

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



Институт электронного обучения
Направление подготовки 15.03.04 "Автоматизация технологических процессов и производств"
Кафедра систем управления и мехатроники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти

УДК 622.276.05:628.928-52:681.586:004.384

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т22	Ширяев Алексей Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Мастер КАиТ цеха автоматизации производства №4 ООО «МНУ»	Спицын Алексей Геннадьевич		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Данков Артем Георгиевич	Кандидат исторических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Невский Егор Сергеевич	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Систем управления и мехатроники	Губин Владимир Евгеньевич	Доцент, кандидат технических наук		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
ОПК-1	Уметь использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда.
ОПК-2	Уметь решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности.
ОПК-3	Уметь использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности.
ОПК-4	Обладать способностью участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения.
ОПК-5	Обладать способностью участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
ПК-1	Участвовать в работах по расчету и проектированию процессов изготовления продукции и указанных средств и систем с использованием современных информационных технологий, методов и средств проектирования.
ПК-2	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.
ПК-3	Применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов, современные методы разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, средства автоматизации технологических процессов и производств.
ПК-4	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, диагностике, испытаний, управление процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством в соответствии с техническими заданиями и использованием стандартных средств автоматизации расчетов и проектирования.

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



Институт электронного обучения
 Направление подготовки 15.03.04 "Автоматизация технологических процессов и производств"
 Кафедра систем управления и мехатроники

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой СУМ
 _____ Губин В.Е.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
--

Студенту:

Группа 3-8Т22	ФИО Ширяев Алексей Николаевич
-------------------------	---

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2751/с от 18.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является нефтегазовый сепаратор НГС-2 установки подготовки нефти УПН "Лугинецкая" нефтегазового месторождения "Лугинецкое". Режим работы непрерывный. В качестве сырья используется газожидкостная смесь. Нормированные требования по давлению внутри сепаратора $4 \text{ кгс/см}^2 - 8 \text{ кгс/см}^2$ и уровню жидкости 1,24 м - 1,96 м. Данный объект служит для разделения газожидкостной смеси на жидкость и попутный газ.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Описание технологического процесса 2 Архитектура АС 3 Структурная схема АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Схема информационных потоков АС 6 Средства реализации АС 7 Схема соединения внешних проводок 8 Алгоритмы управления АС 9 Автоматическое регулирование технологическим режимом 10 Экранные формы АС
Перечень графического материала	1 Структурная схема 2 Функциональная схема технологического процесса 3 Схема соединения внешних проводок

	4 Концептуальная структурная схема 5 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.404-2013 6 Схема автоматизации по ANSI/ISA 5.1-2009 7 Схема информационных потоков 8 Блок-схема алгоритма пуска, останова 9 Блок-схема алгоритма сбора данных измерений 10 Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab 11 SCADA-формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Данков Артем Георгиевич
Социальная ответственность	Невский Егор Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.12.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Мастер КАиТ цеха автоматизации производства №4 ООО «МНУ»	Спицын Алексей Геннадьевич		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т22	Ширяев Алексей Николаевич		



**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт электронного обучения
Направление подготовки 15.03.04 "Автоматизация технологических процессов и производств"
Уровень образования бакалавриат
Кафедра систем управления и мехатроники
Период выполнения: весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа (бакалаврской работы, дипломной работы, магистерской диссертации)
--

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Систем управления и мехатроники	Губин Владимир Евгеньевич	Доцент, кандидат технических наук		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 150 страниц, 34 рисунка, 20 таблиц, 17 использованных источников, 12 приложений.

Ключевые слова: нефтегазовый сепаратор, ПИ-регулятор, датчик уровня, программируемый логический контролер, эмульсия, электропривод, установившееся значение.

Объектом исследования является сепаратор НГС-2 УПН "Лугинецкая" нефтегазового месторождения "Лугинецкое". Объект представляет собой горизонтальную емкость объемом 50 м^3 , которая служит для разделения газожидкостной смеси на жидкость и попутный газ. Нормированные требования по давлению внутри сепаратора $4 \text{ кгс/см}^2 - 8 \text{ кгс/см}^2$ и уровню жидкости $1,24 \text{ м} - 1,96 \text{ м}$.

Цель работы: получить практические и теоретические навыки по модернизации автоматизированной системы на примере автоматизированной системы сепаратора.

В процессе исследования проводились:

- 1). Изучение технологического процесса в целом и его отдельных участков;
- 2). Выбор объекта и возможности его модернизации;
- 3). Изучение необходимой технической документации;
- 4). Разработка и модернизация схем для осуществления поставленной задачи;
- 5). Определение параметров регулятора и проверка результатов исследования в среде Matlab Simulink.

В результате исследования было изучено и доказано, что нефтегазовый сепаратор НГС-2 УПН "Лугинецкая" возможно модернизировать путем изменения метода измерения уровня жидкости внутри емкости и замены дифференциальных преобразователей давления на рефлексные (волновые) датчики уровня. Это повысит точность измерений, сократит денежные и временные затраты на обслуживание. Так же модернизацию НГС-2 можно осуществить путем замены исполнительного устройства в виде устройства

регулировки влива на клапан с управлением по унифицированному токовому сигналу и введя функцию ПИ регулирования в контроллер для поддержания заданного уровня в сепараторах, что позволит повысить уровень качества управления данным параметром. И как следствие повысит производительность, стабильность и качество работы всей системы.

При решении главным руководством о замене устройств регулировки влива технологической площадки сепарации УПН "Лугинецкая" на устройства с управлением по унифицированному сигналу материал разработки будет предложен в качестве варианта модернизации с применением ПИ-регулятора.

Глоссарий

Термин	Определение
АС	Автоматизированная система это - комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса. Термин автоматизированная, в отличие от термина автоматическая подчеркивает сохранение за человеком-оператором некоторых функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	Интерфейс – это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой
Интерфейс оператора	Интерфейс оператора – это совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой
Протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Modbus +, CAN)	Протокол – это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами
Техническое задание на АС (ТЗ)	Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы
Технологический процесс (ТП)	Технологический процесс – последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ.
Архитектура АС	Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых komponуется АС

<p>SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных)</p>	<p>Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных</p>
<p>ФЮРА. 425280</p>	<p>ФЮРА это – код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85 (в соответствии с шестизначный классификационной характеристикой ОКП этот код означает проектирование распределенного автоматизированного управления технологическим объектом)</p>
<p>Объект управления</p>	<p>Объект управления – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления</p>
<p>Диспетчерский пункт (ДП)</p>	<p>Диспетчерский пункт – центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии производства</p>

Сокращения, определения, обозначения

- АБК – административно-бытовой комплекс
- АЕ – аварийная емкость
- АРМ – автоматизированное рабочее место
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
- АЦП – аналого-цифровой преобразователь
- БД – блок детекторный
- БДР – блок дозирования реагента
- БИ – блок интерфейсный
- БКНС – блочная кустовая насосная станция
- БМА – блок местной автоматики
- БРХ – блок реагентного хозяйства
- БС – блок сигнализатора
- ВГС – вертикальный газовый сепаратор
- ГРП – газораспределительный пункт
- ГС – газовый сепаратор
- ГСМ – газосигнализатор модульный
- ДНП – давления насыщенных паров
- ЕП – емкость подземная
- КЖ – клапан жидкостной
- КЗ – камера задвижек
- КИП и А – контрольно-измерительные приборы и автоматика
- КИС – корпоративная информационная система
- КПП – контрольно-пропускной пункт
- КС – концевой сепаратор
- ЛГКС – лугинецкая газокompрессорная станция
- МНУ – монтажно-наладочное управление
- НВОН – насосная внешней откачки нефти

НВПН – насосная внутренней перекачки нефти
НГС – нефтегазовый сепаратор
НСЖ – нефтесодержащая жидкость
НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени
ОУ – объект управления
ОВМ – осушитель воздуха механический
ОГ – отстойник горизонтальный
ПАВ – поверхностно-активные вещества
ПАЗ – противоаварийная защита
ПБЭ – пускатель бесконтактный электронный
ПИ-регулятор – пропорционально-интегральный регулятор
ПЛК – программируемый логический контролер
ПО – программное обеспечение
ПОН – пункт отпуска товарной нефти
ПР – пожарный резервуар
ПТБ – печь трубная блочная
ПТК – программно-технический комплекс
РВС – резервуар вертикальный стальной
РП – резервуар пенный
СГ – сепаратор газовый
СИКН – система измерения и контроля качества нефти
ТХД – термохимический датчик
ТСПУ – термопреобразователь сопротивления платиновый с унифицированным токовым сигналом
УДС – узел дополнительной сепарации
УПН – установка подготовки нефти
УПОГ – устройство предварительного отбора газа
УРВ – устройство регулировки разлива
УУГ – узел учета газа

ФВД – факел высокого давления

ФНД – факел низкого давления

ФС – факельный сепаратор

ЦАП – цех автоматизации производства

Автоматизированная система управления технологическим процессом – группа решений технических и программных средств, предназначенных для автоматизации управления технологическим оборудованием на промышленных предприятиях.

Аналого-цифровой преобразователь – устройство, преобразующее входной аналоговый сигнал в дискретный код.

Байпасная линия – свободная линия, предназначенная для создания обходного пути для движения какого-либо вещества.

Взлив – высота открытой поверхности горючей жидкости в резервуаре относительно его основания.

Гидратообразование – это процесс, возникающий при падениях температуры и давления, что влечет за собой уменьшение упругости водяных паров и влагоемкости газа, а, вследствие чего – образование гидратов.

Гидрозатвор (гидравлический затвор) – предохранительное трубное устройство U-образной формы наполовину заполненный водой.

Гидростатическое давление – давление столба воды над условным уровнем.

Деэмульгатор – реагент, используемый для разрушения эмульсий

Колебательность системы – параметр системы, характеризующийся числом колебаний управляемой величины за время регулирования.

Конденсатосборник – это специальные устройства, служащее для сбора и удаления конденсата и воды из транспортируемого газа, создающие определенные сложности в эксплуатации газопроводов.

Некондиция – продукция не соответствующая по тем или иным параметрам, но условно пригодна или пригодна после соответствующего исправления.

Нефтеналив – пункт отпуска нефтяной продукции.

Перерегулирование – ограниченный по времени выброс сигнала или функции над целевым значением.

Переходный процесс – в теории систем представляет реакцию динамической системы на приложенное к ней внешнее воздействие с момента приложения этого воздействия до некоторого установившегося значения во временной области.

ПИД-регулятор – устройство в цепи обратной связи, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра.

Промливневый сток (промышленный ливневый сток) – поток воды с технологических установок и дождевых вод.

Термочехол – это быстросъемная теплоизоляция многократного использования для оборудования сложной геометрической формы.

Уставка – регламентированное ограниченное или заданное значение некоторой переменной величины.

Устойчивость системы – свойство системы возвращаться к исходному состоянию после прекращения возмущающего воздействия

Электрозадвижка – трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды при помощи электродвигателя.

Эмульсия – вещество из взаимно нерастворимых (мало растворимых) веществ, одно из которых раздроблено в другом в виде мелких капелек (глобул).

Оглавление

Введение	17
1. Техническое задание на разработку АС	19
1.1 Назначение и цели создания системы	19
1.2 Характеристика объектов автоматизации	20
1.3 Требования к системе и ее составным частям	21
1.4 Требования к техническому обеспечению	23
1.5 Требования к программному обеспечению	24
1.6 Требования к информационному обеспечению	25
1.7 Требования к надежности АСУ ТП	26
1.8 Требования к математическому обеспечению	27
2 Основная часть	28
2.1 Описание технологического процесса	28
2.2 Архитектура АС	39
2.3 Структурная схема АС	42
2.4 Функциональная схема автоматизации	44
2.5 Схема информационных потоков	45
2.7 Используемые датчики	53
2.8 Исполнительное устройство	72
2.9 Нормирование погрешности канала измерения	74
2.10 Алгоритмы управления	78
2.10.1 Алгоритм пуска/останова технологического оборудования	78
2.10.2 Алгоритм сбора данных измерений	79
2.11 Ввод–вывод аналоговых (дискретных) сигналов	80
2.12 Дерево экранных форм. Экранная форма АС	81
3 Автоматическое регулирование технологическим режимом	82
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	87
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	87
4.2 Анализ конкурентных технических решений	89
4.3 Технология QuaD	94
4.4 SWOT-анализ	98
4.5 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	103
4.6 Структура работ в рамках научного исследования	104
4.7 Определение трудоемкости выполнения работ	106

4.8	Разработка графика проведения научного исследования	107
4.9	Бюджет научно-технического исследования НТИ	110
4.9.1	Расчет материальных затрат НТИ	110
4.9.2	Основная заработная плата исполнителей темы	112
4.9.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы..	115
4.9.4	Отчисления во внебюджетные фонды.....	116
4.9.5	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	117
4.10	Расчет прибыли, НДС, цены разработки НИР и определение срока окупаемости	118
4.11	Оценка научно-технического уровня НИР	119
5	Социальная ответственность	122
5.1	Анализ выявленных вредных факторов	122
5.1.1	Повышенный шум	123
5.1.2	Повышенная вибрация.....	125
5.2	Анализ выявленных опасных факторов	127
5.2.1	Опасность поражения электрическим током.....	127
5.2.2	Опасность поражения вращающимися частями исполнительного устройства.....	130
5.2.3	Падение с высоты.....	131
5.3	Охрана окружающей среды	132
5.4	Защита в чрезвычайных ситуациях.....	133
5.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при реализации модернизированной АС.....	135
	Результаты	136
	Список используемых источников	137
	Приложение А Структурная схема УПН "Лугинецкая"	139
	Приложение Б Функциональная схема технологической площадки сепарации УПН "Лугинецкая"	140
	Приложение В Схема внешних проводок первой ступени сепарации УПН "Лугинецкая"	141
	Приложение Г Концептуальная структурная схема АС НГС-2 УПН "Лугинецкая"	142
	Приложение Д Функциональная схема автоматизации НГС-2 УПН "Лугинецкая" по ГОСТ 21.404-2013.....	143
	Приложение Е Функциональная схема автоматизации НГС-2 УПН "Лугинецкая" по ANSI/ISA 5.1-2009.....	144

Приложение Ж Схема информационных потоков АС НГС-2 УПН "Лугинецкая"	145
Приложение З Схема внешних проводок КЖ-2 НГС-2 УПН "Лугинецкая"	146
Приложение И Алгоритм оперативного управления пуска, останова НГС-2 УПН "Лугинецкая"	147
Приложение К Алгоритм сбора данных измерений НГС-2 УПН "Лугинецкая"	148
Приложение Л SCADA- формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта УПН "Лугинецкая"	149
Приложение М Результаты моделирования (исследования), выбор параметров регулятора САР в MatLab	150

Введение

Нефтегазовое месторождение "Лугинецкое" находится на территории Томской области и расположено примерно в 100 километрах севернее г. Кедрового. Оно включает в себя вахтовый поселок, 65 нефтегазодобывающих кустов, газокompрессорную станцию, установки подготовки нефти, блочные кустовые насосные станции и различные вспомогательные промышленные объекты. Нефтегазовое месторождение "Лугинецкое", как и все месторождения в целом являются основой нефтегазовой промышленности. Нефтегазовая промышленность в свою очередь является источником энергетических ресурсов и основой экономики многих стран мира.

Сбор сведений и разработка курсового проекта происходила на базе сведений полученной в ЦАП-4 находящегося в поселке "Лугинецкий" и принадлежащего ООО "МНУ", расположенного в г. Стрежевом. Всего ООО "МНУ" имеет 6 цехов расположенных на различных месторождениях и является подрядной организацией ОАО «Томскнефть» ВНК. УПН "Лугинецкая" так же принадлежит ОАО «Томскнефть» ВНК. Акционерами ОАО «Томскнефть» ВНК являются ОАО НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть», которым принадлежат по 50% акций общества.

В ЦАП-4 работают две вахты по 10-12 человек. В них входят заместитель начальника ЦАП-4, мастер КАиТ ЦАП-4, инженер-электроник, инженер-программист, слесари КИПиА 4-6 разрядов, электромонтеры ОПС (охранно-пожарной сигнализации).

УПН осуществляет сепарацию нефтегазовой эмульсии поступающей с кустов месторождения, хранение нефтегазовых продуктов и дальнейшую их транспортировку по магистральному нефтепроводу. Данный объект является достаточно автоматизированным производством, но, как и везде уровень автоматизации можно увеличить путем внедрения новых технологий и оборудования для обеспечения более быстрого и качественного производства.

Для повышения уровня автоматизации НГС-2 УПН "Лугинецкая" было принято решение изменить метод измерения уровня в нефтегазовом сепараторе. При этом заменив, дифференциальный преобразователь давления, который используют для определения уровня жидкости в сепараторе на рефлексные (волновые) датчики уровня, так как метод измерения уровня при помощи дифференциальных преобразователей устарел. Так же необходимо обеспечить более качественное регулирование такого параметра, как уровень жидкости в сепараторе, путем внедрения регулятора.

1. Техническое задание на разработку АС

1.1 Назначение и цели создания системы

Основными целями создания системы автоматизированного управления нефтегазового сепаратора являются:

- 1). Снизить потери нефти, газа и воды.
- 2). Создать максимально точное выполнение технологических операций, минимизировать ошибки обслуживающего персонала;
- 3). Создать управление, которое обеспечит выходную продукцию с необходимыми параметрами;
- 4). Повысить условия труда обслуживающего персонала;
- 5). Повысить безопасности технологических процессов путем внедрения различных современных средств сигнализации, блокировок и защит;
- 6). Реализовать единую централизованную систему управления технологическим процессом.

Система управления технологическим процессом должна:

- 1). Обеспечивать автоматическое регулирование основного технологического параметра ОУ;
- 2). Исключать появление аварийных ситуаций, отслеживая превышение параметрами ОУ критических значений и отключая опасный объект от технологического процесса;
- 3). Поддерживать требуемые значения параметров ОУ;
- 4). Обеспечивать персонал всей необходимой информацией о технологическом процессе;
- 5). Автоматически, либо автоматизировано самодиагностироваться;
- 6). Предусматривать возможность ручного управления ОУ и задания параметров ОУ оператором через верхний уровень SCADA.

1.2 Характеристика объектов автоматизации

Объект автоматизации – это комплекс оборудования, обеспечивающий в зданиях и сооружениях функционирование инженерных систем и протекающих в них технологических процессов.

В данном случае объектом автоматизации будет являться оборудование нефтегазового сепаратора и вспомогательные системы. Оборудование сепаратора включает в себя закрытую емкость, объемом 50 м³ и все ее конструктивные вспомогательные устройства, оборудование КИПиА и системы передачи данных и управления технологическим процессом.

В соответствии со стандартом [IEC 61512] объекты автоматизации технологического процесса идентифицируются в следующей иерархической значимости:

1). Технологическая линия (например: блочная кустовая насосная станция; установка подготовки нефти, газа; система измерения качества и количества и т.д.).

2). Единица оборудования (технологическая установка, например: сепаратор, магистральный трубопровод, трубопроводная обвязка, печь, котел, насосная станция и т.д.).

3). Модуль оборудования (технологическое устройство, например: блок управления насосом, компрессором).

4). Управляющий модуль (исполнительное устройство, привод клапана, привод задвижки и др.).

Например, жидкостной клапан нефтегазового сепаратора будет идентифицирован, как:

- 1). Установка подготовки нефти "Лугинецкая";
- 2). Технологическая установка: нефтегазовый сепаратор НГС-2;
- 3). Технологическое устройство: блок управления уровнем сепаратора;
- 4). Исполнительное устройство: привод жидкостного клапана.

1.3 Требования к системе и ее составным частям

Автоматизированная система должна иметь иерархическую структуру и производить обмен данными согласно стандартизированным протоколам.

Структура системы и датчики должны выбираться согласно проведенным технико-экономическим исследованиям.

Все отклонения параметров от нормы должны быть занесены в реестр системы с указанием времени.

У системы должна быть реализована аварийная остановка.

Необходимо наличие защиты системы на всех ее уровнях.

Структура АСУ ТП должна обеспечивать:

1). Выполнение функций контроля и оптимального управления производством в целом;

2). Выполнение функций контроля и оптимального управления отдельными производственными подразделениями;

3). Выполнение функций контроля и оптимального управления отдельными установками и агрегатами как при нормальной работе, так и в нештатных ситуациях;

4). Ввод системы в действие по частям.

5). В АСУ ТП системы управления нижнего уровня должны работать независимо от состояния систем управления более высокого уровня, обеспечивая работу оборудования в рамках заданных границ.

6). На нижнем уровне в структуре системы должны быть реализованы системы управления и противоаварийной защиты (ПАЗ).

7). Нарушение работы подсистемы управления не должно влиять на работу подсистемы ПАЗ.

Система автоматизации нефтегазового сепаратора должна обеспечивать наблюдаемость и контроль следующих параметров ОУ:

- 1). Автоматическое и ручное управление жидкостными клапанами на выходе сепаратора
- 2). Уровень жидкости сепаратора
- 3). Температуру внутри сепаратора;
- 4). Давление внутри сепаратора;
- 5). Загазованность на территории технологической площадке сепарации;
- 6). Положение жидкостного клапана;
- 7). Предельный максимальный и минимальный уровни жидкости в сепараторе.

1.4 Требования к техническому обеспечению

- 1). При установки оборудования на открытом воздухе необходимо, чтобы данное оборудование было предназначено для эксплуатации в определенных климатических условиях.
- 2). Автоматизированная система управления технологическим процессом должна иметь резервные каналы и средства для наращивания дополнительных модулей управления для расширения системы.
- 3). У каждого элемента, обеспечивающего выполнение функций противоаварийной защиты, должен быть дубликат.
- 4). Датчики должны иметь соответствующий уровень взрывобезопасности и иметь аппаратуру с искробезопасными цепями.
- 5). Время наработки на отказ датчиков должны быть не менее 100 000 часов, а срок службы не менее 10 лет.
- 6). Контроллеры должны быть модульного типа для реализации подходящего количества каналов ввода-вывода.
- 7). Средства измерения должны быть сертифицированы Госстандартом РФ.

1.5 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение АС включает в себя:

- 1). Системное ПО (операционные системы);
- 2). Инструментальное ПО;
- 3). Общее (базовое) прикладное ПО;
- 4). Специальное прикладное ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- 1). Создание и ведение базы данных конфигурации по входным/выходным сигналам;
- 2). Конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- 3). Создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов;
- 4). Конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

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 ИЕС 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 информационному обеспечению

Информационное обеспечение – это создание информационных условий функционирования системы, обеспечение необходимой информацией, включение в систему средств поиска, получения, хранения, накопления, передачи, обработки информации, организация банков данных. Создание информационного обеспечения – неременное условие построения и функционирования автоматизированных систем управления.

В состав информационного обеспечения должны входить:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;
- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

В нашем случае необходимо иметь визуальное представление автоматизированного процесса на АРМ оператора, которое бы имело все необходимые данные о текущем процессе с отображением физических параметров в реальном времени. Так же необходимо иметь архив событий за прошедший период времени и графики изменения каждого основного параметра для более удобного наблюдения за ходом технологического процесса.

1.7 Требования к надежности АСУ ТП

Надежность выполнения основных функций системы должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) средняя наработка на отказ:
 - по информационным функциям – не менее 20000 часов;
 - по управляющим функциям – не менее 20000 часов;
 - по функциям ПАЗ – не менее 120000 часов;
- 2) среднее время восстановления (по любой функции) – не более 30 минут;
- 3) коэффициент готовности по основным функциям – не менее 0.99;
- 4) средний срок службы – не менее 10 лет;
- 5) периодичность обслуживания – не менее 1 года.

Под отказом системы понимается:

- для информационных функций – прекращение сбора и выдачи информации оперативному персоналу, увеличение погрешности измерения выше предельной;
- для управляющих функций – прекращение формирования команд управления, выдача ложных команд;
- для функций противоаварийной защиты – отсутствие команд защиты при наступлении аварийной ситуации или выдача команды защиты при ее отсутствии.

1.8 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение АС должно представлять собой совокупность математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, используемых при создании и эксплуатации АС и позволять реализовывать различные компоненты АС средствами единого математического аппарата.

Математические методы и алгоритмы, используемые для шифрования/дешифрования данных, а также программное обеспечение, реализующее их, должны быть сертифицированы уполномоченными организациями для использования в государственных органах Российской Федерации.

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

УПН " Лугинецкая" обеспечивает:

- обезвоживание нефти;
- обессоливание нефти;
- прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную подготовку;
- снижение давления насыщенных паров в товарной нефти до нормативной величины;
- дополнительную очистку газа первой ступени сепарации от капельной влаги для использования на собственные нужды;
- сжигание газов аварийного сброса УПН на факельных системах высокого и низкого давлений.

На рисунке 1 представлена УПН "Лугинецкая".



Рисунок 1. УПН "Лугинецкая"

Структурная схема УПН "Лугинецкая" представлена в приложении А.

Рассмотрим технологическую площадку сепарации УПН "Лугинецкая".

Технологическая площадка сепарации включает в себя одиннадцать сепараторов образующие три ступени сепарации. К ним относятся три нефтегазовых сепаратора (НГС), два концевых сепаратора (КС), четыре газовых сепаратора (ГС) и два сепаратора газовых (СГ).

Внешний вид технологической площадки сепарации УПН "Лугинецкая" представлена на рисунке 2.



Рисунок 2. Внешний вид технологической площадки сепарации УПН "Лугинецкая"

Функциональная схема технологической площадки сепарации УПН "Лугинецкая" представлена в приложении Б.

Газо-водонефтяная эмульсия, с фонда скважин Лугинецкого месторождения поступает на приемный коллектор диаметром 1020мм, предназначенный для усреднения состава жидкости.

Давление на приемном коллекторе составляет $6 - 8 \text{ кгс/см}^2$. Жидкость с приемного коллектора направляется на первую ступень сепарации. На площадке узла подключения кроме приемного коллектора размещаются

блочные установки БРХ №1,2 для отдельного дозирования хим. реагента в поток эмульсии, а также подземная емкость ЕП-5 объемом 25м³ для приема дренажа при освобождении приемного коллектора при ремонтных работах.

Сепарационный блок состоит из устройства предварительного отбора газа, диаметром 1020мм и нефтегазовых сепараторов НГС № 1, 2 (3) объемами соответственно 100, 50 и 50м³. УПОГ представляет собой нисходящий трубопровод с углом наклона 6 – 8 градусов, снабженный четырьмя вертикальными газоотводящими патрубками, которые соединены с горизонтальным сборным коллектором. Часть газо-водонефтяной смеси с приемного коллектора направляется нисходящим потоком в УПОГ, где разделяется на жидкую и газовую фазу. Газ отводится по газосборному коллектору в газовые сепараторы ГС № 1, 2 (3) объемом 50м³, а водонефтяная эмульсия – в сепаратор НГС № 1. Другая часть газо-водонефтяной смеси с приемного коллектора направляется – в сепаратор НГС №2 (3).

Схема внешних проводок первой ступени сепарации УПН "Лугинецкая" представлена в приложении В.

Отделившийся в сепараторах НГС №1, 2 (3) нефтяной газ для очистки от капельной жидкости поступает в газовые сепараторы ГС № 1, 2 (3) соответственно. Давление газа на выходе ГС № 1, 2, (3) составляет 5 – 7 кгс/см². Жидкость, отбитая в газосепараторах ГС № 1, 2, (3), стекает обратно по трубопроводам в сепараторы НГС № 1.

Уровень нефти в нефтегазовых сепараторах поддерживается автоматически регулирующими клапанами КЖ1, КЖ2, КЖ3 УРВ. При отказе в работе клапанов, процесс регулируется в ручном режиме. Давление сепарации 5 – 7,5 кгс/см².

Дренаж сепараторов первой ступени осуществляется в аварийные емкости АЕ 1 – 10, с дальнейшей откачкой жидкости в линию приема в ОГ-200 №2, либо в линию приема нефти в КС №1,2.

Газ, после первой ступени сепарации под собственным давлением, пройдя узел учета газа, либо по обводной линии поступает на узел переключения газа УПН и далее на вторую ступень компрессоров газокompрессорной станции. Давление на узле переключения газа после первой ступени составляет 4,5 – 5,5 кгс/см².

Частично дегазированная водонефтяная эмульсия, под давлением первой ступени сепарации поступает в печь трубную блочную ПТБ 10 № 2,(3). Жидкость, поступившая в приемный коллектор печи ПТБ-10, направляется в змеевик теплообменной камеры печи. При своем движении по змеевику жидкость нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в камерах сгорания печи ПТБ-10. Топливный газ на печь поступает по газопроводу от узла подготовки топливного газа. Расход газа на печь определяется по узлу учета топливного газа. Давление топливного газа поддерживается автоматически в ГРП печи.

Пуск, эксплуатация, остановка печи ПТБ-10 производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации печи. Горячая нефть с температурой 25 – 35 °С из верхнего коллектора печи ПТБ-10, через расходомер НОРД-150, либо по байпасной линии поступает в сепаратор СГ №1 (2) второй ступени сепарации. Дренаж печей ПТБ-10 №2,3 осуществляется в ЕП-3 с дальнейшей откачкой жидкости в линию приема нефтяной эмульсии в ПТБ-1 №2,3 (СГ №1,2).

При чрезмерном повышении давления в ГРП печи, его сброс осуществляется с помощью предохранительных клапанов на свечу.

Нефтяная эмульсия с печи ПТБ-10, либо напрямую с первой ступени сепарации поступает в нефтегазовые сепараторы СГ №1,2 объемом 50м³. Рабочее давление сепарации 2 – 3 кгс/см², уровень в сепараторах поддерживаются автоматически клапанами КЖ4(СГ №1), КЖ5(СГ №2) УРВ. При отказе в работе клапанов, процесс регулируется в ручном режиме.

Для снижения показателя ДНП нефти, а также для обеспечения повышения давления на выходе газа со второй ступени в сторону ЛГКС, в

случае необходимости, на вход жидкости во вторую ступень сепарации предусмотрена подача газа с узла подготовки топливного газа с давлением первой ступени.

Нефтяная эмульсия после сепаратора СГ № 1(2), через регулирующий клапан КЖ4, либо по байпасной линии поступает в отстойник горизонтальный обезвоживания нефти ОГ–200 №1,2, либо в обход него по байпасной линии. Отстойники работают в режиме полного заполнения. Давление на входе в ОГ–200 №1,2 составляет $1,5 - 2,5 \text{ кгс/см}^2$, давление на выходе $0,7 - 2 \text{ кгс/см}^2$. При этом происходит расслоение нефти с пластовой водой и ее обезвоживание. Обезвоженная нефть поступает в нефтесборные коллекторы и выводится через верх аппарата и далее. Отделившаяся пластовая вода, через регулирующий клапан, либо по байпасной линии сбрасывается в РВС-2000 №12 очищенных стоков.

Дренаж сепараторов второй ступени осуществляется в аварийные емкости АЕ 1 – 10, с дальнейшей откачкой жидкости в линию приема в ОГ-200 №1,2, либо в линию приема нефти в КС №1,2.

Газ со второй ступени сепарации, пройдя узел учета газа, либо по обводной линии, поступает на первую ступень компрессоров газокomppressorной станции. Давление на узле переключения газа после второй ступени сепарации составляет $1,0 - 2,0 \text{ кгс/см}^2$.

Нефть с отстойников ОГ-1,2 с остаточным содержанием газа направляется на третью ступень сепарации в сепараторы КС-1 (КС-2), где происходит ее окончательная дегазация. Давление на входе третьей ступени сепарации составляет $0,5 - 1,5 \text{ кгс/см}^2$. Газ после третьей ступени сепарации направляется в газовый сепаратор ГС-100 №4 и далее, через узел учета газа, на факел низкого давления. Давление на выходе третьей ступени сепарации составляет не более $0,05 \text{ кгс/см}^2$.

Дренаж сепараторов третьей ступени осуществляется в аварийные емкости АЕ 1 – 10, с дальнейшей откачкой жидкости в линию приема в ОГ-200 №2, либо в линию приема нефти в КС №1,2.

Защита газосепараторов от чрезмерного повышения давления осуществляется с помощью предохранительных клапанов. Сброс давления с сепараторов первой, второй ступеней и ГС №4 осуществляется на факел высокого давления. Сброс давления с сепараторов КС №1,2 – на факел низкого давления. Сброс давления с ОГ-200 №1,2 – в аварийные емкости АЕ 1 – 10.

После третьей ступени сепарации нефть поступает в технологический резервуар РВС-3000 №1 или в РВС-2000 №2. В технологическом резервуаре происходит отделение подтоварной воды и механических примесей. Жидкость поступает в резервуар через щелевой распределитель, после чего жидкость получает вертикальное направление движения. При движении внутри резервуара жидкости вверх происходит постепенное укрупнение капель воды, содержащейся в нефти, и их движение за счет гравитационных сил к нижней части резервуара. Обезвоживание нефти происходит по мере движения нефти к верхней части резервуара. Таким образом, в нижней части РВС собирается осветленная пластовая вода, а в верхней части резервуара нефть. Между слоем осветленной воды и частично обезвоженной нефти образуется слой водонефтяной эмульсии. На устойчивость водонефтяной эмульсии большое влияние оказывают стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами или естественно поверхностно-активными веществами. К ним относятся смолы, парафины, глинистые вещества, другие механические примеси, поступающие со скважины.

Как правило, все поступающие в нефть ПАВ концентрируются в эмульсионном слое резервуара.

Устойчивость эмульсионного слоя зависит от температуры и концентрации деэмульгатора, величины рН пластовой воды. Уровень

осветленного слоя воды (водяная подушка) поддерживается 2 – 4м. от днища резервуара. Замер уровня производится радарными уровнемерами.

Часть газа после ступени сепарации направляется на узел подготовки топливного газа: проходит газовый сепаратор ВГС, где отбивается капельная жидкость. Подготовленный газ по газопроводу через узлы учета газа, либо, минуя их по байпасным линиям, направляется по трем направлениям: на котельную п. Лугинецкого; на печи ПТБ-10 №2(3); на розжиг ФНД, ФВД.

Жидкость, отбившаяся в ВГС, пройдя через регулирующий клапан КЖ-8, либо по байпасной линии собирается в конденсатосборнике Е-1 и под собственным давлением через регулирующий клапан КЖ9, либо по байпасной линии направляется в аварийные емкости АЕ 1 – 10. Также имеется возможность сбрасывать, отбившуюся в ВГС жидкость, минуя конденсатосборник Е-1 по обводной линии.

Для исключения гидратообразования в газовые трубопроводы предусматривается подача метанола. Подача осуществляется из блоков дозирования реагентов «Озна-дозатор» типа БДР-25-1 №1,2 двумя насосами-дозаторами. Расход метанола составляет приблизительно 0,2л на 1000м³ газа.

С помощью БДР-25-1 №1 осуществляется подача метанола в факельные трубопроводы в начале эстакады в линию выхода газа с третьей ступени сепарации, в линию выхода газа с первой ступени сепарации, в линию выхода газа со второй ступени сепарации.

Со второго блока БДР-25-1 №2 осуществляется подача метанола в газопроводы на узле подготовки топливного газа и площадке сепарации через в линию входа газа в ВГС, в линию подачи газа на розжиг, в линию выхода газа с СГ №1,2, в линию подачи газа на ПТБ-10, в линию подачи газа на котельную п.Лугинецкий, в линию выхода газа с КС №1,2.

При остановке газокompрессорной станции газ с первой и второй ступеней направляется на ФВД № 1,2 . Переключение сброса газа с первой и второй ступеней сепарации на факела осуществляется на узле переключения

газа в ручном и автоматическом режиме, на газопроводе аварийного сброса газа на ФВД №1 установлен затвор дисковый поворотный с электроприводом «ГУСАР». Автоматическая блокировка электроздвижек исключает одновременное открытие или закрытие задвижек в обоих направлениях. С помощью задвижек осуществляется перевод аварийного сброса газового потока с ФВД №1 на ФВД №2 и обратно.

Газ с третьей ступени сепарации, пройдя УУГ, а в случае снятия (установки) прибора по байпасной линии поступает в горизонтальный сепаратор «сухого» типа ФС для его осушки, либо, минуя его по байпасной линии. С ФС осуществляется постоянный сброс конденсата через обогреваемый трубопровод – гидрозатвор. Сбор конденсата осуществляется в подземную дренажную емкость ЕП-4. Опорожнение конденсатосборника осуществляется погружным насосным агрегатом в трубопровод приема «некондиции» с ЛГКС, либо откачкой конденсата в автоцистерну с помощью вакуумного агрегата. Учет количества газа, сжигаемого на факеле низкого давления, осуществляется на узле учета газа.

На УПН предусмотрен пункт приема НСЖ, собранной в местах аварийных разливов нефти, при опорожении трубопроводов и оборудования, не имеющих дренажной системы и т.д.

НСЖ с пункта приема, пройдя систему фильтров, поступает в подземную емкость ЕП-7, откуда погружным насосным агрегатом откачивается в аварийную емкость АЕ-9, с дальнейшей откачкой жидкости в линию приема в ОГ-200 №1,2, либо в линию приема нефти в КС №1,2.

Подача сжатого воздуха в импульсное устройство системы пожаротушения и в ГРП печей ПТБ-10 №2,3 осуществляется с воздушной компрессорной.

Рассмотрим конструктивные особенности и оборудование сепараторов на примере НГС-2.

Нефтегазовые сепараторы используются для очистки попутного газа для дегазации непенящихся нефтей, а также для подготовки продукции нефтяных месторождений в установках сбора. Нефтегазовый сепаратор НГС также применяется для входных, промежуточных и концевых ступеней в промысловых установках для подготовки нефти и газа. Наиболее распространены на нефтяных месторождениях горизонтальные сепараторы, характеризующиеся повышенной пропускной способностью при одном и том же объеме аппарата, лучшим качеством сепарации, простотой обслуживания и осмотра по сравнению с вертикальными.

Конструкция НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлена на рисунке 3.

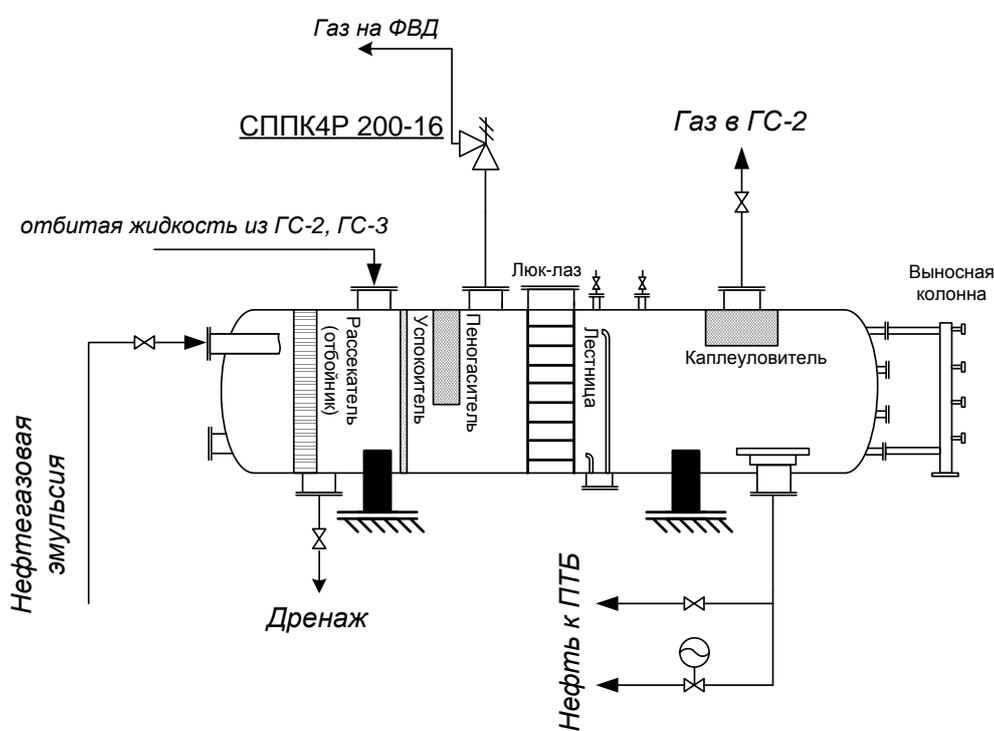


Рисунок 3. Конструкция НГС-2 УПН "Лугинецкая"

Конструктивно НГС-2 представляет собой горизонтальную цилиндрическую емкость объемом 50 м³. Нефтегазовая эмульсия давлением 4-8

кгс/см² поступает в верхнюю часть НГС-2 через ручную задвижку 53н. Поток эмульсии проходит через рассекаатель (отбойник) который разделяет жидкость на два потока для увеличения площади дегазируемой жидкости.

Успокоитель представляет собой вертикальные перегородки из просечно-вытяжных листов для выравнивания скоростей потоков по сечению. Пеногасящая насадка или пеногаситель предотвращает образование пены в ходе движения жидкости в емкости.

Отделившейся газ в ходе движения нефтегазовой эмульсии скапливается в верхней части емкости. Под давлением газ проходит через каплеуловитель, где происходит его дополнительная очистка от мелких капель жидкости. Затем газ через штуцер и задвижку 60г поступает в ГС-2.

Частично дегазированная жидкость скапливается в нижней части аппарата и через выходной патрубок, оборудованный специальным диском, который исключает образование воронки через электрозадвижку 56н (КЖ-2) или ручную задвижку 55н (байпасная линия) поступает в ПТБ-10/2,10/3 для нагрева.

В сепараторе предусмотрен патрубок и ручная задвижка 54д для дренажа или сброса накопившегося шлама. Так же имеется патрубок в верхней части емкости для отбитой жидкости из газовых сепараторов.

В случае превышения установленного давления в сепараторе предусмотрен сбросной пружинный предохранительный клапан СППК4Р, который открывается и сбрасывает избыточное давление газа на факел высокого давления.

Внешний вид СППК4Р 200-16 НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлен на рисунке 4.



Рисунок 4. Внешний вид СППК4Р 200-16 НГС-2 УПН "Лугинецкая"

Для спуска персонала в сепаратор и проведения ремонтных работ используется люк-лаз и лестница. Для визуального контроля за уровнем жидкости применяют выносную колонну с несколькими кранами расположенными на известном уровне. Их применяют в случае сбоя или калибровки уровня в емкости, а так же для взятия пробы. Оператор поочередно открывает краны и определяет на каком уровне находится жидкость.

Внешний вид НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлен на рисунке 5.



Рисунок 5. Внешний вид НГС-2 УПН "Лугинецкая"

2.2 Архитектура АС

Архитектура автоматизированной системы – это концепция, определяющая структуру АС, выполняемые функции и взаимосвязь ее основных компонентов.

К основным целям архитектуры автоматизированной системы управления можно отнести следующие:

1). Четкая формулировка допущений и направлений политики предприятия в отношении автоматизации производства.

2). Определение пространства автоматизированного управления производственным и технологическим процессами предприятия посредством установления ключевых каналов показателей достижения их эффективности и обеспечивающих каналов измерения и управления.

С точки зрения программно-технической реализации АС эталонной является OSE RM-модель компьютеризированной среды управления технологическими процессами. Эта модель предусматривает выделение трех сущностей: прикладного аппаратно-программного обеспечения, прикладной платформы сервисов ПО АС и внешнего окружения и интерфейсов между ними.

На рисунке 6 представлена концептуальная OSE/RM модель ПО АС.

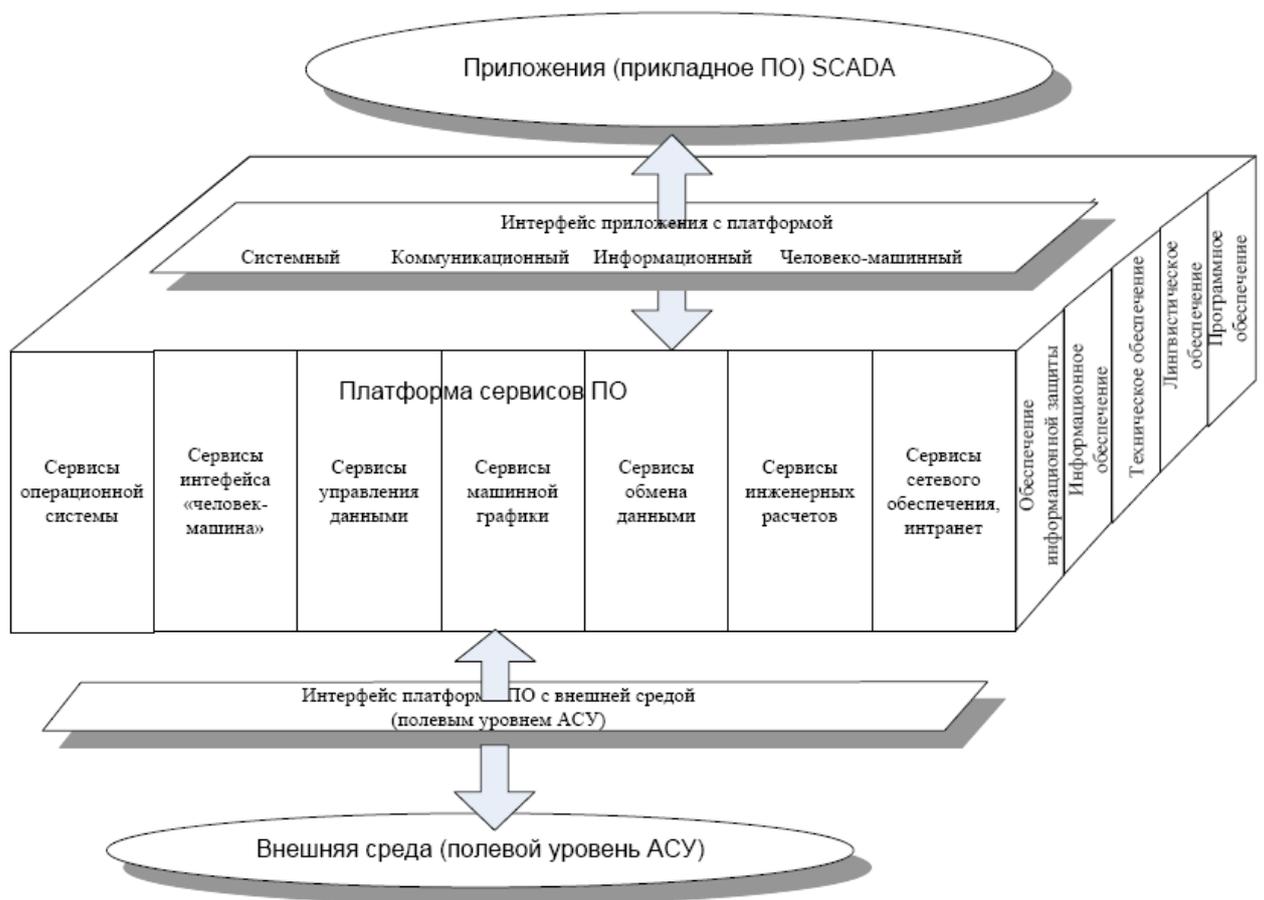


Рисунок 6. Концептуальная OSE/RM модель ПО АС

Профиль среды АС базируется на операционной системе Windows XP. Профиль защиты включает в себя стандартные средства защиты Windows.

Как видно, эталонная модель является трехмерной. По вертикали в ней можно выделить следующие компоненты:

- приложение;
- платформу;
- внешнюю среду;
- интерфейс приложения с платформой;
- интерфейс платформы с внешней средой.

По горизонтали имеются следующие компоненты (функциональные области):

- службы операционной системы;

- службы интерфейса "человек-машина";
- служба управления данными;
- служба обмена данными;
- служба машинной графики;
- служба сетевого обеспечения.

К третьему измерению относятся:

- обеспечение информационной защиты
- информационное обеспечение;
- техническое обеспечение;
- лингвистическое обеспечение;
- программное обеспечение [1].

2.3 Структурная схема АС

Схема структурная – это схема, определяющая основные функциональные части изделия, их назначение и взаимосвязи.

Концептуальная структурная схема АС НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлена в приложении Г.

На этой схеме АС реализована в виде трехуровневой структуры.

В таких системах все известные функции автоматизации распределены между различными аппаратными средствами системы управления. Каждый компонент системы узкоспециализирован. Управление технологическим процессом в целом сводится к централизованному диспетчерскому управлению оборудованием. Централизованное управление реализуется командами открыть, закрыть, включить, выключить, остановить, запустить (дискретное управление). Управление на полевом уровне сводится к автоматическому регулированию технологических параметров. Широко развиты функции контроля, сигнализации аварийных ситуаций, блокировок.

Нижний уровень (полевой) состоит из первичных датчиков (измерительных преобразователей), осуществляющих сбор информации о ходе технологического процесса, приводов и исполнительных устройств, реализующих регулирующие и управляющие воздействия, кабельных соединений, клеммников и нормирующих преобразователей.

Средний уровень (контроллерный) состоит из контроллеров и прочих устройств аналого-цифрового, цифро-аналогового, дискретного, импульсного или иного преобразования и устройств для сопряжения с верхним уровнем (шлюзов). Отдельные контроллеры могут быть объединены друг с другом при помощи контроллерных сетей. Контроллерные сети строятся на базе интерфейсов RS-232, RS-485 или же (при использовании соответствующих контроллеров) Profibus, HART, CAN и других совместимых с серверами OPC- и SCADA-систем.

Верхний уровень (информационно-вычислительный) состоит из компьютеров, объединенных в локальную сеть Ethernet с использованием в качестве передающей среды медной витой пары или (при больших расстояниях) оптоволокну.

2.4 Функциональная схема автоматизации

Схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. Схема выполняется либо в соответствии с российскими стандартами, либо зарубежными (если это оговаривается требованием заказчика проекта). В качестве российского стандарта используем ГОСТ 21.408-2013.

Все данные с датчиков полевого уровня поступают на аналоговые и дискретные модули контроллеров. Происходит их масштабирование и в форме пакета данных они предаются на главный контроллер и затем на АРМ оператора. На АРМ оператора происходит мониторинг, управление и конфигурация этих параметров по средствам контроллера. КЖ-2 работает в автоматическом режиме и поддерживает уровень от 1,15 до 1,25 м. Так же предусмотрено ручное управление данным клапаном.

Функциональная схема автоматизации по ГОСТ21.408-2013 НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлена в приложении Д.

Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA 5.1-2009 НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлена в приложении Е.

2.5 Схема информационных потоков

В базе данных АС НГС-2 УПН "Лугинецкая" источниками (объектами) данных будут являться все датчики и регулирующие органы с дискретными и аналоговыми сигналами участвующие в данном процессе и имеющие нормированные заданные значения основных параметров. К таким источникам будут относиться:

- 1). Преобразователь давления с унифицированным токовым сигналом 4-20 мА и имеющий нормированные заданные значения 4 кгс/см² и 8 кгс/см²;
- 2). Преобразователь температуры с унифицированным токовым сигналом 4-20 мА;
- 3). Датчики предельных уровней с дискретным сигналом;
- 4). Датчик загазованности, с преобразующим модулем имеющий на выходе дискретные сигналы, настроен на пороги 20% НКПР и 40% НКПР;
- 5). Преобразователь разности давления с унифицированным токовым сигналом 4-20 мА, служащий для определения уровня жидкости в сепараторе и имеющий нормированные заданные значения 1,24 м и 1,96 м;
- 6). Концевые выключатели жидкостного клапана с дискретными сигналами;
- 7). АРМ оператора, с которого поступают сигналы управления на орган управления.

Схема информационных потоков АС НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлена в приложении Ж.

Информационные потоки можно разделить на четыре уровня:

- 1). Уровень сбора и обработки.

На данном уровне происходит сбор данных в виде дискретных и аналоговых сигналов с первичных преобразователей, датчиков и концевых выключателей, а так же отправка команд управления жидкостным клапаном

КЖ-2. При необходимости можно осуществить настройку и корректировку некоторых параметров.

2). Уровень текущего хранения.

На этом уровне происходит преобразование, обработка данных с помощью различных преобразователей и модулей ПЛК. В нашем случае основой данного уровня будет являться контроллер №11 Schneider Modicon Quantum CPU 424 02 и его модули. Данный уровень выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. При этом возникают общие для систем хранения и обработки информационных данных задачи: выполнение функциональных операций; поддержание целостности и эквивалентности данных, а также специализированные – взаимодействие с подсистемой информационного обмена и т.п.

3). Уровень архивного хранения.

Этот уровень предназначен для управления технологическим объектом, изменения параметров при помощи ПЛК-7, АРМ оператора и программируемой панели Magelis. Подсистема истории АС должна сохранять информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью, например:

- все поступающие события – за 3 месяца;
- сжатую историю – за 6 месяцев;
- события – все в течение 6 месяцев.

4). Уровень КИС хранения.

Этот уровень представляет собой сервер истории где хранятся события за прошедший период и организованный корпоративный портал "Томскнефть" при помощи которого имеется возможность выгрузить необходимые данные о том или ином технологическом процессе имея соответствующий доступ.

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (Тег), состоящий из символьной строки.

Пример структуры шифра имеет следующий вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

1). AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

– DAV – давление;

– TEM – температура;

– RAS – расход;

– POS – положение;

2). BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:

– GS – газовый сепаратор;

– NGS – нефтегазовый сепаратор;

– KS – концевой сепаратор

– URV – клапан жидкостной

3). CCCC – уточнение, не более 4 символов:

– LINE – газовая линия;

– N** – номер сепаратора или клапана

– BЛОК – технологический блок

– UPR – регулирование;

4). DDDDD – примечание, не более 5 символов:

– OPEN – открыто;

– CLOSE – закрыто;

Знак подчеркивания _ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

Пример кодировки сигналов в SCADA-системе НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлена в таблице №1.

Таблица №1. Пример кодировки сигналов в SCADA-системе НГС-2 УПН "Лугинецкая"

Кодировка	Расшифровка кодировки
RAS_NGS_N02	Расход жидкости НГС-2
DAV_NGS_N02	Давление внутри НГС-2
TEM_NGS_N02	Температура внутри НГС-2
POS_URV_N02_OPEN	Клапан КЖ-2 открыт
POS_URV_N02_CLOSE	Клапан КЖ-2 закрыт

2.6 Программируемый логический контроллер

Для решения задач автоматизированной системы применяют программируемый промышленный контроллер. Он необходим для ввода сигналов измерения, обработка данных, вывод управляющего сигнала на исполнительный орган и т. д. ПЛК включает в себя главный процессорный модуль и дополнительные модули ввода/вывода.

Модули ввода/вывода бывают аналоговыми и дискретными.

Аналоговые модули ввода воспринимают от датчиков, подключенных к его входам, унифицированные сигналы, а аналого-цифровой преобразователь преобразует их в цифровой код необходимый для обработки.

Дискретные модули ввода аналогично принимают от датчиков дискретные сигналы. К модулю дискретного ввода обычно подключают датчики контактного типа, кнопки ручного управления, статусные сигналы от систем сигнализации, приводов, позиционирующих устройств и т.д.

Дискретные модули вывода в зависимости от внутреннего логического состояния выхода («1» или «0»), создают или снимают на клеммах дискретного выхода напряжение. Такие модули могут управлять приводами, отсечными клапанами, зажигать светосигнальные лампочки, включать звуковую сигнализацию и т.д.

Аналоговые модули вывода действуют, как модули аналогового ввода, только в обратном направлении. Для этого в модуле используются цифро-аналоговые преобразователи (ЦАП) [1].

В нашей системе автоматизированного управления НГС-2 используется контроллер Schneider Modicon Quantum CPU 424 02 (ПЛК-11).

Контроллер Schneider Modicon Quantum (ПЛК-11) и его модули представлены на рисунке 7.



Рисунок 7. Контроллер Schneider Modicon Quantum (ПЛК-11) и его модули
 Техническая характеристика контроллера Schneider Modicon Quantum
 представлена в таблице 2.

Таблица 2. Техническая характеристика контроллера Schneider Modicon
 Quantum

Процессор	CPU 424 02/ 434 12
Тип платы	Intel 486 DX 80 Мгц
SRAM	2 Мб
Flash	1 Мб
Расширяемая память	96К
Логика пользователя	64 К
Память программ	570/896К
Время выполнения логики	0.1 - 0.5 мс

Опросный лист на заказ контроллеров фирмы Schneider представлен на рисунке 8.

Напряжение питания		100-240 В ~	24 В ---
Входы/выходы	■ Логические входы/выходы	24 логических входа/выхода	
	□ Количество и тип входов	14 входов, приемник/источник, 24 В ---, включая 8 высокоскоростных входов	14 входов, приемник/источник, 24 В ---, включая 8 высокоскоростных входов
	□ Количество и тип выходов	10 выходов: 4 высокоскоростных, источник, транзист. и 6 релейных выходов	10 выходов, источник, транзист., вкл. 4 высокоскоростных выхода
	Подключение логических входов/выходов	14 входов, приемник/источник, 24 В ---, включая 8 высокоскоростных входов	10 выходов, приемник, транзист., вкл. 4 высокоскоростных выхода
Модули расширения ввода-вывода		При помощи съемной клеммной колодки с винтовыми зажимами	
Встроенные средства связи	Порт Ethernet	<input type="checkbox"/> 7 модулей расширения Modicon TM3 <input type="checkbox"/> 14 модулей расширения Modicon TM3 с использованием модулей расширения шины (передатчик и приемник) <input type="checkbox"/> Возможно использование модулей расширения Modicon TM2 с ограничениями	
	CANopen	1 порт Ethernet на контроллерах TM241CE24● и TM241CEC24●: Протокол Modbus TCP (клиент – сервер), Modbus TCP (ведомый), клиент по протоколу Dynamic DHCP, программирование, загрузка, мониторинг. Обновление микропрограммного обеспечения, обмен данными – протоколы NGVL и IEC VARACCESS, веб-сервер, IP Ethernet-адаптер, протокол сетевого управления SNMP. Стандарт MIB2, передача файлов по FTP	
	Последовательный порт	1 порт CANopen на контроллерах TM241CEC24● (1 клеммная колодка с винтовыми зажимами): 63 ведомых, 252 TPDO/252 RPDO 2 последовательных порта: <input type="checkbox"/> 1 порт SL1 (разъем RJ 45), RS232/485 с питающим напряжением +5 В <input type="checkbox"/> 1 порт SL2 (клеммная колодка с винтовыми зажимами) RS485	
Функции	Управление процессом	ПИД-регулирование	
	Счетчики	До 8 входов высокоскоростных счетчиков (HSC), частота 200 кГц	
	Контроль положения	4 выхода контроля положения: <input type="checkbox"/> интерфейс pulse/direction (P/D), импульсный выход CW и CCW с трапецидальным и S-образным профилем, частота 100 кГц <input type="checkbox"/> широтно-импульсная модуляция (ШИМ) <input type="checkbox"/> генератор частоты (FG)	
Принадлежности	■ Картриджи	<input type="checkbox"/> Картриджи расширения – 3 картриджа расширения аналогового ввода-вывода: - с двумя аналоговыми входами напряжения/тока - с двумя входами для датчиков температуры - с двумя аналоговыми выходами напряжения/тока <input type="checkbox"/> 2 специальных картриджа: - для управления подъемными устройствами - для управления устройствами упаковки	
	Количество слотов для картриджа	1	
	■ Модули связи	<input type="checkbox"/> 1 Ethernet-модуль Modicon TM4 с функцией переключения и 4 встроенных порта для базового блока контроллера TM241C24● <input type="checkbox"/> 1 модуль Modicon TM4 для порта ведомого устройства Profibus DP	
Монтаж		Монтаж на симметричную DIN-рейку 1...7 или панель	
Программирование		При помощи ПО SoMachine	
Тип контроллера	С последовательными портами	TM241C24R	TM241C24T
	Со встроенным портом Ethernet и последовательными портами	TM241CE24R	TM241CE24T
	Со встроенными портами Ethernet и CANopen и последовательными портами	TM241CEC24R	TM241CEC24T
		TM241C24U	TM241CE24U
		TM241CEC24U	TM241CEC24U

Рисунок 8. Опросный лист на заказ контроллеров фирмы Schneider

2.7 Используемые датчики

В верхней части сепаратора находятся два технических манометра на 16 кгс/см². С торца сепаратора предусмотрена вертикальная лестница и площадка для доступа персонала к выносной колонне и оборудованию КИПиА.

На рисунке 9 представлены датчики уровня и преобразователь давления НГС-2 УПН "Лугинецкая".



Рисунок 9. Датчики уровня и преобразователь давления НГС-2 УПН "Лугинецкая".

К оборудованию КИПиА НГС-2 относятся два датчика уровня, один преобразователь избыточного давления, преобразователь разности давлений, датчик температуры, газосигнализатор и часть жидкостного клапана отвечающая за управление и индикацию.

В качестве датчиков уровня можно применять датчики-реле уровня РОС 101 и вибрационные датчики уровня Liquiphant FTL51. Оба вида датчиков есть в наличии в обменном фонде ЦАП-4.

Внешний вид датчика-реле уровня РОС 101 представлен на рисунке 10.



Рисунок 10. Внешний вид датчика-реле уровня РОС 101.

Внешний вид датчика уровня Liquiphant FTL51 представлен на рисунке 11.

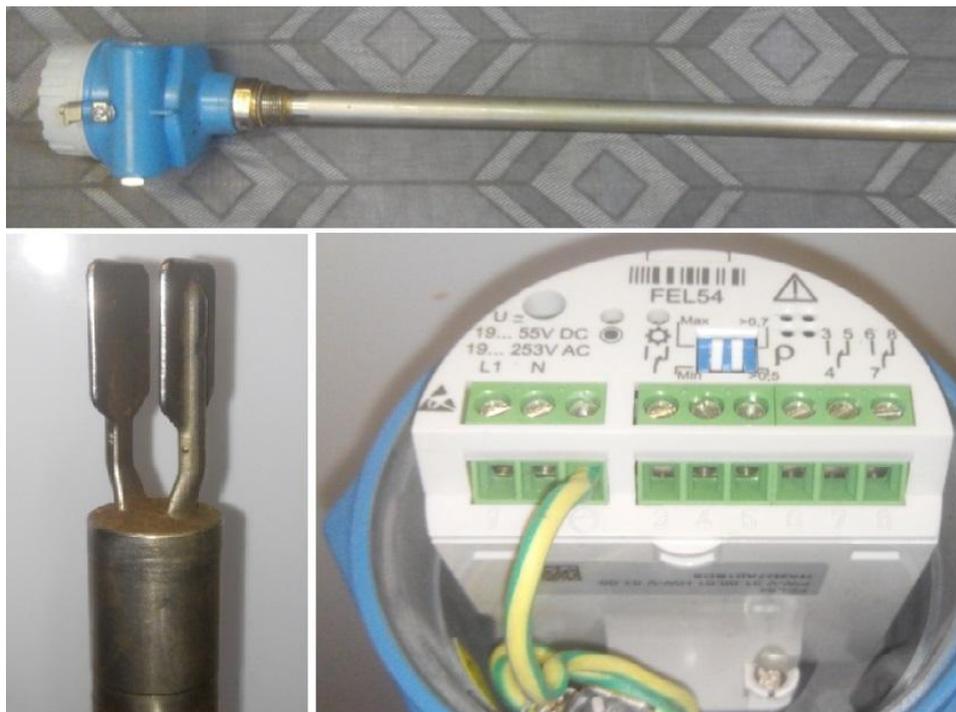


Рисунок 11. Внешний вид датчика уровня Liquiphant FTL51.

Датчики-реле уровня РОС 101 относятся к типу емкостных сигнализаторов уровня.

Принцип его действия основан на высокочастотном методе преобразования изменения электрической емкости чувствительного элемента, вызванного изменением уровня контролируемой среды в "релейный" выходной сигнал. Главным недостатком РОС 101 является наличие передающего преобразователя в виде внешнего модуля с переменным питанием 220 В, что в свою очередь затрудняет монтаж, демонтаж и обслуживание оборудования. Именно поэтому было принято решение использовать в качестве релейных датчиков уровня на площадке сепарации датчика уровня Liquiphant FTL51. Данный тип датчиков имеет питание 19 В...55 В постоянного и 19...253 В переменного тока. Это позволяет использовать широко распространенный и безопасный уровень питания в 24 В постоянного напряжения. Так же отсутствует дополнительный преобразователь в виде отдельного модуля.

Вилочный контакт Liquiphant FTL51 вибрирует на собственной частоте. При погружении контакта в жидкость эта частота снижается. Затем изменение частоты активирует датчик предельных значений. Датчики расположены в верхней и нижней частях сепаратора и служат для определения максимального и минимального уровня жидкости в сепаратора. Датчик имеет два переключателя. Один определяет направленность на максимальный или минимальный уровень, а другой максимальную вязкость измеряемой среды для точности срабатывания устройства.

В качестве преобразователей давления могут быть использованы преобразователи избыточного давления производителей "САПФИР", "ЭЛЕМЕР", "МЕТРАН" с унифицированным токовым сигналом 4-20 мА и диапазоном измерения 0-1,6 МПа.

На рисунке 12 представлены внешние виды преобразователей давления производителей "САПФИР", "ЭЛЕМЕР", "МЕТРАН".



Рисунок 12. Внешние виды преобразователей давления производителей "САПФИР", "ЭЛЕМЕР", "МЕТРАН".

Датчики этих производителей с различными диапазонами измерений и исполнений есть в наличии в обменном фонде ЦАП-4. На технологической площадке сепарации УПН "Лугинецкая" применяются преобразователи давлений всех приведенных выше производителей. Датчики взаимозаменяемы, так как имеют один уровень питания в 24 В постоянного напряжения и один унифицированный выходной токовый сигнал 4-20 мА. Все они рассчитаны на работу в суровых климатических условиях и имеют соответствующий класс взрывозащиты. Так же необходимо учесть класс точности, который должен

быть не ниже 1,5. На момент рассмотрения данного вопроса на НГС-2 были установлены преобразователи давления Сапфир 22ДИ с диапазоном измерения 0-1 МПа.

Рассмотрим выбор закладной конструкции на примере преобразователей давления.

Для подключения преобразователей давления к НГС-2 применяют закладную конструкцию ЗК14-2-1-01. Данная конструкция устанавливается на трубопровод или стенки аппаратов и предназначена на диапазон температур от 0°С до 70°С. Применяется для измерения давлений жидкостей, нефтепродуктов, паров, газов. Отборное устройство снабжено запорным клапаном КЗ21215/КЗ21216. Сварные соединения выполнены по ГОСТу 16037-80.

На рисунке 13 представлена закладная конструкция ЗК14-2-1-01

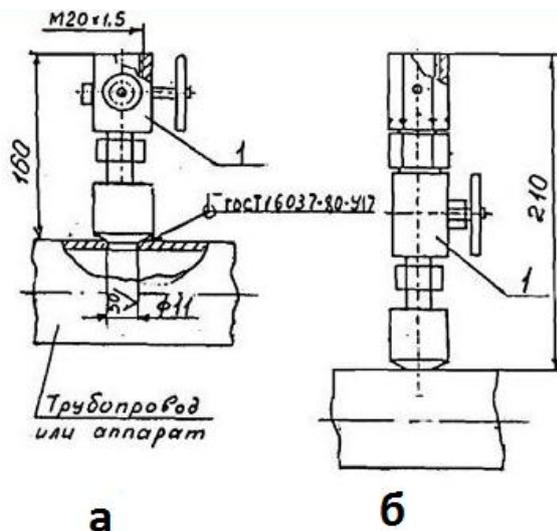


Рисунок 13. Закладная конструкция ЗК14-2-1-01.

Для контроля температуры НГС-2 имеется возможность использовать различного рода термопары и термосопротивления с выходным сигналом 4-20 мА. Так как диапазон измерения температуры в сепараторах довольно узок, то применять термопары нет смысла. Именно поэтому на НГС-2 используется ТСПУ Метран-276-08 это аналоговый преобразователь температуры с

унифицированным выходным сигналом 4-20 мА. Предназначен для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким.

На рисунке 14 представлен внешний вид ТСПУ Метран-276.



Рисунок 14. Внешний вид ТСПУ Метран-276

Установка датчиков температуры осуществляется с помощью бобышек представленных на рисунке 15.

Бобышка - вес, размеры, резьба.

Тип	Размеры бобышки					Вес бобышки (кг).
	D	d	d1	L	l	
БП 1 M20x1,5-50	30	M20x1,5	18	50	30	0,16
БП 2 M20x1,5-55	30	M20x1,5	18	55	20	0,2
БП 3 M20x1,5-25	30	M20x1,5	18	25	20	0,1
БП 4 M20x1,5-25	30	M20x1,5	25	25	25	0,1
БП 5 M20x1,5-55	30	M20x1,5	14	55	13	0,2
БС 1 M20x1,5-55	30	M20x1,5	18	83/55	30	0,28

Конструкция и чертёж бобышки БП и БС.

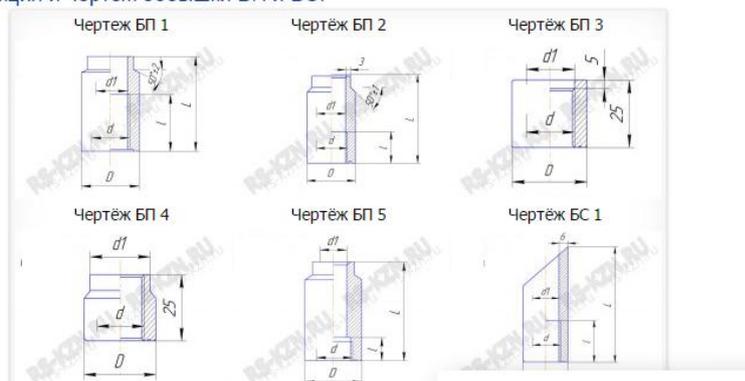


Рисунок 15. Примеры бобышек для установки датчиков температуры.

По периметру технологической площадки сепарации установлены газосигнализаторы ГСМ-03. Возможности заменить их на ГСМ-03М или ГСМ-05, как это сделано на других объектах УПН "Лугинецка" нет. Данные газосигнализаторы имеют периодические сбои в работе, но зато имеют низкую стоимость. ГСМ-03 включает в себя блок детекторный, расположенный в зоне

возможной утечки углеводородов, блок сигнализатора и блок интерфейсный. Блок детекторный представляет собой металлический корпус защищающий ТХД от пагубных воздействий окружающей среды. Принцип действия ТХД основан на термохимической реакции, в которой при попадании горючего газа на поверхность каталитически активного измерительного чувствительного элемента возникает тепловой эффект в результате окисления детектируемого газа. При каталитическом окислении температура чувствительного элемента повышается, пропорционально концентрации газа в воздухе. ТХД вырабатывает сигнал постоянного тока. Полученный сигнал преобразовывается в напряжение, усиливается и передаётся на компаратор. При достижении массовой концентрацией газа порогового значения компаратор переключается, о чем свидетельствует отображение красного индикатора на блоке сигнализатора. Для того, чтобы скомпенсировать внешние воздействующие факторы датчик термохимический содержит сравнительный чувствительный элемент и компенсационный провод для компенсации сопротивления кабельной линии. Каждый блок детекторный работает совместно с блоком сигнализатора, которые, в свою очередь, объединены при помощи одного интерфейсного блока.

Для измерения уровня используют дифференциальный преобразователь давления МЕТРАН-100-Ех-ДД с унифицированным токовым сигналом 4-20 мА, подключенный по схеме, изображенной на рисунке 16.

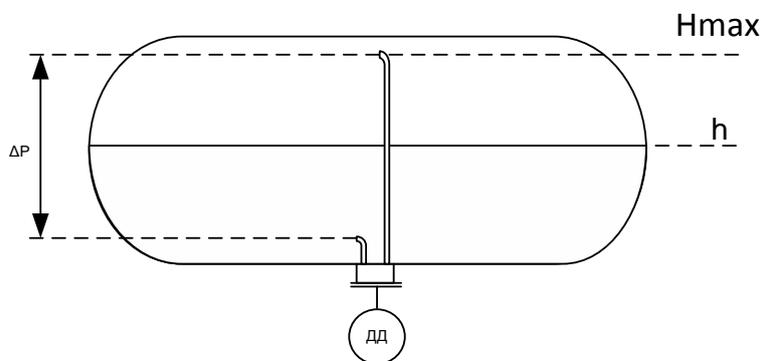


Рисунок 16 . Схема измерения уровня гидростатическим методом с помощью дифференциального преобразователя давления.

На рисунке 17 представлен дифференциальный преобразователь давления МЕТРАН-100-Ех-ДД используемый на НГС-2.



Рисунок 17. Дифференциальный преобразователь давления МЕТРАН-100-Ех-ДД используемый на НГС-2 УПН "Лугинецкая".

Данный метод измерения уровня называется гидростатическим, так как используется такое явление, как гидростатическое давление, а точнее его разность.

Избыточное давление поступает в обе импульсные трубки дифференциального преобразователя, которые расположены на минимальном и максимальном возможном уровне сепаратора, поэтому измеряемый перепад давления ΔP можно представить в виде:

$$\Delta P = dgH_{\max} - dgh, \text{ где:} \quad (1)$$

d – плотность жидкости,

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения,

H_{\max} – максимальный уровень жидкости в емкости

h – текущий уровень жидкости в емкости

Тогда текущий уровень можно найти из зависимости:

$$h = H_{\max} - \Delta P / dg$$

При $h = 0$ $\Delta P = \Delta P_{\max}$, а при $h = H_{\max}$ $\Delta P = 0$.

То есть, чем выше разность давления, тем ниже уровень жидкости в сепараторе. Из этого следует, что шкала измерительного прибора уровнемера будет обращенной.

К достоинствам данного метода можно отнести низкую стоимость, а к недостаткам:

- 1). Относительно низкая точность.
- 2). Сложность применения (монтаж и обслуживание на днище емкости, требуется постоянная плотность измеряемого объекта, только для спокойных процессов).
- 3). При повышении температуры измеряемой жидкости, увеличивается её фактический уровень, но давление остается неизменным и как следствие возникает неточность показаний.
- 4). Так как данный метод используется с импульсными трубками размещенными внутри сепаратора, то часто возникает проблема засора трубок различным шламом и замерзание в них жидкости в условиях низких температур.
- 5). Для защиты от низких температур необходимо использовать термочехлы с дополнительным источником тепла в виде греющей ленты, что увеличивает общую стоимость такого метода измерения и усложняет обслуживание.

Для устранения всех вышеперечисленных недостатков необходимо применить более современный метод измерения уровня. Большой популярностью пользуется рефлексный или волновой метод измерения уровня. Волноводная технология имеет ряд преимуществ по сравнению с другими методами измерений уровня, поскольку радарные импульсы практически

невосприимчивы к составу среды, атмосфере резервуара, температуре и давлению. Это позволяет использовать рефлексные уровнемеры в более жестких условиях: высокие температуры, высокое давление, сильное бурление жидкости, резервуары с работающей мешалкой, пары и газы над поверхностью жидкости.

Поскольку радарные импульсы направляются по зонду, а не свободно распространяются в пространстве резервуара, то волноводная технология может с успехом применяться для малых и узких резервуаров, а также для резервуаров с узкими патрубками

В настоящее время на рынке присутствует значительное количество моделей радарных уровнемеров с различными диапазонами измерения до 30 м, паспортной точностью от $\pm 0,5$ до ± 10 мм и ценой от 0,8 до 10 тысяч долларов.

Рефлексные уровнемеры предназначены для измерения уровня, дистанции и объема жидкостей, паст и сыпучих продуктов, а также раздела фаз жидких продуктов.

Рефлексные уровнемеры по принципу работы подобны радарным уровнемерам, но электромагнитный импульс распространяется не в газовой среде, а по специальному зонду – волноводу. В качестве зондов могут выступать: стержень, трос, группа тросов, коаксиальный кабель. Направленное микроволновое измерение уровня применяется в тех случаях, когда применение других приборов затруднительно, например ультразвуковые приборы могут отказывать из-за высокого содержания пыли или при недостаточной энергии, отраженной сухими сыпучими продуктами или густой пеной.

Данный датчик уровня использует электромагнитные импульсы, которые проходят по волноводу и отражаются от границы резкого изменения диэлектрической постоянной, что означает границу между воздухом и продуктом. Излучаемые импульсы имеют очень низкую мощность и сконцентрированы вдоль зонда, следовательно, излучаемая энергия почти не

теряется. Это означает, что сила отраженного сигнала (амплитуда) будет почти одинаковой независимо от длины зонда.

Микроволновые наносекундные радарные импульсы малой мощности направляются вниз по зонду, погруженному в технологическую среду. Когда радарный импульс достигает среды с другим коэффициентом диэлектрической проницаемости, часть энергии импульса отражается в обратном направлении. Разница во времени между моментом передачи радарного импульса и моментом приема эхосигнала пропорциональна расстоянию, согласно которому рассчитывается уровень жидкости или уровень границы раздела двух сред.

Распространения радарного импульса в измерительной среде представлен на рисунке 18.



Рисунок 18. Распространения радарного импульса в измерительной среде

Интенсивность отраженного эхосигнала зависит от диэлектрической проницаемости среды. Чем выше коэффициент диэлектрической проницаемости, тем выше интенсивность отраженного сигнала.

Для измерения уровня границы раздела двух сред уровнемер использует остаточную энергию импульса от первого отражения. Часть энергии импульса не отражается от поверхности верхней среды, а продолжает движение в среде, пока не отразится от поверхности нижней среды, при этом скорость распространения волны полностью зависит от диэлектрической проницаемости верхней среды.

В нашем случае выберем рефлексный (волновой) уровнемер Rosemount серии 5300 фирмы Emerson Process Management (США).

Rosemount серии 5300 представлен на рисунке 19.



Рисунок 19. Rosemount серии 5300.

Основные технические характеристики уровнемера Rosemount 5300 представлены в таблице 3.

Таблица 3. Основные технические характеристики уровнемера Rosemount 5300

Наименование	Значение
Принцип действия	Рефлектометрия с временным разрешением (TDR)
Базовые условия	Одинарный зонд стандартного исполнения, вода при температуре 25°C
Излучаемая мощность	Номинальная 300 мВт, максимальная 45 мВт
Потребляемая мощность	< 50 мВт в нормальном режиме работы
Время запуска	< 40 с
Диапазон измерений	От 0,1 до 50 м
Выходной сигнал	4-20 мА /HART, Foundation Fieldbus, Modbus
Единицы измерений	Для уровня, уровня границы раздела двух сред и расстояния до поверхности среды: мм, см или м, футы, дюймы. Скорость изменения уровня: м/с, м/ч, футы/сек, дюймы/мин. Объем: л, м ³ , футы ³ , дюймы ³ , галлоны, баррели, ярды ³ . Температура: °C и °F
Погрешность измерений	±3 мм или 0,03 % диапазона измерений, в зависимости от расстояния от опорной поверхности (фланца) до поверхности среды
Воспроизводимость	±1 мм
Влияние температуры окружающей среды	±0,2 мм/°C или ±30 промилле/°C измеренной величины, в зависимости от того, какой параметр является большим
Обновление показаний	< 1 раз в секунду
Условия эксплуатации	
Температура окружающей среды	Общепромышленное исполнение, связь по HART: от -40 до 80°C Взрывозащищенное исполнение, связь HART: от -40 до 70°C (RS485) Взрывозащищенное исполнение: от -40 до 60°C (связь по Foundation Fieldbus) Для уровнемеров с ЖКИ: от -20 до 70°C
Температура процесса	Стандартно: от -40 до 150°C; Исполнение НТНР: от -60 до 400°C; Исполнение НР: от -60 до 200°C; Исполнение С: от -196 до 200°C
Давление процесса	Стандартно: от -0,1 до 4 МПа; Исполнения НТНР, НР и С: от -0,1 до 34,5 МПа
Относительная влажность окружающей среды	До 100%
Степень защиты от внешних воздействий	IP 66, IP67 по ГОСТ 14254

Уровнемеры Rosemount серии 5300 имеют следующие достоинства:

- 1). Точность измерений не зависит от диэлектрической проницаемости, плотности, температуры, давления и рН;
- 2). Широкий диапазон измерений и качественные измерения сред с низким коэффициентом отражения (диэлектрическая постоянная от 1,4);
- 3). Различные типы зондов позволяют применять уровнемер в резервуарах разной геометрии и с внутренними конструкциями;
- 4). Подходят для измерений уровня сыпучих веществ (гранулы, порошки);
- 5). Возможность одновременного измерения уровня и уровня границы раздела двух жидкостей;

6). Возможность измерений в высокотемпературных процессах, процессах с высоким давлением и высокоагрессивных средах;

7). Надежность измерений в условиях высокой турбулентности или вибраций, запыленности и парообразования;

8). Модульность конструкций, что упрощает монтаж и техническое обслуживание;

9). Подключение двухпроводным кабелем (питание подается по сигнальному контуру);

10). Поддержка коммуникационного цифрового протокола HART, что обеспечивает вывод данных в цифровом виде и возможность дистанционной настройки прибора при помощи портативного коммуникатора модели 375 или 475 либо персонального компьютера с установленным программным обеспечением Rosemount Radar Master или AMS и HART модемом;

В зависимости от условий технологического процесса используется один из пяти типов зондов: коаксиальный, жесткий двухстержневой, жесткий одностержневой, гибкий двухпроводный и гибкий однопроводный. Выбор зонда обуславливается свойствами среды (плотность, вязкость, агрессивность), уровень которой необходимо измерить.

На рисунке 20 изображены типы зондов уровнемера Rosemount 5300.



Рисунок 20. типы зондов уровнемера Rosemount 5300.

При использовании двухстержневого, двухпроводного или коаксиального зонда следует учитывать, что в случае измерений липкой среды или при наличии липкого поверхностного слоя возможно образование перемычки между оболочкой и внутренним стержнем для коаксиального зонда или между стержнями/проводами зонда. Это приведет к неправильному измерению уровня. Для таких технологических сред рекомендуется использовать однопроводные или одностержневые зонды.

В нашем случае подойдет гибкий однопроводный зонд, так как монтаж одностержневого зонда будет более сложным.

Монтаж уровнемера осуществляется в верхней части сепаратора, в месте, где зонд будет максимально удален от различных металлоконструкций емкости. Так же необходимо использовать успокоительную трубу, для предотвращения помех связанные с образованием турбулентного потока жидкости.

Для предотвращения контакта зонда со стенкой успокоительно трубы используются центрирующие диски. Диск крепится к концу зонда, благодаря чему последний остается в центре камеры.

Для выбора и заказа уровнемера Rosemount необходимо заполнить опросный лист, представленный на рисунке 21,22.

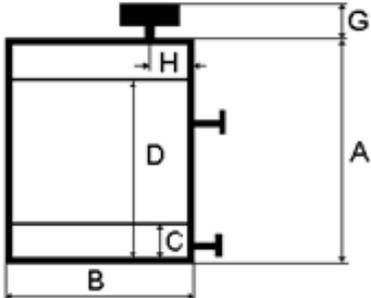
Тип установки/монтажа			
Опросный лист для выбора уровнемеров Rosemount			
Информация о заказчике			
Предприятие *: <input style="width: 100px;" type="text"/>		Промышленность: <input style="width: 100px;" type="text"/>	
Адрес: <input style="width: 100px;" type="text"/>		Тел. / факс *: <input style="width: 100px;" type="text"/> e-mail: <input style="width: 100px;" type="text"/>	
Контактное лицо *: <input style="width: 100px;" type="text"/>		Должность: <input style="width: 100px;" type="text"/>	
Требуемое измерение *	Требования к уровнемеру		
<input type="checkbox"/> Уровень <input type="checkbox"/> Раздел фаз <input type="checkbox"/> Объем <input type="checkbox"/> <input style="width: 50px;" type="text"/> (другое)	Погрешность: <input style="width: 50px;" type="text"/> <input type="checkbox"/> Встроенный дисплей Тип взрывозащиты *: <input style="width: 100px;" type="text"/> Выходной сигнал: <input style="width: 100px;" type="text"/> Материал корпуса: <input style="width: 100px;" type="text"/> Кабельный ввод: <input style="width: 100px;" type="text"/>		
Предпочтительный тип уровнемера			
<input type="checkbox"/> Бесконтактный радарный	<input type="checkbox"/> Волноводный радарный	<input type="checkbox"/> Ультразвуковой	Количество: <input style="width: 50px;" type="text"/>
Позиция (Тэг) : <input style="width: 100px;" type="text"/>			
Информация о процессе			
Наименование процесса *: <input style="width: 100px;" type="text"/>			
Измеряемая среда *: <input style="width: 100px;" type="text"/>		Агрессивность среды: <input style="width: 100px;" type="text"/>	
Диэлектрическая проницаемость:	<input type="checkbox"/> 1,6 - 2	<input type="checkbox"/> 2 - 3	<input type="checkbox"/> 3 - 10 <input type="checkbox"/> >10
Температура процесса *: Мин. <input style="width: 50px;" type="text"/>	Норм. <input style="width: 50px;" type="text"/>	Макс. <input style="width: 50px;" type="text"/>	°C
Температура окружающей среды: Мин. <input style="width: 50px;" type="text"/>	Норм. <input style="width: 50px;" type="text"/>	Макс. <input style="width: 50px;" type="text"/>	°C
Давление процесса *: Мин. <input style="width: 50px;" type="text"/>	Норм. <input style="width: 50px;" type="text"/>	Макс. <input style="width: 50px;" type="text"/>	атм
Плотность среды: <input style="width: 50px;" type="text"/> кг/м ³	Вязкость: <input style="width: 50px;" type="text"/>	<input type="checkbox"/> cP <input type="checkbox"/> cSt <input type="checkbox"/> <input style="width: 50px;" type="text"/> при температуре: <input style="width: 50px;" type="text"/> °C	
Турбулентность: <input style="width: 100px;" type="text"/>		Причина турбулентности: <input style="width: 100px;" type="text"/>	
Примерное колебание уровня из-за турбулентности: <input style="width: 50px;" type="text"/> мм			
Скорость изменения уровня при наливе: <input style="width: 50px;" type="text"/> мм/с		Скорость изменения уровня при сливе: <input style="width: 50px;" type="text"/> мм/с	
Какие из следующих характеристик имеет измеряемая среда? (отметить все, что имеет место)			
<input type="checkbox"/> Насыщена пузырьками газа (азрирована)	<input type="checkbox"/> Может обволакивать смачиваемые детали		
<input type="checkbox"/> Многофазная жидкость (заполнить таблицу ниже)	<input type="checkbox"/> Пары могут обволакивать не смачиваемые поверхности		
<input type="checkbox"/> Возможна кристаллизация / <input type="checkbox"/> налипание	<input type="checkbox"/> Имеется твердый осадок		
Объем над жидкостью имеет (отметьте все, что имеет место):			
<input type="checkbox"/> Пары продукта <input type="checkbox"/> легкие / <input type="checkbox"/> тяжелые	<input type="checkbox"/> Подушку инертного газа		
<input type="checkbox"/> Пыль	<input type="checkbox"/> Конденсацию на поверхностях		
Пена: <input style="width: 100px;" type="text"/>		Примерная толщина слоя: <input style="width: 50px;" type="text"/> мм	
Какие категории точнее всего описывают пену в данном случае?			
<input type="checkbox"/> Легкая пена, большие пузыри, обилие воздуха (пример: пена от пробулькивания воздуха через среду).			
<input type="checkbox"/> Смесь плотной и легкой пены. Четкий раздел фаз с жидкостью (пример: пена в стакане пива).			
<input type="checkbox"/> Плотная пена, маленькие пузырьки. Четкий раздел фаз с жидкостью (пример: крем для бритья).			
<input type="checkbox"/> Плотная или легкая пена, но имеет слой эмульсии между пеной и жидкостью.			
Только многофазные применения *			
Верхний продукт *: <input style="width: 100px;" type="text"/>		Нижний продукт *: <input style="width: 100px;" type="text"/>	
Диэлектрическая проницаемость верхнего продукта: <input style="width: 100px;" type="text"/> (точное значение!)		Диэлектрическая проницаемость нижнего продукта: <input style="width: 100px;" type="text"/> (точное значение!)	
Толщина слоя верхнего продукта: от <input style="width: 50px;" type="text"/> мм / до <input style="width: 50px;" type="text"/> мм			

* - Поля для обязательного заполнения

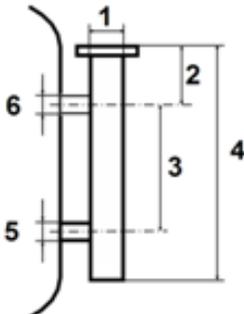
Рисунок 21. Опросный лист для выбора и заказа уровнемера Rosemount.

<input type="checkbox"/> на резервуар *	<input type="checkbox"/> на камере *	<input type="checkbox"/> в успокоительной трубе *	<input type="checkbox"/> открытое пространство *
Геометрические размеры успокоительной трубы указывать в разделе «Важное примечание»			
Возможные ограничения для монтажа уровнемера?			
<input type="checkbox"/> Нет ограничений	<input type="checkbox"/> Монтаж только сверху	<input type="checkbox"/> Монтаж только сбоку	

Геометрические размеры резервуара	
A. Высота резервуара:	<input type="text"/> мм
B. Диаметр резервуара:	<input type="text"/> мм
C. Минимальный уровень:	<input type="text"/> мм
D. Максимальный уровень:	<input type="text"/> мм
G. Высота верхнего отбора:	<input type="text"/> мм
H. Расположение патрубка от стенки:	<input type="text"/> мм
Материал резервуара: * <input type="text"/>	



Геометрические размеры выносной камеры	
1. ДУ выносной камеры/байпаса:	<input type="text"/> мм
2. Расстояние от фланца до оси отвода:	<input type="text"/> мм
3. Межосевое расстояние (диапазон измерений)	<input type="text"/> мм
4. Высота камеры:	<input type="text"/> мм
5. ДУ отвода:	<input type="text"/> мм
6. ДУ отвода:	<input type="text"/> мм
Материал камеры: * <input type="text"/>	

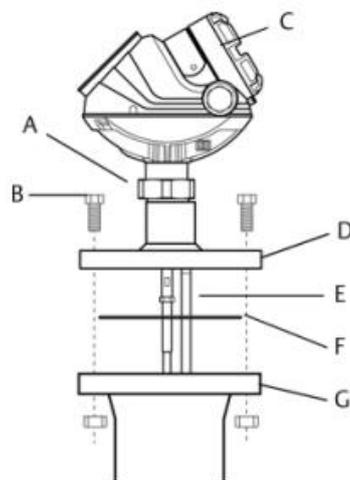


Технологическое соединение с процессом, верхний патрубок (G)			
Фланцевое присоединение		Резьбовое присоединение	
Размер фланца * <small>(стандарт EN(DIN), плоские).</small> <input type="checkbox"/> Ду 50 Ру <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Ду 80 Ру <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Ду 100 Ру <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Ду 150 Ру <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Ду 200 Ру <input type="text"/>	Другое: <input type="checkbox"/> * <input type="text"/> Форма / исполнение: <input type="text"/>	Тип и размер резьбы <input type="checkbox"/> 1,5" NPT <input type="checkbox"/> 1" NPT <input type="checkbox"/> G 1 1/2" <input type="checkbox"/> G 1" Другое: <input type="checkbox"/> * <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Монтажный кронштейн для установки уровнемера над открытым резервуаром / открытым пространством
Ответный фланец: <input type="text"/> Материал ответного фланца: <input type="text"/>			
Бобышка: <input type="text"/> Материал бобышки: <input type="text"/>			
Шеф- надзор: <input type="text"/> <small>(Если шеф-надзор необходим, поставьте соответствующую отметку Да/Нет)</small>			
Важное примечание:* <input type="text"/>			

Если Ваш технологический резервуар или емкость имеет сложную конструкцию, внутреннее оборудование или другие особенности, необходимо совместно с заполненным опросным листом направить эскиз или чертеж Вашего резервуара с указанием размеров, приведенных на чертеже Примера вверху. **Пожалуйста, отметьте предпочтительные места для установки уровнемеров, внутренние конструкции (расположение мешалок, лестниц, перегородок, термоэлементов, если таковые имеются), места ввода наливного и сливного трубопроводов и их внутренние диаметры.**

Рисунок 22. Опросный лист для выбора и заказа уровнемера Rosemount.

На рисунке 23 представлена схема установки уровнемера Rosemount 5300 с фланцевым соединением.



- A. Гайка
- B. Болты
- C. Блок электроники уровнемера
- D. Фланец
- E. Зонд
- F. Прокладка
- G. фланец резервуара

Рисунок 23. Схема установки уровнемера Rosemount 5300 с фланцевым соединением.

Уровнемер поставляется с блоком электроники, фланцем и зондом, собранными в один блок. Порядок установки уровнемера:

1. Поместить прокладку на верхнюю часть фланца резервуара.
2. Опустить уровнемер и зонд с фланцем в резервуар.
3. Затянуть болты.
4. Слегка ослабить гайку, соединяющую корпус уровнемера с зондом.
5. Повернуть корпус уровнемера таким образом, чтобы кабельные входы и дисплей были повернуты в нужную сторону.
6. Затянуть гайку. Макс. усилие затяжки 30 фунтов-сила-фут (40 Нм)

Место установки уровнемера Rosemount 5300 в НГС-2 изображено на рисунке 24.

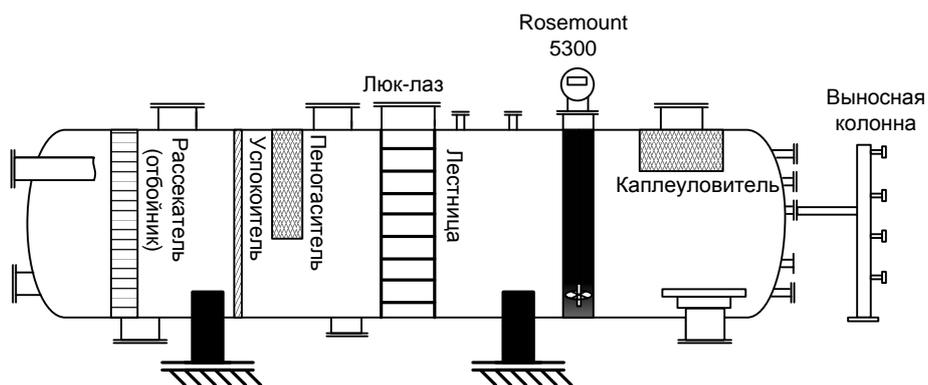


Рисунок 24. Место установки уровнемера Rosemount 5300 в НГС-2

Так как унифицированный токовый сигнал останется 4-20 мА, то сигнал с Rosemount 5300 будет поступать на входной аналоговый модуль АСІ в блок-бокс №1 вместо сигнала с дифференциального преобразователя давления.

После монтажа уровнемера необходимо будет произвести корректировку кода АЦП по токовому сигналу на электронной панели Magelis для корректных показаний на АРМ оператора.

2.8 Исполнительное устройство

В качестве исполнительного устройства для поддержания заданного уровня в сепараторе НГС-2 применяют УРВ (КЖ-2), который расположен на выходе сепаратора. Данное устройство представляет собой клапан с электроприводом. Управление осуществляется автоматически или по команде оператора в ручном режиме с АРМ оператора УПН. Питание электропривода 380В переменного напряжения. УРВ имеет четыре концевых переключателя. Два из них служат для индикации открыто (закрыто) на АРМ оператора УПН и участвуют в автоматической работе клапана, а два других для остановки электропривода в крайних положениях открыто (закрыто). Управление задвижки осуществляется через ПБЭ.

На рисунке 25 представлено УРВ (КЖ-2) НГС-2 УПН "Лугинецкая".

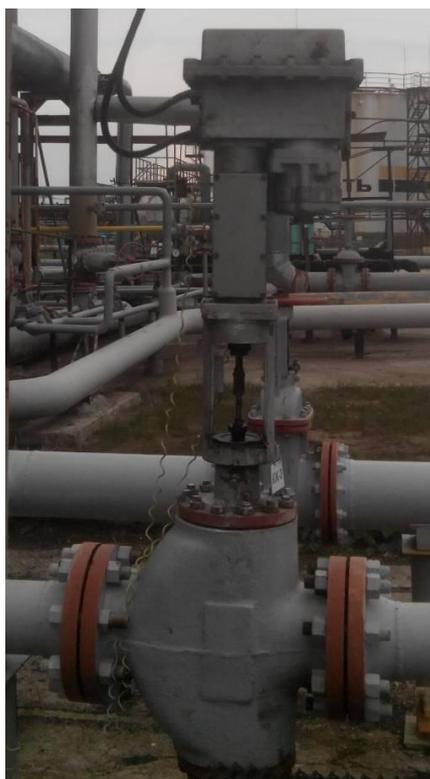


Рисунок 25. УРВ (КЖ) НГС-2 УПН "Лугинецкая".

Схема внешних проводок КЖ-2 представлена в приложении 3.

Для реализации управления по ПИ-регулятору необходимо заменить исполнительное устройство на электропривод с управлением по

унифицированному сигналу. В качестве замены подойдет электропривод РэмТЭК-01, который уже используется на других объектах УПН "Лугинецкая".

На рисунке 26 представлен внешний вид электропривода РэмТЭК-01.



Рисунок 26. Внешний вид электропривода РэмТЭК-01.

Основные функции электропривода РэмТЭК-01:

- управление трубопроводной арматурой с регулированием крутящего момента, скорости, положения
- встроенный регулятор технологического параметра
- полный комплекс защит электродвигателя
- дискретная сигнализация и управление
- встроенные интерфейсы RS-485 (протоколы Modbus RTU, Profibus DP) и CAN
- аналоговое управление (4...20 мА)

Технические характеристики электропривода РэмТЭК-01 представлены в таблице 4

Таблица 4. Технические характеристики электропривода РэмТЭК-01

Маркировка взрывозащиты	1ExdIIBT4
Степень защиты	IP67
Диапазон температур эксплуатации, °С	от -60 до +50
Напряжение питания, В	380 (-50 %, +47 %)

2.9 Нормирование погрешности канала измерения

Погрешность измерения канала может быть определена как

$$\Delta_{\text{измерений}} = \Delta_{\text{дет}} * \delta_{\text{мет}} * \delta_{\text{л}} * \delta_{\text{инстр}} * \delta_{\text{вф}}, \quad \text{где} \quad (2)$$

$\Delta_{\text{дет}}$ – поправочная (неслучайная) погрешность;

$\delta_{\text{вф}}$ – погрешность влияющих факторов;

* – знак объединения в сумму.

Пусть в качестве канала измерения выбран канал измерения давления, для которого заданным является требование к погрешности канала измерения (не более 0,5 %) с заданной разрядностью АЦП (10 разрядов). Поправочная погрешность отсутствует.

Расчет допустимой погрешности измерения датчика давления производится по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2)}, \quad \text{где} \quad (3)$$

$\delta = 0,6\%$ – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

δ_4 и δ_5 – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой и вибрацией.

Погрешность, вносимая десятиразрядным АЦП, рассчитывается как половина погрешности квантования:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2 \cdot 2^{10}} = 0,005 \%. \quad (4)$$

Погрешность передачи по каналу измерений $\delta_2 = 0,05$ задается рекомендациями.

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- вибрации.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, была установлена согласно рекомендации:

$$\delta_4 = \frac{0,3 \cdot 34}{100} = 0,102 \%. \quad (5)$$

Дополнительная погрешность, вызванная вибрацией,

$$\delta_5 = 0,3 \cdot 0,19 = 0,057 \%. \quad (6)$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность датчика давления должна не превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2)}$$

$$\delta_1 \leq \sqrt{0,6^2 - (0,05^2 + 0,005^2 + 0,102^2 + 0,057^2)}$$

$$\delta_1 \leq \sqrt{0,36 - (0,0025 + 0,000025 + 0,010404 + 0,003249)}$$

$$\delta_1 \leq \sqrt{0,36 - (0,0025 + 0,000025 + 0,010404 + 0,003249)}$$

$$\delta_1 \leq \sqrt{0,36 - 0,016178}$$

$$\delta_1 \leq 0,586$$

Выбираем шкалу датчика давления (определяем верхний предел измерения) для измерения постоянного давления:

Шкала выбирается таким образом, чтобы рабочий предел измерения (наибольшее рабочее давление) был не менее 3/4 верхнего предела при постоянном давлении и не менее 2/3 верхнего предела измерения при переменном давлении. Верхние пределы измерения выбираются из ряда

$$(1; 1,6; 2,5; 4; 6) - 10^n,$$

где n – любое целое положительное или отрицательное число.

В нашем случае наибольшее рабочее давление в сепараторе будет 8 кгс/см².

Тогда верхний предел измерения будет равен: $8/(3/4) = 10,7$ кгс/см²

Выбираем шкалу 0...1,6 МПа.

Выбираем датчик согласно произведенным расчетам:

По результатам расчета допустимой погрешности измерения датчика давления выбираем датчик избыточного давления «Метран-150-CG», со следующими техническими характеристиками:

- P_{max} – 1,6 МПа;
- P_{min} – 0,032 МПа
- предел допускаемой основной погрешности – $\pm 0,5$ %;
- выходной сигнал – 4...20 мА с HART-протоколом;
- диапазон температур окружающей среды от -40 до 85°C
- перенастройка диапазонов измерений до 100:1
- взрывозащищенное исполнение вида "искробезопасная цепь и "взрывонепроницаемая оболочка"
- гарантийный срок эксплуатации - 3 года
- межповерочный интервал - 3 года
- питание – постоянный ток напряжением от 5 до $36 \pm 0,72$ В;

Изготовитель – промышленная группа «Метран». Расстояние передачи данных – 50 м. Подсоединение к процессу осуществляется по европейскому стандарту (DIN) на патрубков с резьбой (20 мм).

Выбранный датчик обеспечивает непрерывное преобразование значения измеряемого параметра в унифицированный токовый выходной сигнал.

Принцип действия преобразователя основан на использовании тензоэффекта в полупроводниковом материале. Деформация измерительного блока линейно преобразуется в изменение электрического сопротивления тензопреобразователя. Электронное устройство преобразует изменение сопротивления в выходной токовый сигнал. Чувствительным элементом является пластина из монокристаллического сапфира с кремниевыми пленочными тензорезисторами, прочно соединенными с металлической

мембраной тензопреобразователя. Пластина и полупроводниковый материал не вступают в активную химическую реакцию с окружающей средой, поэтому не требуется периодической оперативной калибровки.

Датчик выполняется в конструкции полевого корпуса. Конструкция полевого корпуса обеспечивает электрическое присоединение к датчику внутри закрытой оболочки с использованием кабельного ввода. Это даёт возможность применять такой прибор вне помещения и защищает датчик и его электрическое присоединение от механических и атмосферных воздействий.

2.10 Алгоритмы управления

2.10.1 Алгоритм пуска/останова технологического оборудования

Алгоритм оперативного управления пуска, останова НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлен в приложении И.

Запуск нефтегазового сепаратора НГС-2 начинается с проверки закрытия выходного жидкостного клапана КЖ-2 и перевод его в ручной режим. После этого открывают входные задвижки и открывают байпасную выходную линию для заполнения сепаратора нефтегазовой эмульсией. Во время заполнения осуществляется контроль за основными технологическими параметрами работы сепаратора, такими как давление и уровень жидкости в сепараторе. Регулировка параметров происходит за счет изменения потока жидкости на выходе сепаратора путем открытия и закрытия по месту механических задвижек байпасной линии. Для перевода сепаратора в автоматический режим работы необходимо, чтобы уровень и давление в сепараторе были в зоне заданных установленных значений. В случае несоблюдения данного условия на АРМ оператора появляется соответствующее сообщение со звуковым сигналом. После достижения необходимых значений уровня жидкости и давления КЖ-2 переводят в автоматический режим работы согласно программе и закрывают байпасную линию.

2.10.2 Алгоритм сбора данных измерений.

Алгоритм сбора данных НГС-2 УПН "Лугинецкая" представлен в приложении К.

Сначала происходит определение данных с уровнемера 4-20 мА, после чего контроллер осуществляет проверку поступивших данных по принципу превышения диапазона. Если значение выходит за диапазон, то данные неверны. Далее происходит преобразование токового аналогового сигнала в код АЦП согласно выбранному масштабу. Происходит перевод токовой величины в значение уровня (мм). Если уровень изменился, то в контроллере формируется пакет данных, пакет данных отправляется в SCAD - систему и на АРМ оператора формируется вывод информации уровня. В случае выхода значения уровня за заданные значения 1,15 и 1,25м происходит вывод соответствующего сообщения на АРМ оператора.

2.11 Ввод–вывод аналоговых (дискретных) сигналов

Все аналоговые и дискретные сигналы проходят через блок-бокс №1, в котором расположены контроллеры Modicon и их дополнительные модули. Дискретные сигналы датчиков уровня, сигнал индикации открыто (закрыто) КЖ и авария КЖ поступают на дискретный входной модуль DDI. Аналоговые сигналы 4-20 мА с преобразователей избыточного давления, температуры и дифференциального давления поступают на входной аналоговый модуль АСІ. Сигналы управления КЖ поступают с дискретного выходного модуля DDO на ПБЭ. ПБЭ путем релейного переключения подает питание на электропривод КЖ, снимает его и перекидывает фазы для прямого и реверсивного движения привода. В случае непрерывного движения клапана заслонка упрется в неподвижную часть УРВ. Это приведет к повышению тока питания электропривода, что в свою очередь приведет к срабатыванию реле защиты на ПБЭ и отключению фаз питания. Сигнал об аварии с ПБЭ поступит на дискретный входной модуль DDI.

Для связи контроллеров блок-блока №1 с основным контроллером №7, который находится в операторной УПН, используется сеть RІO и протокол ModBUS+. ПЛК №7 является главным, он применяется для формирования общей сети между другими контроллерами и сетью "Томскнефть". Передача данных между ПЛК №7 и АРМ осуществляется по сети Ethernet. Так же для настроек и управления используется электронная панель Magelis.

Газосигнализаторы ГСМ-03 передают данные по интерфейсу RS 485, предусмотренным в контроллере Modicon.

Автоматическое поддержание уровня в сепараторе реализовано программно. Программа отслеживает скорость изменение уровня и выход уровня за заданные диапазоны и отправляет команду на открытие или закрытие КЖ с различными задержками по времени.

2.12 Дерево экранных форм. Экранная форма АС

Экранные формы можно считать масками, через которые пользователь рассматривает поля непрерывной записи технологических точек наблюдения и управления. Маска скрывает от пользователя ненужные ему в данный момент поля. Следует создавать экранные формы, в которых поля размещены по полю экрана в удобном ему порядке.

SCADA - формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта УПН “Лугинецкая” представлена в приложении Л.

3 Автоматическое регулирование технологическим режимом

В целях повышения уровня автоматизации возможно применить функцию ПИД регулирования для поддержания постоянного уровня жидкости в сепараторе, программно реализуемой контроллером и модулями Modicon. Это позволит увеличить качество переходного процесса.

Регулятор представляет собой параллельное соединение указанных звеньев, поэтому его передаточная функция выглядит следующим образом:

$$K_P + \frac{K_I}{s} + K_D s = \frac{K_D s^2 + K_P s + K_I}{s}, \quad (7)$$

где:

K_P – пропорциональный коэффициент усиления;

K_I – интегральный коэффициент усиления;

K_D – дифференциальный коэффициент усиления.

Пропорциональный регулятор K_P эффективно уменьшает время нарастания выходного сигнала и уменьшает, но не сводит к нулю, установившуюся ошибку. Интегрирующий регулятор K_I эффективно устраняет установившуюся ошибку, но сильно ухудшает переходную характеристику. Дифференциальный регулятор K_D увеличивает устойчивость системы, уменьшает перерегулирование и улучшает переходную характеристику. K_P , K_I и K_D зависят друг от друга. Фактически, изменение одной из этих переменных может изменить эффект остальных двух.

Расчет ПИД регулятора сводится к определению пропорциональной, дифференциальной и интегральной составляющих. Для их определения строят математическую модель автоматизированной системы и различными методами находят необходимые коэффициенты. После нахождения коэффициентов тестируют систему при помощи вспомогательных средств моделирования,

анализируют качество переходных процессов, корректируют и применяют полученный регулятор к реальной модели.

Уровень НГС-2 поддерживается автоматически согласно программе контроллера PLC-11. При достижении уровня 1,25м происходит постепенное открытие выходного клапана КЖ-2 и сброс жидкости, а при падении уровня жидкости до 1,15м клапан автоматически начинает закрываться. Так же программно осуществляется контроль за скоростью изменения уровня. То есть если КЖ-2 начал открываться, а уровень продолжает расти, то открытие будет продолжаться пока уровень не станет уменьшаться. Данная автоматическая система поддержания уровня жесткая. Для создания более гибкой системы необходимо заменить исполнительное устройство на аналогичное, но с аналоговым управлением 4-20 мА и реализовать ПИД-регулирование для данной системы. Такое регулирование позволит системе более плавно и быстро реагировать на возмущающие воздействия в виде изменения уровня в сепараторе. Контроллер Schneider Modicon Quantum CPU 424 02 имеет функцию ПИД-регулирования, необходимо реализовать ее программно и определить коэффициенты регулятора.

Унифицированный сигнал 4-20 мА с уровнемера Rosemount 5300 будет непрерывно поступать в аналоговый входной модуль контроллера, согласно этому сигналу и коэффициентам регулятора будет происходить выработка другого сигнала аналогового выходного модуля управления исполнительным органом 4-20 мА.

Схема входных-выходных сигналов АС поддержания уровня НГС-2 УПН "Лугинецкая" с ПИД-регулятором представлена на рисунке 27.

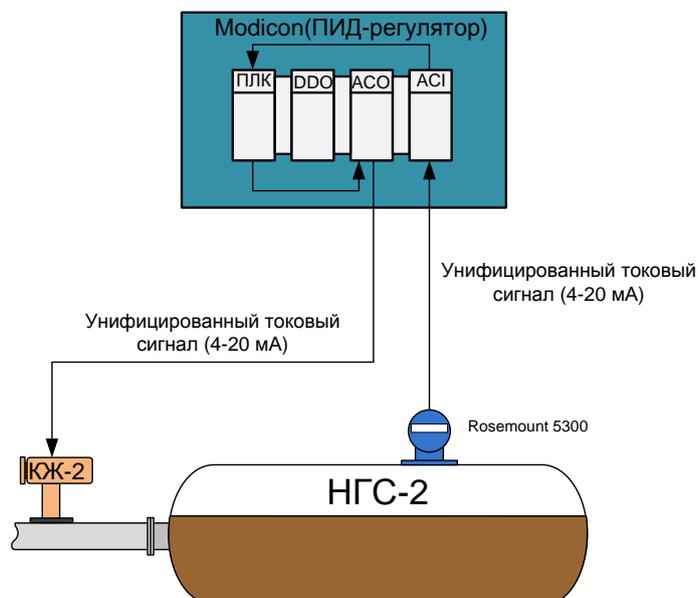


Рисунок 27 .Схема входных-выходных сигналов АС поддержания уровня
 НГС-2 УПН "Лугинецкая" с ПИД-регулятором

Структурная схема автоматического регулирования уровня НГС-2 УПН
 "Лугинецкая" представлена на рисунке 28.

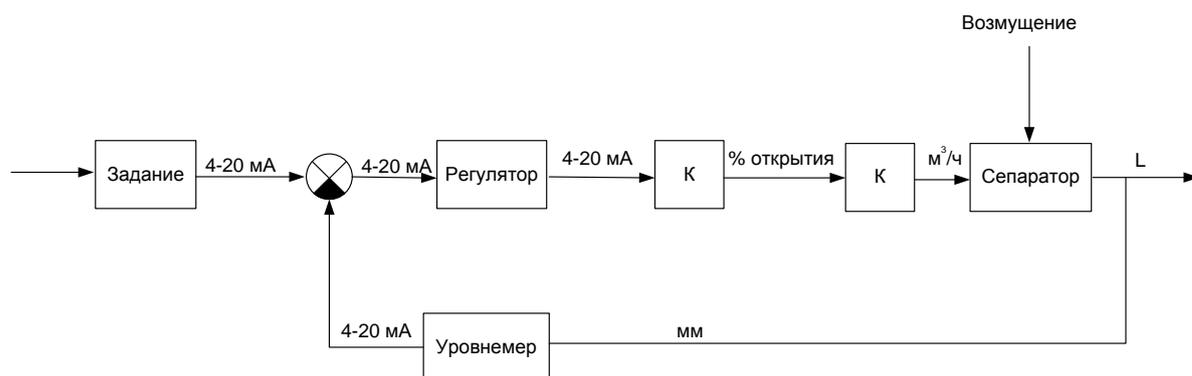


Рисунок 28. Структурная схема автоматического регулирования уровня НГС-2
 УПН.

Заданием будет являться значение уровня равное 1,2 м. На регулятор
 будет поступать токовый сигнал разности заданного значения уровня и
 измеренного уровнемером. После чего регулятор согласно заданным
 параметрам и коэффициентам выдаст токовый сигнал на исполнительный
 механизм в виде клапана. Необходимо учесть коэффициенты преобразования
 токового сигнала линейное перемещение задвижки и затем в расход. Изменение

расхода на выходе сепаратора повлечет изменение уровня согласно передаточной функции сепаратора.

Исполнительный механизм для более качественного управления будет заменен на клапан с асинхронным двигателем с частотным преобразователем и управлением 4-20 мА. Данный исполнительный механизм и регулятор можно объединить в ПИ регулятор, коэффициенты которого будет необходимо найти. Заданный уровень необходимо перевести в токовый сигнал коэффициентом $K=x*6,4+4$. Данный коэффициент получили из расчета, что максимальный уровень в сепараторе равен 2,5м, а диапазон токового сигнала 4-20мА. Коэффициент перехода токового сигнала в процент открытия задвижки будет равен отношением выхода звена ко входу, то есть $K=x*6,25-25$. Этот коэффициент вывели из расчета, что диапазон открытия задвижки равен 100% а токовый сигнал 4-20мА. Коэффициент перехода от процента открытия к расходу будет равен единице. Уровнемер будет вырабатывать сигнал для сравнения с заданным значением согласно коэффициенту $K= K=x*6,4+4$.

В передаточной функции сепаратора применим постоянную времени равную 300 с, так как примерное заполнение сепаратора до уровня 1,2м составляет 5 минут. Транспортная задержка для нефтепродуктов равна 2 секунды.

Ограничение Saturation указывает на ограничение перемещения клапана, а ограничение Rate Limiter указывает на ограничение скорости электрического привода.

Подберем пропорциональный и интегральные коэффициенты ПИ регулятора:

$$K_I = 0.007 ; K_D = 0 ; K_P = 0.6$$

Результаты моделирования (исследования), выбор параметров регулятора САР в MatLab представлены в приложении М.

Из графика видно, что уровня в 1,2 метра сепаратор достигает примерно за 300 секунд, после чего происходит переход в установившееся значение.

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

Студент:

Группа	ФИО
3-8Т22	Ширяев Алексей Николаевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	Систем управления и мехатроники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение назначения объекта и определение целевого рынка</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Разработка НИР на этапы, составление графика работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка технико-экономической эффективности проекта</i>

Перечень графического материала

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
2. *Матрица SWOT*
3. *Альтернативы проведения НИ*
4. *График проведения и бюджет НИ*
5. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.12.2016
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Данков Артем Георгиевич	Кандидат исторических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т22	Ширяев Алексей Николаевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В качестве предлагаемой и внедряемой разработки на рынок была выбрана автоматизированная система поддержания заданного уровня жидкости нефтегазового сепаратора НГС-2 УПН "Лугинецкая". Данная система направлена на использование в нефтегазовой отрасли и служит для поддержания и регулирования жидкости внутри емкости. В состав системы входит сепаратор, рефлексный уровнемер Rosemount 5300, устройство регулировки взлива в виде жидкостного клапана с управлением по токовому унифицированному сигналу 4-20 мА и программируемый логический контроллер модульного типа Schneider Modicon Quantum.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Критериями сегментирования выберем вид используемых систем технологических процессов и отрасль производства. Для Российской промышленности сегментация по выбранным критериям будет иметь вид представленный на рисунке 29.

		Вид системы		
		Автоматическая система	Автоматизированная система	Неавтоматизированная система
Отрасль	Нефтегазовая			
	Машиностроительная			
	Сельскохозяйственная			

Рисунок 29. Карта сегментирования рынка по виду используемых систем технологических процессов.

Рассматриваемая разработка является автоматизированной системой и используется исключительно в нефтегазовой отрасли. Согласно карте

сегментирования видно, что автоматизированная система широко применяется в других промышленных отраслях, что повышает конкуренцию.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Для поддержания конкурентоспособности необходимо подробно изучать характеристики разработок конкурентов.

Для проведения и систематизации анализов используют специальные оценочные карты, представленные в виде таблицы с различными критериями оценки разработки и их экспертной оценки.

Сначала выбирают критерии, по которым будет производиться оценка и сравнение конкурентных разработок. В качестве конкурентов нашей разработки (Ф) выберем автоматизированную систему регулирования уровня жидкости в сепараторе без использования пропорционально-интегрально-дифференцирующего (ПИД) регулятора (K_1) и систему с жидкостным клапаном без управления токовым унифицированным сигналом 4-20 мА (K_2).

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1 [2].

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (8)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок) представлена в таблице 5.

Таблица 5. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,11	5	3	3	0,55	0,33	0,33
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,13	5	4	3	0,65	0,52	0,39
3. Помехоустойчивость	0,021	3	3	3	0,063	0,063	0,063
4. Энергоэкономичность	0,02	4	3	3	0,08	0,06	0,06
5. Надежность	0,061	4	3	3	0,244	0,0183	0,0183
6. Уровень шума	0,037	3	3	3	0,111	0,111	0,111
7. Безопасность	0,084	4	4	4	0,336	0,336	0,336
8. Потребность в ресурсах памяти	0,034	4	5	4	0,136	0,17	0,136
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,068	4	3	3	0,256	0,204	0,204
10. Качество интеллектуального интерфейса	0,052	4	3	3	0,208	0,156	0,156
11. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,071	4	4	2	0,284	0,284	0,142
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,09	4	2	2	0,36	0,18	0,18
2. Уровень проникновения на рынок	0,075	4	3	3	0,3	0,225	0,225
3. Цена	0,055	2	3	4	0,11	0,165	0,22
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,042	4	4	4	0,18	0,168	0,168
5. Послепродажное обслуживание	0,012	3	3	3	0,036	0,036	0,036
6. Финансирование научной разработки	0,02	3	3	3	0,06	0,06	0,06
7. Срок выхода на рынок	0,011	3	3	3	0,033	0,033	0,033
8. Наличие сертификации разработки	0,007	3	3	3	0,021	0,021	0,021
Итого	1				4,018	3,305	3,354

Конкурентоспособность сравниваемых разработок:

1). Конкурентоспособность внедряемой разработки (Ф) по техническим критериям:

$$K_{\phi} = B_1 * B_1 = 0,11 * 5 = 0,55$$

$$K\phi = B_2 * B_2 = 0,13 * 5 = 0,65$$

$$K\phi = B_3 * B_3 = 0,021 * 3 = 0,063$$

$$K\phi = B_4 * B_4 = 0,02 * 4 = 0,08$$

$$K\phi = B_5 * B_5 = 0,061 * 4 = 0,244$$

$$K\phi = B_6 * B_6 = 0,037 * 3 = 0,111$$

$$K\phi = B_7 * B_7 = 0,084 * 4 = 0,336$$

$$K\phi = B_8 * B_8 = 0,034 * 4 = 0,136$$

$$K\phi = B_9 * B_9 = 0,068 * 4 = 0,256$$

$$K\phi = B_{10} * B_{10} = 0,052 * 4 = 0,208$$

$$K\phi = B_{11} * B_{11} = 0,071 * 4 = 0,284$$

Конкурентоспособность внедряемой разработки (Φ) по экономическим критериям:

$$K\phi = B_1 * B_1 = 0,09 * 4 = 0,36$$

$$K\phi = B_2 * B_2 = 0,075 * 4 = 0,3$$

$$K\phi = B_3 * B_3 = 0,055 * 2 = 0,11$$

$$K\phi = B_4 * B_4 = 0,042 * 4 = 0,168$$

$$K\phi = B_5 * B_5 = 0,012 * 3 = 0,036$$

$$K\phi = B_6 * B_6 = 0,02 * 3 = 0,06$$

$$K\phi = B_7 * B_7 = 0,011 * 3 = 0,033$$

$$K\phi = B_8 * B_8 = 0,007 * 3 = 0,021$$

$$K\phi_{\text{сум.}} = 0,55 + 0,65 + 0,063 + 0,08 + 0,244 + 0,111 + 0,336 + 0,0136 + 0,256 + 0,208 + 0,284 + 0,36 + 0,3 + 0,11 + 0,18 + 0,036 + 0,06 + 0,033 + 0,021 = 4,018$$

2). Конкурентоспособность конкурентной разработки (K_1) по техническим критериям:

$$K\kappa_1 = B_1 * B_1 = 0,11 * 3 = 0,33$$

$$K\kappa_1 = B_2 * B_2 = 0,13 * 4 = 0,52$$

$$K\kappa_1 = B_3 * B_3 = 0,021 * 3 = 0,063$$

$$K\kappa_1 = B_4 * B_4 = 0,02 * 3 = 0,06$$

$$K\kappa_1 = B_5 * B_5 = 0,061 * 3 = 0,183$$

$$K\kappa_1 = B_6 * B_6 = 0,037 * 3 = 0,111$$

$$K\kappa_1 = B_7 * B_7 = 0,084 * 4 = 0,336$$

$$K\kappa_1 = B_8 * B_8 = 0,034 * 5 = 0,17$$

$$K\kappa_1 = B_9 * B_9 = 0,068 * 3 = 0,204$$

$$K\kappa_1 = B_{10} * B_{10} = 0,052 * 3 = 0,156$$

$$K\kappa_1 = B_{11} * B_{11} = 0,071 * 4 = 0,284$$

Конкурентоспособность конкурентной разработки (K_1) по экономическим критериям:

$$K_{k_1} = B_1 * B_1 = 0,09 * 2 = 0,18$$

$$K_{k_1} = B_2 * B_2 = 0,075 * 3 = 0,225$$

$$K_{k_1} = B_3 * B_3 = 0,055 * 3 = 0,165$$

$$K_{k_1} = B_4 * B_4 = 0,042 * 4 = 0,168$$

$$K_{k_1} = B_5 * B_5 = 0,012 * 3 = 0,036$$

$$K_{k_1} = B_6 * B_6 = 0,02 * 3 = 0,06$$

$$K_{k_1} = B_7 * B_7 = 0,011 * 3 = 0,033$$

$$K_{k_1} = B_8 * B_8 = 0,007 * 3 = 0,021$$

$$K_{k_1} \text{ сум.} = 0,33 + 0,52 + 0,063 + 0,06 + 0,183 + 0,111 + 0,336 + 0,17 + 0,204 + 0,156 + 0,284 + 0,18 + 0,225 + 0,165 + 0,168 + 0,036 + 0,06 + 0,033 + 0,021 = 3,305$$

3). Конкурентоспособность конкурентной разработки (K_2) по техническим критериям:

$$K_{k_2} = B_1 * B_1 = 0,11 * 3 = 0,33$$

$$K_{k_2} = B_2 * B_2 = 0,13 * 3 = 0,39$$

$$K_{k_2} = B_3 * B_3 = 0,021 * 3 = 0,063$$

$$K_{k_2} = B_4 * B_4 = 0,02 * 3 = 0,06$$

$$K_{k_2} = B_5 * B_5 = 0,061 * 3 = 0,183$$

$$K_{k_2} = B_6 * B_6 = 0,037 * 3 = 0,111$$

$$K_{k_2} = B_7 * B_7 = 0,084 * 4 = 0,336$$

$$K_{k_2} = B_8 * B_8 = 0,034 * 4 = 0,136$$

$$K_{k_2} = B_9 * B_9 = 0,068 * 3 = 0,204$$

$$K_{k_2} = B_{10} * B_{10} = 0,052 * 3 = 0,156$$

$$K_{k_2} = B_{11} * B_{11} = 0,071 * 2 = 0,142$$

Конкурентоспособность конкурентной разработки (K_2) по экономическим критериям:

$$K_{k_2} = B_1 * B_1 = 0,09 * 2 = 0,18$$

$$K_{k_2} = B_2 * B_2 = 0,075 * 3 = 0,225$$

$$K_{k_2} = B_3 * B_3 = 0,055 * 4 = 0,22$$

$$K_{k_2} = B_4 * B_4 = 0,042 * 4 = 0,168$$

$$K_{k_2} = B_5 * B_5 = 0,012 * 3 = 0,036$$

$$K_{k_2} = B_6 * B_6 = 0,02 * 3 = 0,06$$

$$K_{k_2} = B_7 * B_7 = 0,011 * 3 = 0,033$$

$$K_{k_2} = B_8 * B_8 = 0,007 * 3 = 0,021$$

$$K_{к_2}.сум. = 0,33 + 0,39 + 0,063 + 0,06 + 0,183 + 0,111 + 0,336 + 0,136 + 0,204 + 0,156 + 0,142 + 0,18 + 0,225 + 0,22 + 0,168 + 0,036 + 0,06 + 0,033 + 0,021 = 3,354$$

Основываясь на знаниях о конкурентах, можно сделать вывод, что наша разработка имеет большую производительность и удобство в эксплуатации, но имеет повышенную стоимость по сравнению с выбранными конкурентами. Так как данные разработки применяются в нефтегазовой промышленности, то фактор повышенной производительности будет первостепенным, что существенно увеличивает преимущество перед разработками конкурентов.

4.3 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект [2].

В основе технологии QuaD лежит нахождение средневзвешенной величины различных показателей.

Для проведения процедуры QuaD определим вес выбранных критериев, поставим баллы критериев и произведем расчеты относительного и средневзвешенного значения, по которым можно будет судить о перспективности разработки.

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по стобальной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1 [2].

Для удобства оценки все данные занесем в оценочную карту, представленную в виде таблицы.

Оценочная карта по технологии QuaD представлена в таблице 6.

Таблица 6. Оценочная карта по технологии QuaD.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,02	80	100	0,8	0,016
2. Помехоустойчивость	0,021	60	100	0,6	0,0126
3. Надежность	0,061	80	100	0,8	0,0488
4. Унифицированность	0,1	80	100	0,8	0,08
5. Уровень материалоемкости разработки	0,046	60	100	0,6	0,0276
6. Уровень шума	0,037	60	100	0,6	0,0222
7. Безопасность	0,084	80	100	0,8	0,0672
8. Потребность в ресурсах памяти	0,034	80	100	0,8	0,0272
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,068	90	100	0,9	0,0612
10. Простота эксплуатации	0,13	80	100	0,8	0,104
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,052	80	100	0,8	0,0416
12. Ремонтопригодность	0,045	70	100	0,7	0,0315
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность продукта	0,09	60	100	0,6	0,054
14. Уровень проникновения на рынок	0,075	60	100	0,6	0,045
15. Перспективность рынка	0,032	50	100	0,5	0,016
16. Цена	0,055	40	100	0,4	0,022
17. Послепродажное обслуживание	0,012	60	100	0,6	0,0072
18. Финансовая эффективность научной разработки	0,02	60	100	0,6	0,012
19. Срок выхода на рынок	0,011	60	100	0,6	0,0066
20. Наличие сертификации разработки	0,007	60	100	0,6	0,00042
Итого	1				0,707

Для определения относительного значения показателя качества и перспективности научной разработки необходимо найти отношение каждого из

показателей к максимальному значению в баллах. Средневзвешенное же значение показателя качества и перспективности научной разработки определяется произведением относительного значения и каждого веса критерия.

Результатом анализа по технологии QuaD будет являться общее средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки $\Pi_{\text{ср}}$, которое определяется как сумма всех средневзвешенных значений по каждому критерию оценки.

Для удобства расчетов воспользуемся математическим программным обеспечением Mathcad.

Расчеты с использованием математического программного обеспечения Mathcad :

Вес критерия	Баллы	Относительное значение	Средневзвешенное значение
$x1 := 0.02$	$a1 := 80$	$z1 := a1 \cdot 0.01 = 0.8$	$d1 := x1 \cdot z1 = 0.016$
$x2 := 0.02$	$a2 := 60$	$z2 := a2 \cdot 0.01 = 0.6$	$d2 := x2 \cdot z2 = 0.0126$
$x3 := 0.06$	$a3 := 80$	$z3 := a3 \cdot 0.01 = 0.8$	$d3 := x3 \cdot z3 = 0.0488$
$x4 := 0.1$	$a4 := 80$	$z4 := a4 \cdot 0.01 = 0.8$	$d4 := x4 \cdot z4 = 0.08$
$x5 := 0.04$	$a5 := 60$	$z5 := a5 \cdot 0.01 = 0.6$	$d5 := x5 \cdot z5 = 0.0276$
$x6 := 0.03$	$a6 := 60$	$z6 := a6 \cdot 0.01 = 0.6$	$d6 := x6 \cdot z6 = 0.0222$
$x7 := 0.08$	$a7 := 80$	$z7 := a7 \cdot 0.01 = 0.8$	$d7 := x7 \cdot z7 = 0.0672$
$x8 := 0.03$	$a8 := 80$	$z8 := a8 \cdot 0.01 = 0.8$	$d8 := x8 \cdot z8 = 0.0272$
$x9 := 0.06$	$a9 := 90$	$z9 := a9 \cdot 0.01 = 0.9$	$d9 := x9 \cdot z9 = 0.0612$
$x10 := 0.1$	$a10 := 80$	$z10 := a10 \cdot 0.01 = 0.8$	$d10 := x10 \cdot z10 = 0.104$
$x11 := 0.05$	$a11 := 80$	$z11 := a11 \cdot 0.01 = 0.8$	$d11 := x11 \cdot z11 = 0.0416$
$x12 := 0.04$	$a12 := 70$	$z12 := a12 \cdot 0.01 = 0.7$	$d12 := x12 \cdot z12 = 0.0315$
$x13 := 0.09$	$a13 := 60$	$z13 := a13 \cdot 0.01 = 0.6$	$d13 := x13 \cdot z13 = 0.054$
$x14 := 0.07$	$a14 := 60$	$z14 := a14 \cdot 0.01 = 0.6$	$d14 := x14 \cdot z14 = 0.045$
$x15 := 0.03$	$a15 := 50$	$z15 := a15 \cdot 0.01 = 0.5$	$d15 := x15 \cdot z15 = 0.016$
$x16 := 0.05$	$a16 := 40$	$z16 := a16 \cdot 0.01 = 0.4$	$d16 := x16 \cdot z16 = 0.022$
$x17 := 0.01$	$a17 := 60$	$z17 := a17 \cdot 0.01 = 0.6$	$d17 := x17 \cdot z17 = 0.0072$
$x18 := 0.02$	$a18 := 60$	$z18 := a18 \cdot 0.01 = 0.6$	$d18 := x18 \cdot z18 = 0.012$
$x19 := 0.01$	$a19 := 60$	$z19 := a19 \cdot 0.01 = 0.6$	$d19 := x19 \cdot z19 = 0.0066$
$x20 := 0.00$	$a20 := 60$	$z20 := a20 \cdot 0.01 = 0.6$	$d20 := x20 \cdot z20 = 0.0042$

Сумма веса критериев:

$$P := x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} + x_{11} + x_{12} + x_{13} + x_{14} + x_{15} + x_{16} + x_{17} + x_{18} + x_{19} + x_{20} = 1$$

Общее средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки $P_{ср}$:

$$P_{ср} := d_1 + d_2 + d_3 + d_4 + d_5 + d_6 + d_7 + d_8 + d_9 + d_{10} + d_{11} + d_{12} + d_{13} + d_{14} + d_{15} + d_{16} + d_{17} + d_{18} + d_{19} + d_{20} = 0.707$$

Значение $P_{ср}$ позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя $P_{ср}$ получилось от 1 до 0,8, то такая разработка считается перспективной. Если от 0,79 до 0,6 – то перспективность выше среднего. Если от 0,69 до 0,4 – то перспективность средняя. Если от 0,39 до 0,2 – то перспективность ниже среднего. Если 0,19 и ниже – то перспективность крайне низкая [2].

Согласно анализу по технологии QuaD перспективность разрабатываемой системы выше среднего. Это говорит о возможности инвестирования в текущую разработку и направлениях ее дальнейшего улучшения.

4.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта [2].

Данный анализ включает в себя несколько этапов.

На первом этапе рассматриваются сильные и слабые стороны проекта, которые влияют на появление возможностей и угроз для реализации проекта.

1). Сильные стороны – это факторы, которые говорят об отличительных достоинствах проекта и являются особенными с точки зрения конкуренции.

2). Слабые стороны – это факторы, которые говорят о недостатках, научно-исследовательского проекта.

3). Возможности – это факторы, которые определяют ситуацию в действительном или будущем. Возможности позволяют поддерживать спрос и улучшать свою конкурентоспособность.

4). Угрозы – это факторы, которые определяют нежелательные ситуации для проекта. Они имеют пагубный характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 7.

Таблица 7. Результаты первого этапа SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1.Повышенная производительность технологии по сравнению с аналогами С2.Простота обслуживания разрабатываемой системы С3. Низкие затраты на обслуживание С4. Наличие аналогов, позволяющие учесть недостатки подобных систем С5. Универсальность и гибкость технологии</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой Сл3. Отсутствие инжиниринговой компании, способной построить производство под ключ Сл4. Отсутствие необходимого оборудования на тапе разработки для проведения испытания опытного образца Сл5. Малый штат сотрудников проекта</p>
<p>Возможности: В1. Использование инфраструктуры ТПУ В2. Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ Томск В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт В4. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследований В5. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>		
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Развитая конкуренция технологий производства У3. Ограничения на экспорт технологии У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции У5. Нехватка средств для реализации проекта</p>		

Второй этап SWOT-анализа состоит в определении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. 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 [2].

Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 8.

Таблица 8. Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	+	+	+	+	+
	B3	+	+	+	-	+
	B4	-	-	-	-	-
	B5	-	-	-	-	-
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3	Сл.4	Сл.5
	B1	-	-	-	-	0
	B2	-	-	-	+	0
	B3	-	-	-	-	-
	B4	0	-	-	-	-
	B5	-	-	-	-	-
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	Y1	-	-	-	-	-
	Y2	+	+	+	0	+
	Y3	0	0	0	-	0
	Y4	+	-	-	-	+
	Y5	-	-	-	-	-
Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3	Сл.4	Сл.5
	Y1	+	+	+	0	-
	Y2	+	-	+	0	-
	Y3	0	+	+	-	-
	Y4	0	+	0	0	-
	Y5	+	-	+	+	+

Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 9.

Таблица 9. Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1.Повышенная производительность технологии по сравнению с аналогами С2. Простота обслуживания разрабатываемой системы С3. Низкие затраты на обслуживание С4. Наличие аналогов, позволяющие учесть недостатки подобных систем С5. Универсальность и гибкость технологии</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой Сл3. Отсутствие инжиниринговой компании, способной построить производство под ключ Сл4. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл5. Малый штат сотрудников проекта</p>
<p>Возможности: В1. Использование инфраструктуры ТПУ В2. Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ Томск В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт В4. Снижение таможенных пошлин на используемые материалы В5. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>B1B2C1C2C3C4C5; V3C1C2C3C5</p>	
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Развитая конкуренция технологий производства У3. Ограничения на экспорт технологии У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции У5. Нехватка средств для реализации проекта</p>	<p>У2C1C2C3C5; У4C1C5</p>	<p>У1Сл.1Сл.2Сл.3 У2Сл.1Сл.3 У3Сл.2Сл.3 У4Сл.2 У5Сл.1Сл.3Сл.4Сл.5</p>

Анализ полученных таблиц представим в виде записи сильно взаимосвязанных сильных сторон и возможностей, или слабых сторон и возможностей и т.д. Каждая запись будет являться направлением реализации проекта.

При сильной связи возможностей с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе и затем объединить их.

4.5 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Ранее были рассмотрены методы, которые позволяют определить и предложить возможные альтернативы проведения исследования и доработки проекта. Однако эти методы направлены на улучшение результатов проекта, находящегося на стадии создания макета, модели системы, прототипа, конечного продукта. Если разработка находится на одной из этих стадиях, можно использовать не менее трех основных вариантов совершенствования разработки или основных направлений научного исследования.

В другом случае, рекомендуется использовать морфологический подход, так как возникают сложности применения вышеописанных методов на предпроектной и начальной стадиях проведения научных исследований.

Для реализации данного подхода раскрываются возможные варианты научной разработки, и составляется морфологическая матрица.

Морфологическая матрица для автоматизированной системы поддержания уровня жидкости нефтегазового сепаратора представлена в таблице 10.

Таблица 10. Морфологическая матрица для автоматизированной системы поддержания заданного уровня жидкости нефтегазового сепаратора

	1	2	3
А. Тип привода управляющего органа	Электропривод	Пневмопривод	Гидропривод
Б. Тип контроллера	Модульный	Моноблочный	Распределенный
В. Тип сигнала управляющим органом	4-20 мА	0-5 мА	0-10 В
Г. Тип используемого уровнемера	Радарный	Гидростатический	Волноводные
Д. Способ регулирования	ПИД	ПД	ПИ
Е. Расположение сепаратора	Горизонтальный	Вертикальный	-

Для данной матрицы наиболее желательным будет решение: А1Б1В1Г3Д3Е1.

4.6 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований [2].

При выполнении научного исследования создается рабочая группа, в которую научные сотрудники, преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. Каждый исполнитель, согласно своей должности отвечает за ту или иную работу.

Настоящая работа имеет следующий штат исполнителей:

- 1). Разработчик проекта - слесарь КИПиА ЦАП-4 ООО "МНУ" (РП);
- 2). Руководитель проекта - мастер КАиТ ЦАП-4 ООО "МНУ" (М);

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 11.

Таблица 11. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Разработчик проекта
	3	Проведение патентных исследований	Разработчик проекта
	4	Выбор направления исследований	Разработчик проекта, руководитель
	5	Календарное планирование работ по теме	Разработчик проекта
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Разработчик проекта, руководитель
	7	Построение моделей и проведение экспериментов (использовалась графическая среда имитационного моделирования Simulink)	Разработчик проекта, руководитель
	8	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Разработчик проекта, руководитель
	9	Оценка эффективности полученных результатов, внесение необходимых изменений	Разработчик проекта, руководитель
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	Разработчик проекта, руководитель
	11	Проверка и коррекция схем	Разработчик проекта, руководитель
	12	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	Разработчик проекта, руководитель
Оформление отчета по НИР	13	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Разработчик проекта

4.7 Определение трудоемкости выполнения работ

Затраты на труд, как правило занимают большую часть стоимости разработки, поэтому важным этапом является определение трудоемкости работ всех 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 воспользуемся формулой [2]:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \text{ где} \quad (9)$$

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

$t_{\text{max}i}$ – 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, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \text{ где} \quad (10)$$

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

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

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

4.8 Разработка графика проведения научного исследования

В нашем случае наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ [2].

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \text{ где} \quad (11)$$

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 определим по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \text{ где} \quad (12)$$

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

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

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

$$\text{Тогда } k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округлим до целого числа.

Все рассчитанные значения занесем в таблицу.

Временные показатели проведения научного исследования представлены в таблице 12.

Таблица 12. Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожид}$, чел-дни		РП	М	РП	М
	РП	М	РП	М	РП	М				
Составление и утверждение технического задания	-	2	-	4	-	2,8	-	2,8	-	4
Подбор и изучение материалов по теме	5	-	10	-	7	-	7	-	10	-
Проведение патентных исследований	3	-	5	-	3,2	-	3,2	-	5	-
Выбор направления исследований	2	2	4	4	2,8	2,8	1,4	1,4	2	2
Календарное планирование работ по теме	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	2	-
Проведение теоретических расчетов и обоснований	7	7	13	13	9,4	9,4	4,7	4,7	7	7
Построение моделей и проведение экспериментов	3	3	5	5	3,8	3,8	1,9	1,9	3	3
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	2	2	4	4	2,8	2,8	1,4	1,4	2	2
Оценка эффективности полученных результатов, внесение необходимых изменений	2	2	3	3	2,4	2,4	1,2	1,2	2	2
Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	3	3	6	6	4,2	4,2	2,1	2,1	3	3
Проверка и коррекция схем	2	2	3	3	2,4	2,4	1,2	1,2	2	2
Оценка эффективности производства	2	2	3	3	2,4	2,4	1,2	1,2	2	2
Составление пояснительной записки	5	-	8	-	6,2	-	6,2	-	9	-
Итого							34	18	49	28

На основе таблице 8 построим диаграмму Ганта. Диаграмма представляет собой план-график разбитый по месяцам и декадам с указанием выполненных работ.

Диаграмма Ганта проведения научно-исследовательской выпускной квалификационной работы представлена в таблице 13.

Таблица 13. Диаграмма Ганта проведения научно-исследовательской выпускной квалификационной работы.

№	Вид работ	Исполнители	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				апрель			май			июнь					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания	М	4												
2	Подбор и изучение материалов по теме	РП	10												
3	Проведение патентных исследований	РП	5												
4	Выбор направления исследований	РП,М	2												
5	Календарное планирование работ по теме	РП	2												
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	РП,М	7												
7	Построение моделей и проведение экспериментов	РП,М	3												
8	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	РП,М	2												
9	Оценка эффективности полученных результатов, внесение необходимых изменений	РП,М	2												
10	Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	РП,М	3												
11	Проверка и коррекция схем	РП,М	2												
12	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	РП,М	2												
13	Составление пояснительной записки	РП	9												

■ - разработчик проекта(слесарь КИПиА ЦАП-4)

■ - руководитель проекта (мастер КАиТ ЦАП-4)

4.9 Бюджет научно-технического исследования НТИ

4.9.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi}, \text{ где} \quad (13)$$

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расxi}$ – 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 (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками) [2].

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов [2].

Материальные затраты, необходимые для разработки проекта представлены в таблице 14.

Таблица 14. Материальные затраты, необходимые для разработки проекта

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Бумага SvetoCopy (A4, 80 г/кв.м, белизна 146% С1Е)	Пачка (500 листов)	1	240	288
Бумага SvetoCopy (A3, 80 г/кв.м, белизна 146% С1Е)	Пачка (500 листов)	1	483,76	580,512
Картридж для струйного принтера HP 650 Advantage Black (CZ101AE ВНК)	Штук	2	1090	2616
Картридж для струйного принтера HP 650 Advantage Tri-colour (CZ102AE ВНК)	Штук	2	890	2136
Ручка шариковая автоматическая Attache Нарру синяя (зеленый корпус, толщина линии 0.5 мм)	Штук	5	28,53	171,18
Карандаш В1С Evolution Эко, НВ, с ластиком, заточенный	Штук	5	22,90	137,4
Корректирующая жидкость (штрих) Pilot быстросохнущая 20 мл	Штук	3	71,90	258,84
Итого				5792

Расчеты с использованием математического программного обеспечения

Mathcad :

Количество	Цена	Материальные затраты
$x1 := 1$	$a1 := 240$	$P1 := (1 + 0.2) \cdot x1 \cdot a1 = 288$
$x2 := 1$	$a2 := 483.7$	$P2 := (1 + 0.2) \cdot x2 \cdot a2 = 580.512$
$x3 := 2$	$a3 := 1090$	$P3 := (1 + 0.2) \cdot x3 \cdot a3 = 2616$
$x4 := 2$	$a4 := 890$	$P4 := (1 + 0.2) \cdot x4 \cdot a4 = 2136$
$x5 := 5$	$a5 := 28.5$	$P5 := (1 + 0.2) \cdot x5 \cdot a5 = 171.18$
$x6 := 5$	$a6 := 22.9$	$P6 := (1 + 0.2) \cdot x6 \cdot a6 = 137.4$
$x7 := 3$	$a7 := 71.9$	$P7 := (1 + 0.2) \cdot x7 \cdot a7 = 258.84$

Сумма всех затрат:

$$D := P1 + P2 + P3 + P4 + P5 = 5792$$

4.9.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (14)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (15)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 8);

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (16)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Баланс рабочего времени представлен в таблице 15.

Таблица 15. Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Разработчик проекта (слесарь КИПиА)	Мастер КАиТ
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	183	183
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	30	30
Действительный годовой фонд рабочего времени	152	152

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p * k_{сев}, \quad (17)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок

k_p – районный коэффициент, равный 1,5

k_t – тарифная почасовая ставка

$k_{сев}$ – северная надбавка

Заработная плата по тарифной ставке будет равна произведению часового тарифа на количество отработанных часов в месяце. Рабочая деятельность некоторых исполнителей проекта осуществляется вахтовым методом, в районе приравненному к северному, со средней отработкой 15 дней или 165 часов в месяц. Исходя из этого, к окладу добавляется компенсация за работу вахтовым методом 3000р за 15 дней и учитывается северная надбавка 50%.

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 16.

Таблица 16. Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_T	Z_{TC} , руб.	$k_{пр}$ %	k_d %	k_p %	$k_{сев}$ %	Z_M , руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Разработчик проекта (слесарь КИПиА)	5	59,8	12867	30	0,25	50	50	44873,66	3070,3	34	104390
Руководитель проекта (мастер КАиТ)	-	79,2	16068	30	0,25	50	50	56037,15	3834,12	18	69014,16

Расчеты:

$$Z_{TC}(PII) = 165 * 59,8 + 3000 = 12867 p$$

$$Z_M(PII) = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \cdot k_{сев} = 12867 * (1 + 0,3 + 0,25) * 1,5 * 1,5 = 44873,66 p$$

$$Z_{дн}(PII) = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{44873,66 \cdot 10,4}{152} = 3070,3 p$$

$$Z_{осн}(PII) = Z_{дн} \cdot T_p = 3070,3 * 34 = 104390 p$$

$$Z_{TC}(M) = 165 * 68,2 + 3000 = 16068 p$$

$$Z_M(M) = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \cdot k_{сев} = 16068 * (1 + 0,3 + 0,25) * 1,5 * 1,5 = 56037,15 p$$

$$Z_{дн}(M) = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{56037,15 \cdot 10,4}{152} = 3834,12 p$$

$$Z_{осн}(M) = Z_{дн} \cdot T_p = 3834,12 * 18 = 69014,16 p$$

4.9.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.) [2].

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \text{ где} \quad (18)$$

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Тогда:

$$З_{\text{доп}}(PII) = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 * 104390 = 15658,5p$$

$$З_{\text{доп}}(M) = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 * 69014,16 = 10352,1p$$

4.9.4 Отчисления во внебюджетные фонды

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 [2].

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \text{ где} \quad (19)$$

$k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность водится ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 17.

Таблица 17. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Разработчик проекта	104390	15658,5
Мастер КАиТ	69014,16	10352,1
Общая сумма	173404,2	26010,6
Отчисления во внебюджетные фонды	54041,4	

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot 199414,8 = 54041,4 \text{ р}$$

4.9.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Расчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции [2].

Расчет бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 18.

Таблица 18. Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НИИ	5792	Пункт 3.4.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173404,2	Пункт 3.4.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	26010,6	Пункт 3.4.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	54041,4	Пункт 3.4.4
5. Накладные расходы	41479,7	16 % от суммы ст. 1-4
6. Бюджет затрат НИИ	300728	Сумма ст. 1- 5

Накладные расходы:

$$0,16 * (5792 + 173404,2 + 26010,6 + 54041,4) = 41479,7 \text{ р}$$

Бюджет затрат НИИ:

$$5792 + 173404,2 + 26010,6 + 54041,4 + 41479,7 = 300728 \text{ р}$$

4.10 Расчет прибыли, НДС, цены разработки НИР и определение срока окупаемости

Прибыль от реализации проекта составляет 20% от расходов на разработку проекта и равна $300728 * 0,2 = 60145,6p$.

НДС составляет 18% от суммы затрат на разработку и прибыли. В нашем случае это $(300728 + 60145,6) * 0,18 = 64957,3p$

Цена равна сумме полной себестоимости, прибыли и НДС, в нашем случае $C_{НИР(КР)} = 350700 + 70140 + 75751 = 496591p$

Срок окупаемости используется, как показатель эффективности проекта. Чем меньше срок окупаемости, тем эффективнее проект. Для расчета используется формула:

$$PP = \frac{C}{PP_{\text{ч}}}, \quad (20)$$

где C – затраты на разработку, руб.;

$PP_{\text{ч}}$ – годовая чистая прибыль, руб.

Подставив полученные выше результаты, получим:

$$PP = \frac{300728}{60145,6} = 5 \text{ лет.}$$

Следует отметить, что основное направление данной работы не получение коммерческой выгоды, а достижение социального экономического эффекта, что и обуславливает высокий срок окупаемости.

4.11 Оценка научно-технического уровня НИР

Сущность метода заключается в том, что на основе оценок признаков работы определяется интегральный показатель (индекс) ее научно-технического уровня по формуле:

$$I_{\text{НТУ}} = \sum_{i=1}^3 R_i \cdot n_i, \quad (21)$$

где $I_{\text{НТУ}}$ – интегральный индекс научно-технического уровня;

R_i – весовой коэффициент i -го признака научно-технического эффекта;

n_i – количественная оценка i -го признака научно-технического эффекта, в баллах.

Частные оценки уровня n_i и их краткое обоснование даны в таблице 19.

Таблица 19. Оценки научно-технического уровня НИР

Значимость	Фактор НТУ	Уровень фактора	Выбранный балл	Обоснование выбранного балла
0,4	Уровень новизны	Средний	5	Решения использованные в НИР применялись ранее
0,1	Теоретический уровень	Выше среднего	7	Анализ данных, поиск закономерностей и поиск новых знаний
0,5	Возможность реализации	Высокий	6	Реализация НИР возможно в течении двух лет

Интегральный показатель научно-технического уровня для данного проекта составляет: $I_{\text{НТУ}} = 0,4 \cdot 5 + 0,1 \cdot 7 + 0,5 \cdot 6 = 5,7$.

По полученным данным можно сделать вывод, что проект имеет средний уровень научно-технического эффекта.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студент:

Группа	ФИО
3-8Т22	Ширяев Алексей Николаевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	СУМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 АТПП

ЗАДАНИЕ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека ; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Описание объекта исследования и рабочего места. Повышенный шум и вибрация после модернизации АС и способы защиты от него на участке сепарации УПН "Лугинецкая".</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты) – термические опасности (источники, средства защиты) – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); 	<p>Опасные факторы на участке нефтегазового сепаратора НГС-2 УПН "Лугинецкая" после модернизации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – опасность поражения электрическим током; – опасность поражения вращающимися частями валов, муфт и т.д.; – падение с высоты. <p>И способы их предупреждения.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Влияние модернизированной АС на выброс продуктов сгорания попутного газа в окружающую атмосферу.</p>

<p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p><i>Способы предупреждения и борьбы с пожаром на участке нефтегазового сепаратора НГС-2 УПН "Лугинецкая".</i></p>
---	---

<p>5. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p><i>Перечень нормативных документов необходимых для обеспечения безопасности при реализации модернизированной АС регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти.</i></p>
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.12.2016
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Невский Егор Сергеевич	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т22	Ширяев Алексей Николаевич		

5 Социальная ответственность

5.1 Анализ выявленных вредных факторов

Объектом исследования является автоматизированная система регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти. В ходе реализации модернизированной системы будет произведена замена исполнительного органа, изменение метода измерения уровня и реализовано ПИ-регулирование заданного уровня жидкости внутри нефтегазового сепаратора НГС-2 УПН "Лугинецкая". В связи с данными изменениями необходимо оценить негативные воздействие системы на здоровье человека и окружающую среду для их предупреждения и полного или частичного устранения.

В качестве рабочего места выступает участок технологической площадки сепарации, на котором расположен объект управления в виде нефтегазового сепаратора НГС-2. Необходимо определить вредные и опасные факторы производственной среды, негативные воздействия на окружающую природную среду и оценить возможность возникновения чрезвычайных ситуаций.

Для выбора опасных и вредных факторов воспользуемся ГОСТ 12.0.003-74.

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы: физические, химические, биологические, психофизиологические [3].

Вредными факторами принято называть такие факторы жизненной среды, которые приводят к ухудшению самочувствия, снижения работоспособности, заболевания и даже смерти как следствие заболевания.

В качестве вредных проявлений факторов на данном участке можно выделить повышенные шумы и вибрацию.

5.1.1 Повышенный шум

Шум – это акустический загрязнитель воздуха. Существуют разные уровни шума и его допустимые нормы, превышение которых представляет большую опасность для человеческого слуха.

На территории обслуживаемого объекта уровень шума составляет 90-100 дБ. Данные шумы будут иметь гидравлическую природу возникновения, так как их источник – движение нефтегазовой жидкости внутри емкостей и труб на площадке сепарации. По частотной характеристике шумы на данном участке можно отнести к среднечастотным, а по временным характеристикам шумы будут являться постоянными.

После модернизации системы на уровень шума повлияет только замена исполнительного устройства с применением ПИ-регулятора. С ПИ регулированием скорость движения жидкости на выходе нефтегазового сепаратора будет меняться более плавно, чем без его использования. В связи с этим уровень шума тоже измениться, но на фоне общего шума всей площадки сепарации эти изменения не будут заметны.

Для снижения влияния повышенного шума на обслуживающий персонал необходимо применять следующие меры:

- 1). Рациональная планировка производственного помещения, снижающая уровень шума (экранирование рабочего места);
- 2). Применение звукоизоляционных материалов;
- 3). Применение техники, производящей минимальный шум;
- 4). Применение средств индивидуальной защиты.

Основным средством по защите персонала от повышенного шума на данном участке обслуживания будет являться применение средств индивидуальной защиты.

Средства индивидуальной защиты от шума в зависимости от конструктивного исполнения подразделяются на:

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы и каски;
- противошумные костюмы [4].

На рисунке 30 представлены средства индивидуальной защиты от шума, используемые при обслуживании оборудования НГС-2 УПН "Лугинецкая".



Рисунок 30. Средства индивидуальной защиты от шума, используемые при обслуживании оборудования НГС-2 УПН "Лугинецкая"

5.1.2 Повышенная вибрация

Вибрация – это колебательный процесс, вызываемый периодическим смещением центра тяжести машин, механизмов, сооружений, т.е. неуравновешенностью и несбалансированностью вращающихся деталей или деталей с движением возвратно-поступательного характера, пульсацией давления при транспортировке жидкостей и газов или др. причинами.

Общепринятым является деление вибраций на общие и местные. Общая вибрация – это колебание всего тела, передающееся с рабочего места. Локальная вибрация (местная вибрация) – это приложение колебаний только к ограниченному участку поверхности организма.

На производстве распространены оба вида вибрации: локальная – через руки (чаще всего при работе с ручными машинами), общая (по всему телу) – при положении сидя или стоя на рабочем месте (у машины и технологического оборудования). Все виды вибрации, действующие на производстве, объединяются термином «производственная вибрация».

При длительном воздействии общей вибрации возможны механические повреждения тканей, органов и различных систем организма (особенно при возникновении резонанса собственных колебаний тела и внешних воздействий). Вот почему механическое воздействие вибрацией часто ведет к возникновению многообразных патологических реакций у водителей грузовых машин, трактористов, летчиков и т. д.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, работа в условиях воздействия общей вибрации с текущими среднеквадратичными уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 24 дБ (в 8 раз), по интегральной оценке, не допускается.

В таблице 20 представлены предельно допустимые значения и уровни производственной вибрации.

Таблица 20. Предельно допустимые значения и уровни производственной вибрации

Вид вибрации	Категория вибрации	Направление действия	Коррекция	Нормативные эквивалентные скорректированные значения и уровни виброускорения	
				м/с ²	дБ
Локальная		Хл, Yл, Zл	Wh	2,0	126
Общая	1	Zo	Wk	0,56	115
		Xo, Yo,	Wd	0,40	112
	2	Zo	Wk	0,28	109
		Xo, Yo,	Wd	0,2	106
	3а	Zo	Wk	0,1	100
		Xo, Yo,	Wd	0,071	97
	3б	Zo	Wk	0,04	92
		Xo, Yo	Wd	0,028	89
3в	Zo	Wk	0,014	83	
	Xo, Yo	Wd	0,0099	80	

Вибрация на площадке сепарации относится к общей вибрации 3 категории. Отнести ее к конкретной подкатегории невозможно. После проведения модернизации АС вибрация уменьшится, так же как и шум, в связи с более устойчивой работой сепаратора НГС-2, но на фоне вибрации всей площадки сепаратора изменения будут незначительны. Для защиты от данного рода вибрации достаточно будет использовать обувь с виброгасящей подошвой, которая стандартно выдается всем сотрудникам УПН.

5.2 Анализ выявленных опасных факторов

5.2.1 Опасность поражения электрическим током.

Поражение электрическим током связано с обслуживанием персонала электротехнического оборудования. К такому оборудованию на данном участке относятся: устройство регулировки взлива, датчики уровня, преобразователь давления, преобразователь температуры, газосигнализатор, уровнемер. После модернизации опасность поражения электрическим током уменьшится, так как устаревшие электропривод и уровнемер будут заменены на более современные устройства, у которых уровень электробезопасности выше. Но требования к мерам защиты от поражения электрическим током не изменятся.

Требования к мерам защиты от поражения электрическим током регламентируются ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.038-82, “Правилами устройства электроустановок” (ПУЭ).

Действующие ПУЭ регламентируют требования к электробезопасности, согласно которым необходимо выполнять заземление или зануление электроустановок:

– При напряжении 380 В и выше переменного тока, 440 В и выше постоянного тока - во всех электроустановках;

– При номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 в, но ниже 440 В постоянного тока - только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Не требуется выполнять заземление или зануление электроустановок при номинальных напряжениях до 42 В переменного тока и до 110 В постоянного тока во всех случаях, кроме взрывоопасных зон и электросварочных установок.

Требования ПУЭ не обеспечивают электробезопасности как в помещениях, так и на территориях размещения наружных электроустановок. Для обеспечения электробезопасности согласно МЭК 364-4-41 (1992) требуется выполнять заземление или зануление электроустановок:

– При номинальном напряжении более 50 В переменного тока (действующее значение) и более 120 В постоянного (выпрямленного) тока - во всех электроустановках;

– При номинальных напряжениях выше 25 В переменного тока (действующее значение) или выше 60 В постоянного (выпрямленного) тока - только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных электроустановках.

Не требуется выполнять заземление или зануление электроустановок при номинальных напряжениях до 25 В переменного тока или до 60 В постоянного тока во всех случаях, кроме взрывоопасных зон и электросварочных установок. Защита от прямого прикосновения с помощью ограждений или оболочек или изоляции не требуется, если электрооборудование находится в зоне действия системы уравнивания потенциалов и номинальное напряжение не превышает: - 25 В переменного тока или 60 В постоянного тока при условии, что оборудование нормально эксплуатируется только в сухих помещениях и мала вероятность контакта человека с частями, могущими оказаться под напряжением; - 6 В переменного тока или 15 В постоянного (выпрямленного) тока во всех остальных случаях.

Основная защита должна состоять из одной или нескольких мер предосторожности, которые при нормальных условиях исключают контакт с опасными частями, находящимися под напряжением [5].

На рисунке 31 представлены индивидуальные средства электрозащиты, используемые при работе с электрооборудованием НГС-2 УПН "Лугинецкая".



Рисунок 31. Индивидуальные средства электрозащиты, используемые при работе с электрооборудованием НГС-2 УПН "Лугинецкая"

5.2.2 Опасность поражения вращающимися частями исполнительного устройства

При работе с исполнительным устройством без соблюдения установленных норм и правил велика вероятность механического повреждения обслуживающего персонала движущимися частями устройства. После модернизации АС увеличится риск повреждения обслуживающего персонала движущимися частями исполнительного устройства, так как при введении ПИ-регулятора работа электропривода будет более интенсивной. С целью предотвращения таких ситуаций необходимо применить специальные ограждения и предупреждающие знаки.

На рисунке 32 представлены предупреждающие знаки для предотвращения повреждения движущимися частями исполнительного устройства.



Рисунок 32. предупреждающие знаки для предотвращения повреждения движущимися частями исполнительного устройства

5.2.3 Падение с высоты

Падение с высоты, обусловлено расположением устройств АС НГС-2 на высоте 2-4 метра от уровня земли. При изменении способа измерения уровня жидкости будет произведена замена места установки уровнемера, что приведет к уменьшению риска падения обслуживающего персонала с высоты. При установке уровнемера в нижней части сепаратора (место установки А) риск падения с высоты выше, чем при установке в верхней части (место установки Б). Это объясняется наличием обслуживающей площадки сверху и отсутствием ее снизу емкости.

На рисунке 33 представлена схема НГС-2 с указанием места установки уровнемера до и после модернизации.

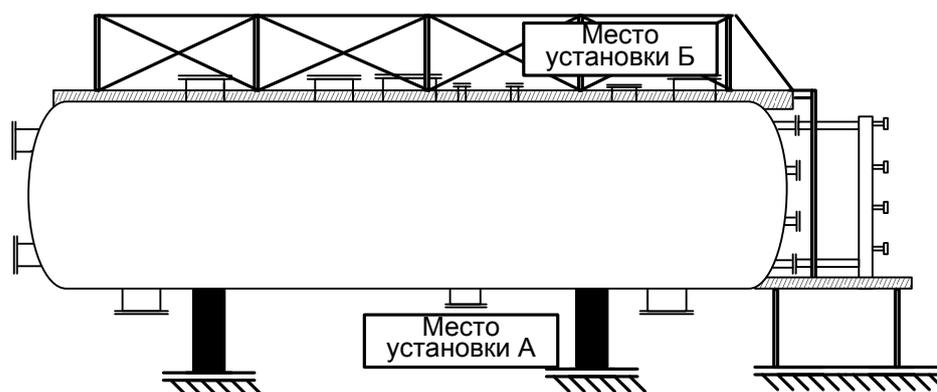


Рисунок 33. Схема НГС-2 с указанием места установки уровнемера до и после модернизации

5.3 Охрана окружающей среды

Загрязнение окружающей среды – нежелательное изменение ее свойств в результате антропогенного поступления различных веществ и соединений. Оно приводит или может привести в будущем к вредному воздействию на литосферу, гидросферу, атмосферу, на растительный и животный мир, на здания, конструкции, материалы, на самого человека. Оно подавляет способность природы к самовосстановлению своих свойств.

В качестве негативного воздействия на окружающую природную среду на модернизированном объекте можно выделить выброс продуктов сгорания попутного газа в окружающую атмосферу в случае срабатывания СППК4Р. В случае превышения установленного давления в сепараторе предусмотрен сбросной пружинный предохранительный клапан, который открывается и сбрасывает избыточное давление газа на факел высокого давления, где происходит его сжигание.

Модернизированная автоматизированная система уменьшит вероятность срабатывания СППК4Р и как следствие выброса продуктов сгорания газа в окружающую атмосферу. Это связано с более стабильной работой модернизированной системой. Общее загрязнение окружающего воздуха на территории УПН "Лугинецкая" находится в пределах нормы и контролируется надлежащими службами. В связи с этим на территории УПН не предусмотрены индивидуальные средства защиты дыхания от продуктов сгорания природного газа.

5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти при работе с сепаратором, можно отнести разгерметизацию емкости и как следствие выброса горючей жидкости и газа в окружающую среду, возникновение пожара и взрыва. Модернизация АС никак не повлияла на уровень пожарной опасности.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо соблюдать следующие правила пожарной безопасности:

- Исключение образования горючей среды (герметизация оборудования, контроль воздушной среды, рабочая и аварийная вентиляция);
- Применение при строительстве и отделке зданий негорючих или трудно сгораемых материалов;

Организационные мероприятия:

- Противопожарный инструктаж обслуживающего персонала;
- Обучение персонала правилам ТБ;
- Издание инструкций, плакатов, планов эвакуации.

Эксплуатационные мероприятия:

- Соблюдение эксплуатационных норм оборудования;
- Обеспечение свободного подхода к оборудованию;
- Содержание в исправности изоляции токоведущих проводников.

Технические мероприятия:

– Соблюдение противопожарных мероприятий при устройстве электропроводок, оборудования, систем отопления, вентиляции и освещения.

– Профилактический осмотр, ремонт и испытание оборудования.

Кроме устранения самого очага пожара, необходимо своевременно организовать эвакуацию людей [6].

На рисунке 34 представлены первичные средства пожаротушения, используемые на участке сепарации УПН "Лугинецкая".



Рисунок 34. Первичные средства пожаротушения, используемые на участке сепарации УПН "Лугинецкая"

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при реализации модернизированной АС

Для обеспечения безопасности при реализации модернизированной АС регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти необходимо применить следующие нормативные документы:

1). ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

2). ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;

3). ГОСТ Р 12.4.026-2001 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;

4). ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности;

5). СНиП 23-03-2003 Строительные нормы и правила российской федерации. Защита от шума;

6). СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Санитарные нормы. Физические факторы производственной среды. Физические факторы окружающей природной среды производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых зданий;

7). ГОСТ 17.2.1.04-77 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. Термины и определения.

8). ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий

9). ГОСТ Р 56165-2014 Качество атмосферного воздуха. Метод установления допустимых промышленных выбросов с учетом экологических нормативов

Результаты

В ходе работы были получены практические и теоретические навыки по модернизации автоматизированной системы на примере автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора НГС-2 УПН "Лугинецкая".

В процессе исследования был изучен технологический процесс УПН в целом и его отдельных участков, выбран объект управления и определены возможности его модернизации. Изучена необходимая техническая документация. Осуществлена разработка новых схем и модернизация уже существующих для осуществления поставленной задачи. Так же была построена математическая модель автоматизированной системы НГС-2 УПН "Лугинецкая", найдены коэффициенты ПИ-регулятора и проведен анализ работы системы в среде Matlab Simulink.

В результате исследования было изучено и доказано, что нефтегазовый сепаратор НГС-2 УПН "Лугинецкая" возможно модернизировать путем изменения метода измерения уровня жидкости внутри емкости и замены дифференциальных преобразователей давления на рефлексные (волновые) уровнемеры. Это повысит точность измерений, сократит денежные и временные затраты на обслуживание, ремонт и поверку. Так же модернизацию технологической площадки сепарации можно осуществить путем замены исполнительного устройства в виде устройства регулировки влива на клапан с управлением по унифицированному токовому сигналу и введя функцию ПИ регулирования в контроллер для поддержания заданного уровня в сепараторе, что позволит повысить уровень качества управления данным параметром.

Так же было произведено исследование о рациональной организации научно-исследовательской работы и ей материально-технического обеспечения в ходе, которого было определено, что для разработки системы потребовалось 59 календарных дней и бюджет в 350700 рублей.

Список используемых источников

- 1). Проектирование автоматизированных систем управления нефтегазовых производств: учебное пособие / сост. Е.И. Громаков, А.В. Лиепиньш; Томский политехнический университет. Томский государственный университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 388 с.
- 2). Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Креницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
- 3). ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
- 4). ГОСТ 12.1.029-80 - Средства и методы защиты от шума. Классификация.
- 5). ГОСТ IEC 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования.
- 6). ГОСТ 12.1.010-76. Основы противопожарной защиты предприятий.
- 7). Теория автоматического управления. Параметрический синтез регуляторов линейных систем: учебно-методическое пособие / А.В. Воронин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 82 с.
- 8). Организация и планирование производств: конспект лекции / сост. В.С. Николаенко; Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015.– 62 с.
- 9). Курсовое проектирование по теории автоматического управления/

Сост. Е.М. Яковлева, С.В. Замятин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 106 с.

10). Современные методы и средства измерения уровня в химической промышленности: учебное пособие / А.В. Вильнина, А.Д. Вильнин, Е.В. Ефремов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 84 с

11). Видяев И.Г. Менеджмент: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, М.А. Саленко.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009 – 56 с.

12). Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.

13). ГОСТ 21.408–93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.

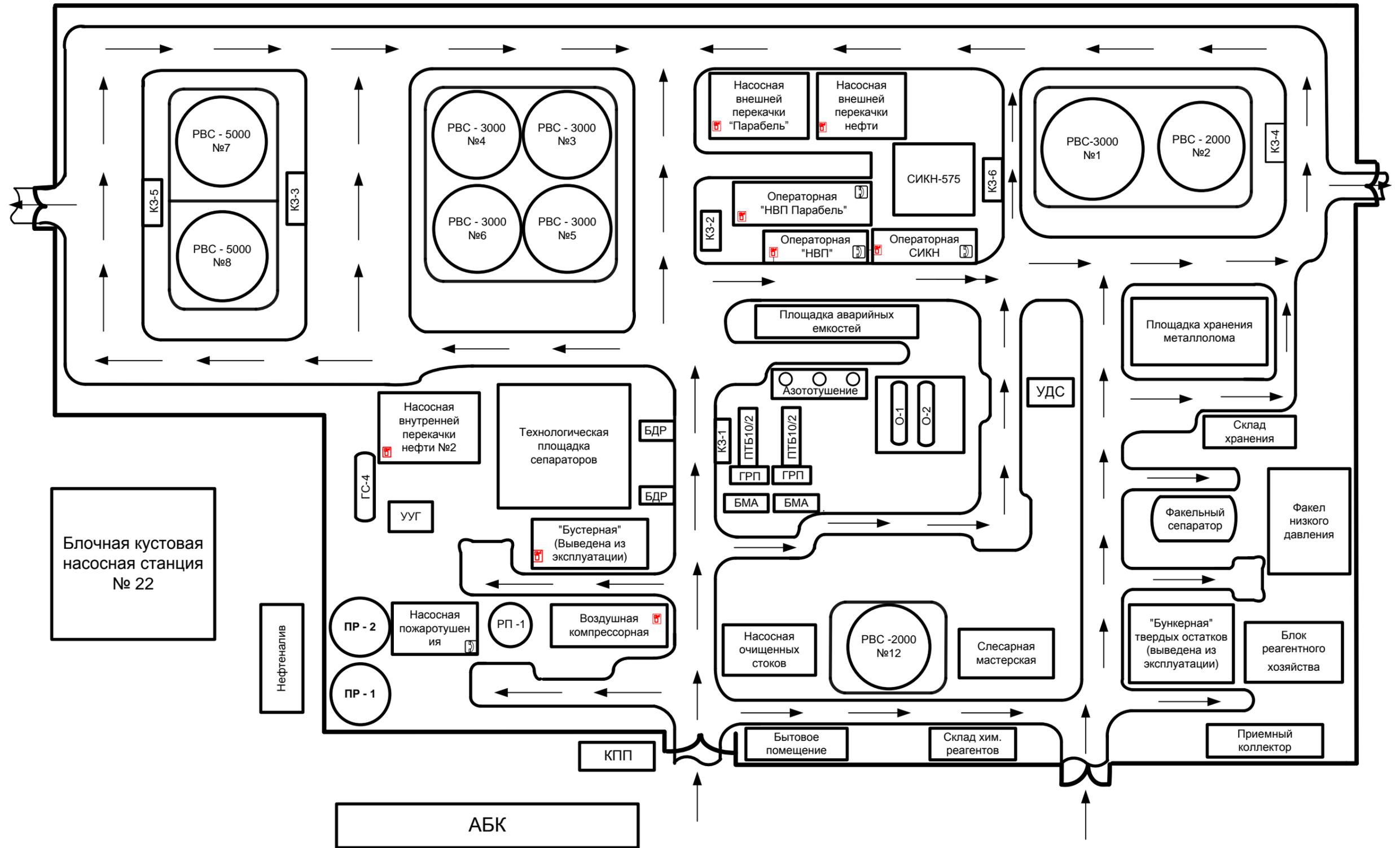
14). Комягин А. Ф.; Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.

15). Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П.; Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311с.

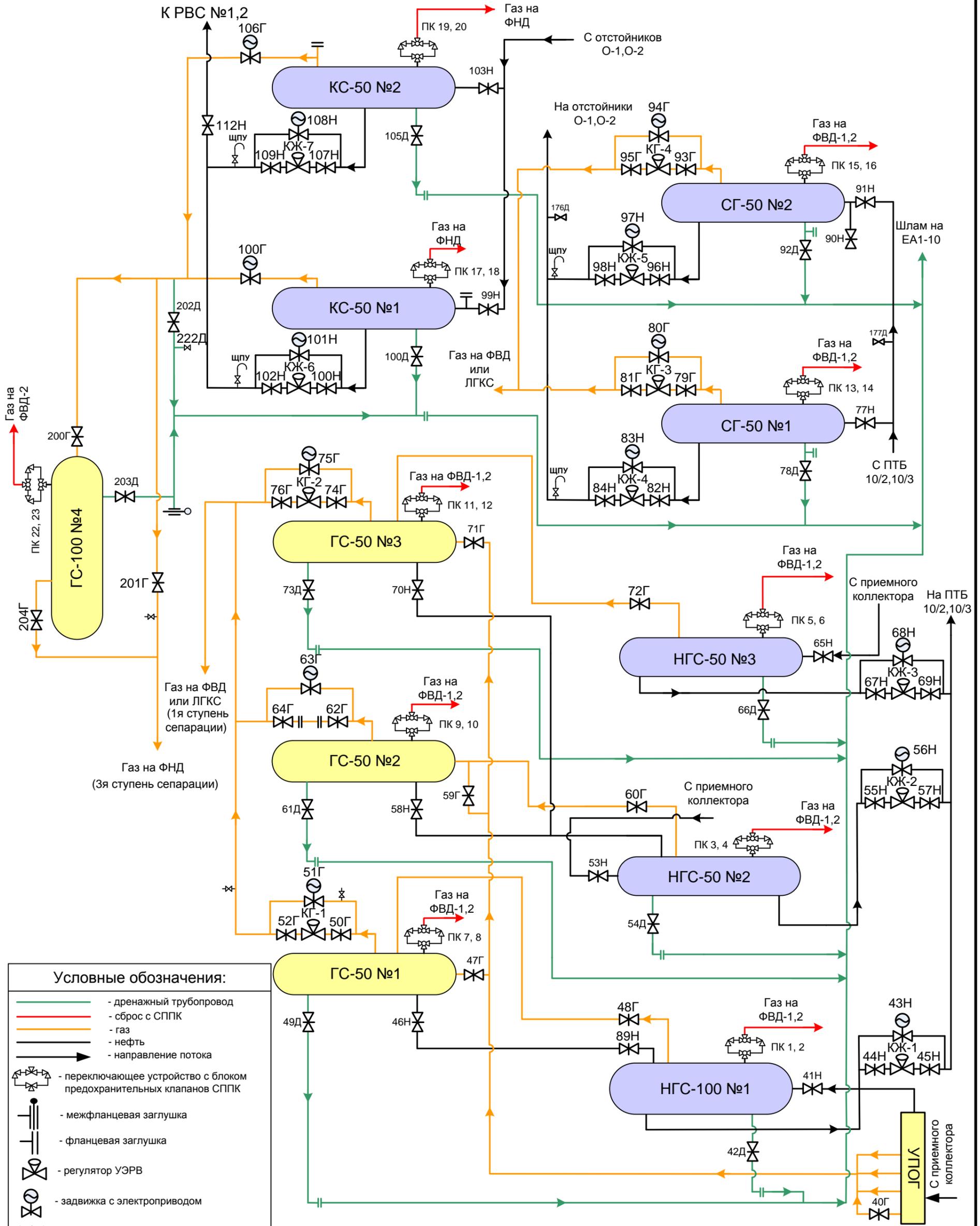
16). Клюев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Клюев А. А.; под ред. А.С. Клюева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.

17). ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Структурная схема УПН "Лугинецкая"



					ФЮРА.425280.3-8Т22.018.С			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.		Ширяев А.Н.				у		
Проверил		Спицын А.Г.						
Т. Контр.								
Н. контр.								
Утв.								
					Структурная схема	Лист Листов ТПУ гр.3-8Т22		



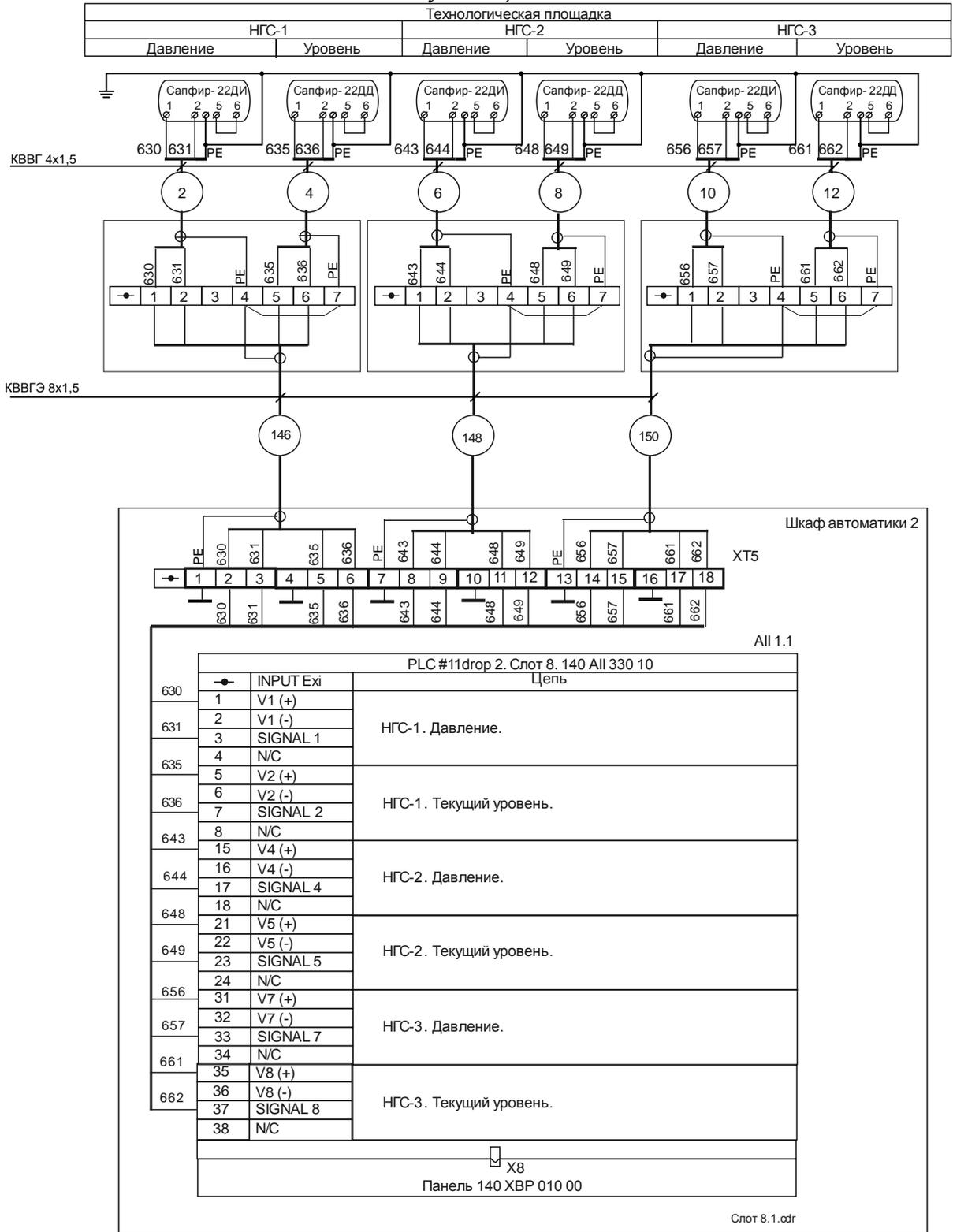
- - дренажный трубопровод
- - сброс с СППК
- - газ
- - нефть
- - направление потока
-  - переключающее устройство с блоком предохранительных клапанов СППК
-  - межфланцевая заглушка
-  - фланцевая заглушка
-  - регулятор УЭРВ
-  - задвижка с электроприводом
-  - задвижка с ручным приводом
-  - дренажный вентиль
-  - щелевое пробозаборное устройство

АЕ – емкость аварийная
 ФВД – факел низкого давления
 ФВД – факел высокого давления
 ПТБ – печь трубная блочная
 ЛГКС – лугинецкая газокompрессионная станция
 КЖ – регулирующий клапан жидкости
 КГ – регулирующий клапан газа
 ПК – предохранительный клапан
 СППК – сбросной пружинный предохранительный клапан

					ФЮРА.425280.3-8Т22.018.С 2			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.		Ширяев А.Н.				У		
Проверил		Спицын А.Г.						
Т. Контр.								
Н. контр.								
Утв.					Функциональная схема	ТПУ гр.3-8Т22		
						Лист	Листов	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Схема внешних проводов первой ступени сепарации УПН "Лугинецкая"



ФЮРА.425280.3-8Т22.018.ЭС 05

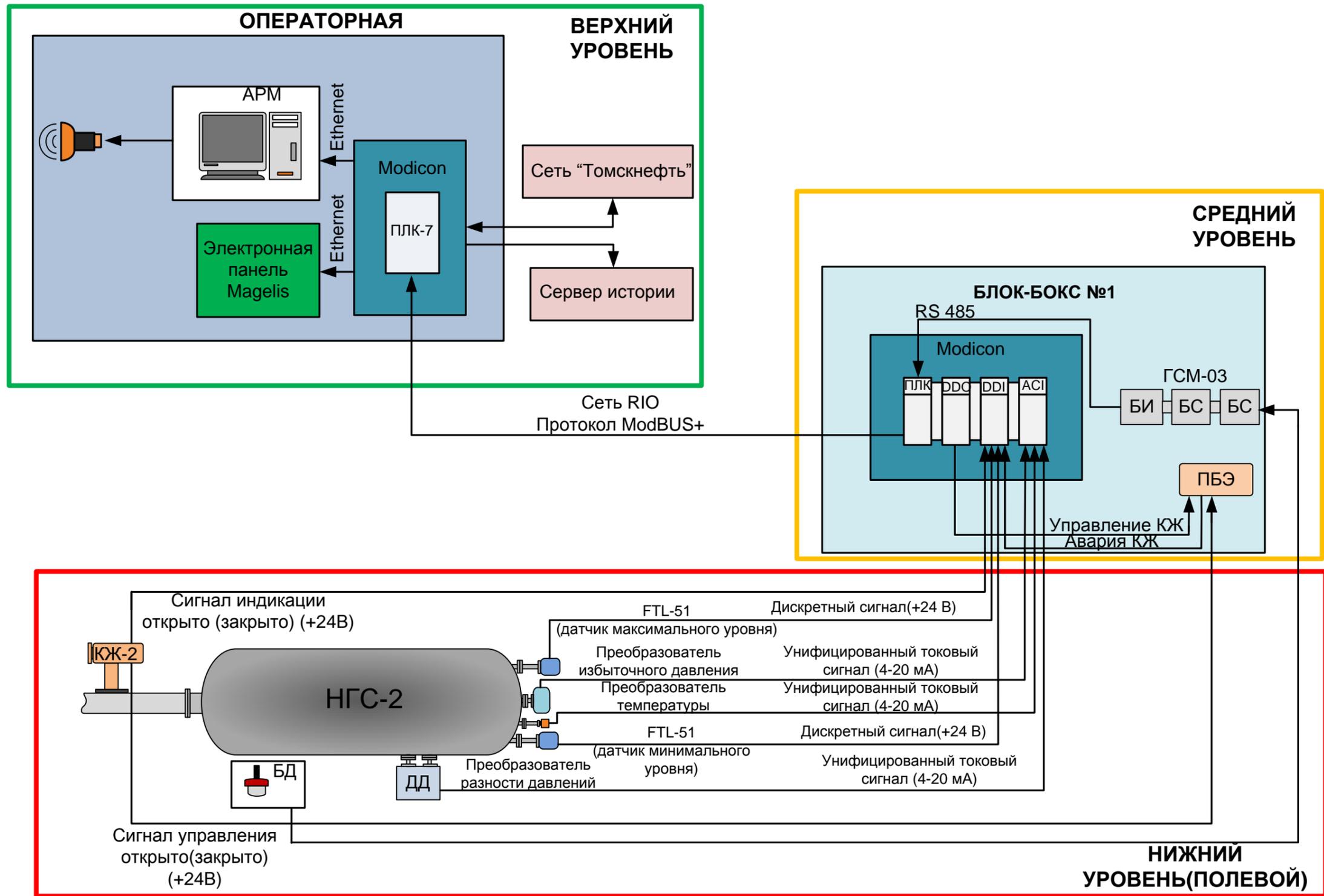
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Ширяев А.Н.		
Проверил		Спицын А.Г.		
Т. Контр.				
Н. контр.				
Утв.				

Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти

Лит	Масса	Масштаб
у		
Лист	Листов	

Схема внешних проводов

ТПУ гр.3-8Т22

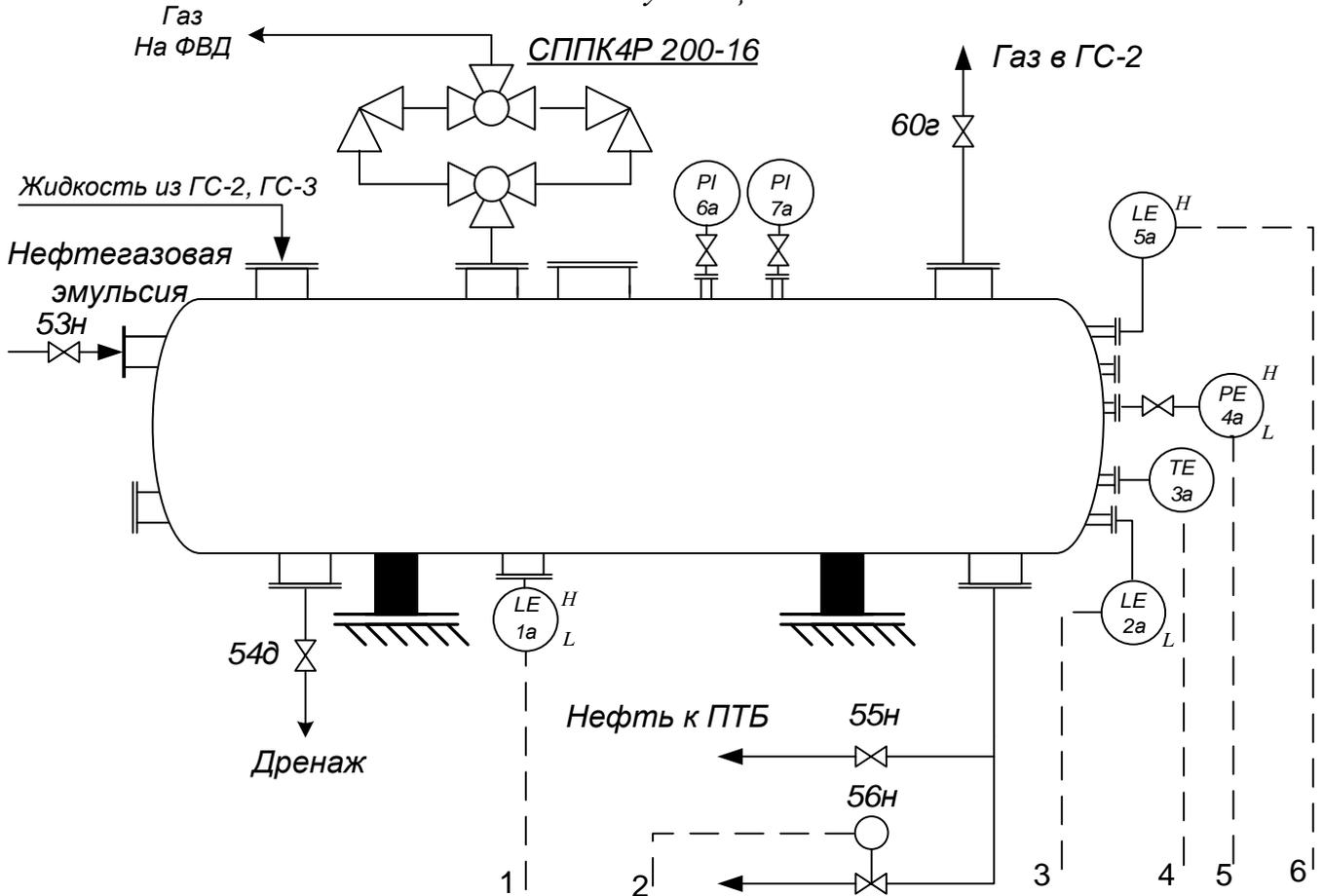


					ФЮРА.425280.3-8Т22.018.ЭС				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти	Лист	Масса	Масштаб	
Разраб.		Ширяев А.Н.				у			
Проверил		Спицын А.Г.							
Т. Контр.									
Н. контр.					Концептуальная структурная схема	Лист	Листов		
Утв.									ТПУ гр.3-8Т22

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Схема автоматизации НГС-2 УПН

"Лугинецкая"



Шкаф блоков	LC 1б	LS 1б	PC 4б	LC 2б	TC 3б
Щит оператора	LRA 1а	PRA 4а	LRA 2а	TR 3а	
SCADA	Мониторинг				
	Управление				
	Конфигурирование				

ФЮРА.425280.3-8Т22.018.ЭС 07

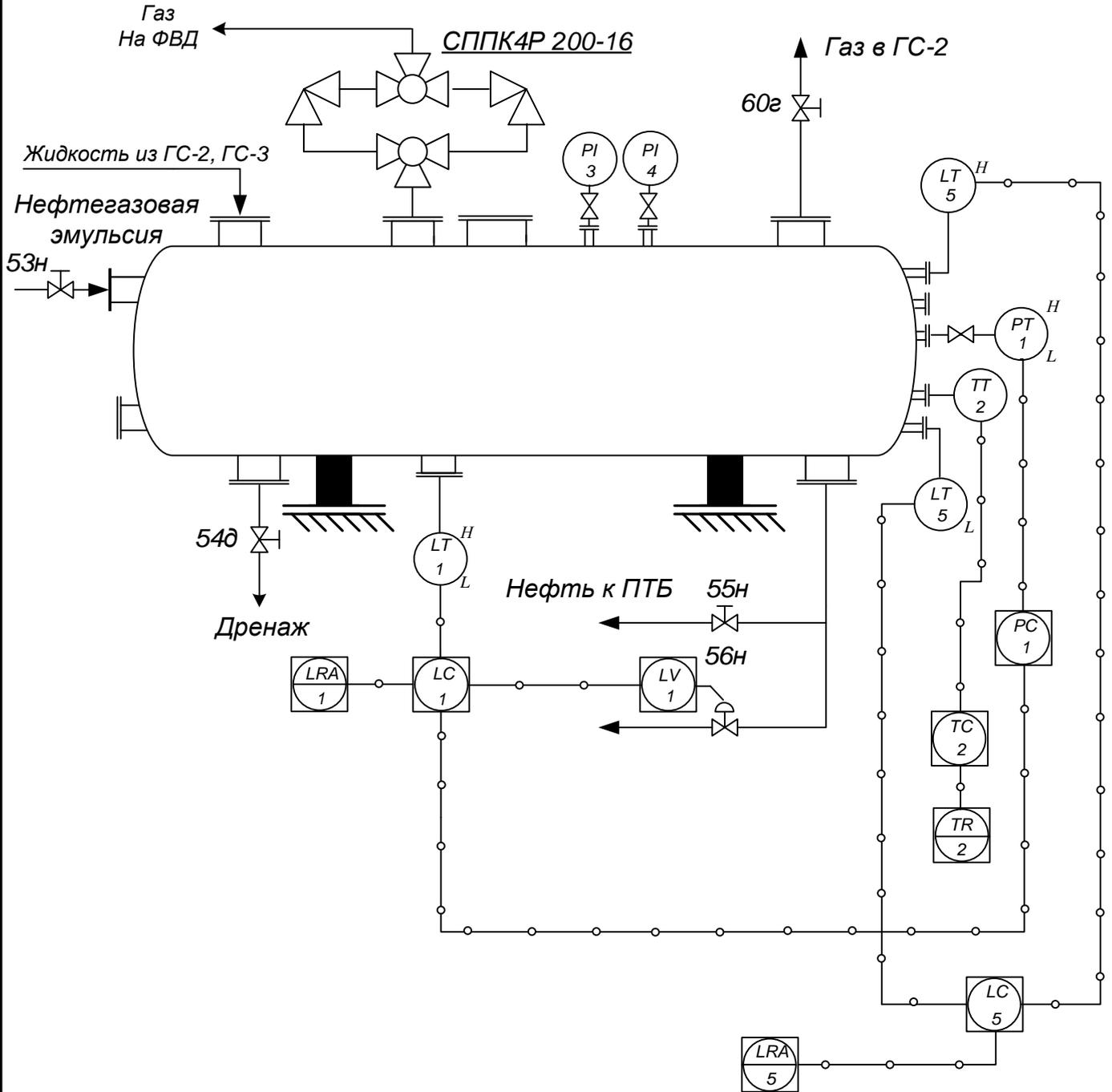
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Ширяев А.Н.		
Проверил		Спицын А.Г.		
Т. Контр.				
Н. контр.				
Утв.				

Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти

Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.404-2013

Лист	Масса	Масштаб
у		
Лист	Листов	
ТПУ гр.3-8Т22		

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
 Схема автоматизации НГС-2 УПН
 "Лугинецкая"

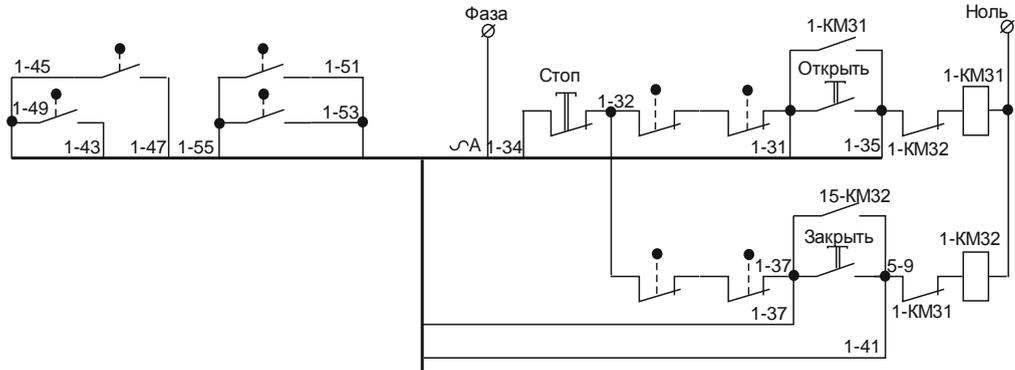


					ФЮРА.425280.3-8Т22.018.ЭС 07				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти	Лист	Масса	Масштаб	
Разраб.		Ширяев А.Н.				у			
Проверил		Спицын А.Г.							
Т. Контр.									
Н. контр.									
Утв.									
					Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA 5.1-2009		ТПУ гр.3-8Т22		
					Лист		Листов		

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

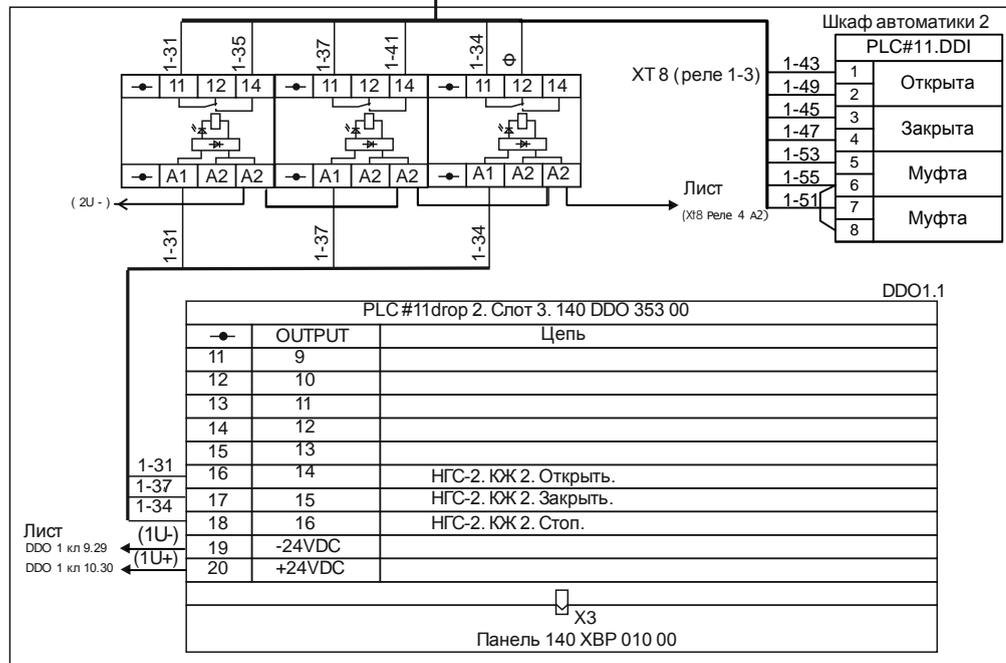
Схема внешних проводов КЖ-2 НГС-2 УПН "Лугинецкая"

РУ-6кВ ЦСЦУ-0,4 кВ		
Нефтегазовый сепаратор НГС - 2		Управление КЖ №2
Открыта	Закрыта	Муфта



КВВГ 16x1,5

500



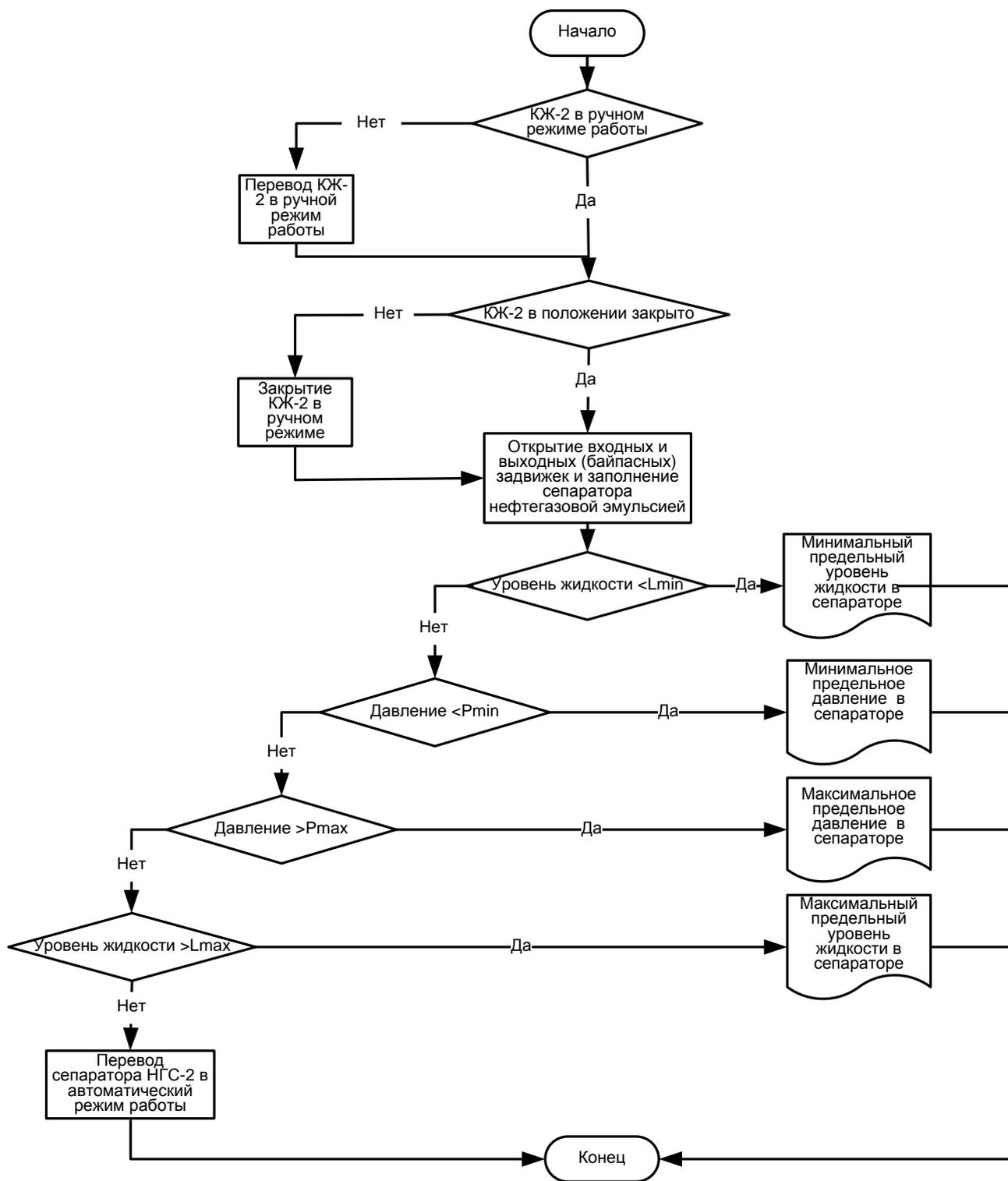
Слот 3-2-2.cdr

ФЮРА.425280.3-8Т22.018.ЭС 05

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.		Ширяев А.Н.				у		
Проверил		Спицын А.Г.						
Т. Контр.								
Н. контр.								
Утв.					Схема вешних проводов	ТПУ гр.3-8Т22		

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Алгоритм оперативного управления пуском, останова НГС-2 УПН "Лугинецкая".



ФЮРА.425280.3-8Т22.018.ЭС 15

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Ширяев А.Н.		
Проверил		Спицын А.Г.		
Т. Контр.				
Н. контр.				
Утв.				

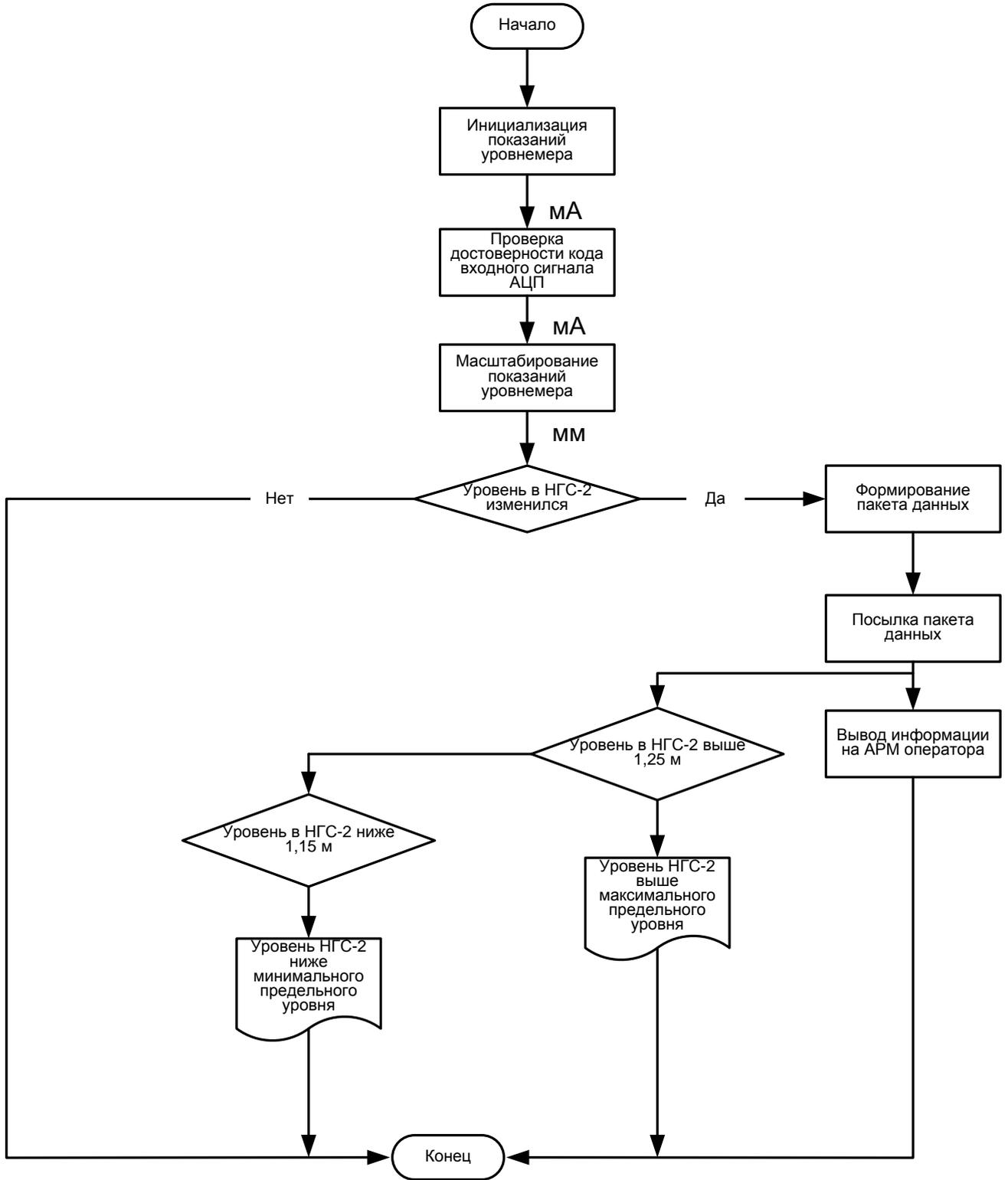
Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти

Блок-схема алгоритма

Лит	Масса	Масштаб
у		
Лист	Листов	
ТПУ гр.3-8Т22		

ПРИЛОЖЕНИЕ К

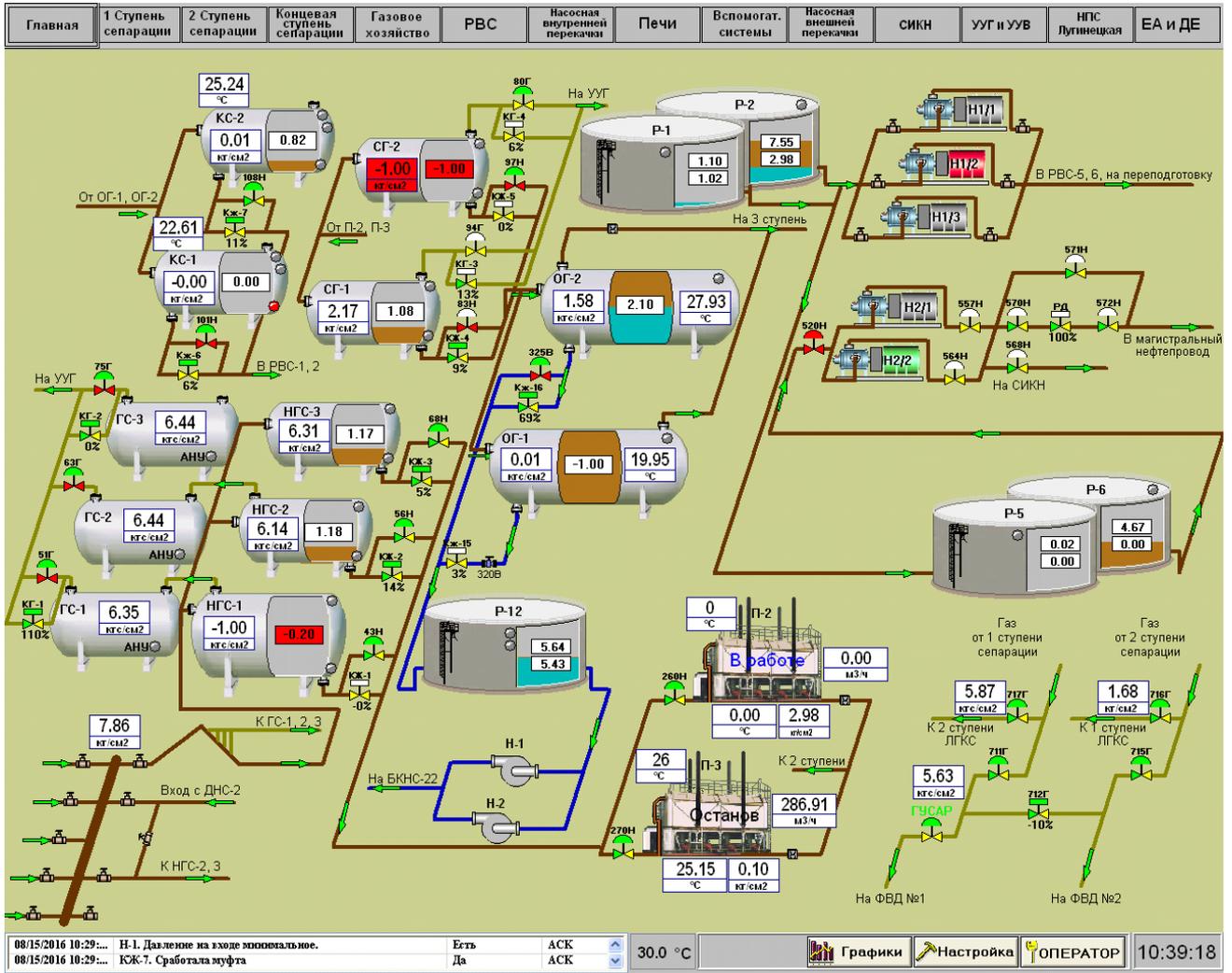
Алгоритм сбора данных измерений.
НГС-2 УПН "Лугинецкая".



ФЮРА.425280.3-8Т22.018.ЭС 15

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.		Ширяев А.Н.				У		
Проверил		Спицын А.Г.						
Т. Контр.								
Н. контр.								
Утв.								
					Блок-схема алгоритма	Лист Листов		
						ТПУ гр.3-8Т22		

SCADA- формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта УПН "Лугинецкая"



Цветовые обозначения экранных форм АСУ УПН "Лугинецкая"

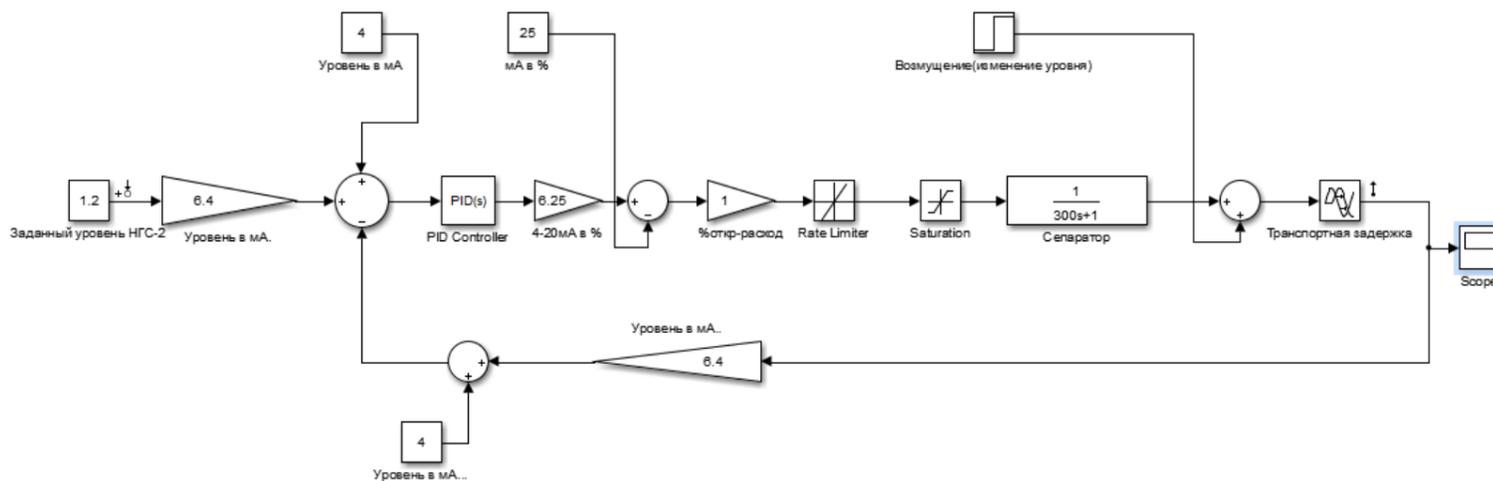
	- вода		- оборудование в работе
	- газ		- оборудование остановлено по аварийному сигналу
	- нефтяная эмульсия		- оборудование не в работе
	- направление потока		- клапан в нейтральном положении
	- сигнал о превышении установленного значения (сигнал аварии)		- клапан имеет статус "Авария"
	- текущее значение параметра		
	- дискретный сигнал аварийного значения параметра		
	- клапан в положении "Открыт"		
	- клапан в положении "Закрыт"		

ФЮРА.425280.3-8Т22.018.ЭС 14								
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.		Ширяев А.Н.				у		
Проверил		Спицын А.Г.						
Т. Контр.								
Н. контр.					SCADA- формы экранов мониторинга	Лист	Листов	
Утв.						ТПУ гр.3-8Т22		

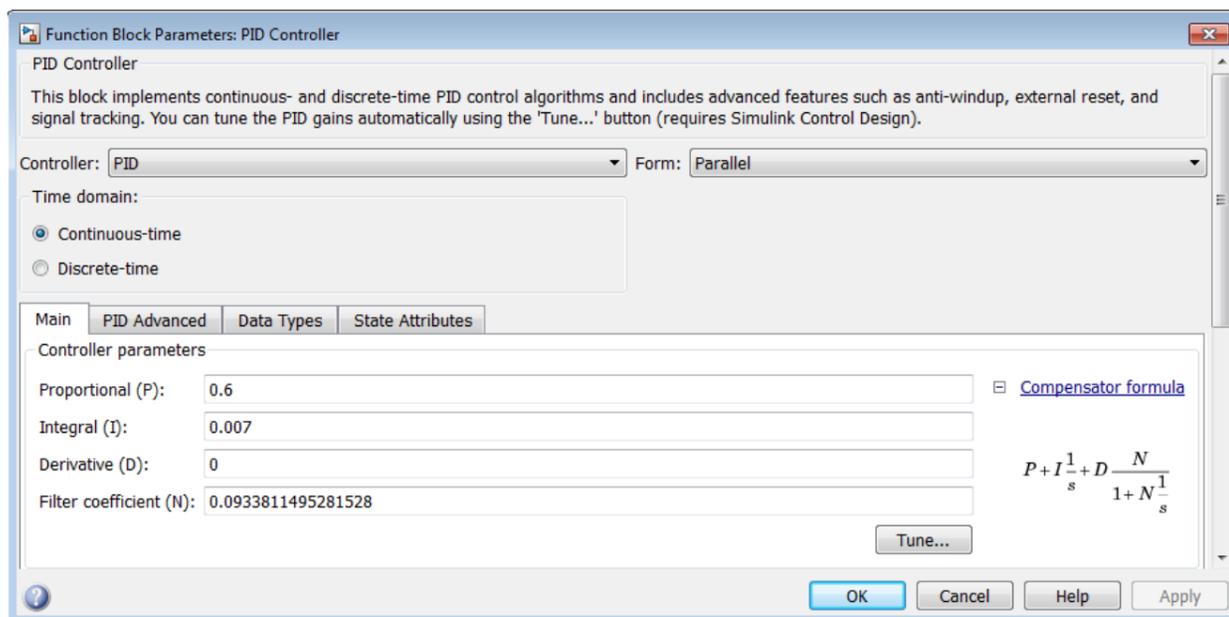
ПРИЛОЖЕНИЕ М

Результаты моделирования (исследования), выбор параметров регулятора САР в MatLab

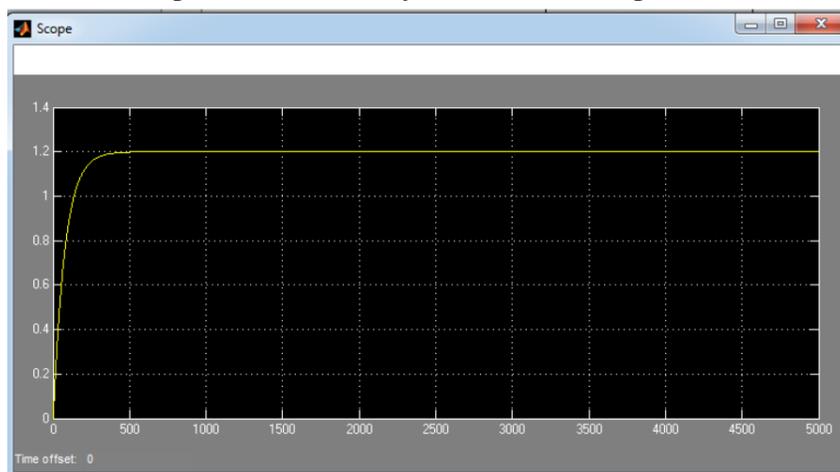
Схема автоматизированной системы построенная в среде Matlab Simulink



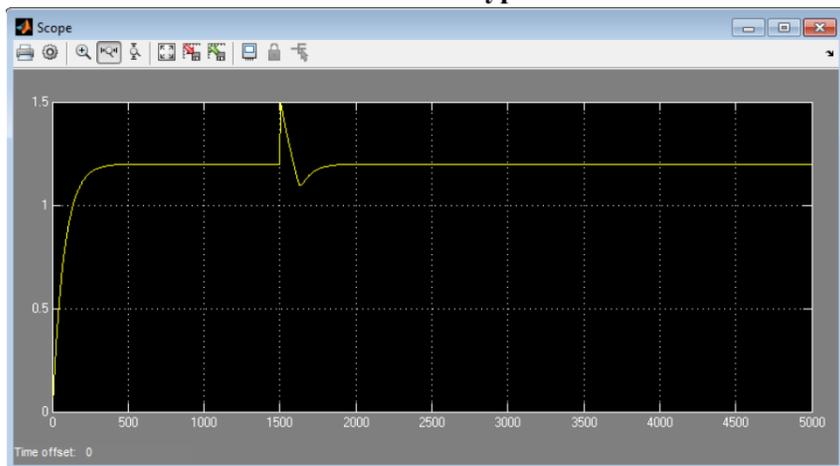
Параметры ПИ-регулятора



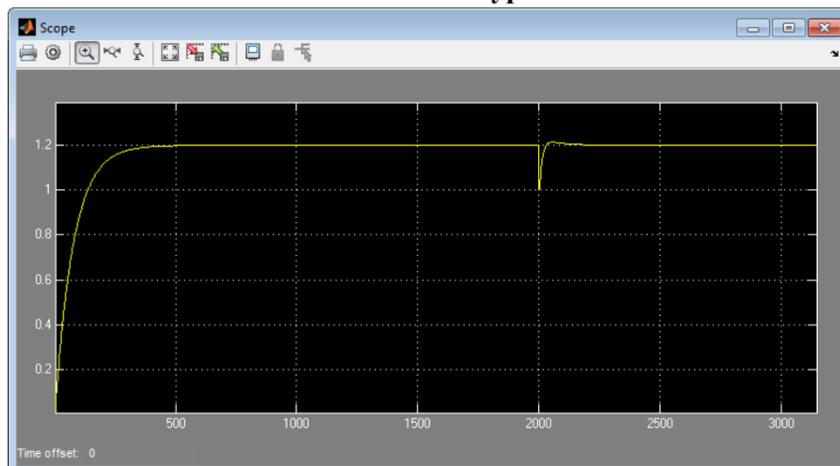
Переход системы в установившейся режим



Мгновенное повышение уровня на 30 см



Мгновенное понижение уровня на 20 см



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Ширяев А.Н.		
Проверил		Спицын А.Г.		
Т. Контр.				
Н. контр.				
Утв.				

ФЮРА.425280.3-8Т22.018.ЭС 10

Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении нефти

Лист	Масса	Масштаб
у		
Лист	Листов	

Результаты моделирования

ТПУ гр.3-8Т22