40 до +70 °С.

Модули программируемого логического контроллера устанавливаются на профильную шину (35 мм) и фиксируются в рабочем положении винтами. В конструкции контроллера можно использовать следующие модули и блоки:

- модуль центрального процессора (CPU);
- сигнальные модули (SM);
- технологические модули (TM);
- коммуникационные модули (CM/CP);
- системные блоки питания (PS);
- блоки питания нагрузки (PM).

Характеристики выбранного контроллера с центральным процессором CPU 1516-3 PN/DP представлены в таблице 5 [12].

Таблица 5 – Технические характеристики CPU 1516-3 PN/DP

| | |
|---|--|
| Напряжение питания, допустимое отклонение: в статике в динамике | 24 В ± 20% ± 33% |
| Потребляемый ток, номинальное значение | 0.85 А |
| Атмосферное давление | От 1080 до 795 ГПа (от -1000 до 2000 м над уровнем моря) |

Продолжение таблицы 5

| | |
|--|--|
| Рабочая память | 1.0 Мбайт для программы, 5.0 Мбайт для данных, слот карты памяти до 32 Гбайт |
| Минимальное время выполнения | логических операций – 10 нс операций со словами – 12 нс математических операций: - с фиксированной точкой – 16 нс - с плавающей точкой – 64 нс |
| Число модулей ввода-вывода | 8192 |
| Количество модулей на стойку, не более | 32: центральный процессор + 31 модуль |
| Типы интерфейсов | PROFINET, PROFIBUS, Ethernet |
| Языки программирования | LAD, FBD, STL, SCL, GRAPH |
| Условия эксплуатации: диапазон температуры эксплуатации диапазон относительной влажности | от -40 до +70 °С; 100 %, появление конденсата и льда |
| Габариты | 70x147x129 |
| Масса (приблизительно) | 845 г |

2.5.1.2 Дополнительный ПЛК

В качестве программируемого логического контроллера для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности был выбран SIPLUS S7-300 (рисунок 4).



Рисунок 4 – SIPLUS S7-300

Таблица 6 – Технические характеристики CPU 313C [12]

| | |
|--|--|
| Напряжение питания, допустимое отклонение в статике в динамике | 24 В $\pm 20\%$ $\pm 33\%$ |
| Потребляемый ток, номинальное значение | 700 мА |
| Атмосферное давление | от 795 до 1080 ГПа |
| Рабочая память | 1.0 Мбайт для программы, 5.0 Мбайт для данных, слот карты памяти до 32 Гбайт |
| Минимальное время выполнения | логических операций – 100 нс операций со словами – 200 нс математических операций: - с фиксированной точкой – 200 нс - с плавающей точкой – 300 нс |
| Число модулей ввода-вывода | 24 дискретных входа, 16 дискретных выхода |
| Типы интерфейсов | PROFINET, PROFIBUS, Ethernet, RS485 |
| Языки программирования | LAD, FBD, STL, SCL, GRAPH, HiGraph |
| Условия эксплуатации: диапазон температуры эксплуатации диапазон относительной влажности | от -25 до +60°C; от 5 до 95%, временное покрывание росой |
| Габариты | 120x125x130 |
| Масса (приблизительно) | 660 г |

Программирование и конфигурирование систем автоматизации на основе программируемых логических контроллеров SIEMENS выполняется с

помощью интегрированной среды разработки программного обеспечения SIMATIC STEP 7 Professional от V12 и выше (TIA Portal) [13]. TIA Portal обеспечивает автоматизацию технологического процесса от уровня исполнительных механизмов и контроллеров до уровня человеко-машинного интерфейса. Для разработки экранных форм используется интегрированный в TIA Portal программный пакет WinCC.

2.5.2 Выбор датчиков

2.5.2.1 Датчик расхода

Для отслеживания величины поступающего и убывающего объема жидкости в резервуарах, необходимо установить расходомер. При выборе устройства важно учесть, что измеряемая среда содержит механические примеси, это может привести к засорению датчиков, если они установлены внутри трубы. С учетом выше написанного были рассмотрены следующие виды расходомеров: FLUXUS F808 (рисунок 5) и SITRANS F US SONOFLO (рисунок 6), в таблице 7 представлена их сравнительная характеристика.



Рисунок 5 – FLUXUS F808



Рисунок 6 – SITRANS F US SONOFLO

Таблица 7 – Основные технические характеристики расходомеров

| | Характеристики FLUXUS F808 [14]: | Характеристики SITRANS F US SONOFLO [15]: |
|--|-------------------------------------|---|
| Предел допускаемой относительной погрешности измерений объема в диапазонах расхода | 0,5 % | |
| Диаметр трубы | от 10 до 6500 мм | от 100 до 1200 мм |

Продолжение таблицы 7

| | | |
|------------------------------|---|------------------|
| Температура рабочей среды | от -170 до 600°C | от -200 до 250°C |
| Температура окружающей среды | от -55 до 90°C | от -40 до 85°C |
| Напряжение питания: | от 100 до 240 В 50/60Гц, от 20 до 32 В (DC) | 24 В пост. тока |
| Выходной сигнал | 4-20 мА, реле | от 4-20 мА |
| Взрывозащищенный блок | да | |

Данные расходомеры имеют схожие технические характеристики, за исключением того, что FLUXUS F808 может работать при более низкой температуре, данное преимущество позволит проводить его установку в сложных эксплуатационных условиях.

Измеряемые величины: объемный расход, массовый расход, скорость потока. Измерение расходомером FLUXUS F808 осуществляется неинтрузивным методом, ультразвуковые датчики устанавливаются снаружи на трубу, благодаря этому измерительное оборудование не подвергается износу измеряемой средой. Установка или ремонт датчиков может проводиться во время эксплуатации.

Принцип действия расходомеров основан на измерении времени прохождения ультразвуковых импульсов по направлению движения жидкости (газа) и против него. Разность этих времен пропорциональна средней скорости движения жидкости (газа) по трубопроводу. Зная эпюру распределения скоростей в месте установки ультразвуковых датчиков и площадь внутреннего сечения трубопровода, можно определить расход и количество жидкости (газа). Расходомер проверяет специальным электронным блоком поступающие ультразвуковые сигналы на пригодность для поведения измерений и оценивает достоверность результатов значений. Паразитные сигналы подавляются.

2.5.2.2 Датчик уровня

Для определения уровня нефти и уровня раздела фаз нефть-вода в отстойнике, в разрабатываемой АСУ ТП будут использоваться двухуровневые уровнемеры. При выборе были рассмотрены два вида уровнемеров: магнитный уровнемер КМ26 (рисунок 7) и магнитострикционный уровнемер АТ100 (рисунок 8), их сравнительная характеристика представлена таблице 8.



Рисунок 7 – Магнитный уровнемер
КМ26



Рисунок 8 – Магнитострикционный
уровнемер АТ100

Таблица 8 – Основные технические характеристики датчиков КМ26 и АТ100

| | Характеристики магнитного уровнемера КМ26 [16]: | Характеристики магнитострикционного уровнемера АТ100 [17]: |
|--------------------------------------|---|--|
| Диапазон измерения уровня | до 10 м; | до 22,3 м; |
| Точность измерений | 0,01 %; | |
| Одновременное измерение двух уровней | Да | |
| Температура рабочей среды | от -200 до 537 °С | от -196 до 427 °С |
| Давление рабочей среды | до 310 МПа | до 207 МПа |
| Температура окружающей среды | от -50 до 77 °С | |
| Напряжение питания | 13.5 - 36 В пост. тока | |

Продолжение таблицы 8

| | | |
|---|---|--|
| Дополнительно | Преобразователь и индикатор не соприкасаются со средой. | Встроенный фильтр радиочастотных и электромагнитных помех; |
| Изменение диэлектрической постоянной, плотности, температуры, давления пара и кипения не влияет на измерение показателей; | | |

Магнитный уровнемер КМ26 уступает магнитострикционному уровнемеру АТ100 в дальности измерения уровня, и лучше в значении максимальной температуры и давлении рабочей среды, но в данном случае это не влияет на выбор. Поэтому для измерения уровня нефти и раздела фаз «нефть-вода» будет использоваться АТ100.

Принцип работы:

Работа АТ100 основана на принципе магнитострикции. Суть принципа заключается в следующем: при изменении состояния намагниченности тела его объём и линейные размеры изменяются [18]. Основным элементом датчика – направляющая трубка, содержит внутри провод, по которому проходят импульсы тока, через фиксированные промежутки времени. Взаимодействие импульса тока с магнитным полем поплавка приводит к возникновению в проводе крутильной деформации в месте нахождения поплавка, которая в виде волны распространяется вдоль провода с известной скоростью в оба конца. В корпусе прибора размещён пьезомагнитный чувствительный элемент, который преобразует полученные механические волны в электрический импульс. С помощью микропроцессорной электроники измеряется интервал времени между отправленным и принятым импульсами, который пропорционален измеряемому уровню [17].

Применение уровнемеров АТ-100 в отстойнике

Поплавок для измерения верхнего уровня рассчитывается таким образом, чтобы он всегда находился на поверхности водо-нефтяной эмульсии. Второй поплавок игнорирует верхнюю жидкость и находится на границе раздела сред нефть-вода. При этом он чувствует разность плотностей вплоть до 0.03, АТ-100 выдает один сигнал 4-20мА пропорциональный верхнему уровню и второй сигнал 4-20мА для границы раздела сред. В конструкции АТ100 имеется сигнализатор уровня, который при настройке будет срабатывать, при приближении поплавка, для сброса воды.

2.5.2.3 Датчик давления

Проектируемая СДУ УКПН предусматривает измерение давлений нефти и нефтяной эмульсии в системе. При выборе датчика давления было рассмотрено два варианта: датчик для измерения давления и расхода LD300 (рисунок 9) и датчик избыточного давления Rosemount 3051 (рисунок 10).



Рисунок 9 – Датчик давления и расхода LD300



Рисунок 10 – датчик давления Rosemount 3051

Таблица 9 – Основные технические характеристики датчиков LD300 и Rosemount 3051

| | Характеристики LD300 [19] | Характеристики Rosemount 3051 [20] |
|---------------------|--|--|
| Измеряемые величины | избыточное, абсолютное, дифференциальное давление и расход | перепад давления, избыточное, абсолютное давление, уровень, расход |

| | | |
|---|-------------|---------------|
| Погрешность измерений в реальных условиях | $\pm 0,1\%$ | $\pm 0,085\%$ |
|---|-------------|---------------|

Продолжение таблицы 9

| | | |
|--|--|-----------------------------|
| Погрешность измерений после эксплуатации в течении 5 лет | $\pm 0,125\%$ | |
| Выходной сигнал | 4-20мА, HART протокол; Цифровой на базе протокола Foundation Fieldbus; цифровой на базе протокола Profibus PA; | |
| Диапазон давлений: | от 0 до $400 \cdot 10^5$ Па | от 0 до $689 \cdot 10^5$ Па |
| Диапазон рабочих температур | от -55 до 85 °С | от -50 до 80 °С |
| Цена | от 60 000 руб. | до 55 000 руб. |

Данные измерительные устройства имеют разное значение погрешности измерений в реальных условиях, при этом Rosemount 3051 имея значение меньше, предполагает больший диапазон измеряемого давления.

Принцип работы:

В датчиках Rosemount 3051 преобразование разности давлений происходит за счет двух видов сенсорных модулей на базе емкостной ячейки и тензорезистивного сенсора. Использование штуцерной модели на базе тензорезистивного сенсора дает больший диапазон измеряемого давления, что подходит для нефтегазовой отрасли.

В преобразователях с тензорезистивным сенсором измеряемое давление через разделительную мембрану и заполняющую жидкость передается на измерительную мембрану, изгиб которой вызывает изменение сопротивления в цепи моста Уинстона. Сигнал рассогласования преобразуется в цифровой сигнал для обработки микропроцессором.

Сенсорный модуль имеет встроенный термометр для коррекции и учета температурных эффектов [20].

2.5.2.4 Датчик температуры

В колонне стабилизации для качественного отделения от нефти легких фракций необходимо поддерживать определенную температуру, а для этого требуется контролировать температуру в печи. Для выполнения данной задачи были рассмотрены два вида датчиков: Rosemount 565 (рисунок 11) и Rosemount 1080C (рисунок 12). В таблице 10 представлены технические характеристики данных датчиков.



Рисунок 11 – Многоточечный датчик температуры Rosemount 565



Рисунок 12 – Многоточечная термопара Rosemount 1080C

Таблица 10– Основные технические характеристики датчиков Rosemount 565 и Rosemount 1080C

| | Характеристики Rosemount 565 [21] | Характеристики Rosemount 1080C [22] |
|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| Диапазон давления жидкости | 0-4 МПа | 0-2 МПа |
| Диапазон температур рабочей среды | От -20 до +350 °С | от -40 до 750 °С |
| Кол-во контрольных точек | Макс. 16 | От 2 до 60 |
| Длина измерительного органа | 5-60 м. | До 30 м. |

| | |
|---|------------------------------|
| Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения | 0.15 °С |
| Погружаемый материал | Нержавеющая сталь (AISI 316) |

Продолжение таблицы 10

| | | |
|------------------------------|---|---|
| Температура окружающей среды | от -50 до +80 °С | |
| Выход | Высокоскоростной обмен данными с преобразователем Rosemount 2240S по RS485/Modbus | Беспроводной измерительный преобразователь Rosemount 848T |

Из таблицы видно, что Rosemount 1080C имеет большее количество контрольных точек, и длину измерительного щупа до 30 метров, что лишает возможности установки его в колоннах высотой 40 метров. Максимальное значение температуры рабочей среды для Rosemount 1080C на порядок выше значения Rosemount 565. Для получения выходного сигнала Rosemount 1080C необходим беспроводной измерительный преобразователь Rosemount 848T. Установка данного преобразователя должна выполняться в непосредственной близости от процесса. Использование Rosemount 848T не желательно, так как передача показаний будет не возможна из-за того что он рассчитан на температуру окружающей среды от минус 20 °С [23]. Был выбран датчик Rosemount 565, так как получение выходного сигнала не требует дополнительного обслуживания и максимальное значение рабочей среды соответствует требованиям.

Датчик Rosemount 565 устанавливается на фланец или на резьбовое соединение в верхней части технологического объекта. Точечные элементы располагаются внутри гибкой газонепроницаемой защитной трубки, изготовленной из гофрированной нержавеющей стали. Точечные элементы

прикреплены к проводу, который пролегает от верхней к нижней части датчика. Для защиты от всплытия при заполнении резервуара и закрепления датчика горизонтально, необходимо зафиксировать трубу в нижней части.

Измерение осуществляется с использованием шестнадцати точечных элементов Pt-100 на разной высоте. Принцип работы термометра сопротивления Pt100 основан на зависимости электрического сопротивления металлов от температуры [24]. Термопреобразователи изготавливают в виде катушки из тонкой медной или платиновой проволоки на каркасе из изоляционного материала, заключенной в защитную гильзу.

Многоканальный измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S может быть установлен как на верхнюю поверхность датчика температуры, так и удаленно — на трубу диаметром от 33.4 до 60.3 мм или в стену [25]. Возможная температура окружающей среды может изменяться от минус 50 до 85 °С, что соответствует требованиям технического задания.

2.5.3 Выбор исполнительных устройств

2.5.3.1 Задвижка

В нефтяной промышленности обычно применяются два вида задвижек: шиберные и клиновые. Клиновые задвижки имеют недостатки из-за конструкции, например невозможность очистки от механических отложений подклинового пространства без разборки изделия, что со временем приводит к потере герметичности. Шиберные задвижки сохраняют герметичность на все время использования. Для реализации АСУ ТП были выбраны задвижки производства компании «АРМАТЭК». Температура рабочей среды задвижки должна быть до 250 °С, а минимальная температура окружающей среды от минус 50 °С, при рабочем давлении 1 МПа. Так же основным требованием является наличие ручного и автоматизированного управления, технические характеристики задвижки, приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики задвижки АРМАТЭК

| | |
|--|-------------------------------------|
| Диаметр | 300 мм |
| Температура окружающей среды | от -60 до +80 °С, влажность до 98 % |
| Температур рабочей среды | от -50 до +300 °С |
| Управление | ручное, пневмо- и электроприводом |
| Напряжение питания сети для электропривода | 3 х 380 В, 1х220 В, 50 Гц, АС |



Рисунок 13 – Задвижка шиберная с электроприводом

Шиберные задвижки АРМАТЭК (рисунок 13), специализированы на применение в рабочих средах с большим содержанием механических включений [26]. Для данных задвижек применяются электроприводы АРМАТЭК-МО, технические характеристики электропривода, приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики электропривода АРМАТЭК-МО

| | |
|------------------------------|------------------|
| Момент максимальный | 1000 Н · м |
| Время поворота на 90° | 25 с |
| Электропитание, частота | 380 В, 50 Гц |
| Мощность электродвигателя | 370 Вт |
| Температура окружающей среды | от -60 до +80 °С |

Шибер задвижки опускается и поднимается перпендикулярно потоку между двумя фланцами, на шток шиберы устанавливается привод с ручным и дистанционным управлением.

2.5.3.2 Насос

Для перемещения эмульсии в УКПН необходим насос обеспечивающий максимальную подачу 560 м³/ч, в связи с этим был выбран нефтяной насос НК560/300 (рисунок 14) производства компании «Южуралгидромаш». НК560/300 это горизонтальный, центробежный, консольный и одноступенчатый насос.



Рисунок 14 – Насос НК560/300

Для данного насоса необходимо использовать электродвигатель типа 4АЗМ-800/6000 УХЛ4 [27]. Технические характеристики насоса и электродвигателя, приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики насоса НК560/300 и электродвигателя 4АЗМ-800/6000 УХЛ4 [28]

| | |
|-------------------------|---|
| Подача | 560 м ³ /ч |
| Напор | 300 м |
| Перекачиваемая среда: | нефтепродукты: плотностью до 1 т/м ³ , вязкостью до 0,01 см ² /сек |
| Мощность ЭД | 800 кВт |
| Частота вращения ЭД | 2979 об/мин |
| Ток статора ЭД | 90 А |
| Скольжение ЭД | 0,7 % |
| КПД ЭД | 96 % |
| Коэффициент мощности ЭД | 0,89 о.е. |

2.6 Разработка схемы внешних проводок

Схема соединений внешних проводок отображает подключение следующих приборов, установленных на технологическом оборудовании:

- датчик температуры Rosemount 565;
- датчик уровня АТ-100;
- расходомер FLUXUS F800;
- датчик давления Rosemount 3051.

Для датчиков Rosemount и АТ-100 является обязательным условием экранирование кабеля [17, 20, 21], в связи с этим был выбран кабель КВВГЭнг. Данный кабель применяется для прокладки в помещениях, каналах, туннелях, в условиях агрессивной среды, при отсутствии механических воздействий на кабель, при необходимости защиты электрических цепей от влияния внешних электрических полей. Для остальных приборов будет применять КВВГнг, конструкционное отличие данных кабелей представлено на рисунке 15.



а) кабель КВВГнг

б) кабель КВВГЭнг

Рисунок 15 – Конструкция кабелей КВВГ

На рисунке 15(а) представлен кабель КВВГнг, со следующей конструкцией:

1. жила – медная проволока;
2. изоляция – ПВХ композиция пониженной пожароопасности;
3. оболочка – ПВХ композиция пониженной пожароопасности.

На рисунке 15(б) представлен кабель КВВГЭнг, со следующей конструкцией:

1. жила – медная проволока;
2. изоляция – ПВХ композиция пониженной пожароопасности;
3. внутренняя оболочка – ПВХ композиция пониженной пожароопасности;

4. экран – алюминиевая фольга;
5. оболочка – ПВХ композиция пониженной пожароопасности;

Согласно правилам устройства электроустановок во взрывоопасных зонах любого класса все приборы и установки подлежат заземлению и занулению [29]. Значит, что все клеммные коробки, приборы, исполнительные механизмы и кабели (при необходимости) необходимо заземлить и занулить. Можно использовать систему зануления TN-C, это простая система зануления, в которой нулевой проводник N и нулевой защитный PE совмещены по всей своей длине [30]. Совместный проводник обозначается аббревиатурой PEN.

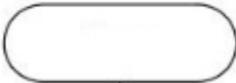
Разработанная схема внешних проводок для датчиков установки комплексной подготовки нефти, согласно ГОСТ 21.408-2013, приведена в приложении Е (ФЮРА.425280.001 ЭС 05).

2.7 Разработка алгоритмов управления

2.7.1 Алгоритм пуска насоса

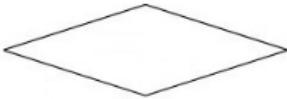
Правила выполнения блок-схем регламентируются ГОСТ 19.701-90 «Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Условные обозначения и правила выполнения» [31]. Стандарт в частности регулирует способы построения схем и внешний вид их элементов. Данный стандарт устанавливает внешний вид элементов, в таблице 14 приведены основные блоки.

Таблица 14 – Символьные обозначения блоков схемы

| Символьное обозначение | Описание |
|---|--|
|  | Начало/конец |
|  | Определенный процесс. Процесс, принцип действия которого описан |

| | |
|--|----------|
| | отдельно |
|--|----------|

Продолжение таблицы 14

| | |
|---|---|
|  | Решение. Выбор из нескольких условий |
|  | Процесс. Выполнение указанного действия |
|  | Документ. Оповещение оператора на экране |
|  | Специальный символ |

Также в блок-схемах используется вспомогательный символ, который отображает обрыв линии и продолжение ее в другом месте, изображенный в последней строке таблицы 14. Данный символ имеет свой уникальный порядковый номер для каждого обрыва.

В рамках данной работы был разработан алгоритм для пуска насоса, который представляет собой набор инструкций, регламентирующих последовательность действий при достижении некоторого результата. Разработанный алгоритм пуска насоса, приведен в приложении Ж (ФЮРА.425280.001 ЭС 06).

2.7.2 Алгоритм автоматического регулирования технологического параметра

Одним из этапов проектирования является разработка алгоритма автоматического регулирования технологического параметра. В данной системе такими параметрами являются, уровень нефти и уровень раздела фаз нефть-вода в отстойнике. Алгоритм должен обеспечивать контроль двух уровней, уровень нефти в резервуаре регулируется насосом и задвижкой, сброс воды осуществляется через задвижку, по показаниям датчиков.

Разработанный алгоритм с учетом символьных обозначений, описанных в таблице 14, представлен в приложении 3 (ФЮРА.425280.001 ЭС 07).

Согласно полученному алгоритму была разработана структурная схема системы автоматического регулирования уровнями нефти и раздела фаз нефть-вода, структурная схема приведена на рисунке 16.

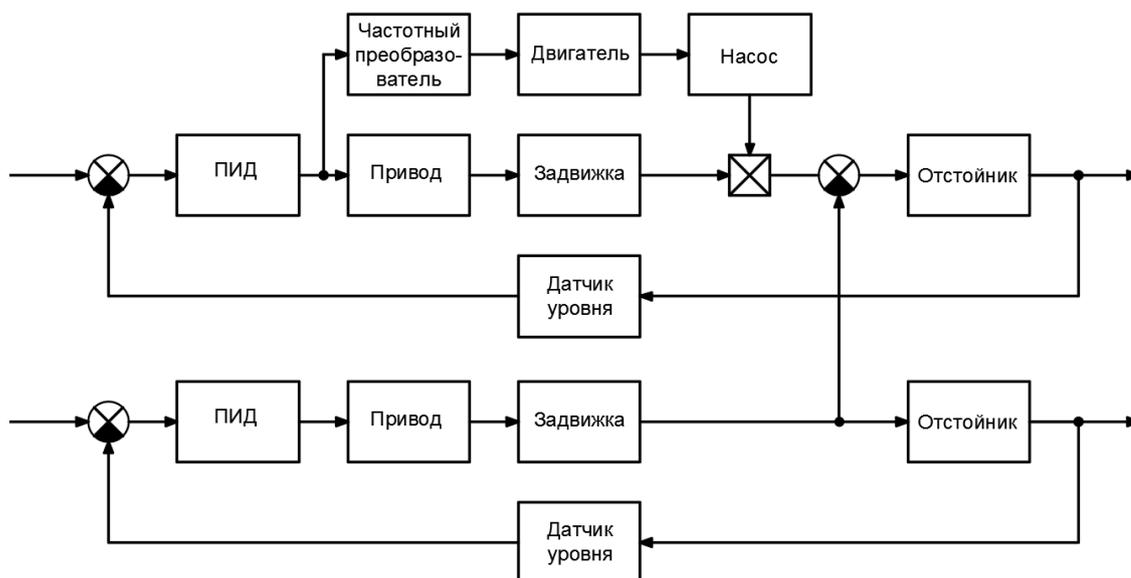


Рисунок 16 – Структурная схема

Для моделирования процесса необходимо получить передаточные функции каждого объекта.

ПИД-регулятор:

$W_{\text{ПИД}}(s) = k_p + k_d s + \frac{k_i}{s}$, где k_p , k_d , и k_i – коэффициенты ПИД-регулятора [32].

Исполнительный орган 1

Для управления задвижкой с контроллера используется электропривод. Электропривод представляет собой асинхронный двигатель и редуктор, передаточная функция асинхронного двигателя 5 записывается апериодическим звеном первого порядка, так как в ходе эксплуатации двигатель работает в единственном статическом режиме [33]:

$$W_{\text{ПР}}(s) = \frac{k_{\text{ПР}}}{T_{\text{ПР}}s + 1}. \quad (5)$$

Так как в данной задаче нас не интересуют внутренние параметры, детальное описание структуры, а также его подробное математическое описание, с точки зрения контура входного напряжения – выходной частоты.

Коэффициент $T_{\text{ПР}}$ это время за которое задвижка откроется из закрытого состояния, согласно номенклатуре на электропривод $T_{\text{ПР}} = 10$ сек. $k_{\text{ПР}}$ – это коэффициент усиления звена $k_{\text{ПР}} = 1$, подставим данные числа в 5:

$$W_{\text{ПР}}(s) = \frac{1}{10s + 1}.$$

Передаточная функция редуктора имеет вид 6 [34]:

$$W_{\text{ред}}(s) = \frac{1}{i_{\text{ред}}}, \quad (6)$$

где $i_{\text{ред}}$ – это передаточное число редуктора.

В электроприводе АРМАТЭК-МО-1800 используется четверть-оборотный редуктор Q-4000-S со штурвалом W-500, для данного редуктора передаточное отношение равно 72 к 1, подставим числовое значение в 6 и передаточная функция примет вид:

$$W_{\text{ред}}(s) = \frac{1}{72}.$$

Передаточная функция задвижки представляет собой интегратор 7 [35]:

$$W_3(s) = \frac{1}{s}. \quad (7)$$

Исполнительный орган 2

Для управления насосом необходимо использовать асинхронный двигатель и частотный преобразователь. Передаточная функция двигателя приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка [33]:

$$W_{\text{дв}}(s) = \frac{k_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}}s + 1}, \quad (8)$$

где $k_{\text{дв}}$ – это коэффициент усиления данного двигателя, из технической документации известно, что $k_{\text{дв}} = 0.89$, $T_{\text{дв}}$ рассчитывается по формуле: $T_{\text{дв}} = \frac{1}{2\pi Jc}$, где J – это момент инерции к валу двигателя, $J = 0.52$ кг·м², а c –

критическое скольжение асинхронного двигателя $s = 0.7 \%$. Следовательно, $T_{дв} = 0.4375$, тогда подставив числовые значения в 8, получим:

$$W_{дв}(s) = \frac{0.89}{0.44s + 1}$$

Для данной системы будет использоваться линеаризованная модель преобразователя частоты:

$$W_{ПЧ}(s) = \frac{k_{ПЧ}}{T_{ПЧ}s + 1}$$

где $k_{ПЧ}$ – коэффициент усиления преобразователя частоты, а $T_{ПЧ}$ – постоянная времени преобразователя частоты. Рассчитаем коэффициенты для преобразователя частоты: $k_{ПЧ} = \frac{f}{I_3} = \frac{50}{16} = 3.125 \frac{\text{Гц}}{\text{мА}}$, где $f = 50 \text{ Гц}$ – номинальная частота напряжения сети, $I_3 = 16 \text{ мА}$ – ток задания, принимается стандартным (20-4)=16 мА, $T_{ПЧ} = 0.01 \text{ с}$.

Насос и гидравлическая сеть – инерционные звенья, которые могут быть представлены апериодическим звеном первого порядка:

$$W_{Н}(s) = \frac{k_{Н}}{T_{Н}s + 1}$$

где $k_{Н}$ – коэффициент преобразования насоса, $T_{Н}$ – постоянная времени насоса, $T_{Н} = 0.001 \text{ с}$. При столь малой постоянной времени допустимо пренебречь и считать насос безынерционным звеном: $W_{Н}(s) = k_{Н}$, где

$k_{Н} = \sqrt{\frac{H}{w^2}}$. Согласно техническим характеристикам насоса, приведенным в таблице 4, $k_{Н} = 0.21$.

Объект управления

В качестве объекта управления выступает отстойник, передаточная функция отстойника определяется как передаточная функция резервуара.

Таблица 15 – Габаритные размеры отстойника нефти

| | |
|------------------------------|-----|
| Объем, м ³ | 200 |
| Давление (максимальное), МПа | 1,6 |
| Давление (рабочее), МПа | 0,6 |

| | |
|--------------------------|-------|
| Длина, L мм | 22000 |
| Высота, H мм | 4320 |
| Внутренний диаметр, D мм | 3432 |

Согласно [36], передаточная функция отстойника нефти имеет вид 3, полный вывод этой формулы приведен в приложении И:

$$W_{отс}(s) = \frac{k_{отст}}{s}, \text{ где } k_{отст} = \frac{1}{2 \cdot L \cdot \sqrt{Dh - h^2}}. \quad (9)$$

Рассчитаем $k_{отст}$ для уровня воды, учитывая, что h_B – уровень раздела фаз нефть-вода (1.4 м), R – радиус отстойника, $k_{отст} = \frac{1}{2 \cdot 22 \cdot \sqrt{3.432 \cdot 1.4 - 1.4^2}} = 0,0135$.

Для уровня нефти требуется пересчитать $k_{отст}$, учитывая, что h_H – уровень нефти (3 м) $k_{отст} = \frac{1}{2 \cdot 22 \cdot \sqrt{3.432 \cdot 3 - 3^2}} = 0,0175$

Датчик

Передаточная функция датчика представляет собой коэффициент, который принимаем равным 1 для обоих случаев.

Моделирование процесса было выполнено в графической среде Simulink программного обеспечения Matlab, полученная операторно-структурная схема, представлена на рисунке 17.

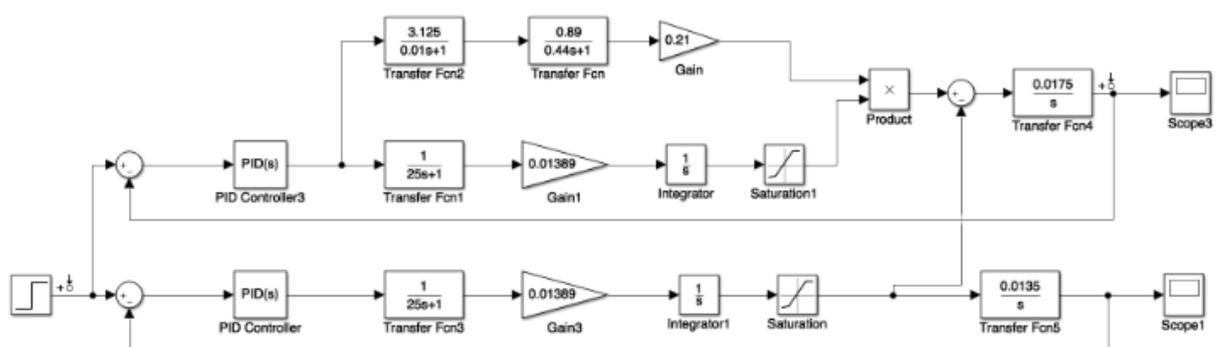


Рисунок 17 – Модель системы в Simulink

Проведем автоматическую настройку ПИД-регулятора, так как первая система не линейная, автоматически ПИД-регулятор для нее настроить не получится. Для настройки первого ПИД-регулятора использовался метод Циглера-Николса. Суть метода состоит в том, чтобы постепенно увеличивать коэффициент пропорциональности регулятора, при нулевой интегральной и

дифференциальной составляющей, пока система не выйдет на автоколебания [37]. Далее по следующим формулам рассчитываются параметры регулятора: $k_{\text{п}} = 0.06 \cdot k_{\text{пред}}$, $T_{\text{и}} = \frac{T_{\text{пред}}}{2}$, $T_{\text{д}} = \frac{T_{\text{пред}}}{82}$, где $k_{\text{пред}}$ – это коэффициент пропорциональности регулятора при автоколебаниях, $T_{\text{пред}}$ – это период колебаний.

При настройке регулятора, выяснилось, что нет необходимости использовать ПИД-регулятор, будет достаточно П-регулятора с $k_{\text{п}} = 20$. График переходного процесса системы, полученный при ручной настройке первого регулятора, приведен на рисунке 18.

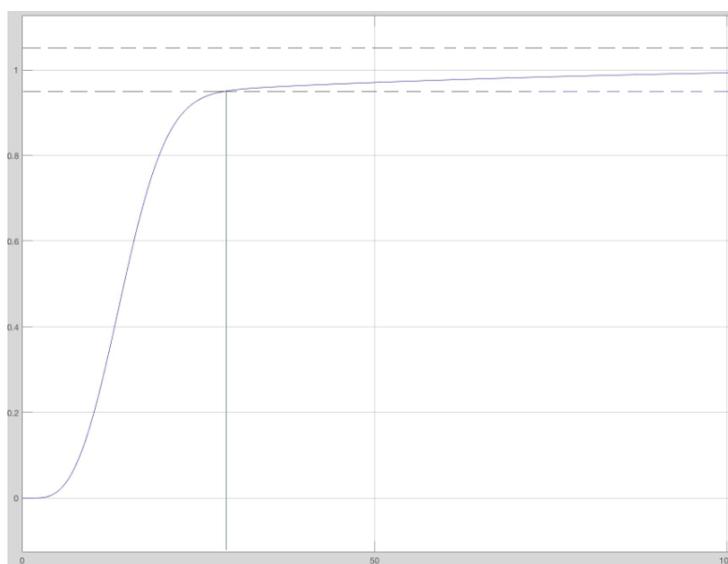


Рисунок 18 – Переходный процесс системы контроля за уровнем нефти в отстойнике

Как видно из графика (рисунок 18) время переходного процесса составляет $t_{\text{пт}} = 29$ с, при нулевом перерегулировании ($\sigma = 0$ %).

Проведем автоматическую настройку второго ПИД-регулятора. График переходного процесса, полученный при автоматической настройке регулятора, представлен на рисунке 19.

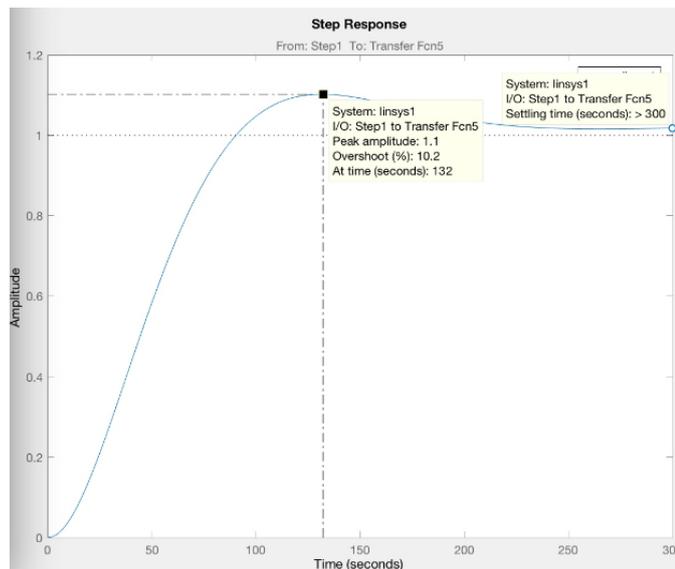


Рисунок 19 – Переходный процесс системы контроля за уровнем раздела фаз нефть-вода

Полученные коэффициенты при автоматической настройке ПИД-регулятора приведены на рисунке 20.

| | |
|-------------------------|----------------------|
| Proportional (P): | 0.0733612201631693 |
| Integral (I): | 9.19633607061252e-06 |
| Derivative (D): | 130.02870270428 |
| Filter coefficient (N): | 2.4556587756087 |

Рисунок 20 – Коэффициенты ПИД-регулятора

Из рисунка 19 видно, что $t_{\text{инт}} = 449$ с, а перерегулирование $\sigma = 10.2$ %.

Анализируя полученные результаты моделирования системы можно сказать, что система выходит на установившееся значение с незначительным перерегулированием, что говорит о работоспособности и устойчивости системы.

2.8 Разработка экранных форм

Средой разработки экранных форм является Simatic WinCC Explorer. Программное обеспечение для создания человеко-машинного интерфейса SIMATIC WinCC (Windows Control Center) является составной частью семейства систем автоматизации Siemens AG и использует базу данных

MicrosoftSQL Server. Данная SCADA-система работает под управление операционных систем семейства Microsoft Windows. Полученное дерево экранных форм приведено в приложении К (ФЮРА.425280.001 ЭС 08).

Экранные формы отображают следующую информацию:

- состояние исполнительных механизмов, датчиков, оборудования;
- показания датчиков температуры, давления, уровня и расхода;
- имя пользователя;
- архив действий оператора;
- предупредительные сообщения;
- аварийные сообщения.

Для начала работы в программе необходимо авторизоваться в системе, окно авторизации представлено на рисунке 20.

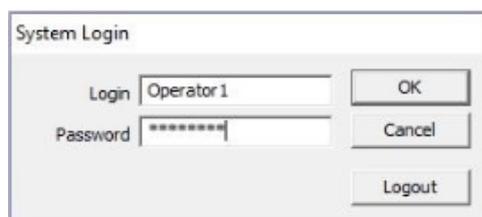
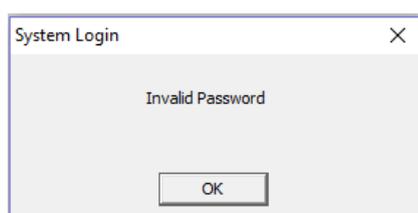
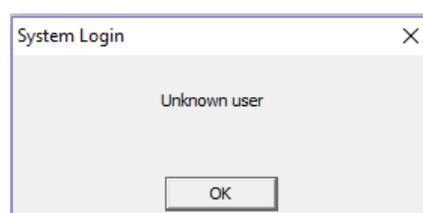


Рисунок 20 – Окно авторизации

В случае если пароль или логин введены не верно, система выдаст сообщение представленное на рисунках 21.а и 21.б, соответственно.



а



б

Рисунок 21 – Оповещение о неверной авторизации

Если пользователь не пройдет авторизацию, управление в программе будет недоступно, окно ошибки представлено на рисунке 22.

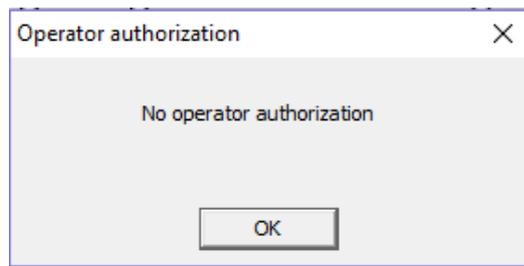


Рисунок 22 – Оповещение для не авторизованного пользователя

В левой части экрана располагается меню, с помощью которого оператор может выбрать установку для управления (одну из четырех), войти/выйти из учетной записи, выйти из программы.

В нижней части экрана располагается второе меню, с помощью которого оператор может включить/выключить отображение следующих параметров:

- состояние насосов и задвижек;
- маркировка элементов;
- показания датчиков расхода (объем нефти), температуры и давления.

Оператор имеет возможность просмотреть архив операций и аварийные сообщения за время своего сеанса, на рисунках 23 и 24 представлены диалоговые окна аварийных сообщений и архива операций, соответственно.

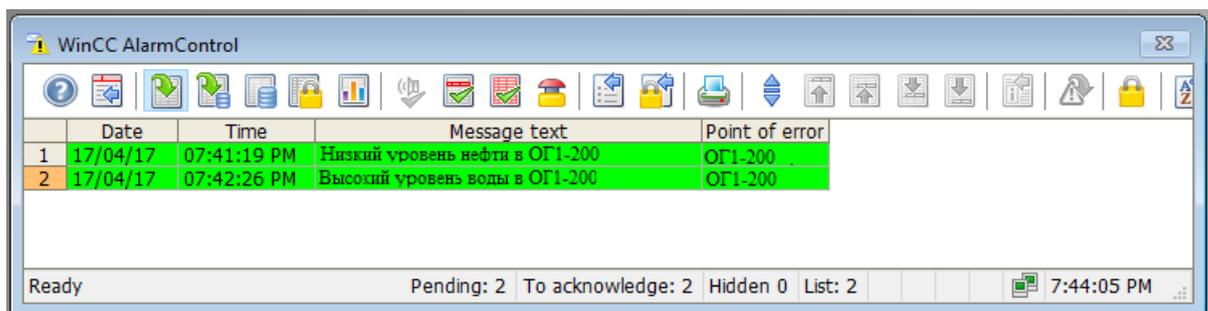


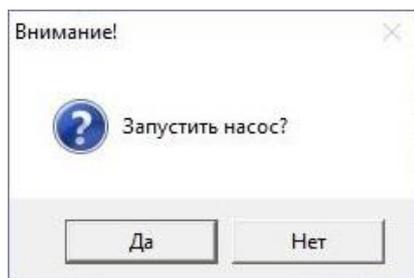
Рисунок 23 – Аварийные сообщения

| | Время | Уровень нетяной э | Уровень раздела | Состояние задви... | Состояние задви... | Состояние задви... | Состояние нас |
|----|-------------------|-------------------|-----------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------|
| 39 | 4/17/2017 7:44:12 | 298,048 | 118,073 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 40 | 4/17/2017 7:44:22 | 298,075 | 118,052 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 41 | 4/17/2017 7:44:32 | 298,091 | 118,080 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 42 | 4/17/2017 7:44:42 | 298,090 | 118,079 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 43 | 4/17/2017 7:44:52 | 298,028 | 118,063 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 44 | 4/17/2017 7:45:02 | 298,051 | 118,036 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 45 | 4/17/2017 7:45:12 | 298,026 | 118,087 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 46 | 4/17/2017 7:45:22 | 298,035 | 118,045 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 47 | 4/17/2017 7:45:32 | 298,060 | 118,025 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 48 | 4/17/2017 7:45:42 | 298,023 | 118,031 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 49 | 4/17/2017 7:45:52 | 298,039 | 118,044 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 50 | 4/17/2017 7:46:02 | 298,026 | 118,011 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 51 | 4/17/2017 7:46:12 | 298,023 | 118,038 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 52 | 4/17/2017 7:46:22 | 298,026 | 118,053 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 53 | 4/17/2017 7:46:32 | 298,072 | 118,043 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 54 | 4/17/2017 7:46:42 | 298,073 | 118,022 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 55 | 4/17/2017 7:46:52 | 298,014 | 118,044 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 56 | 4/17/2017 7:47:02 | 298,045 | 118,084 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 57 | 4/17/2017 7:47:12 | 298,020 | 118,091 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 58 | 4/17/2017 7:47:22 | 298,034 | 118,027 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 4/17/2017 7:47:32 | 298,040 | 118,013 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 4/17/2017 7:47:42 | 298,049 | 118,090 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 61 | 4/17/2017 7:47:52 | 298,044 | 118,065 | 1 | 1 | 0 | 1 |
| 62 | 4/17/2017 7:48:02 | 298,042 | 118,063 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 63 | 4/17/2017 7:48:12 | 298,014 | 118,067 | 1 | 1 | 1 | 1 |

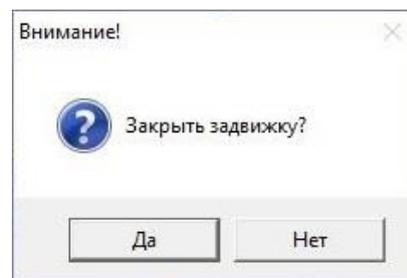
Рисунок 24 – Архив операций

Для правильной работы оператора введены следующие специальные системные оповещения:

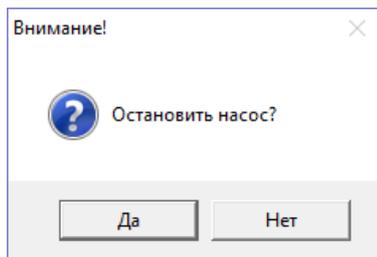
- «Запустить насос?» (рисунок 25.а);
- «Заккрыть задвижку?» (рисунок 25.б);
- «Выключить насос?» (рисунок 25.в);
- «Открыть задвижку?» (рисунок 25.г);
- «Внимание! Закрытие задвижки привет к отключению насоса! Продолжить?» (рисунок 25.д);
- «Внимание! Включение насоса невозможно, задвижка закрыта!» (рисунок 25.е);



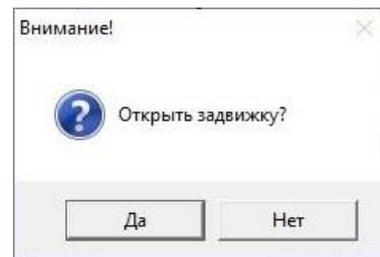
а



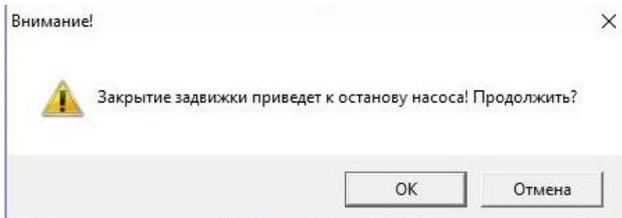
б



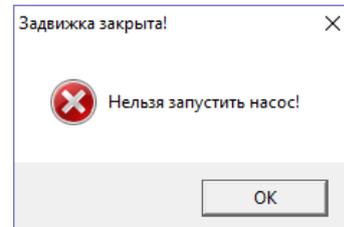
В



Г



Д



е

Рисунок 25 – Системные оповещения

На экранных формах используются цветовая индикация и текстовые сообщения для оптимизации работы оператора. В исполнительных механизмах используется цветовая маркировка согласно таблице 16.

Таблица 16 – Цветовая маркировка работы исполнительного оборудования

| Цвет | Расшифровка |
|---------|----------------------|
| Красный | Закрит (выключен) |
| Желтый | Переходное состояние |
| Зеленый | Открыт (Включен) |

Для визуализации датчиков уровня, давления и температуры, также используется цветовая маркировка согласно таблице 17.

Таблица 17 – Цветовая маркировка работы датчиков

| Цветовая маркировка | Расшифровка |
|---------------------|-----------------------|
| Красный | Аварийный уровень |
| Желтый | Предаварийный уровень |
| Зеленый | Рабочее значение |

В приложении Л (ФЮРА.425280.001 ЭС 09) приведена экранная форма начального запуска программы, и экранная форма процесса наполнения резервуара Р-1 в приложении М (ФЮРА.425280.001 ЭС 10).

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИИ»**

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------------|
| Группа | ФИО |
| 8Т31 | Барышевой Зое Юрьевне |

| | | | |
|----------------------------|----------------------|----------------------------------|--|
| Институт | Институт кибернетики | Кафедра | СУМ |
| Уровень образования | Бакалавр | Направление/специальность | 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств» |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|---|---|
| <p>1. Показатели оценки качества разработки.</p> <p>2. Показатели оценки коммерческого потенциала разработки.</p> | <p>1. Повышение производительности, удобство в эксплуатации, энергоэкономичность, уровень шума, помехоустойчивость, надежность, безопасность, потребность в ресурсах памяти, качество интеллектуального интерфейса.</p> <p>2. Конкурентоспособность, уровень проникновения на рынок, цена, предполагаемый срок эксплуатации, послепродажное обслуживание.</p> |
|---|---|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| <p>1. Потенциальные потребители результатов исследования.</p> <p>2. Анализ конкурентных технических решений.</p> <p>3. SWOT – анализ.</p> <p>4. Планирование в рамках научного исследования.</p> <p>5. Бюджет научно-технического исследования.</p> | <p>1. Анализ потенциальных потребителей, актуальность работы.</p> <p>2. Анализ основных конкурентов.</p> <p>3. Выявление и анализ сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз.</p> <p>4. Оценка трудоемкости ВКР в человеко-днях.</p> <p>5. Расчет бюджета проекта.</p> |
|---|---|

| | |
|---|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|---|--|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|--------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент кафедры МЕН | Спицын Владислав Владимирович | Кандидат экономических наук | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|----------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 8Т31 | Барышева Зоя Юрьевна | | |

3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Целью данной работы является разработка системы диспетчерского управления для установки комплексной подготовки нефти, на базе WinCC TIA Portal. В настоящее время данная разработка является наиболее перспективной, так как большинство компаний проводят автоматизацию технологических процессов для экономии ресурсов и повышения качества продукта. Достичь поставленных задач планируется с помощью использования качественных и надежных составляющих, а невысокую цену конечного продукта получить за счет низкой цены проектировки.

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследований являются организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности занимающиеся очисткой и подготовкой нефтепродуктов. Для данных предприятий индивидуально разрабатывается система диспетчерского управления для установки комплексной подготовки нефти.

В нефтегазовой отрасли такие компании как «Роснефть», «Башнефть», «Татнефть» и другие активно проводят замену полевого управления на дистанционное. На рынке на данный момент представлены 2 вида компаний: предоставляющие свои услуги дорого и качественно, либо недорого и некачественно, данная разработка позволит занять место компании предоставляющей свои услуги не дорого, но качественно.

3.2 Анализ конкурентных технических решений

В Томской области лидерами в отрасли автоматизации являются «ЭлеСи» и «ИндаСофт».

Компания «ЭлеСи» занимается построением систем диспетчерского контроля и управления технологическими процессами на базе SCADA Infinity с использованием контроллеров собственного производства. Данные разработки имеют невысокую цену за счет того, что программное обеспечение и контроллерное оборудование компания производит самостоятельно, но разрабатываемые ПЛК уступают по производительности и надежности зарубежным лидерам, в связи с этим могут обеспечить только автоматизацию систем низкой степени сложности.

Компания «ИндаСофт» была создана в 1996 году на базе Института Проблем Управления РАН. На сегодняшний день «ИндаСофт» имеет высокий уровень компетенции в создании автоматизированных систем класса MES для непрерывных и дискретных производств. За высокую стоимость компания предлагает приобрести качественную и надежную автоматизацию технологического процесса.

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, приведенной в таблице 18.

Таблица 18 – Оценочная карта

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентно-способность | | |
|---|--------------|------------------------|-------|----------|-------------------------|-------|----------|
| | | Разрабатываемая СДУ ТП | ЭлеСи | ИндаСофт | Разрабатываемая СДУ ТП | ЭлеСи | ИндаСофт |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| Повышение производительности | 0.08 | 5 | 5 | 5 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| Удобство в эксплуатации | 0.10 | 4 | 3 | 5 | 0.4 | 0.3 | 0.5 |

Продолжение таблицы 18

| | | | | | | | |
|---|------|----|----|----|------|------|------|
| Энергоэкономичность | 0.04 | 4 | 5 | 4 | 0.16 | 0.2 | 0.16 |
| Уровень шума | 0.04 | 5 | 5 | 5 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| Помехоустойчивость | 0.06 | 5 | 4 | 5 | 0.3 | 0.24 | 0.3 |
| Надежность | 0.10 | 4 | 3 | 4 | 0.4 | 0.3 | 0.4 |
| Безопасность | 0.08 | 5 | 4 | 5 | 0.4 | 0.32 | 0.4 |
| Потребность в ресурсах памяти | 0.05 | 4 | 5 | 5 | 0.2 | 0.25 | 0.25 |
| Качество интеллектуального интерфейса | 0.07 | 4 | 4 | 5 | 0.28 | 0.28 | 0.35 |
| Экономические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| Уровень проникновения на рынок | 0.05 | 0 | 5 | 5 | 0 | 0.25 | 0.25 |
| Конкурентоспособность | 0.05 | 4 | 3 | 4 | 0.2 | 0.15 | 0.2 |
| Цена | 0.10 | 5 | 4 | 3 | 0.5 | 0.4 | 0.3 |
| Предполагаемый срок эксплуатации | 0.10 | 5 | 4 | 5 | 0.5 | 0.4 | 0.5 |
| Послепродажное обслуживание | 0.08 | 5 | 4 | 5 | 0.4 | 0.32 | 0.4 |
| Итого: | 1.00 | 59 | 58 | 65 | 4.34 | 4.01 | 4.61 |

Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что разрабатываемая система диспетчерского управления проигрывает разработкам компании «ИндаСофт», но остается наравне с «ЭлеСи». После выхода на рынок и представления потребителям своего продукта имеются все шансы приблизить к качеству продуктов «ИндаСофт», также возможно стать эффективнее, предлагая лучшую цену для качественного и надежного продукта с хорошим послепродажным обслуживанием.

3.3 SWOT – анализ

SWOT-анализ – это метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды

организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) [38]. Он проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, матрица SWOT-анализа представлена в таблице 19.

Таблица 19 – SWOT-анализ

| | Сильные стороны: | Слабые стороны: |
|--|--|---|
| | <p>С1. Низкая стоимость.</p> <p>С2. Широкая область применения.</p> <p>С3. Минимальные затраты ресурсов на обслуживание.</p> <p>С4. Высокая надежность системы.</p> | <p>Сл1. Недостаток средств финансирования.</p> <p>Сл2. Отсутствие клиентской базы.</p> <p>Сл3. Недостатки рекламной политики.</p> <p>Сл4. Недостаток положительных отзывов</p> |
| <p>Возможности:</p> <p>В1. Увеличение спроса.</p> <p>В2. Выход на иностранный рынок.</p> <p>В3. Расширение диапазона предоставляемых услуг.</p> <p>В4. Повышение стоимости услуг конкурентов.</p> | <p>Низкая стоимость позволит быстро увеличить объем прибыли, расширить границы сбыта и клиентской базы. Обширная направленность позволит быстро увеличить спрос.</p> | <p>Высокие начальные затраты уменьшат и не позволят воспользоваться высоким спросом в полной мере. Расширение диапазона позволит нарастить клиентскую базу и сгладит минусы в рекламной компании.</p> |
| <p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие потреб</p> | <p>Низкая стоимость и минимальные затраты ре</p> | <p>Высокие начальные затраты, увеличение кон</p> |

Продолжение таблицы 19

| | | |
|--|--|--|
| ности на новые технологии. У2. Увеличение конкуренции. У3. Нестабильность экономической ситуации в стране. У4. Снижение спроса. | сурсов на обслуживание улучшат конкурентную позицию, потребительскую способность, сгладят экономический кризис и не позволят спросу уменьшиться. | куренции и нестабильная экономическая ситуация могут ослабить интерес покупателей. |
|--|--|--|

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это поможет выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить. Интерактивные матрицы проекта приведены в таблицах 20-23.

Таблица 20 – Интерактивная матрица для сильных сторон и возможностей

| Сильные стороны проекта | | | | | |
|-------------------------|----|----|----|----|----|
| Возможности проекта | | С1 | С2 | С3 | С4 |
| | В1 | + | + | + | + |
| | В2 | + | 0 | - | + |
| | В3 | 0 | + | + | + |
| | В4 | + | 0 | + | + |

Таблица 21 – Интерактивная матрица для слабых сторон и возможностей

| Слабые стороны проекта | | | | | |
|------------------------|----|-----|-----|-----|-----|
| Возможности проекта | | Сл1 | Сл2 | Сл3 | Сл4 |
| | В1 | + | - | + | + |
| | В2 | - | 0 | + | - |
| | В3 | + | + | - | 0 |
| | В4 | + | + | 0 | + |

Таблица 22 – Интерактивная матрица для сильных сторон и угроз

| Сильные стороны проекта | | | | | |
|-------------------------|----|----|----|----|----|
| Угрозы проекта | | С1 | С2 | С3 | С4 |
| | У1 | + | 0 | - | + |
| | У2 | + | + | + | + |
| | У3 | - | - | + | + |
| | У4 | 0 | + | + | + |

Таблица 23 – Интерактивная матрица для слабых сторон и угроз

| Слабые стороны проекта | | | | | |
|------------------------|----|-----|-----|-----|-----|
| Угрозы проекта | | Сл1 | Сл2 | Сл3 | Сл4 |
| | У1 | + | + | + | 0 |
| | У2 | + | + | - | + |
| | У3 | + | + | + | 0 |
| | У4 | - | + | + | + |

3.4 Планирование в рамках научного исследования

3.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов [39]. Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р), студент (С). Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 24.

Таблица 24 – Этапы выполнения дипломной работы

| Основные этапы | № раб | Содержание работ | Исполнитель |
|--------------------------------|-------|-------------------------------------|-------------|
| Разработка задания | 1 | Постановка задачи | Р |
| Выбор направления исследования | 2 | Обзор научно-технической литературы | С, Р |
| | 3 | Разработка и утверждение ТЗ | С, Р |

Продолжение таблицы 24

| | | | |
|--|----|---|------|
| | 4 | Календарное планирование работ | С, Р |
| Теоретические и экспериментальные исследования | 5 | Разработка модели объекта | С, Р |
| | 6 | Разработка функциональной схемы автоматизации | С |
| | 7 | Разработка структурной схемы и схемы информационных потоков | С |
| | 8 | Выбор средств реализации | С |
| | 9 | Разработка схем внешних проводов | С |
| | 10 | Разработка алгоритмов управления | С |
| | 11 | Получение математической модели объекта | С |
| | 12 | Моделирование | С |
| | 13 | Разработка экранных форм | С |
| Оформление отчета по НИР | 14 | Составление пояснительной записки | С |

3.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения

ожидаемого (среднего) значения трудоемкости i тож используется следующая формула:

$$T_{ожі} = \frac{3T_{\min} + 2T_{\max}}{5},$$

где $T_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

T_{\min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

T_{\max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$T_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi}k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле [40]:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1.48,$$

где: $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В таблице 25 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 25 – Расчет трудоемкости выполняемых работ

| № раб | Трудоемкость работ | | | | | | Ис- пол- ни- тел и | Длитель- ность работ в рабочих днях | | Длительность работ в календарных днях T_{ki} | |
|----------|-------------------------|----|-------------------------|----|------------------------|-----|--------------------------------|---|------|---|-------|
| | T_{\min} , чел-дни | | T_{\max} , чел-дни | | $T_{ожі}$, чел-дни | | | T_{pi} | | T_{ki} | |
| | Р | С | Р | С | Р | С | | Р | С | Р | С |
| 1 | 1 | - | 2 | - | 1.4 | - | 1 | 1.4 | - | 2.072 | - |
| 2 | 1 | 45 | 2 | 60 | 1.4 | 51 | 2 | 0.7 | 25.5 | 1.036 | 37.74 |
| 3 | 1 | 2 | 2 | 4 | 1.4 | 2.8 | 2 | 0.7 | 1.4 | 1.036 | 2.07 |
| 4 | 1 | 1 | 2 | 2 | 1.4 | 1.4 | 2 | 0.7 | 0.7 | 1.036 | 1.04 |
| 5 | 1 | 3 | 2 | 5 | 1.4 | 3.8 | 2 | 0.7 | 1.9 | 1.036 | 2.81 |
| 6 | - | 5 | - | 9 | - | 6.6 | 1 | - | 6.6 | - | 9.77 |
| 7 | - | 3 | - | 5 | - | 3.8 | 1 | - | 3.8 | - | 5.62 |
| 8 | - | 10 | - | 15 | - | 12 | 1 | - | 12 | - | 17.76 |
| 9 | - | 2 | - | 4 | - | 2.8 | 1 | - | 2.8 | - | 4.15 |
| 10 | - | 1 | - | 2 | - | 1.4 | 1 | - | 1.4 | - | 2.07 |
| 11 | - | 5 | - | 9 | - | 6.6 | 1 | - | 6.6 | - | 9.77 |
| 12 | - | 2 | - | 3 | - | 2.4 | 1 | - | 2.4 | - | 3.55 |
| 13 | - | 20 | - | 30 | - | 24 | 1 | - | 24 | - | 35.52 |
| 14 | - | 45 | - | | - | 55 | 1 | - | 49 | - | 73 |
| Итого: | | | | | | | | | | 6.2 | 204.4 |

3.4.3 Разработка графика проведения научного исследования

На основе таблицы 25 построим диаграмму Ганта, представленную на рисунке 26. Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

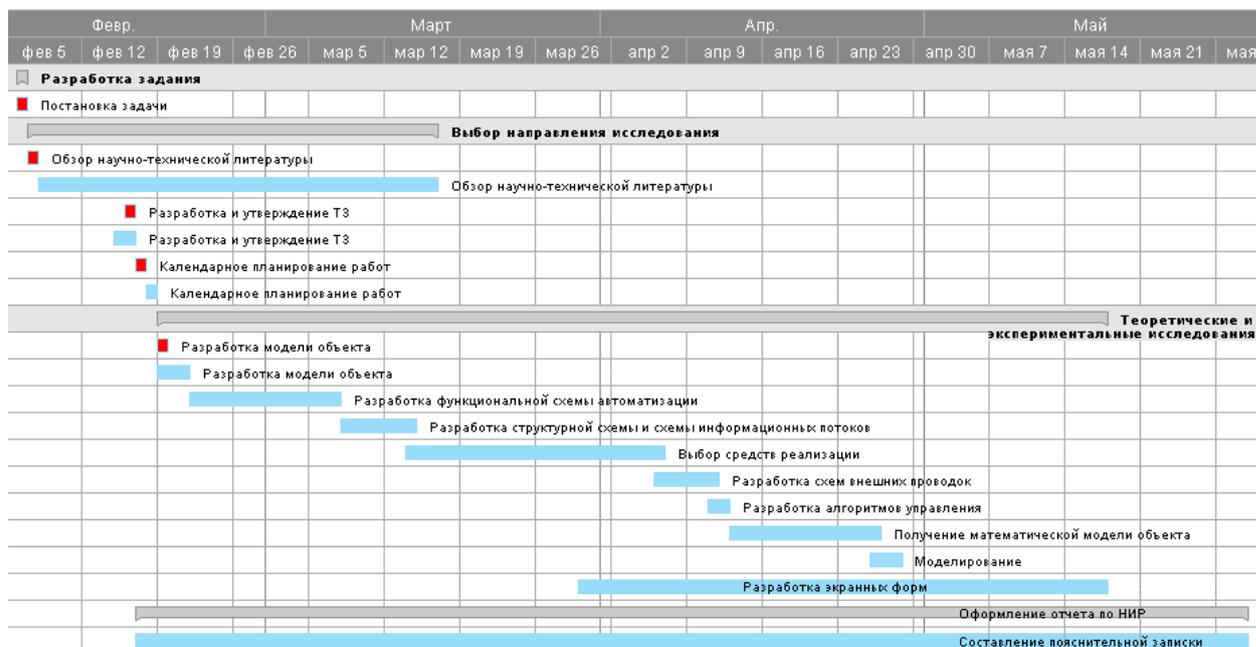


Рисунок 26 - Календарный план-график

3.5 Бюджет научно-технического исследования

Бюджет научно-технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов, связанных выполнением проекта. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты на научные и производственные командировки;
- накладные расходы.

3.5.1 Расчет материальных затрат НИИ

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой: $Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}$, где m – количество видов материальных ресурсов; $N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.); C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов; k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: компьютер, мышь, принтер, приложения Office Word, Excel и PowerPoint, а также программное обеспечение конфигурирования SIMATIC WinCC (TIA Portal), в таблице 26 приведены материальные затраты на приобретение данных ресурсов.

Таблица 26 – Материальные затраты

| Наименование | Единица измерения | Количество | | Цена за ед., руб | | Затраты на материалы, руб. (Z_M) | |
|---------------------------------|-------------------|------------|---|------------------|--------|---|--------|
| | | Р | С | Р | С | Р | С |
| Компьютер | Шт. | 1 | 1 | 30000 | 35000 | 34500 | 40250 |
| Мышь | Шт. | 1 | 1 | 350 | 350 | 402.5 | 402.5 |
| Принтер | Шт. | 1 | 1 | 15000 | 4500 | 17250 | 5175 |
| Office Word, Excel и PowerPoint | Шт. | 1 | 1 | 3400 | | 1955 | 1955 |
| SIMATIC WinCC (TIA Portal) | Шт. | 1 | 1 | - | 127500 | - | 146625 |
| Бумага | Шт. | 2 | 2 | 250 | 250 | 575 | 575 |
| Канцелярия | Шт. | 1 | 2 | 300 | 300 | 345 | 690 |
| Итого: | | | | | | 55028 | 195673 |

3.5.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Основная заработная плата студента и руководителя за выполнение НТИ, рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_p$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

Таблица 27 – Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени | Руководитель | Студент |
|---|--------------|---------|
| Календарное число дней | 365 | 365 |
| Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни | 119 | 119 |
| Потери рабочего времени в днях - отпуск - невыходы по болезни | 48 | 72 |
| M, количество месяцев работы без отпуска в течение года | 10.4 | 9.6 |
| F _д , действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. | 198 | 174 |

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p,$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.; $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$); k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5; k_p – районный коэффициент, равный 1,3. Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет основной заработной платы

| Исполнитель | Z _{тс} , руб. | k _р | Z _м , руб. | Z _{дн} , руб. | T _р , раб. дн. | Z _{осн} , руб. |
|--------------|------------------------|----------------|-----------------------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
| Руководитель | 15800 | 1.3 | 34918 | 1834.08 | 6.2 | 11371.28 |
| Студент | 2206 | 1.3 | 4875.26 | 268.98 | 204.4 | 54979.48 |
| Итого: | | | | | | 66350.76 |

3.5.3 Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата включает заработную плату за не отработанное рабочее время, но гарантированную действующим законодательством. Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле: $Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$, где $k_{\text{доп}}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15). Примем $k_{\text{доп}}$ равным 0.14 и рассчитаем дополнительную заработную плату для студента и руководителя [41].

$$Z_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{оснР}} = 0.14 \cdot 11371.28 = 1591.98$$

$$Z_{\text{допС}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{оснС}} = 0.14 \cdot 54979.48 = 7697.13$$

3.5.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений определяется по формуле: $Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{оснС}} + Z_{\text{доп}})$, где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2017 г. в соответствии с положениями ст.58.2 закона №212-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов: ПФР – 0.22 (22%), ФСС РФ – 0.029 (2,9%), ФФОМС – 0,051 (5,1%). Все расчеты сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнитель | Руководитель | Студент |
|---------------------------------------|--------------|----------|
| Основная заработная плата, руб. | 11371.28 | 54979.48 |
| Дополнительная заработная плата, руб. | 1591.98 | 7697.13 |

Продолжение таблицы 29

| | | |
|---|---------|----------|
| Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, % | 20 | 20 |
| Итого: | 2592.65 | 12535.32 |

3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов, оплата услуг связи, электроэнергия и т.д. Расчет накладных расходов определяется по формуле [42]: $Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}$, где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$Z_{\text{накл}} = (55028 + 195673 + 66350.76 + 1591.98 + 7697.13 + 2592.65 + 12535.32) \cdot 0.16 = 54635.01$$

3.6.1 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет бюджета затрат НИИ

| Наименование статьи | Сумма, руб. |
|--|-------------|
| Материальные затраты НИИ | 250.70 |
| Затраты по основной заработной плате исполнителей темы | 66350.76 |
| Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы | 9289.11 |
| Отчисления во внебюджетные фонды | 15127.97 |
| Накладные расходы | 54635.01 |
| Бюджет затрат НИИ | 396103.80 |

Вывод:

В результате проведения исследования по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» определили показатели затрат научно-исследовательской работы. Бюджет затрат НИИ составил 396104 рублей, основную часть данного финансирования обеспечивает Томский политехнический университет. В аудиториях ТПУ для студентов предоставляются персональные компьютеры с установленным лицензионным обеспечением Microsoft Office Word, Excel, PowerPoint и SIMATIC WinCC (TIA Portal). В ходе работы разработчикам самостоятельно необходимо будет приобрести канцелярские принадлежности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------------|
| Группа | ФИО |
| 8Т31 | Барышевой Зое Юрьевне |

| | | | |
|----------------------------|----------------------|----------------------------------|--|
| Институт | Институт кибернетики | Кафедра | СУМ |
| Уровень образования | Бакалавр | Направление/специальность | 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств» |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|--|--|
| <p>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</p> | <p>Планируется использовать разработанную систему диспетчерского управления в нефтегазовой отрасли для дистанционного управления процессом подготовки нефти для продажи. На производстве на УКПН установлены первичные средства измерения, измеренное значение получает оператор и осуществляет управления с помощью разработанных экранных форм. Основным оборудованием, за которым производится работа, является персональный компьютер.</p> |
|--|--|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| <p>1. Производственная безопасность.</p> | <p>1.1 Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – уровень шума на рабочем месте; – освещенность рабочей зоны; – уровень электромагнитных излучений; – микроклимат рабочей зоны; – уровень статического электричества. <p>1.2 Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток. |
|--|--|

| | |
|--|---|
| 2. Экологическая безопасность. | В качестве воздействия на литосферу и атмосферу рассмотрена утилизация люминесцентных ламп. Воздействия на гидросферу не происходит |
| 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. | Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте оператора, является возникновение пожара. |
| 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. | Основные требования к организации рабочего места. |

| | |
|---|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|---|--|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|------------------------------|--------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры ЭБЖ | Пустовойтова Марина Игоревна | Кандидат химических наук | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------|---------|------|
| 8Т31 | Барышева Зоя Юрьевна | | |

4 Социальная ответственность

В этом разделе рассматриваются особенности организации рабочего места специалиста, осуществляющего работу по дистанционному управлению установкой комплексной подготовки нефти.

В процессе трудовой деятельности на оператора за компьютером, оказывают воздействие различного рода производственные факторы, такие как повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенная или пониженная влажность воздуха, электромагнитное излучение, отсутствие или недостаток естественного освещения, а также недостаточная освещенность рабочей области. Для их предупреждения и сохранения здоровья работника предусматривается ряд мер по обеспечению безопасности трудовой деятельности.

В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика рабочему месту и рабочей зоны. Проанализированы опасные и вредные факторы труда.

4.1 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при работе оператора за компьютером, результаты проведенного анализа приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Опасные и вредные факторы при выполнении дистанционных работ по управлению УКПН

| Источник фактора, наименование видов работ | Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) | | Нормативные документы |
|--|--|----------------------|--------------------------------------|
| | Вредные | Опасные | |
| Оператор | 1. Повышенный уровень шума на рабочем месте; | 1. Электрический ток | ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.1.005-88 |

Продолжение таблицы 31

| | | | |
|--|--|--|---|
| | 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; | | ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.029-80 ГОСТ 12.1.045-84 |
| | 3. Повышенный уровень электромагнитных излучений; | | ГОСТ 12.2.061-81 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 |
| | 4. Повышенная или пониженная влажность воздуха; | | СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 |
| | 5. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; | | СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.4.119-03 |
| | 6. Повышенный уровень статического электричества. | | СН 2.2.4/2.1.8.562-96 СП 60.13330.2012 СП 52.13330.2011 |

4.1.1 Уровень шума на рабочем месте

При выполнении работ, описанных в таблице 30, специалист может оказаться в зоне повышенного уровня шума, источником которого является оборудование, находящееся в рабочем помещении: персональные компьютеры, устройства печати и поддержки микроклимата (кондиционеры, вентиляция).

Работа, выполняемая оператором за компьютером, оценивается как работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа, и, следовательно, согласно санитарным нормам СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на

территории жилой застройки» уровень звука в рабочем помещении не должен превышать 80 дБА.

В качестве мер по снижению шума применяют:

- подавление шума в источниках;
- звукоизоляция и звукопоглощение;
- увеличение расстояния от источника шума;
- проверка технического состояния и ремонт системного блока и принтера;
- рациональный режим труда и отдыха.

4.1.2 Освещенность рабочей зоны

Недостаточное освещение рабочего места и помещения является вредным фактором для здоровья человека, вызывающим ухудшение зрения. Освещение на рабочем месте должно быть таким, чтобы работающий мог без напряжения выполнять свою работу. Освещение рабочего места складывается из естественного и искусственного освещения. Естественное освещение достигается установкой оконных проемов с коэффициентом естественного освещения КЕО не ниже 1,2 % в зонах с устойчивым снежным покровом, и не ниже 1,5 % на остальной территории [43].

Согласно санитарно-гигиеническим требованиям рабочее место должно освещаться естественным и искусственным освещением. Нормы освещенности приведены в СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [44], освещенность рабочего места оператора должна составлять от 300 до 500 лк при общем освещении.

В помещении операторной используется комбинированное освещение. Выполним расчет естественного освещения. Расчет производится согласно СНиП 23.05-95 «Естественное и искусственное освещение». Рабочий кабинет имеет размеры 6 (a) x 4 (b) x 3 (c) м, в которой установлены 2 окна (N) размером 1,6 (c) x 2,2 (d) м.

Итак, зная размеры окон и их количество, можем рассчитать эквивалентную площадь световых проемов по формуле:

$$S_{\text{экв}} = N \cdot S_{\text{окна}} = N \cdot c \cdot d = 2 * 1.6 * 2.2 = 7.04 \text{ м}^2.$$

Площадь помещения найдем из размеров аудитории по формуле:

$$S_{\text{оп}} = a \cdot b = 6 * 4 = 24 \text{ м}^2.$$

Далее также будут применены следующие величины [45, 46]:

а) $n_0 = 9$ – световая характеристика окна, зависящая от глубины помещения, выступа окна и соотношения длин сторон;

б) $K_{\text{зд}} = 1,2$ – коэффициент, учитывающий уменьшение КЕО от затемнения противостоящим зданием;

в) $r_1 = 3$ – коэффициент, учитывающий повышение КЕО при боковом освещении благодаря свету, отраженному от внутренних поверхностей;

г) t_0 – общий коэффициент светопропускания, в данном случае будет равен $t_0 = 0,27$.

Рассчитаем фактический коэффициент естественного освещения (КЕО) по формуле:

$$\text{КЕО}_{\text{ф}} = \frac{S_{\text{экв}} \cdot t_0 \cdot r_1 \cdot 100}{s \cdot n_0 \cdot K_{\text{зд}}} = \frac{7.04 \cdot 0.27 \cdot 3 \cdot 100}{24 \cdot 9 \cdot 1.2} = 2.2$$

Получили, что фактический коэффициент естественного освещения соответствует норме согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03.

Расчет искусственной освещенности производится в следующем порядке:

- определение площади освещаемого помещения;
- определение типов источников света;
- определение величины освещенности.

В помещении операторной в качестве источников искусственного освещения используются четырехламповые светильники TLC418 P2 EM 4x18 Вт Technolux общего освещения с люминесцентными лампами типа TL-

D/54765. Световой поток лампы типа TL-D/54-765 при напряжении питающей сети 220 В и мощности 80 Вт, равняется 1050 лм.

Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами, м:

- Высота помещения: $H = 3$ м;
- Расстояние светильников от перекрытия (свес): $H_c = 0,3$ м;
- Высота светильника над полом, высота подвеса: $H_n = H - H_c = 2,7$ м;
- Высота рабочей поверхности над полом: $H_p = 0,74$ м;
- Высота подвеса светильника над рабочей поверхностью: $h = H_n -$

$$H_p = 2,7 - 0,74 = 1,96 \text{ м/}$$

Расстояние между светильниками L определяется как: $L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 1,96 = 2,74$ м. Расстояние I , от крайних светильников или рядов до стены: $I = \frac{L}{3} = 1,33$ м. Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S_{\text{оп}}}{h \cdot (a + b)} = \frac{24}{1,96 \cdot (6 + 4)} = 1,224.$$

По таблице определяем коэффициент использования светового потока, он равен $\eta = 0,36$ ($\rho_{\text{п}} = 70\%$, $\rho_{\text{ст}} = 70\%$).

Светильники расположены в два ряда, в одном ряду можно последовательно установить четыре светильника с длиной 0,50 м и шириной 0,50 м. В каждом из восьми светильников установлено по четыре люминесцентных лампы, т.е $N = 4 \cdot 8 = 32$.

Световой поток каждой из ламп определяется по формуле:

$$E = \frac{F \cdot N \cdot \eta}{S_{\text{оп}} \cdot z \cdot k'}$$

где z – коэффициент неравномерности освещения; k – коэффициент запаса, учитывающий запыленность светильников и их износ.

Для помещения при нормальной эксплуатации светильников с люминесцентными лампами (для помещений с малым выделением пыли)

$k=1,5$. Коэффициент неравномерности освещения для люминесцентных ламп равен $z = 1,1$.

Подсчитаем освещенность E :

$$E = \frac{1050 \cdot 32 \cdot 0.36}{24 \cdot 1.5 \cdot 1.1} = 304.5 \text{ лк.}$$

Освещенность при использовании ЭВМ и одновременной работе с документами [44], должна составлять 300-500 лк, то есть используемая система освещения удовлетворяет нормам освещенности.

4.1.3 Уровень электромагнитных излучений

Основным источником электромагнитных излучений на рабочем месте является ЖК-монитор персонального компьютера.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.1191-03 нормы допустимых уровней напряженности электрических полей зависят от времени пребывания человека в контролируемой зоне. Время допустимого пребывания в рабочей зоне в часах составляет $T = \frac{50}{E-2}$. Работа в условиях облучения электрическим полем с напряженностью 20–25 кВ/м продолжается не более 10 минут. При напряженности не выше 5 кВ/м присутствие людей в рабочей зоне разрешается в течение 8 часов [47].

Безопасные уровни излучений также регламентируются нормами Госкомсанэпиднадзора «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» (СанПиН 2.2.4.1340-03) [48].

В таблицах 32 и 33 представлены предельно-допустимые уровни напряженности (ПДУ) на рабочих местах и допустимые уровни электромагнитных полей в соответствии с СанПиН 2.2.4.1191-03 [47].

Таблица 32 – ПДУ электромагнитных полей на рабочем месте по СанПиН 2.2.4.1191-03

| Время воздействия за рабочий день, мин | Условия воздействия | | | |
|--|------------------------|----------------------------|------------------------|----------------------------|
| | Общее | | Локальное | |
| | ПДУ напряженности кА/м | ПДУ магнитной индукции мТл | ПДУ напряженности кА/м | ПДУ магнитной индукции мТл |
| 0 - 10 | 24 | 30 | 40 | 50 |
| 11 - 60 | 16 | 20 | 24 | 30 |
| 61 – 480 | 8 | 10 | 12 | 15 |

Таблица 33 – ПДУ электромагнитных полей на рабочем месте по СанПиН 2.2.4.1191-03

| Наименование параметра | Значение |
|---|----------|
| Напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см вокруг дисплея до электрической составляющей, В/м, не более: | |
| - в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц | 25 |
| - в диапазоне частот 2 – 400 кГц | 2.5 |
| Плотность магнитного потока на расстоянии 50 см вокруг дисплея, нТл, не более: | |
| - в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц | 250 |
| - в диапазоне частот 2 – 400 кГц | 25 |
| Поверхностный электростатический потенциал, В, не более | 500 |

Мероприятия по снижению уровня излучений включают:

- сертификацию ПЭВМ и аттестацию рабочих мест; – применение экранов и фильтров;
- организационно-технические мероприятия;
- применение средств индивидуальной защиты путем экранирования пользователя ПЭВМ целиком или отдельных зон его тела;
- использование и применение профилактических напитков;

– использование иных технических средств защиты от патогенных излучений [49].

4.1.4 Микроклимат воздуха рабочей зоны

Мероприятия по доведению микроклиматических показателей до нормативных значений включаются в комплексные планы организаций. Для создания благоприятных условий работы, соответствующих физиологическим потребностям человеческого организма, санитарные нормы устанавливают оптимальные и допустимые метеорологические условия в рабочей зоне помещения. Выполняемая работа по уровню энергозатрат, относится к категории Ib, оптимальные величины показателей микроклимата для данной категории приведены в таблицах 34 и 35 [48].

Таблица 34 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений по СанПиН 2.2.4.548-96

| | Период года | |
|------------------------------------|-------------|---------|
| | Холодный | Теплый |
| Температура воздуха, °С | 21 - 23 | 23 - 25 |
| Температура поверхностей, °С | 20 - 24 | 22 - 26 |
| Относительная влажность воздуха, % | 60 - 40 | 60 - 40 |
| Скорость движения воздуха, м/с | 0,1 | 0,1 |

Таблица 35 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений по СанПиН 2.2.4.548-96

| Период года | Холодный | Теплый |
|--|-----------|-----------|
| Температура воздуха, °С: | | |
| - диапазон ниже оптимальных величин | 19.0-20.9 | 20.0-21.9 |
| - диапазон выше оптимальных величин | 23.1-24.0 | 24.1-28.0 |
| Температура поверхностей, °С | 18.0-25.0 | 19.0-29.0 |
| Относительная влажность воздуха, % | 15-75 | 15-75 |
| Скорость движения воздуха, м/с: | | |
| - для диапазона ниже оптимальных величин, не более | 0,1 | 0,1 |
| - для диапазона выше оптимальных величин, не более | 0.2 | 0.3 |

В данном случае температура воздуха и температура поверхностей составляют 22 °С и 21 °С при относительной влажности 45 % в холодный период года; 24 °С и 23 °С при относительной влажности воздуха 50 % в теплый период года, что соответствует нормам [50].

4.1.5 Электрический ток

Помещение, где расположены персональные вычислительные машины, относится к помещениям без повышенной опасности [51]. Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока и электрической дуги проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. К мероприятиям по предотвращению возможности поражения электрическим током следует отнести:

- при производстве монтажных работ необходимо использовать только исправный инструмент, аттестованный службой КИПиА;
- с целью защиты от поражения электрическим током, возникающим между корпусом приборов и инструментом при пробое сетевого напряжения на корпус, корпуса приборов и инструментов должны быть заземлены;

- при включенном сетевом напряжении работы на задней панели должны быть запрещены;

- все работы по устранению неисправностей должен производить квалифицированный персонал;

- постоянный контроль за состоянием электропроводки.

Перед началом работы следует убедиться в отсутствии свешивающихся со стола или висящих под столом проводов электропитания, в целостности вилки и провода электропитания, в отсутствии видимых повреждений аппаратуры и рабочей мебели, в отсутствии повреждений и наличии заземления приэкранного фильтра.

Токи статического электричества, наведенные в процессе работы компьютера на корпусах монитора, системного блока и клавиатуры, могут приводить к разрядам при прикосновении к этим элементам. Такие разряды опасности для человека не представляют, но могут привести к выходу из строя компьютера. Для снижения величин токов статического электричества используются нейтрализаторы, местное и общее увлажнение воздуха, использование покрытия полов с антистатической пропиткой

4.2 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды сводится к устранению отходов бытового мусора и отходам жизнедеятельности человека. В случае выхода из строя ПК, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанной техники и комплектующих [52].

Одним из самых распространенных источников ртутного загрязнения являются вышедшие из эксплуатации люминесцентные лампы. Каждая такая лампа, кроме стекла и алюминия, содержит около 60 мг ртути. Поэтому отслужившие свой срок люминесцентные лампы, а также другие приборы,

содержащие ртуть, представляют собой опасный источник токсичных веществ.

Утилизация ламп предполагает передачу использованных ламп предприятиям – переработчикам, которые с помощью специального оборудования перерабатывают вредные лампы в безвредное сырье – сорбент, которое в последующем используют в качестве материала для производства, например тротуарной плитки.

Под хранением отходов понимается временное размещение их в специально отведённых для этого местах или объектах до их утилизации [52]. Отработанные люминесцентные лампы, согласно Классификатору отходов ДК 005-96, утвержденному приказом Госстандарта № 89 от 29.02.96 г., относятся к отходам, которые сортируются и собираются отдельно, поэтому утилизация люминесцентных ламп и их хранение должны отвечать определенным требованиям.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией для операторной является пожар. Данная ЧС может произойти в случае замыкания электропроводки оборудования, обрыву проводов, не соблюдению мер пожаробезопасности и т.д. [51]. К противопожарным мероприятиям в помещении относят следующие мероприятия:

- помещение должно быть оборудовано: средствами тушения пожара (огнетушителями, ящиком с песком, стендом с противопожарным инвентарем); средствами связи; должна быть исправна электрическая проводка осветительных приборов и электрооборудования;

- каждый сотрудник должен знать место нахождения средств пожаротушения и средств связи; помнить номера телефонов для сообщения о пожаре; уметь пользоваться средствами пожаротушения [51].

Помещение обеспечено средствами пожаротушения в соответствии с нормами:

- пенный огнетушитель ОП-10 – 1 шт;
- углекислотный огнетушитель ОУ-5 – 1 шт.

Помещение и этаж оборудованы следующими средствами оповещения:

- световая индикация в коридорах этажа;
- звуковая индикация (громкоговоритель);
- пассивные датчики задымленности.

Для того чтобы избежать возникновения пожара необходимо проводить следующие профилактические работы, направленные на устранение возможных источников возникновения пожара:

- периодическая проверка проводки;
- отключение оборудования при покидании рабочего места;
- проведение инструктажа работников о пожаробезопасности;
- проводить учебные тревоги для отработки действий при пожаре два раза в год (в летний и зимний период).

В случае возникновения таких ЧС как пожар, необходимо предпринять меры по эвакуации персонала из здания в соответствии с планом эвакуации. При отсутствии прямых угроз здоровью и жизни произвести попытку тушения возникшего возгорания огнетушителем. В случае потери контроля над пожаром, необходимо эвакуироваться вслед за сотрудниками по плану эвакуации и ждать приезда специалистов. При возникновении пожара должна сработать система пожаротушения, издав предупредительные сигналы, и передав на пункт пожарной станции сигнал о ЧС. В случае если система не сработала по каким-либо причинам, необходимо самостоятельно произвести вызов пожарной службы по телефону 101, сообщить место возникновения ЧС и ожидать приезда специалистов [51].

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Предъявляемые требования к расположению и компоновке рабочего места. Высота рабочей поверхности стола для взрослых пользователей должна регулироваться в пределах (630-1020) мм, при отсутствии конкретных условий высота рабочей поверхности стола должна составлять 725 мм [53].

Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПК, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры, следует считать: ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте, равной 725 мм.

Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной – не менее 500 мм, глубиной на уровне колен – не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм [53].

Конструкция рабочего стула должна обеспечивать:

- ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм;
- поверхность сиденья с закругленным передним краем;
- регулировку высоты поверхности сиденья в пределах (400 - 550) мм и углам наклона вперед до 15 град, и назад до 5 град;
- высоту опорной поверхности спинки (300±20) мм, ширину – не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости 400 мм;
- угол наклона спинки в вертикальной плоскости в пределах ±30 градусов;
- регулировку расстояния спинки от переднего края сиденья в пределах (260-400) мм;
- стационарные или съемные подлокотники длиной не менее 250 мм и шириной (50-70) мм;

– регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах (230 ± 30) мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах (350-500) мм.

Рабочее место пользователя ПК следует оборудовать подставкой для ног, имеющей ширину не менее 300 мм, глубину не менее 400 мм, регулировку по высоте в пределах до 150 мм и по углу наклона опорной поверхности подставки до 20° . Поверхность подставки должна быть рифленой и иметь по переднему краю бортик высотой 10 мм.

Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии (100-300) мм от края, обращенного к пользователю или на специальной, регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы.

Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии (600-700 мм), но не ближе 500 мм.

При работе за компьютером, необходимо проводить влажную уборку помещения ежедневно. Недопустима запыленность воздуха, пола, рабочей поверхности стола и техники. Помещение должно быть оборудовано системами вентиляции, кондиционирования и отопления. Запрещается работа на компьютере и за паяльной станцией в подвальных помещениях.

Заключение

Результатом выполнения выпускной квалификационной работы является разработанная система диспетчерского управления для установки комплексной подготовки нефти.

В ходе выполнения работы были подробно изучены процессы, протекающие на УКПН. В результате проделанной работы был разработан следующий графический материал: трехуровневая структурная схема АСУ ТП, функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013 и ANSI/ISA-S 5.1–2009, схема внешних проводок, схема информационных потоков, алгоритм пуска насоса, алгоритм контроля уровне раздела фаз нефть-вода и нефтяной эмульсии, экранные формы и дерево экранных форм. Также было проведено моделирование отстойника нефти в программном пакете Matlab Simulink.

Разработанная АСУ ТП базируется на программируемых логических контроллерах SIEMENS SIPLUS S7-1500 и S7-300. База датчиков системы строится из следующих устройств: расходомер FLUXUS F808, магнитострикционный уровнемер AT100, датчик давления Rosemount 3051T и многоточечный датчик температуры Rosemount 565 с измерительным преобразователем Rosemount 2240S.

Разработанная СДУ ТП выполнена в соответствии со всеми требованиями, указанными в техническом задании.

Список публикаций

1. Барышева З. Ю. Разработка подвижной колесно-транспортной платформы / З. Ю. Барышева; науч. рук. И. А. Тутов // Молодежь и современные информационные технологии: сборник трудов XIV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, г. Томск, 7-11 ноября 2016 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 1. — [С. 337-338].

Список использованной литературы

1. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
2. Ознакомление с работой основных узлов установки комплексной подготовки нефти (УКПН) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://studopedia.org/11-21920.html>, свободный.
3. ГОСТ Р 51858-202. Нефть. Общие технические условия.
4. Максимов В.П. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири. – М.: 1979 г. – 336 с.
5. ГОСТ 21.408-2013. Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов. – М.: Стандартинформ, 2014. – 38 с.
6. ГОСТ 21.404-85. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 15 с.
7. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.
8. ANSI/ISA-5.1-2009, Instrumentation Symbols and Identification.
9. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
10. Цымбал, Владимир Петрович. Теория информации и кодирование : [Учебник для экон. вузов] / В. П. Цымбал. — 3-е изд., перераб. и доп.. — Киев: Вища школа, 1982. — 304 с.: ил..
11. Modicon Quantum | Schneider Electric – Россия [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/538-modicon-quantum/>, свободный.

12. SIMATIC программируемые SIEMENS контроллеры [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ste.ru/siemens/contr.html>, свободный.
13. Totally Integrated Automation Portal [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.siemens.com/global/en/home/products/automation/industry-software/automation-software/tia-portal.html>, свободный.
14. Расходомер жидкости FLUXUS F800 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.flexim.com/ru/ustroystva/postoyannyu-rashodomer-dlya-zhidkostey/fluxus-f808>, свободный.
15. Массовый расходомер SITRANS F C MASSFLO [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ste.ru/siemens/flow.html>, свободный.
16. Магнитный уровнемер KM26 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ktekcpr.ru/products/365/>, свободный.
17. Магнитострикционный уровнемер AT100 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ktekcpr.ru/products/365/>, свободный.
18. Вильнина А. В. Современные методы и средства измерения уровня в химической промышленности: учебное пособие / А. В. Вильнина, А. Д. Вильнина, Е. В. Ефремов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 84 с.
19. Преобразователь давления LD300 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.emerson.com/resource/blob/61764>, свободный.
20. Преобразователь давления Rosemount 3051 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www2.emersonprocess.com/ru-ru/brands/rosemount/pressure/pressure-transmitters/3051-pressure-transmitters/pages/index.aspx>, свободный.
21. Измеритель температуры 2240 с многоточечными датчиками температуры Rosemount 565/566 [Электронный ресурс]. http://www2.emersonprocess.com/ru-RU/brands/rosemounttankgauging/products/raptor/temperature/Pages/Rosemount_565_566.aspx, свободный.

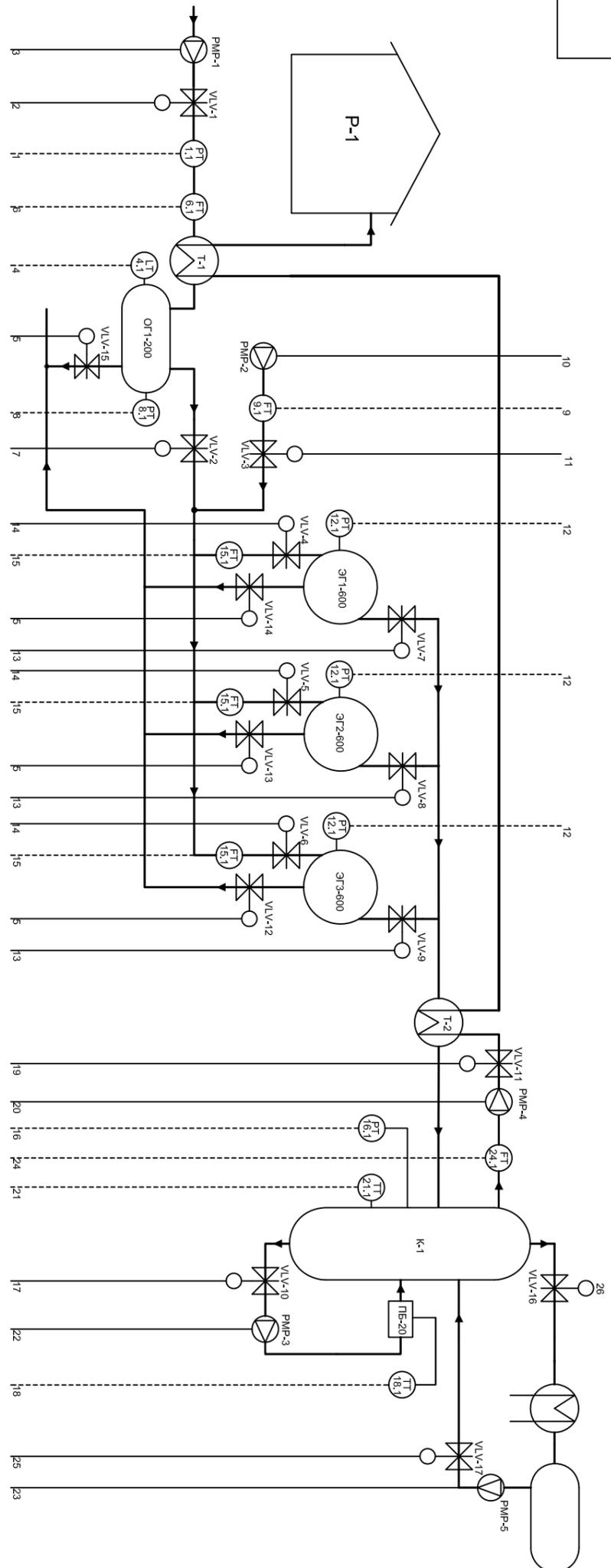
22. Компактные датчики Rosemount на базе термопар [Электронный ресурс]. <http://www2.emersonprocess.com/ruru/brands/rosemount/temperature/general-use-sensors/thermocouples/compact-style/pages/index.aspx>, свободный.
23. Rosemount 848T с интерфейсом Foundation fieldbus [Электронный ресурс]. <http://www2.emersonprocess.com/ru-ru/brands/rosemount/temperature/high-density-measurement/848t-fieldbus/pages/index.aspx>, свободный.
24. Крамарухин Ю. Е. Приборы для измерения температуры. Издательство "Машиностроение", Москва, 1990
25. Многоканальный измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S [Электронный ресурс]. <http://www2.emersonprocess.com/ru-ru/brands/rosemount/tankgauging/temperature/2240s/pages/index.aspx>, свободный.
26. Задвижки шиберные [Электронный ресурс]. http://armatek.ru/katalog/zadvizhki_shibernye/, свободный.
27. Насосы нефтяные консольные типа НК [Электронный ресурс]. <http://www.uugm.ru/node/104#02>, свободный.
28. Электродвигатель 4АЗМП -800/6000 УХЛ4 [Электронный ресурс]. <http://mirtoka.ru/katalog/4azm-800/>, свободный.
29. Правила устройства электроустановок. ПУЭ. Издание седьмое – 2002 г.
30. Привалов, Е. Е. Основы электробезопасности. В 3-х частях. Ч. III: защита от напряжения прикосновения и шага в электрических сетях: учебное пособие / Е. Е. Привалов. – М.-Берлин: Директ-Медиа, 2016. – 180 с.
31. ГОСТ 19.701-90. Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ данных и систем.
32. Малышенко А. М. Математические основы теории систем: учебник для вузов / А. М. Малышенко. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 364 с.: ил.

33. Сидоров, С.Н. Теория автоматического управления в задачах электропривода : учебное пособие / С.Н. Сидоров, Н.А. Лунина. – Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 122 с.
34. Топчеев Ю. И. Атлас для проектирования систем автоматического регулирования: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Машиностроение, 1989. – 752 с.: ил.
35. Капля Е. В., Кузеванов В. С, Шевчук В. П. Моделирование процессов управления в интеллектуальных измерительных системах. – М.: ФИЗМАЛИТ, 2009. – 512 с.
36. Логинов В. И. Обезвоживание и обессоливание нефтей. – М.: Химия, 1979 г. – 216 с., ил.
37. Настройка типовых регуляторов по методу Циглера–Никольса: метод. указания к выполнению лаб. работы для студентов/ сост. О.С. Вадутов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 10 с.
38. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений "Методы менеджмента качества" №1 2003 г.
39. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. "Методы менеджмента качества" №7 2002 г.
40. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие/Под ред. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика. - М.: Энергия, 1980. - 175с.
41. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.
42. Сущность методики FAST в области ФСА [Электронный ресурс]. Режим доступа:<http://humeur.ru/page/sushhnost-metodiki-fast-v-oblasti-fsa>.

43. Безопасность жизнедеятельности. Учебник. Под ред. Э.А. Арустамова / 10-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во «Дашков и К°», 2006. — 476 с.
44. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»
45. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».
46. Назаренко, Ольга Брониславовна. Безопасность жизнедеятельности : учебное пособие / О. Б. Назаренко, Ю. А. Амелькович; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 3-е изд., перераб. и доп. — Томск: Изд-во ТПУ, 2013. — 177 с
47. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»
48. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
49. Журнал «Нормативные акты по охране труда» №1 – 2005. «Инструкция по организации работ, охране труда и экологической безопасности при работе на ПЭВМ (ПК)»
50. СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»
51. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
52. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»
53. ГОСТ 12.2.032-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

| | |
|----------|---------------|
| Справ. № | Перв. примен. |
|----------|---------------|

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|

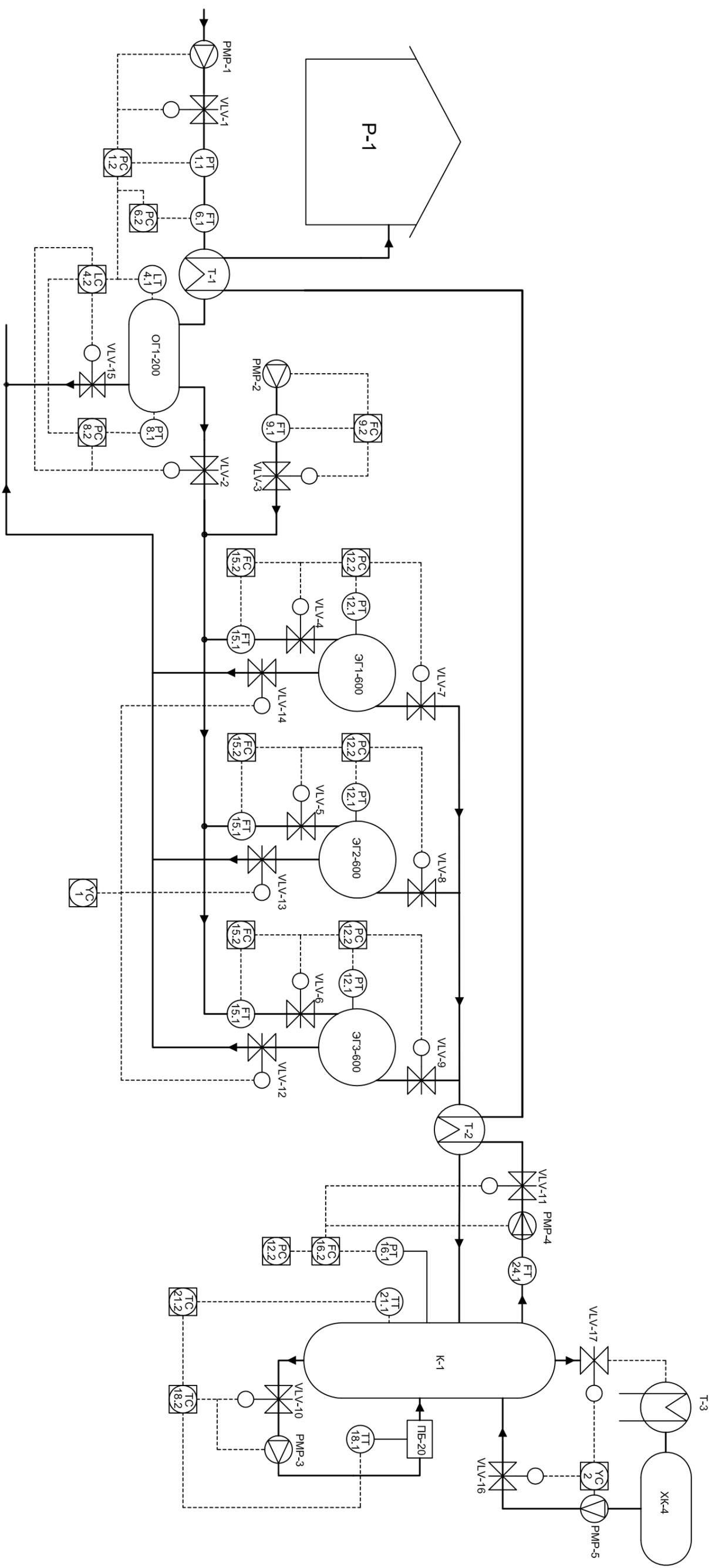


| Приборы местные | Шит сигнализации, измерения, управления | Шкаф контроллера |
|-----------------|---|------------------|
| 1 | PIA 1.2 L | AI |
| 2 | NSA 2.2, 2.1 | DI |
| 3 | NSA 3.2, 3.1 | DO |
| 4 | PIA 4.2 L | Ethernet |
| 5 | NSA 5.2, 5.1 | |
| 6 | PIA 6.2 L | |
| 7 | NSA 7.2, 7.1 | |
| 8 | PIA 8.2 L | |
| 9 | FI 9.2 | |
| 10 | NSA 10.2, 10.1 | |
| 11 | NSA 11.2, 11.1 | |
| 12 | PIA 12.2 L | |
| 13 | NSA 13.2, 13.1 | |
| 14 | NSA 14.2, 14.1 | |
| 15 | PI 15.2 | |
| 16 | PIA 16.2 L | |
| 17 | NSA 17.2, 17.1 | |
| 18 | PIA 18.2 L | |
| 19 | NSA 19.2, 19.1 | |
| 20 | NSA 20.2, 20.1 | |
| 21 | PIA 21.2 L | |
| 22 | NSA 22.2, 22.1 | |
| 23 | NSA 23.2, 23.1 | |
| 24 | PI 24.2 | |
| 25 | NSA 25.2, 25.1 | |
| 26 | NSA 26.2, 26.1 | |

SCADA
 Сигнализация
 Предупредительная
 сигнализация
 Управление

| | | | |
|---|--------------|--------|-----------|
| ФЮРА.425280.001 ЭС 02 | | | |
| Изм./Лист | № Докум. | Подп. | Дата |
| Разраб. | Барышева | | |
| Пров. | Рудницкий В. | | |
| Т.контр. | | | |
| Н.контр. | | | |
| Утв. | | | |
| Разработка системы диспетчерского контроля для установки комплексной подготовки нефти | | | |
| Функциональная схема автоматизации | | Лист 2 | Листов 10 |
| ТПУ ИК СУМ зр. 8ТЭ1 | | | |

| | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата | Справ. № | Перв. примен. |
| | | | | | | |



| | | | | |
|-----------|--------------|-------|------|--|
| Изм./Лист | № Докум. | Подп. | Дата | <p>ФЮРА.425280.001 ЭС 03</p> <p>Разработка системы диспетчерского контроля для установки комплексной подготовки нефти</p> <p>Функциональная схема автоматизации</p> |
| Разраб. | Барышева | | | |
| Пров. | Рудницкий В. | | | |
| Т.контр. | | | | |
| И.контр. | | | | <p>ТПУ ИК СУМ зр. 8ТЭ1</p> |
| Утв. | | | | |

ФЮРА.425280.001 ЭС 04

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Уровень КИС хранения

Уровень архивного хранения

Уровень текущего хранения

Уровень сбора и обработки

АРМ диспетчера

Хранилище данных

Экранные формы АРМ
Справочные данные КИС
Архив оперативных сводок
Таблица обмена данных с БД информационной сети

Панель оператора

ПЛК подсистемы оператора
Аналоговые данные системы
Дискретные данные системы
Архив оперативных сводок
Таблица обмена с панелью оператора

БД АСУ ТП

ПЛК уровня оператора
Данные модулей ввода

ПЛК уровня технологического объекта
Данные модулей ввода
Преобразованные аналоговые данные
Данные для управления и сигнализации
Данные для преобразований

Сигналы измерения и состояния

Команды управления настройками

ФЮРА.425280.001 ЭС 04

| | | | | |
|----------|------|--------------|-------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № Докум. | Подп. | Дата |
| Разраб. | | Барышева | | |
| Пров. | | Рудницкий В. | | |
| Т.контр. | | | | |
| Н.контр. | | | | |
| Утв. | | | | |

Разработка системы диспетчерского контроля для установки комплексной подготовки нефти

Схема информационных потоков

| | | |
|--------|-----------|---------|
| Лит. | Масса | Масштаб |
| У | | |
| Лист 4 | Листов 10 | |

ТПУ ИК СУМ гр. 8Т31

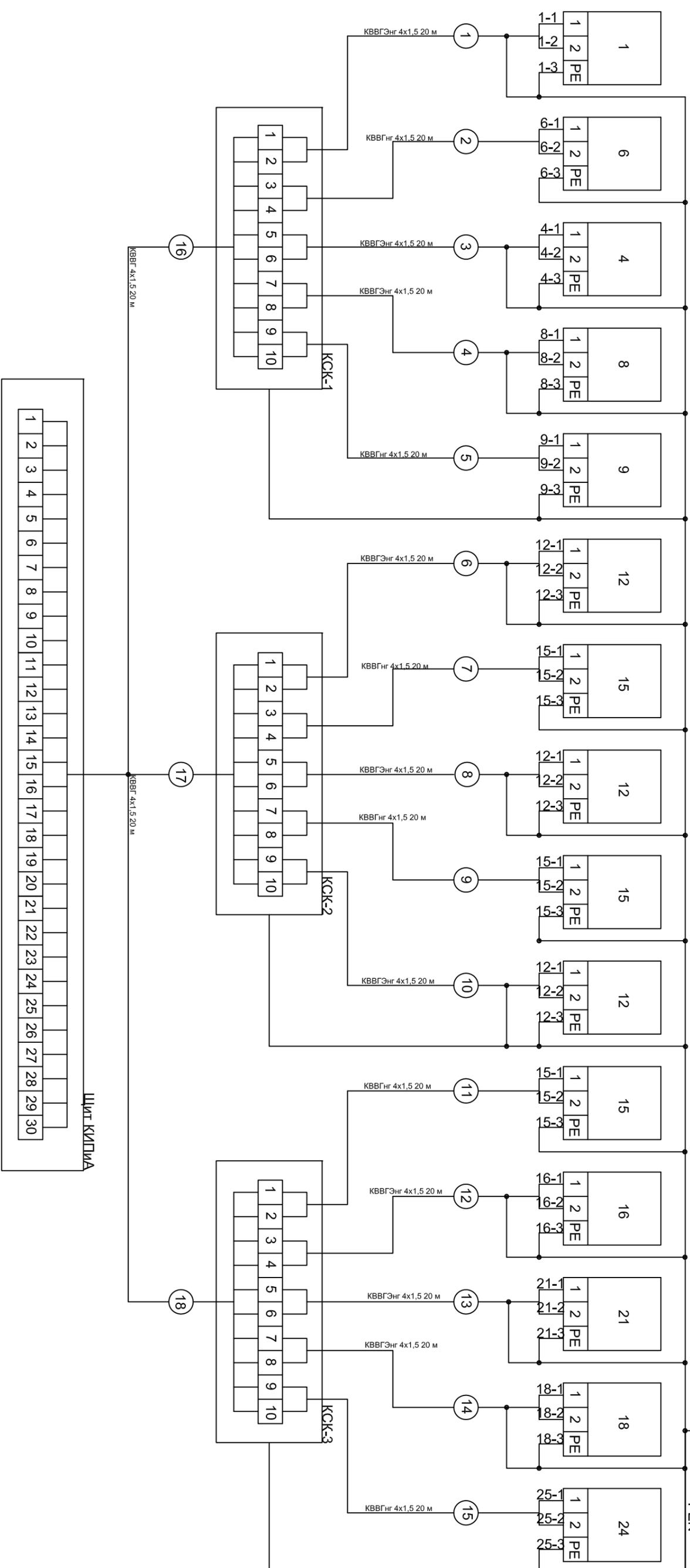
Приложение Д

Перечень тегов

| Тег | Наименование | Тип данных |
|------------|---|------------|
| VLV_PPI_1 | Задвижка на входе нефти в УКПН, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_SMP_2 | Задвижка на выходе ОГ1-200, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_WPP_3 | Задвижка на входе пресной воды в УКПН, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_EDH_4 | Задвижка на входе ЭГ1-600, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_EDH_5 | Задвижка на входе ЭГ2-600, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_EDH_6 | Задвижка на входе ЭГ3-600, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_EDH_7 | Задвижка на выходе нефти из ЭГ1-600, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_EDH_8 | Задвижка на выходе нефти из ЭГ1-600, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_EDH_9 | Задвижка на выходе нефти из ЭГ1-600, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_SCL_10 | Задвижка на откачке нефти из К-1 на нагрев, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_SCL_11 | Задвижка на откачке нефти из К-1в резервуар, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_EDH_12 | Задвижка на спуск воды из ЭГ1-600, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_EDH_13 | Задвижка на спуск воды из ЭГ1-600, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_EDH_14 | Задвижка на спуск воды из ЭГ1-600, открыть/закрыть | BOOL |
| VLV_SMP_15 | Задвижка на спуск воды из ОГ1-200, | BOOL |

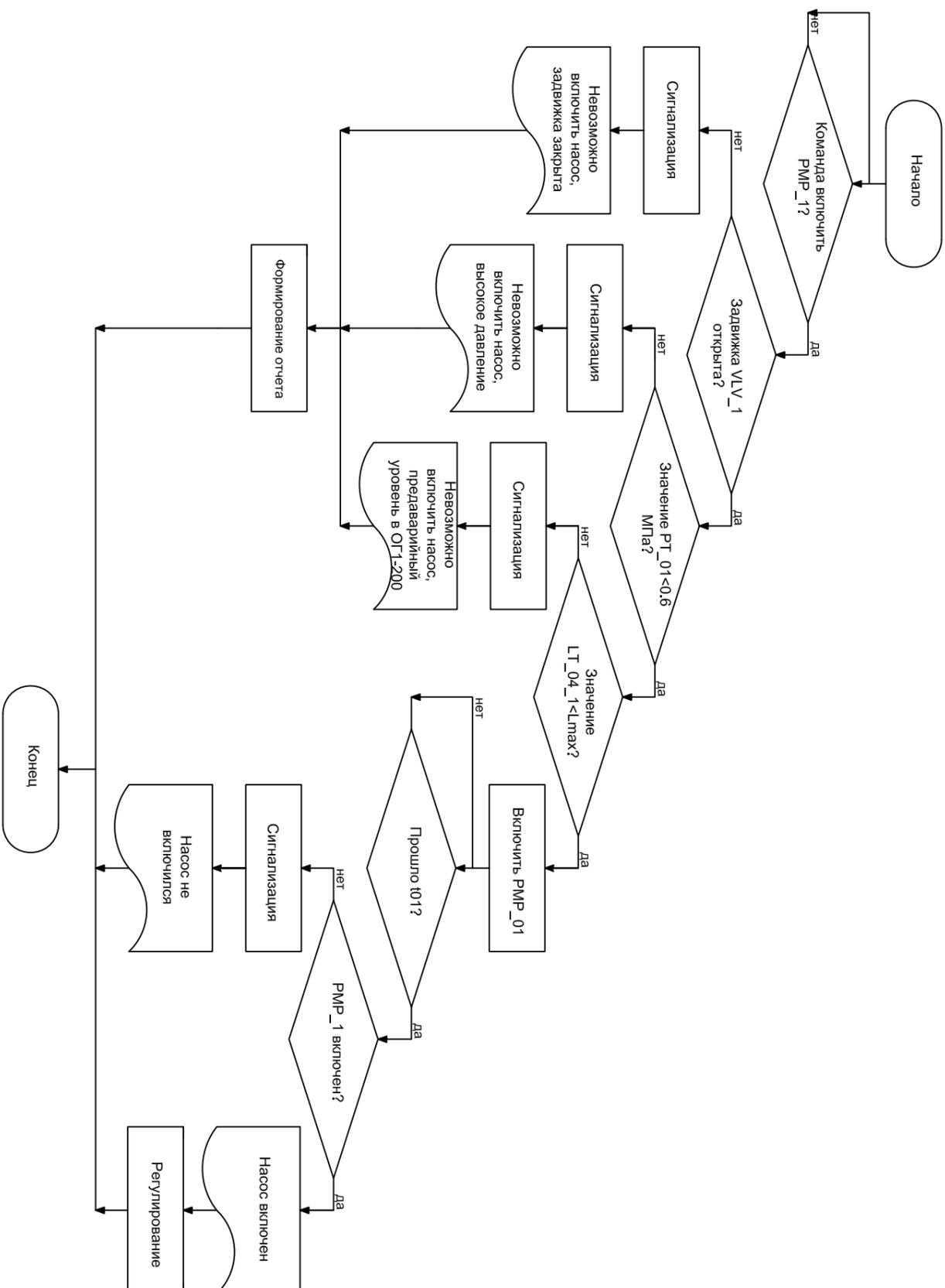
| | | |
|--------------------------|--|------|
| | открыть/закрыть | |
| PMP_PPI_1 | Насос на входе нефти в УКПН, включить/выключить | BOOL |
| PMP_WPP_2 | Насос на входе пресной воды в УКПН, включить/выключить | BOOL |
| PMP_SCL_3 | Насос на выходе нефти из К-1 для нагрева, включить/выключить | BOOL |
| PMP_SCL_4 | Насос на выходе стабильной нефти из К-1 для перекачки в резервуар, включить/выключить | BOOL |
| PMP_SCL_5 | Насос на входе газа в К-1 для орошения, включить/выключить | BOOL |
| PT_PPI_01 | Давление нефти на входе УКПН, измерение | REAL |
| FT_PPI_06 | Расход нефти на входе УКПН, измерение | REAL |
| LT_SMP_04A LT_SMP_04B | Уровень нефти в ОГ1-200/уровень раздела фаз в ОГ1-200, измерение | REAL |
| PT_SMP_08 | Давление нефти в ОГ1-200, измерение | REAL |
| FT_WPP_09 | Расход пресной воды в УКПН, измерение | REAL |
| FT_EDH_15A | Расход нефти на входе ЭГ1-600, измерение | REAL |
| FT_EDH_15B | Расход нефти на входе ЭГ2-600, измерение | REAL |
| FT_EDH_15C | Расход нефти на входе ЭГ3-600, измерение | REAL |
| PT_EDH_12A | Давление нефти в ЭГ1-600, измерение | REAL |
| PT_EDH_12B | Давление нефти в ЭГ2-600, измерение | REAL |
| PT_EDH_12C | Давление нефти в ЭГ3-600, измерение | REAL |
| PT_SCL_16 | Давление нефти в К-1, измерение | REAL |
| TT_FBF_18 | Температура нефти в ПБ-20, измерение | REAL |
| TT_SCL_21 | Температура нефти в К-1, измерение | REAL |
| FT_PPO_24 | Расход нефти на выходе УКПН, измерение | REAL |

| Наименование параметра | | Давление | | | | Расход | | | | Температура | | Уровень | | |
|------------------------|----------------|----------|----------|----------|----------|--------|---------------|----------------------|------|-------------|-------|---------|-----|----------|
| Место отбора | Входная труба | ОГ-1-200 | ЭГ-1-600 | ЭГ-2-600 | ЭГ-3-600 | К-1 | Входная труба | Поддача пресной воды | Вход | Выход | Выход | ПБ-20 | К-1 | ОГ-1-200 |
| Тип датчика | Rosemount 3051 | | | | | | | | | | | | | |
| Позиция | 1 | 8 | 12 | 12 | 16 | 6 | 9 | 15 | 15 | 15 | 24 | 18 | 21 | 4 |
| | Fluxus 808 | | | | | | | | | | | | | |
| | Rosemount 565 | | | | | | | | | | | | | |
| | AT100 | | | | | | | | | | | | | |



| | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------|---------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата | Справ. № | Перв. примен. |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------|---------------|

| | | | | | | | | | | |
|-----------|--|--|---------------|-------|------|--|---------------------|-------|---------|----|
| Изм./Лист | | | № Докум. | Подп. | Дата | <p>ФЮРА.425280.001 ЭС 05</p> <p>Разработка системы диспетчерского контроля для установки комплексной подготовки нефти</p> <p>Схема внешних проводов</p> | Лист | Масса | Масштаб | |
| Разраб. | | | Барышева | | | | У | | | |
| Пров. | | | Рудничский В. | | | | Лист | 5 | Листов | 10 |
| Т.контр. | | | | | | | ТПУ ИК СУМ зр. 8ТЭ1 | | | |
| Н.контр. | | | | | | | | | | |
| Умб. | | | | | | | | | | |

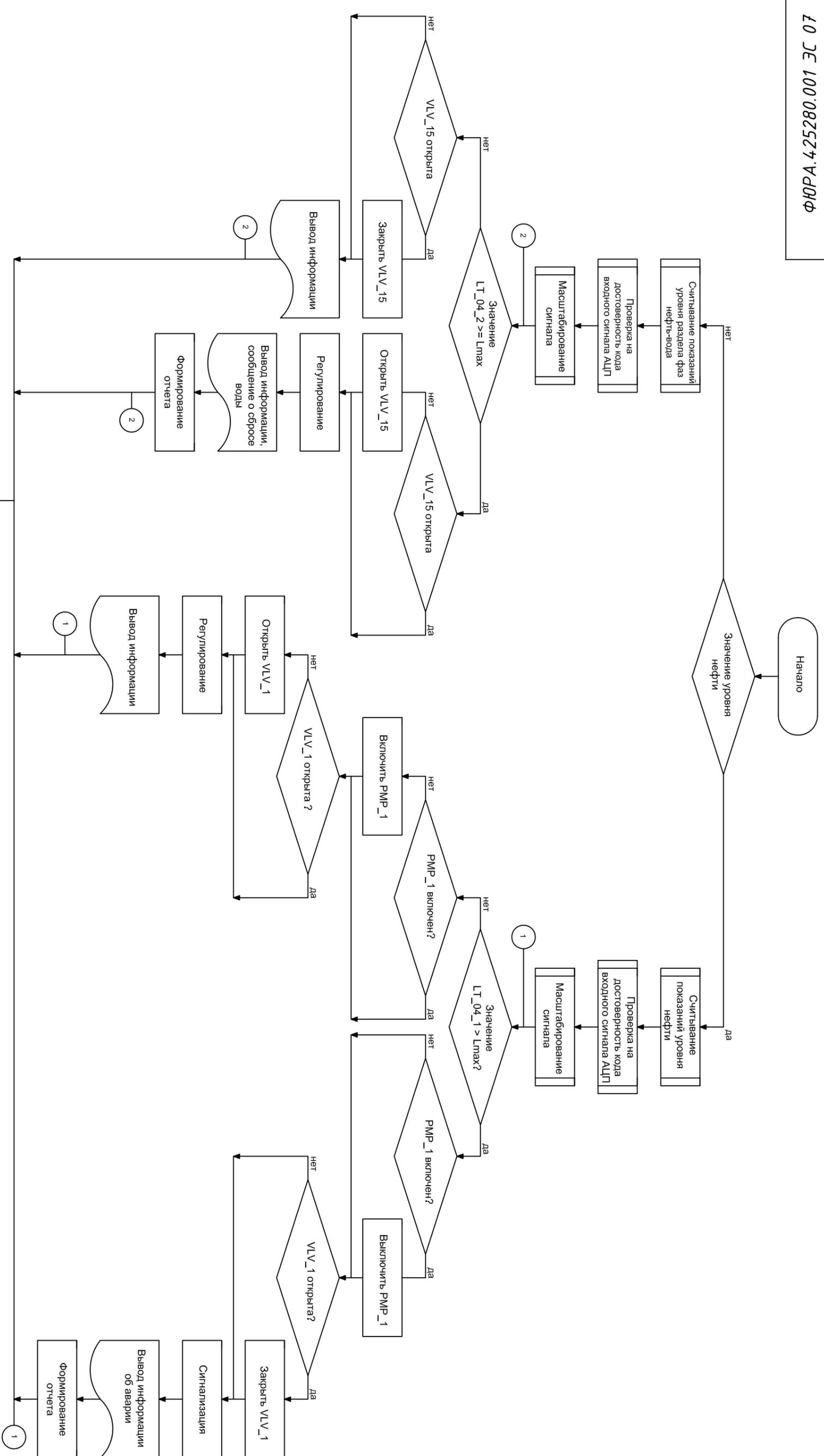


| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата |
| | | | | |

| | |
|----------|---------------|
| Справ. № | Перв. примен. |
| | |

| | | | | |
|---------------------|--------------|-------|------|---|
| Изм./Лист | № Докум. | Подп. | Дата | <p>ФЮРА.425280.001 ЭС 06</p> <p>Разработка системы диспетчерского контроля для установки комплексной подготовки нефти</p> <p>Алгоритм пуска насоса</p> |
| Разраб. | Барышева | | | |
| Пров. | Рудницкий В. | | | |
| Т.контр. | | | | |
| Н.контр. | | | | |
| Утв. | | | | Лист 6 / Листов 10 |
| ТПУ ИК СУМ зр. 8ТЭ1 | | | | Формат А3 |

| | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|----------|---------------|
| Инва. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инва. № дубл. | Подп. и дата | Справ. № | Перв. примен. |
| | | | | | | |



| | | | | | | | |
|-----------|--------------|-------|------|---|------|-------|---------|
| Изм./Лист | № Докум. | Подп. | Дата | <p>ФЮРА.425280.001 ЭС 07</p> <p>Разработка системы диспетчерского контроля для установки комплексной подготовки нефти</p> <p>Алгоритм регулирования уровня нефти и уровня раздела фаз нефть-вода в остойнике нефти</p> | Лист | Масса | Масштаб |
| Разраб. | Барышева | | | | У | | |
| Пров. | Рудницкий В. | | | | Лист | 7 | Листов |
| Т.контр. | | | | | | | 10 |
| Н.контр. | | | | | | | |
| Умв. | | | | | | | |
| | | | | ТПУ ИК СУМ гр. 8ТЭ1 | | | |

Приложение И

Расчет передаточной функции объекта управления

Приняв отстойник нефти как идеальный цилиндр, уравнение его окружности в координатах $h(x)$, будет выглядеть следующим образом:

$$x^2 + (h - R)^2 = R^2, \quad (\text{К.1})$$

где h – уровень, м; x – расстояние от оси h , м.

На рисунке С.1 представлено сечение отстойника в координатах $h(x)$.

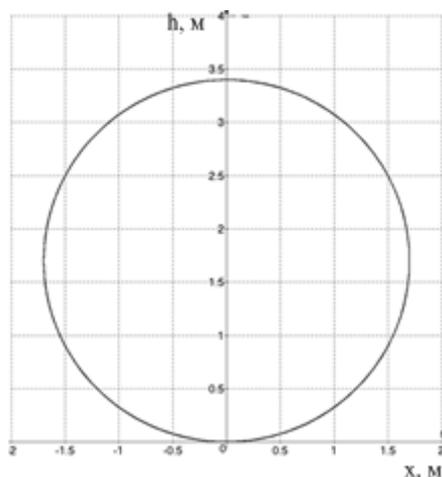


Рисунок К.1– Модель ОГ -200

После преобразования уравнение окружности отстойника нефти будет выглядеть следующим образом:

$$x(h) = \pm \sqrt{R^2 - (h - R)^2} \quad (\text{К.2})$$

Тогда уравнение сечения толщи воды в зависимости от ее уровня:

$$S = 2 \cdot \int_0^{h_B} \sqrt{2Rh - h^2} dh; \quad (\text{К.3})$$

$$S = \frac{\pi R^2}{2} + (h_B - R) \sqrt{2Rh_B - h_B^2} + R^2 \arctan\left(\frac{h_B - R}{\sqrt{2Rh_B - h_B^2}}\right), \quad (\text{К.4})$$

где h_B – уровень воды (межфазный уровень).

Объем жидкости в отстойнике нефти:

$$V_B = S \cdot l_B, \quad (\text{К.5})$$

$$V_B = \left(\frac{\pi R^2}{2} + (h_B - R) \sqrt{2Rh_B - h_B^2} + R^2 \arctan\left(\frac{h_B - R}{\sqrt{2Rh_B - h_B^2}}\right) \right) \cdot l_B. \quad (\text{К.6})$$

Зависимость $V_B(h_B)$ представлена на рисунке С.2.

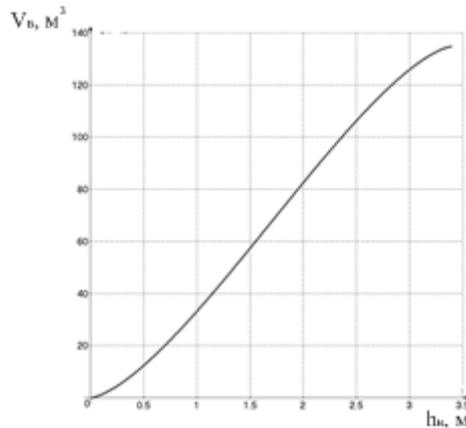


Рисунок К.2 – Зависимость $V_B(h_B)$

В связи с большим объемом вычислений данную зависимость следует линеаризовать. Задача регулирования – поддерживать межфазный уровень в рабочем диапазоне 1200 - 1600 мм на отметке $h_{зад,в} = 1400$ мм, то целесообразно произвести линеаризацию именно в точке $h_B = h_{зад,в}$.

Линеаризуем данную зависимость в окрестности $h_B = h_{зад,в} = 1400$ мм:

$$V'_B(h_B) = 2 \cdot l_B \cdot \sqrt{2Rh_B - h_B^2}; \quad (К.7)$$

$$V_B(h_B) \approx V_B(h_{зад,в}) + V'_B(h_{зад,в}) \cdot (h_B - h_{зад,в}). \quad (К.8)$$

В дальнейшем удобней будет пользоваться зависимостью $h_B(V_B)$, т.е. положение межфазного уровня в зависимости от объема воды, находящегося в отстойнике нефти:

$$h_B(V_B) = \frac{V_B - V_B(h_{зад,в})}{V'_B(h_{зад,в})} + h_{зад,в}. \quad (К.9)$$

Коэффициент пропорциональности отстойника:

$$K_{отст} = \frac{1}{V'_B(h_{зад,в})}; \quad (К.10)$$

Зависимость объема воды в отстойнике от расхода поступающей в него жидкости:

$$v_B(t) = q_{ст,в}(t) \cdot t + v_0, \quad (К.11)$$

где v_0 , – начальный объем воды, м³; $q_{ст,в}(t)$ – расход воды на стоке, м³/мин;

t – время, мин.

Передаточная функция отстойника нефти:

$$W_{\text{отст}}(s) = \frac{H_B(s)}{Q_{\text{ст.в}}(s)}, \quad (\text{К.12})$$

где $H_B(s)$, $Q_{\text{ст.в}}(s)$ – изображение по Лапласу $h_B(t)$, $q_{\text{ст.в}}(t)$.

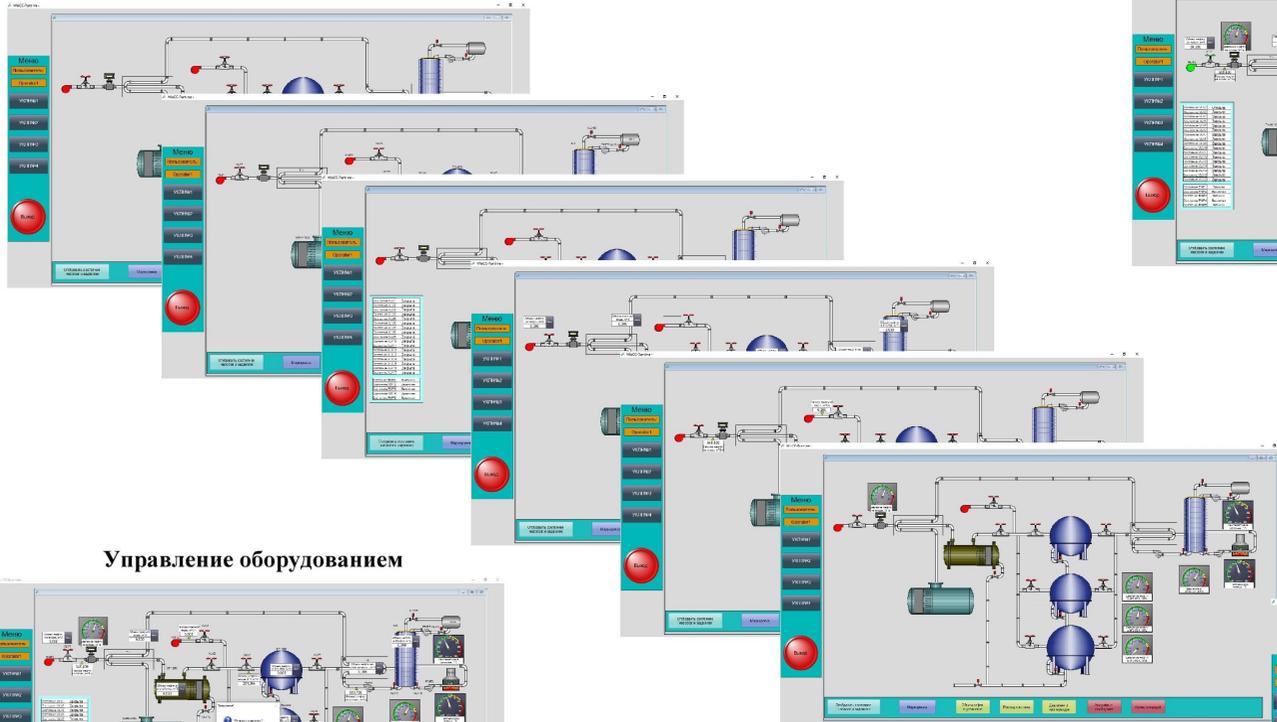
Таким образом, с учетом уравнений 9, 10, 11, а также с учетом того, что расчет производится при нулевых начальных условиях, передаточная функция отстойника нефти будет выглядеть следующим образом:

$$W_{\text{отст}}(s) = \frac{K_{\text{отст}}}{s}. \quad (\text{К.13})$$

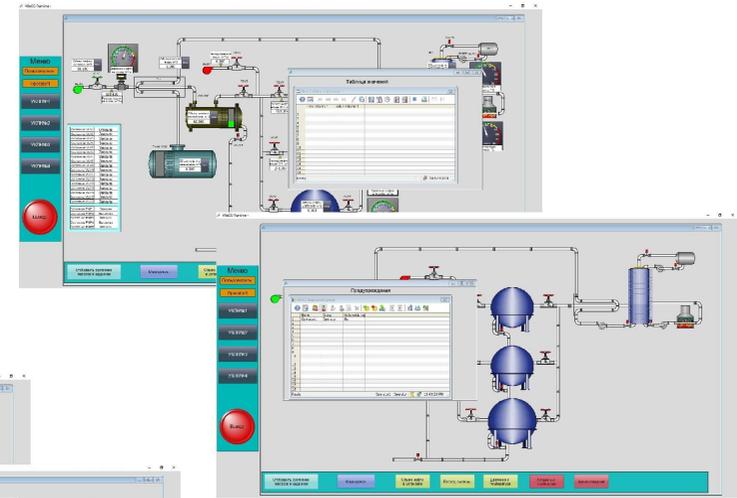
Перв. примен.

Справ. №

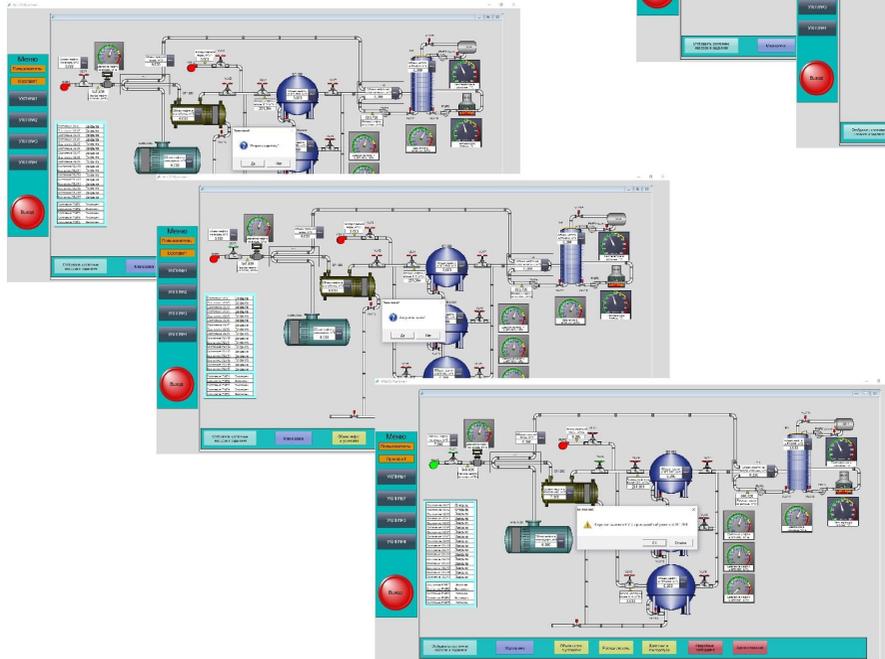
Управление технологическим процессом



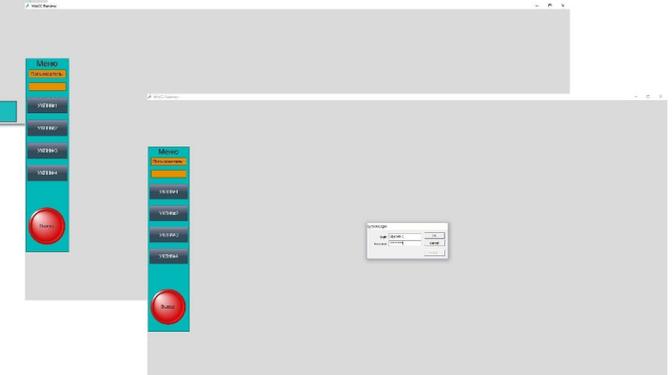
Отчеты



Управление оборудованием



Навигационная панель оператора



Подп. и дата

Инв. № дубл.

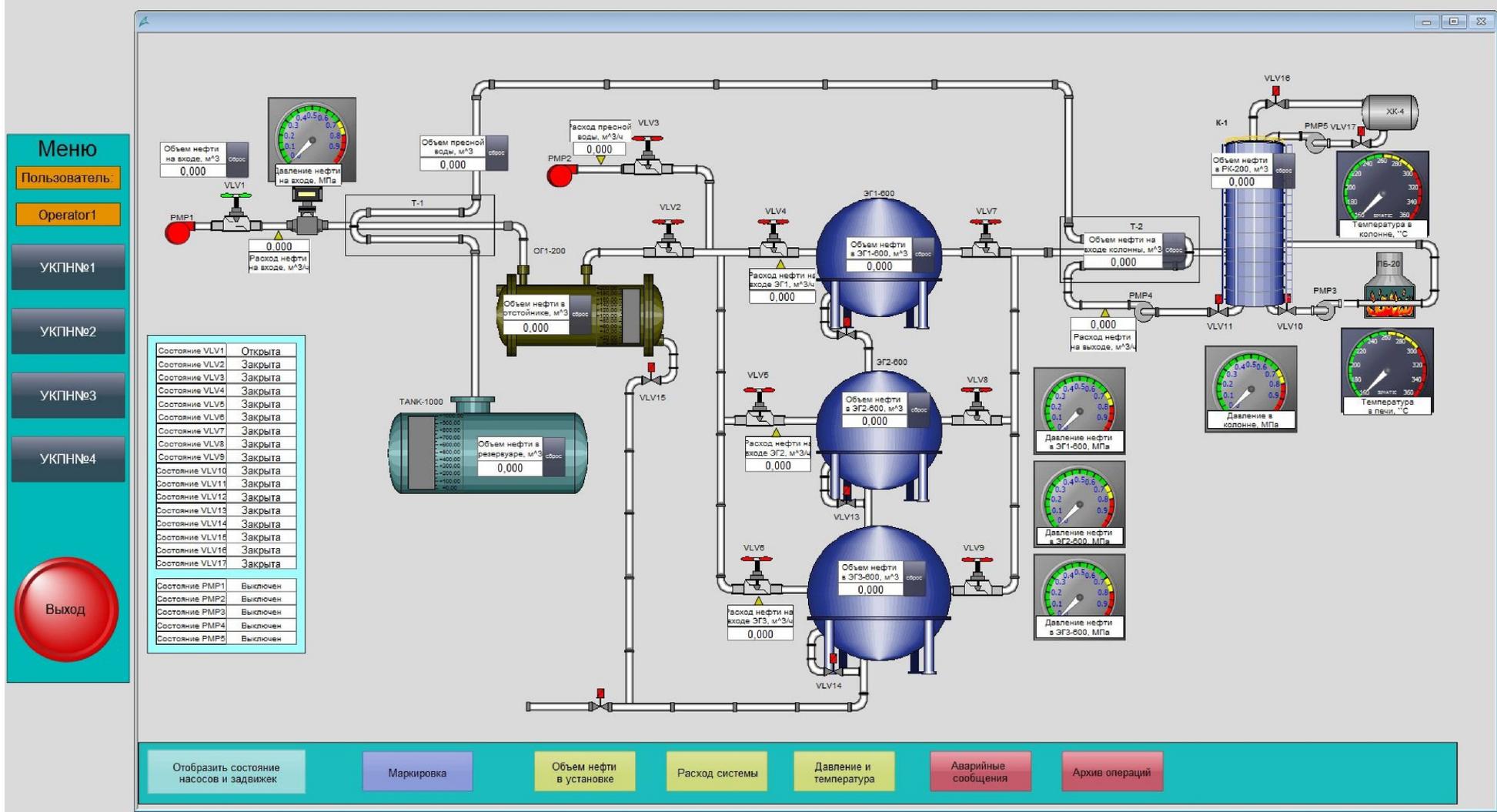
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| | | | | | | | | |
|------|------|--------------|-------|------------------------------|---|----------------------|-------|-----------|
| | | | | ФЮРА.425280.001 ЭС 08 | | | | |
| Изм. | Лист | № Докум. | Подп. | Дата | Разработка системы диспетчерского контроля для установки комплексной подготовки нефти | Лит. | Масса | Масштаб |
| | | Барышева | | | | У | | |
| | | Рудницкий В. | | | | | | |
| | | Т.контр. | | | | Лист | 8 | Листов 10 |
| | | Н.контр. | | | | Дерево экранных форм | | |
| | | Утв. | | | | ТПУ ИК СУМ гр. 8Т31 | | |

WinCC-Runtime -



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| | | | | | | | |
|-----------|--------------|-------|------|--|---------------------|-------|-----------|
| Изм./Лист | № Докум. | Подп. | Дата | Разработка системы диспетчерского контроля для установки комплексной подготовки нефти SCADA-форма начального экрана | Лит. | Масса | Масштаб |
| Разраб. | Барышева | | | | у | | |
| Пров. | Рудницкий В. | | | | | | |
| Т.контр. | | | | | Лист | 9 | Листов 10 |
| Н.контр. | | | | | ТПУ ИК СУМ гр. 8Т31 | | |
| Утв. | | | | Формат А3 | | | |

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Меню

Пользователь

Operator1

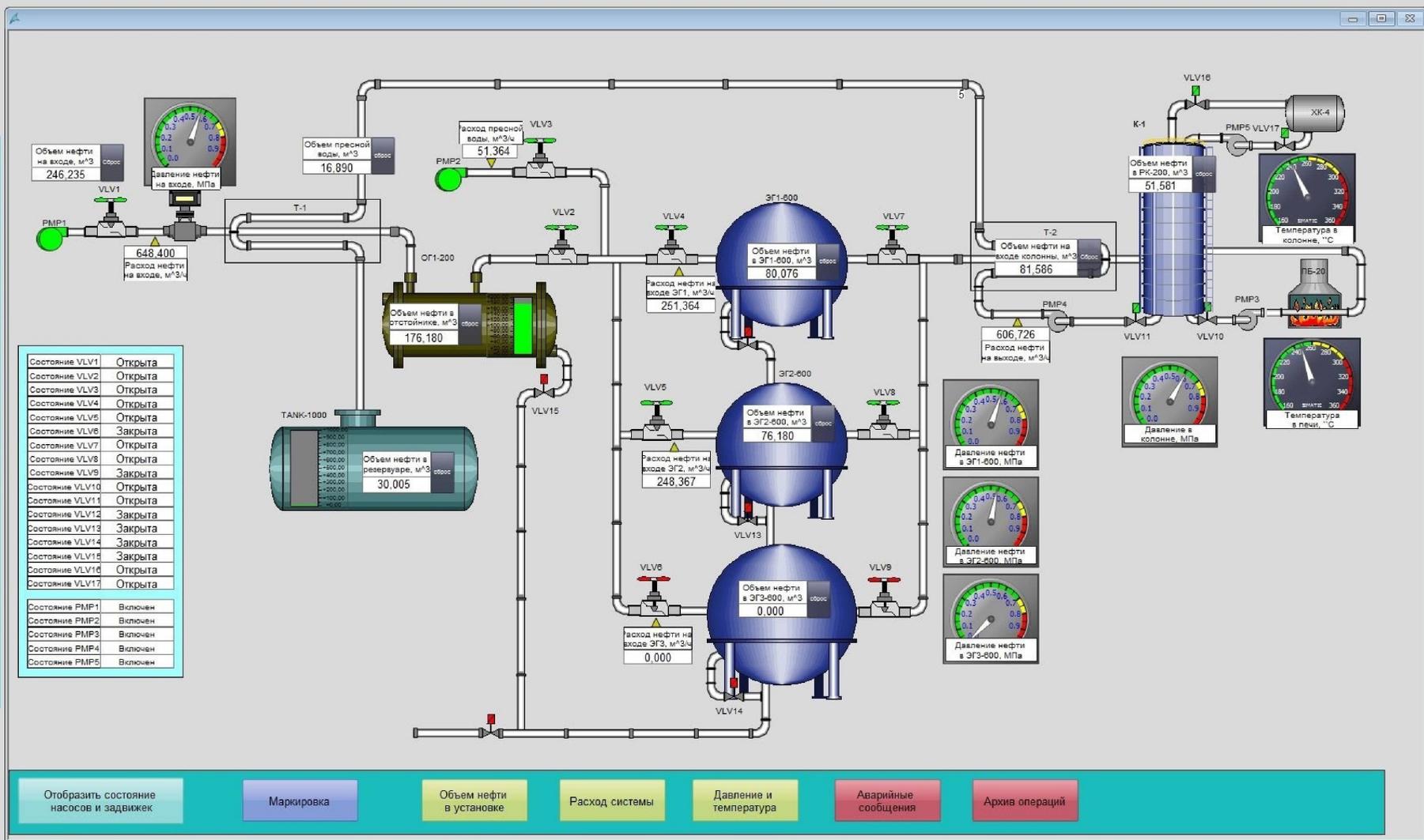
УКПН№1

УКПН№2

УКПН№3

УКПН№4

Выход



| | |
|-----------------|---------|
| Состояние VLV1 | Открыта |
| Состояние VLV2 | Открыта |
| Состояние VLV3 | Открыта |
| Состояние VLV4 | Открыта |
| Состояние VLV5 | Открыта |
| Состояние VLV6 | Закрыта |
| Состояние VLV7 | Открыта |
| Состояние VLV8 | Открыта |
| Состояние VLV9 | Закрыта |
| Состояние VLV10 | Открыта |
| Состояние VLV11 | Открыта |
| Состояние VLV12 | Закрыта |
| Состояние VLV13 | Закрыта |
| Состояние VLV14 | Закрыта |
| Состояние VLV15 | Закрыта |
| Состояние VLV16 | Открыта |
| Состояние VLV17 | Открыта |
| Состояние PMP1 | Включен |
| Состояние PMP2 | Включен |
| Состояние PMP3 | Включен |
| Состояние PMP4 | Включен |
| Состояние PMP5 | Включен |

| | | | | | | | | |
|-----------|--------------|-------|------|---|---------------------|-------|-----------|----|
| Изм./Лист | № Докум. | Подп. | Дата | Разработка системы диспетчерского контроля для установки комплексной подготовки нефти | Лит. | Масса | Масштаб | |
| Разраб. | Барышева | | | | у | | | |
| Пров. | Рудницкий В. | | | | | | | |
| Т.контр. | | | | | Лист | 10 | Листов | 10 |
| Н.контр. | | | | | ТПУ ИК СУМ гр. 8Т31 | | | |
| Утв. | | | | SCADA-форма конечного экрана | | | Формат А3 | |