

Реферат

Пояснительная записка содержит 102 страницы машинописного текста, 32 таблицы, 24 рисунка, 1 список использованных источников из 21 наименования, 7 графических приложений.

Объектом исследования является групповая замерная установка.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления групповой замерной установкой (ГЗУ) с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров SCADA Pack 32, с применением SCADA-системы ClearSCADA.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

Ниже представлен перечень ключевых слов.

ГРУППОВАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА, ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬ СКВАЖИН МНОГОХОДОВЫЙ, СЕПАРАЦИОННАЯ ЕМКОСТЬ, РАСХОДОМЕР, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ПИД-РЕГУЛЯТОР, ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, ПРОТОКОЛ, SCADA-СИСТЕМА.

При выполнении работы использовались программные продукты, такие как:

- Microsoft Office 2007;
- Microsoft Visio 2007;
- Mathcad.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2007 и представлена на CD (в конверте на обороте обложки).

Содержание

Глоссарий	9
Обозначения и сокращения	13
Введение	14
1. Техническое задание	15
1.1. Основные цели и задачи создания АСУ	15
1.1.1. Цели создания системы автоматизации ГЗУ	15
1.1.2. Задачи, выполняемые системой автоматизации ГЗУ	15
1.2. Назначение и состав ГЗУ	15
1.3. Требования к автоматике ГЗУ	16
1.4. Требования технического обеспечения	16
1.5. Требования к метрологическому обеспечению	17
1.6. Требования к программному обеспечению	17
1.7. Требования к математическому обеспечению	17
1.8. Требования к информационному обеспечению	17
2. Основная часть	18
2.1. Описание технологического процесса	18
2.1.1. Устройство и работа установки	18
2.1.2. Устройство и работа основных частей установки	20
2.1.2.1. Емкость сепарационная	20
2.1.2.2. Переключатель скважин многоходовой ПСМ	21
2.1.2.3. Регулятор расхода газа КМР-2	21
2.1.2.4. Регулятор расхода жидкости	21
2.1.2.5. Задвижки	21
2.1.2.6. Привод гидравлический ГП-1М	21
2.1.2.7. Расходомер Micro Motion	21
2.2. Выбор архитектуры АС	21
2.3. Разработка структурной схемы АС	26
2.3.1. Совместимость со смежными АС	27
2.4. Функциональная схема автоматизации	27
2.4.1. Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013	28
2.4.2. Разработка схемы информационных потоков ГЗУ	28
2.4.3. Описание логической структуры	30
2.4.4. Функциональное назначение ПО	31
2.4.5. Функции ПО панели оператора	33
2.4.6. Функции ПО ПЛК БИОИ	34
2.5. Выбор средств реализации АГЗУ	49
2.5.1. Выбор контроллерного оборудования ГЗУ	50
2.5.2. Выбор датчиков	52
2.5.2.1. Датчики расхода жидкости и газа	52
2.5.2.2. Влагомер сырой нефти ВСН-2	58
2.5.2.3. Датчик давления	60
2.5.2.4. Датчик температуры	61
2.5.2.5 Датчик уровня	63

2.6.	Нормирование погрешности канала измерения	66
2.7.	Выбор исполнительных механизмов	67
2.7.1.	Гидропривод	67
2.7.2.	Кран шаровой с электроприводом	68
2.8.	Разработка схемы внешних проводок	71
2.9.	Выбор алгоритмов управления АС ГЗУ	72
2.9.1.	Алгоритм сбора данных измерений	72
2.9.2.	Алгоритм автоматического регулирования ТП	73
2.9.3.	Выбор программного обеспечения для ПЛК	75
2.10.	Экранные формы АС ГЗУ	78
3.	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	80
3.1.	Потенциальные потребители результатов исследования	80
3.1.1.	Анализ конкурентных технических решений	80
3.2.	Технология QuaD	82
3.3.	SWOT – анализ	84
3.4.	Планирование научно-исследовательских работ	85
3.4.1.	Структура работ в рамках научного исследования	85
3.4.2.	Разработка графика проведения научного исследования	86
3.5.	Бюджет научно-технического исследования	89
3.5.1.	Расчет материальных затрат	89
3.5.2.	Расчет затрат на специальное оборудование	89
3.5.3.	Основная заработная плата исполнителей темы	90
3.5.4.	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	90
3.5.5.	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	91
3.5.6.	Накладные расходы	91
3.6.	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	91
4.	Социальная ответственность	95
4.1.	Производственная безопасность	95
4.1.1.	Анализ вредных и опасных факторов	95
4.1.2.	Анализ вредных факторов	96
4.1.2.1.	Отклонение показателей микроклимата	96
4.1.2.2.	Недостаточная освещённость рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света	97
4.1.2.3.	Повышенный уровень шума	98
4.1.2.4.	Электромагнитное излучение	99
4.1.3.	Анализ опасных факторов	100
4.1.3.1.	Электробезопасность	100
4.2.	Экологическая безопасность	100
4.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
4.3.1.	Пожарная безопасность	101
4.4.	Организационные мероприятия обеспечения безопасности	102
4.4.1.	Эргономические требования к рабочему месту	102
4.5.	Окраска и коэффициенты отражения	103

4.6. Особенности законодательного регулирования проектных решений	104
Заключение	105
Список литературы	106
Приложение А	Технологическая схема АГЗУ
Приложение Б	Функциональная схема автоматизации по ГОСТ
Приложение В	Схема внешних соединений
Приложение Г	Обобщенная структурная схема
Приложение Д	Мнемосхема АГЗУ на панели оператора С-More в БМА
Приложение Е	Мнемосхема АГЗУ на АРМе оператора
Приложение Ж	Алгоритм сбора данных

Обозначения и сокращения

Аббревиатура	Краткая характеристика
OSI (Open Systems Interconnection)	Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем
PLC (Programmable Logic Controllers)	Программируемые логические контроллеры (ПЛК).
HMI (Human Machine Interface)	Человеко-машинный интерфейс
OSE/RM (Open System Environment Reference Model)	Базовая модель среды открытых систем
API (Application Program Interface)	Интерфейс прикладных программ
EI (External Environment Interface)	Интерфейс внешнего окружения
OPC (Object Protocol Control)	OLE для управления процессами
OLE (Object Linking and Embedding)	Протокол, определяющий взаимоотношение объектов различных прикладных программ при их компоновке в единый объект/документ
SNMP (Simple Network Management Protocol)	Протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP
ODBC (Open DataBase Connectivity)	Программный интерфейс доступа к базам данных (открытая связь с базами данных)
IP (International Protection)	Степень защиты
LAD (Ladder Diagram)	Язык релейной (лестничной) логики
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ЦАП	Цифро-аналоговый преобразователь
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
ВНИИМС	Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы
САР	Система автоматического регулирования
ПАЗ	Противоаварийная автоматическая защита
ПО	Программное обеспечение
БИОИ	Блок измерений и обработки информации
ПСМ	Переключатель скважин многоходовой
ГЗУ	Групповая замерная установка
ППЗУ	Программируемое постоянное запоминающее устройство
ИУ	Измерительная установка
КМР	Клапан магнитный регулирующий

ВВЕДЕНИЕ

Измерительная установка (ИУ) представляет собой изделия и включает в себя технологический блок (далее – ТБ), аппаратный блок (далее – БА) и комплект средств жизнеобеспечения. В состав ТБ входят распределительный и измерительный модули.

Распределительный модуль ТБ включает в себя входные трубопроводы, блок трехходовых кранов или переключатель скважин многоходовой (далее - ПСМ) с измерительным трубопроводом, байпасный трубопровод и выходной коллектор. Основное назначение распределительного модуля – обеспечение периодического измерения нескольких скважин одним измерительным модулем.

Основным элементом измерительного модуля является двухкамерный или однокамерный горизонтальный сепаратор. В измерительном модуле ИУ для измерений массы и массового расхода сырой нефти используются кориолисовые массовые счетчики (расходомеры). Для измерений объема и объемного расхода нефтяного газа могут использоваться кориолисовые массовые счетчики (расходомеры), а также вихревые, ультразвуковые и термоанемометрические (тепловые) счетчики (расходомеры). Для обеспечения измерений массы и массового расхода обезвоженной нефти могут использоваться влагомеры сырой нефти.

Совокупность основных средств измерений, перечисленных выше, которыми комплектуется измерительный модуль конкретного исполнения ИУ, определяется заказчиком.

Для измерения параметров дебита нефтедобывающих скважин ИУ использует тест-сепарационный метод. Продукция скважины через распределительный модуль поступает в однокамерный или двухкамерный горизонтальный сепаратор, где разделяется на жидкую и газовую фазы. Каждая фаза отдельно от другой проходит по соответствующей измерительной линии, газ - по линии измерения газа, жидкость - по линии измерения жидкости. На измерительных линиях располагаются основные (счетчики\расходомеры) и вспомогательные (датчики температуры, давления и перепада давлений, поточный влагомер) средства измерений (СИ), производящие измерения количества и параметров фаз продукции.

В состав БА входят БИОИ и блок силового управления (далее - БСУ). БИОИ, БСУ и комплект средств жизнеобеспечения обеспечивает укрытиям (далее – ТБ и БА, блок-боксы), обогрев, освещение, вентиляцию и пожарогазосигнализацию.

БИОИ представляет собой шкаф, с расположенными в нем ПЛК и панелью оператора, снабженный клеммными колодками для подключения электрических цепей системы управления и питания к ПЛК.

ПЛК решает основные задачи автоматизированного управления. Панель оператора – обеспечивает визуальный интерфейс контроля состояния, просмотра данных, и возможность подачи управляющих воздействий к ПЛК.

2. Основная часть

2.1. Описание технологического процесса

2.1.1. Устройство и работа установки

Продукция скважин по трубопроводам, подключенным к установке, поступает в переключатель скважин ПСМ (1). При помощи переключателя ПСМ продукция одной из скважин направляется в сепарационную емкость (5), а продукция остальных скважин направляется в общий коллектор (11). В сепарационной емкости происходит отделение газа от жидкости.

По мере роста уровня жидкости поплавки прикрывают заслонку, увеличивая сопротивление выходу газа, что ведет к возрастанию перепада давления между полостями сепаратора и коллектором.

При достижении перепада давления между сепаратором и общим трубопроводом до величины 0,15-0,175 МПа, клапан магниторегулируемый (КМР) (4), открывается и удерживается в первом открытом положении.

Газ под действием перепада давления между полостями сепаратора и коллектором, пройдя капле-отбойник, интенсивно уходит из сепаратора через открытую заслонку (13) и газовый расходомер MICRO MOTION (в дальнейшем расходомер) (10) и далее в общий коллектор (11), идет объемное измерение газа. Перепад давления начинает снижаться.

При достижении значения перепада давления величины, соответствующей нижнему порогу срабатывания, клапан закрывается. Начинается следующий цикл накопления газа в сепараторе.

Жидкость стекает по полкам в нижний цилиндр сепаратора и накапливается в нем, клапан регулятора расхода зафиксирован в положении «закрыто».

По мере накопления жидкости и достижения уровня верхней уставки датчика уровня (32) подается сигнал на открытие крана (42) и жидкость через обратный клапан (9), расходомер массовый (10) уходит в общий коллектор (11), начинается измерение массы жидкости.

При снижении уровня жидкости до нижней уставки датчика уровня (32) кран (42) закрывается и происходит накопление жидкости в емкости.

В момент закрытия крана выходной сигнал расходомера принимает нулевое значение, отсчет расхода жидкости прекращается, но счет времени продолжается до следующего открытия клапана. При этом значение времени измерения фиксируется в памяти БИОИ.

БИОИ обрабатывает, формирует измерительную информацию, выводит на индикацию и передает ее по каналам связи в диспетчерский пункт нефтедобывающего предприятия.

Измерения среднесуточного массового расхода жидкости и среднесуточного объемного расхода газа производятся путем непрерывного усреднения значений расхода, поступающих от расходомера счетчика газа и последующего масштабирования (пересчета) этих значений в среднесуточные.

Значение среднесуточного массового расхода нефти определяется как разность значений среднесуточного массового расхода жидкости и пластовой воды.

Управление переключателем скважин осуществляется БИОИ по установленной программе или по системе телемеханики. По команде БИОИ включается электродвигатель гидропривода ГП-1М (3) и в системе гидравлического управления повышается давление. Привод ПСМ под давлением ГП перемещает поворотный патрубок ПСМ и на измерение подключается следующая скважина.

Длительность измерения определяется программой.

Время измерения устанавливается на промысле в зависимости от конкретных условий: дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения и других условий.

По истечении заданного времени измерения дебита жидкости данной скважины, БИОИ переводит ПСМ на прием ГЖС от следующей скважины, обнуляя показания расходомера и по истечении, так называемого «времени коррекции» (т. е. времени необходимого для стабилизации процесса после возмущения, вызванного переключением ПСМ), приступает к измерению дебита жидкости и газа.

Для удаления из сепарационной емкости отстоявшейся грязи и механических примесей и для разгрузки от давления обводной линии емкость обвязана с дренажной линией и на трубопроводах установлены задвижки 28, 29.

Для отключения сепарационной емкости при обслуживании и ремонте используются задвижки 17, 14, 28, 29.

В технологическом блоке имеется освещение, обогреватели (18), принудительная вентиляция.

Все оборудование смонтировано на металлическом основании. На основании по периметру рамы крепятся панели укрытия.

Укрытие блока отличается легкостью, прочностью, устойчивостью к атмосферным воздействиям, хорошими теплоизоляционными свойствами.

Укрытие обеспечивает нормальные условия для работы аппаратуры и обслуживающего персонала. Электрическая проводка внутри технологического блока проложена в стальных коробах.

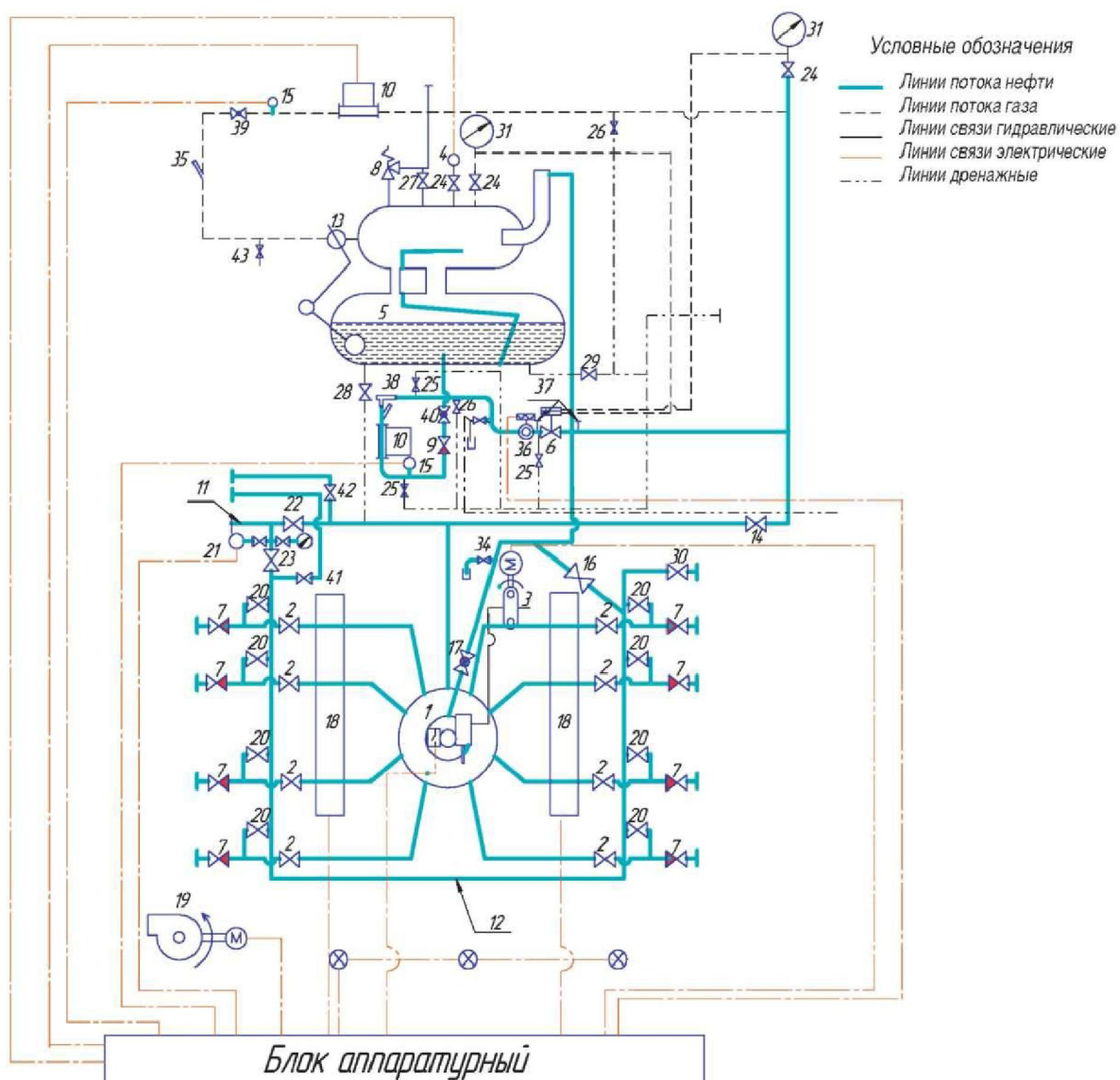


Рисунок 1. Технологическая схема измерительной установки

2.1.2. Устройство и работа основных частей установки

2.1.2.1. Емкость сепарационная

Емкость сепарационная предназначена для отделения газа от жидкости, поступающей со скважины, и периодического пропускания жидкости через расходомер Micro Motion.

Конструктивно сепарационная емкость состоит из гидроциклонной головки, выполняющей основную функцию сепарации, верхней сепарационной емкости и нижней емкости накопителя. Внутри емкостей имеются перегородки, направляющие полки и сетка для улавливания инородных предметов.

Для периодического удаления накопившейся грязи в нижней части имеются два патрубка. Пропарка и продувка грязи производится через отвод в общий трубопровод.

2.1.2.2. Переключатель скважин многоходовой ПСМ предназначен для автоматической и ручной установки скважин на измерение.

2.1.2.3 Регулятор расхода газа КМР-2 предназначен для создания заданного перепада давления между сепарационной емкостью и общим трубопроводом.

2.1.2.4. Регулятор расхода жидкости

Регулятор расхода предназначен для обеспечения расхода жидкости через счетчик жидкости.

2.1.2.5. Задвижки

Задвижки предназначены для использования в качестве запорной арматуры.

2.1.2.6. Привод гидравлический ГП-1М

Привод гидравлический ГП-1М предназначен для создания гидравлического давления в силовых цилиндрах исполнительных механизмов.

2.1.2.7. Расходомер Micro Motion

Расходомер **Micro Motion** предназначен для измерения количества жидкости, поступающей со скважины.

2.1 Выбор архитектуры АС

При разработке пользовательского интерфейса проекта АС следует описать ее профиль. Профиль — набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи АС. Методологической основой для разработки профиля АС выбрана модель OSE/RM (Open System Environment/Reference Model), определяющая концептуальный базис и систематический подход к классификации интерфейсов и сервисов АС как открытой программно-технической системы.

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM представлена на рис. 2.

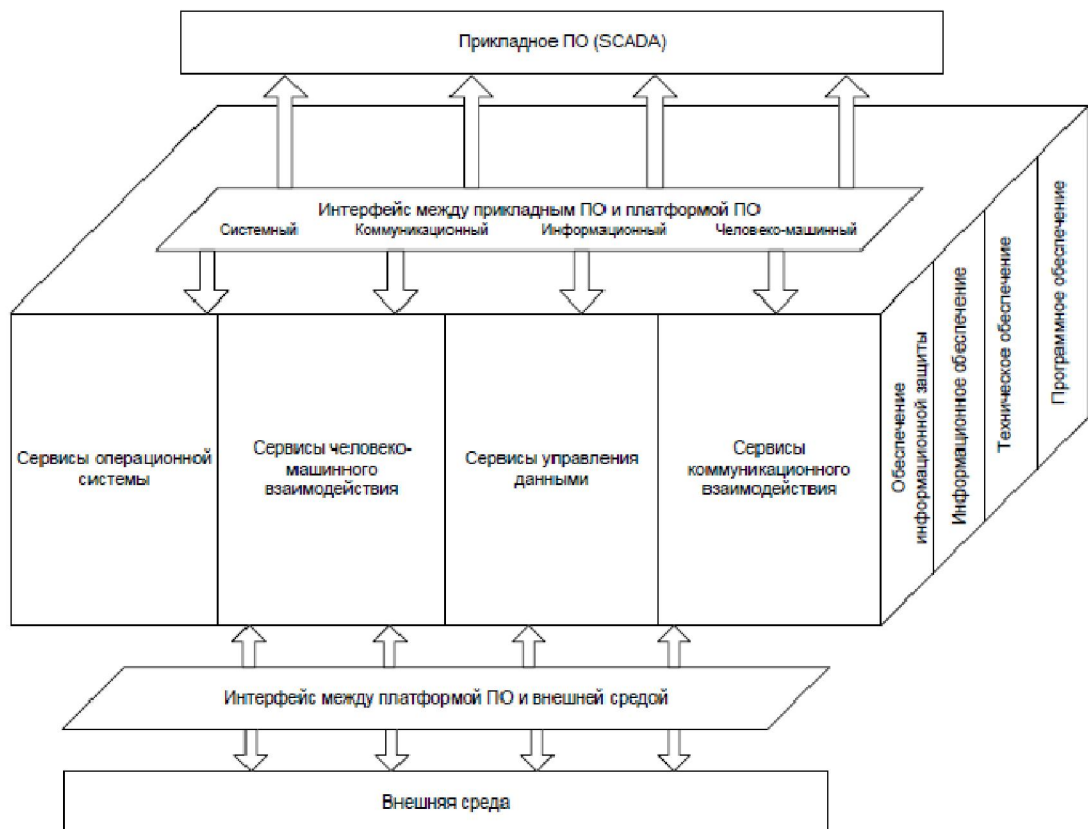


Рисунок 2. Концептуальная модель архитектуры OSE/RM

Стандарты OPC – это стандарты подключаемости компонентов АС. С их помощью осуществляется взаимодействие используемых PLC и SCADA. На рис. 3 показана структура OPC взаимодействий в АС.

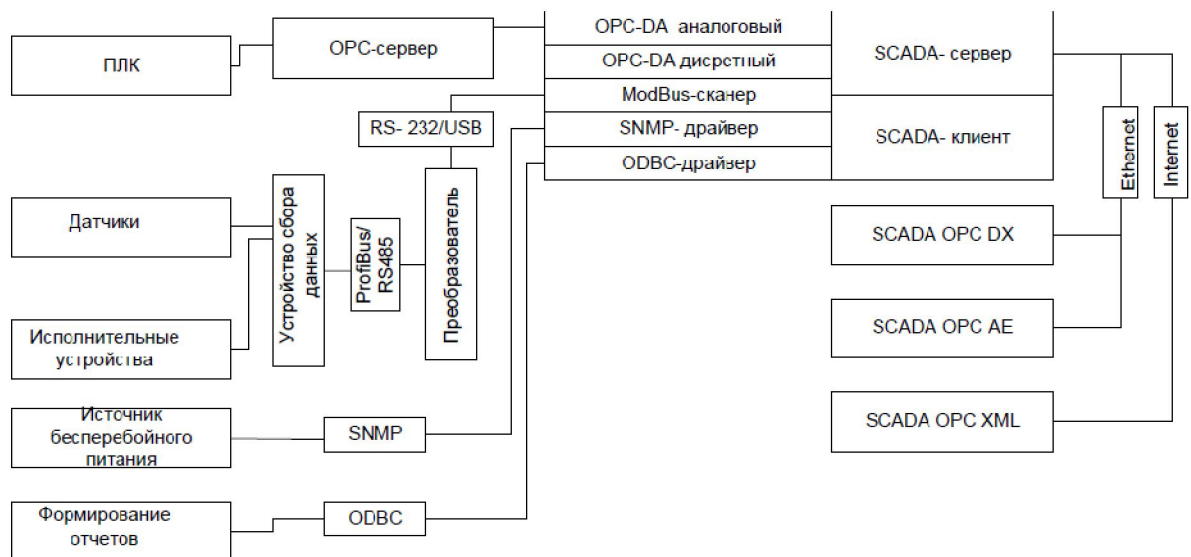


Рисунок 3. Структура OPC взаимодействий SCADA

Профиль инструментальных средств, встроенных в АС, должен отражать решения по выбору методологии и технологии создания, сопровождения и развития конкретной АС. Функциональная область профиля

инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные:

- с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;
- управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;
- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;
- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением БД системы;
- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

Номенклатура выбранных протоколов для профиля АС приведена в табл. 1.

2.3 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является ГЗУ, в частности, в соответствии с ТЗ разработаем систему автоматизированного управления ПСМ и сепарационной емкости. В ПСМ осуществляется переключение коллекторов скважин на замер, а в сепарационной ёмкости – замер дебита газа и жидкости, регулирование расхода через массомер. Исполнительными устройствами являются клапан магнитно регулируемый, электропривод и гидропривод.

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой.

Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков температуры, давления, уровня, расхода на газовой и жидкостной линиях, и исполнительных устройств (крана с электроприводом).

Средний уровень состоит из локального контроллера.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора, а также компьютеров и сервера базы данных и лог-сервера, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютерах диспетчера и операторов установлены операционная система Windows 7 и программное обеспечение ClearSCADA.

Обобщенная структура управления АС приведена в Приложении Г.

Информация с датчиков поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;

- обмен информацией с пунктами управления.

Информация с локального контроллера направляется в сеть диспетчерского пункта через коммуникационный контроллер верхнего уровня, который реализует следующие функции:

- сбор данных с локальных контроллеров;
- обработка данных, включая масштабирование;
- поддержание единого времени в системе;
- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;
- обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

ДП включает несколько станций управления, представляющих собой АРМ диспетчера/оператора. Также здесь установлен сервер базы данных и лог-сервер. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса RS-485.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet.

2.3.1. Совместимость со смежными автоматизированными системами

Совмещение АС производится по уровням:

- По нижнему уровню. Обеспечивается возможность интеграции АСУ ТП с системами, поддерживающими стандартные протоколы обмена Modbus. Интеграция осуществляется с помощью коммуникационных модулей.
- По верхнему уровню. Взаимодействие АСУ ТП со смежными системами осуществляется по сети Ethernet с использованием протоколов OPC.

2.4. Функциональная схема автоматизации

Функциональная 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. На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы

автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В соответствии с заданием разработана функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» по ГОСТ 21.408.-2013 и «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов».

На сепараторе установлены следующие датчики:

1. Манометр показывающий МП-4У

Обозначение на схеме PI – прибор для измерения давления, показывающий, установленный по месту.

2. Расходомеры Micro Motion

Обозначение на схеме автоматизации FE в Приложении Б - прибор для измерения расхода, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.

Расходомер Micro Motion – карболисовый массомер, предназначенный для измерения массы жидкости и количества газа, поступающей со скважины. Информация с расходомера Micro Motion поступает на интерфейсный блок ввода-вывода ПЛК SCADA Pack32.

2.4.1. Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.208-2013 и приведена в Приложении Б.

2.4.2. Разработка схемы информационных потоков ГЗУ

Схема информационных потоков, которая включает в себя три уровня сбора и хранения информации:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки),
- средний уровень (уровень текущего хранения),
- верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых сигналов и дискретных сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- расход жидкости, м³/ч;
- расход газа, м³/ч;
- давление в газовой линии, МПа;
- температура газообразной фазы, °С;
- герметичность технологического блока, положение концевого выключателя, установленного на двери
- положение ПСМ
- состояние задвижек

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (Tag), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD, где

AAA - параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

- DAV - давление;
- TEM - температура;
- RAS - расход;
- POS - положение;

BBB - код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:

- GAZ - газосепарационная ёмкость сепаратора;
- FID - накопительная ёмкость;
- PSM - переключатель скважин многоходовой

CCCC - уточнение, не более 4 символов:

- LINE - газовая линия;
- N** - номер скважины
- BЛОК - технологический блок
- UPR - регулирование;

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.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице №2.

Таблица №2

Кодировка	Расшифровка кодировки
RAS_FID	Расход жидкости измеряемой скважины
RAS_GAZ_LINE	Расход газообразной фазы измеряемой скважины
DAV_GAZ_LINE	Давление газа в газовой линии
TEM_GAZ_LINE	Температура газа
TEM_LIQ_LINE	Температура жидкости
POS_PSM_N**	Положение переключателя скважин установлено на замер скважины №**
POS_FID_UPR	Регулирование расхода измеряемой жидкости
URV_SEP_LIQ	Уровень жидкости в сепараторе

Верхний уровень представлен базой данных КИС и базой данных АСУ ТП. Информация для специалистов структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;
- сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории ClearSCADA. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

2.4.3. Описание логической структуры

Комплекс ПО состоит из следующих компонентов:

ПО ПЛК БИОИ - программа, разработанная согласно требованиям к ПО ПЛК БИОИ, исполняемая во встроенной операционной системе ПЛК БИОИ. Обеспечивает обработку входных сигналов и управление КИПиА установки, а также расчет и хранение параметров дебита скважин в энергонезависимой памяти. Является метрологически значимой частью комплекса ПО (встроенным ПО средства измерений);

ПО панели оператора - программа, разработанная согласно требованиям к ПО панели оператора, исполняемая во встроенной операционной системе операторской панели БИОИ. Обеспечивает просмотр и изменение параметров, настроек и прочей конфигурационной информации ПО ПЛК БИОИ, подачу оператором управляющих команд ПЛК БИОИ. Не является метрологически значимой частью комплекса ПО, так как служит всего лишь средством визуального интерфейса оператора.

ПО ПЛК БИОИ и ПО панели оператора обмениваются информацией через Modbus регистры. ПО ПЛК БИОИ также никогда прямо не обращается к каналам ввода\вывода, не получает данных и команд управления от верхнего уровня АСУТП, а всегда получает или передает данные или команды через те же регистры Modbus.

Для поддержки гибко настраиваемой на исполнения ИУ функциональности ПО ПЛК БИОИ введено понятие аппаратных каналов ПЛК (физические аппаратные каналы ввода вывода), подключаемых к технологическим каналам (программные каналы ввода-вывода, реализующие необходимые функциональности ПО ПЛК БИОИ). Конфигурация технологического канала содержит номер подключенного к нему аппаратного канала и настройки для обработки его сигнала. Установка номера 0 аппаратного канала указывает на отключение технологического канала, соответственно, отключает связанную с ней функцию ПО ПЛК БИОИ.

2.4.4. Функциональное назначение ПО

Комплекс ПО предназначен для обеспечения выполнения измерительных функций, а также обеспечения безопасного режима эксплуатации технологического оборудования, удаленного контроля и управления измерительной установкой (ИУ).

Комплекс ПО используется в качестве встроенного программного обеспечения БИОИ ИУ. Предназначен для постоянного использования в процессах метрологической аттестации (первичной и периодической поверках), пуско-наладки, штатной эксплуатации, диагностики и ремонта ИУ. Режим работы комплекса ПО - круглосуточный, допускающий автономную эксплуатацию ИУ согласно установленного в ТУ регламента технического обслуживания.

В задачи комплекса ПО входят:

- управление распределительным модулем ИУ в целях периодического измерения скважин;

- поддержание технологического процесса сепарации - поддержание оптимального уровня жидкости в горизонтальном сепараторе измерительного модуля;
- управление расходом через основные средства измерений расхода измерительного модуля для удержания СИ массы\объема в пределах требуемого диапазона измерений;
- сбор и обработка данных от всех СИ, входящих в состав ИУ, расчет параметров дебита скважины согласно методики(метода) измерений, обеспечение передачи их по окончании измерения на верхний уровень АСУТП, хранение в энергонезависимой памяти в течении одного месяца;
- обеспечение отображения результатов, управления процессом измерения при помощи панели оператора и команд верхнего уровня АСУТП;
- обеспечение безопасности технологического процесса и ситуации в блок-боксах ИУ, путем контроля показаний датчиков пожарной сигнализации, загазованности, несанкционированного доступа к помещениям и выдачи управляющих сигналов элементам КИПиА ИУ.

Функциональное назначение комплекса ПО:

- Обеспечение оптимального технологического процесса сепарации (поддержание оптимального уровня жидкости в сепараторе);
- Управление значениями расхода через линии измерения для удержания СИ массы\объема в пределах диапазона измерений с требуемой погрешностью;
- Обеспечение периодических измерений нескольких скважин, подключенных к ИУ, автоматическое управление распределительным модулем (оборудованием переключения скважин);
- Обеспечение управления процессом измерений при помощи команд, подаваемых локально с панели оператора, или дистанционно – с верхнего уровня АСУТП эксплуатирующего предприятия;
- Обеспечение сбора и обработки данных от всех СИ, других элементов КИПиА, входящих в состав установки;
- Обеспечение отображения информации о ходе процесса измерений, о результатах измерений на экране панели оператора;
- Обеспечение расчета параметров дебита скважины согласно аттестованной методике измерений ИУ;
- Обеспечение хранения результатов измерений в энергонезависимой памяти контроллера в течении одного месяца;
- Обеспечение передачи результатов по окончании измерения или позже, по запросу, в верхний уровень АСУТП потребителя;
- Обеспечение безопасности технологического процесса и помещений ИУ, путем контроля показаний датчиков пожарной сигнализации, загазованности, несанкционированного доступа к помещениям и т.п.;
- Отработка алгоритмов аварийных блокировок, звукового и светового оповещения при возникновении пожароопасной, взрывоопасной и т.п. ситуациях;

- Управление расцепителями подачи питания в аппаратный и технологический блок ИУ в аварийных ситуациях;
- Управление обогревателями и вентиляторами помещений для поддержания оптимальной температуры в них;
- Управление подачей питания операторской панели с целью обеспечения сохранности панели при пуске в условиях низкой температуры помещения (шкафа БИОИ);
- Обеспечение процедур первичной и периодической поверки (метрологической аттестации) ИУ, а также испытаний с целью утверждения типа;
- Обеспечение процессов пуско-наладки ИУ, диагностики и ремонта интегрированных в ИУ средств измерений, соединительных коммуникаций, и других элементов КИПиА.

2.4.5. Функции ПО панели оператора

2.4.5.1 Обеспечение циклического опроса контроллера БИОИ. Обмен производится по протоколу ModBus RTU или Modbus TCP согласно карте адресов и заложенного алгоритма взаимодействия ПЛК. Панель выступает в роли Master участника протокола.

2.4.5.2 Отображение, просмотр и редактирование параметров настройки ПЛК БИОИ.

2.4.5.3 Отображение мнемосхемы измерительной установки с индикацией основных параметров и состояния КИПиА ИУ на текущий момент.

2.4.5.4 Отображение сведений о названии и версии установленного в станции управления комплекса ПО, разработчиках, правообладателе и контактной информации для связи с ними.

2.4.5.5 Просмотр содержимого архива выполненных измерений ПЛК БИОИ.

2.4.5.6 Отображение состояния, контроль и конфигурирование системы обеспечения безопасности ИУ.

2.4.5.7 Отображение информации и управление процессом метрологической аттестации (поверки) ИУ, в том числе идентификационных данных комплекса ПО.

2.4.5.8 Отображение состояния, контроль и конфигурирование ПСМ ИУ.

2.4.5.9 Отображение состояния полей, просмотр данных и имитация подачи управляющих команд верхнего уровня АСУТП.

2.4.5.10 Отображение текущих и средних параметров процесса измерения, состояния КИПиА ИУ.

2.4.5.11 Отображение процесса обмена с подчиненными ModBus устройствами ИУ, диагностической и статистической информации о процессе опроса, и, отображение принимаемых и передаваемых в процессе обмена данных.

2.4.5.12 Просмотр и редактирование конфигурационных параметров и условий процесса измерения дебита по каждому отводу – так называемых «реквизитов скважин».

2.4.5.13 Обеспечение контроля прав доступа для предотвращения несанкционированного изменения конфигурационных и настроечных данных станции управления АГЗУ.

2.4.5.14 Обеспечение графического и текстового отображения информации на экране и диалог с оператором при помощи сенсорного покрытия, чувствительного к нажатиям.

В некоторых исполнениях БИОИ панель оператора может быть интегрирована в ПЛК, выполнена в виде текстового терминала (дисплея) с клавиатурой, или вообще отсутствовать. В таком случае функциональность панели оператора выполняется ПО ПЛК БИОИ, или верхним уровнем АСУТП.

2.4.6. Функции ПО ПЛК БИОИ

2.4.6.1 Получение и обработка данных массового кориолисового расходомера, установленного на линии измерения жидкости ИУ и подключенного к БИОИ посредством аналогового 4..20 мА (канал плотности жидкости) и числоимпульсного 0...2 кГц (канал массы жидкости) сигналов. Предусмотрены следующие каналы:

аналоговый входной канал	«р жидк, кг/м ³ »;
счетный входной канал	«М жидк, кг».

2.4.6.2 Получение и обработка данных, управление процессом измерений массового кориолисового расходомера, установленного на линии измерения жидкости ИУ и подключенного к БИОИ линией связи интерфейса RS485, по протоколу ModBus RTU. Параметры связи – длина слова 8 бит, один стоповый бит, остальные (адрес Modbus, тактовая частота, контроль четности и т.п.) имеют возможность настройки. Поддерживаются расходомеры следующих моделей:

MicroMotion производства Emerson Process Management;
Promass производства Endress & Hauser;
МАСК2 производства НПО «Нефтегазовые системы».

2.4.6.3 Получение и обработка данных массового кориолисового расходомера, установленного на линии измерения газа ИУ и подключенного к БИОИ посредством аналогового 4..20 мА (канал плотности газа) и числоимпульсного 0...2 кГц (канал массы газа) сигналов. Предусмотрены следующие каналы:

аналоговый входной канал	«р газа, кг/м ³ »;
счетный входной канал	«М газа, кг».

2.4.6.4 Получение и обработка данных, управление процессом измерений массового кориолисового расходомера, установленного на линии измерения газа ИУ и подключенного к БИОИ линией связи интерфейса RS485, по протоколу ModBus RTU. Параметры связи – длина слова 8 бит, один стоповый бит, остальные (адрес Modbus, тактовая частота, контроль четности и т.п.) имеют возможность настройки. Поддерживаются расходомеры следующих моделей:

Micro Motion производства Emerson Process Management;
Promass производства Endress & Hauser;
МАСК2 производства НПО «Нефтегазовые системы».

2.4.6.5 Получение и обработка данных вихревого, ультразвукового или термоанемометрического расходомера, установленного на линии измерения газа ИУ и подключенного к БИОИ посредством аналогового 4..20 мА (канал расхода газа, раб.м³/час) или числоимпульсного 0...2 кГц (каналы объема газа, раб.м³ или объема газа, ст.м³) сигналов. Предусмотрены следующие каналы:

аналоговый входной канал	«Qгаза, раб.м ³ /ч»;
счетный входной канал	«V газа, раб.м ³ »;
счетный входной канал	«V газа, ст.м ³ ».

2.4.6.6 Получение и обработка данных преобразователей избыточного давления, подключенных к БИОИ посредством аналогового 4..20мА сигнала, и установленных в сепарационной емкости установки (канал давления сепаратора), выходных коллекторах ИУ (каналы давления коллектора 1, давления коллектора 2). Предусмотрены следующие каналы:

аналоговый входной канал	«Р сеп, МПа»;
аналоговый входной канал	«Р колл1, МПа»;
аналоговый входной канал	«Р колл2, МПа».

2.4.6.7 Получение и обработка данных преобразователя дифференциального давления, подключенного к БИОИ посредством аналогового 4..20мА сигнала, измеряющего перепад давления между сепаратором и коллектором (канал перепада давления). Предусмотрен следующий канал:

аналоговый входной канал	«dPсеп\колл, кПа».
--------------------------	--------------------

2.4.6.8 Получение и обработка данных преобразователей температуры подключенных к БИОИ посредством аналогового 4..20мА сигнала, и

установленных на линии измерения жидкости (канал температуры жидкости), линии измерения газа (канал температуры газа) ИУ, входной линии измерительного модуля (канал температуры входа). Предусмотрены следующие каналы:

аналоговый входной канал	«t газа, °С»;
аналоговый входной канал	«t жидк, °С»;
аналоговый входной канал	«t входн, °С».

2.4.6.9 Получение и обработка данных поточного влагомера, установленного на линии измерения жидкости ИУ и подключенного к БИОИ посредством аналогового 4...20 мА (канал обводненности) сигнала. Предусмотрен следующий канал:

аналоговый входной канал	«W(вода),%».
--------------------------	--------------

2.4.6.10 Получение и обработка данных, управление процессом измерений поточного влагомера, установленного на линии измерения жидкости ИУ и подключенного к БИОИ линией связи интерфейса RS485, по протоколу ModBus RTU. Параметры связи – длина слова 8 бит, один стоповый бит, остальные (адрес Modbus, тактовая частота, контроль четности и т.п.) имеют возможность настройки. Поддерживаются влагомеры следующих моделей:

PhaseDynamics производства PhaseDynamics;
BOECH производства ООО «БОЗНА»;
RedEye производства Emerson Process Management;
VCH-ПИК производства ООО «ПИК Сервис-Комплект»;
VCH2-СП производства НПП «Нефтесервисприбор»;
VCH2-АТ производства НПП «Нефтесервисприбор»;
ПВН-615 производства ООО «ГОДТЕСТ».

2.4.6.11 Получение и обработка данных преобразователя гидростатического давления столба жидкости, установленного в сепарационной емкости ИУ для контроля уровня жидкости сепаратора (или другого аналогового датчика уровня жидкости), подключенного к БИОИ посредством аналогового 4...20 мА (канал уровня жидкости сепаратора) сигнала. Предусмотрен следующий канал:

аналоговый входной канал	«Нсеп, кПа».
--------------------------	--------------

2.4.6.12 Контроль и управление электроуправляемым клапаном (или шаровым краном), установленным на линии измерения жидкости ИУ с целью удержания уровня жидкости в заданных пределах, контролируя уровень по п. 2.4.6.11. А также удержание величины расхода жидкости через линию измерения жидкости выше нижней границы диапазона работы установленного средства измерений (СИ) массы жидкости, путем

поддержания перепада давления по параметрам пп. 2.2.2.6 - 2.2.2.7 в заданных пределах. Поддерживаются следующие типы регулирующих приводов:

КШЭ производства ОАО «АК ОЗНА» или аналогичных;

КЭО производства НПП «Технопроект» или аналогичных;

AumaMatic производства Auma или аналогичных;

Для контроля и управления предусмотрены следующие каналы:

дискретный входной канал	«Кран ЖЛ открыт»;
дискретный входной канал	«Кран ЖЛ закрыт»;
дискретный входной канал	«Кран ЖЛ мест.упр.»;
дискретный входной канал	«Кран ЖЛ дист.упр.»;
дискретный входной канал	«Кран ЖЛ авария»;
дискретный выходной канал реле	«Кран ЖЛ откр.»;
дискретный выходной канал реле	«Кран ЖЛ закр.»;
дискретный выходной канал реле	«Кран ЖЛ стоп»;
аналоговый входной канал	«Кран ЖЛ, %».

2.4.6.13 Контроль и управление электроуправляемым клапаном (или шаровым краном), установленным на линии измерения газа ИУ по параметрам пп. 2.4.6.6 - 2.4.6.7, с целью удержания величины расхода газа через линию измерения жидкости выше нижней границы диапазона работы установленного средства измерений (СИ) массы или объема газа, путем поддержания перепада давления в заданных пределах. Поддерживаются следующие типы регулирующих приводов:

КШЭ производства ОАО «АК ОЗНА» или аналогичных;

КЭО производства НПП «Технопроект» или аналогичных;

AumaMatic производства Auma или аналогичных;

Для контроля и управления должны быть предусмотрены следующие каналы:

дискретный входной канал	«Кран ГЛ открыт»;
дискретный входной канал	«Кран ГЛ закрыт»;
дискретный входной канал	«Кран ГЛ мест.упр.»;
дискретный входной канал	«Кран ГЛ дист.упр.»;
дискретный входной канал	«Кран ГЛ авария»;
дискретный выходной канал реле	«Кран ГЛ откр.»;
дискретный выходной канал реле	«Кран ГЛ закр.»;
дискретный выходной канал реле	«Кран ГЛ стоп»;
аналоговый входной канал	«Кран ГЛ, %».

2.4.6.14 Получение и обработка данных преобразователей температуры, подключенных к БИОИ посредством аналогового 4..20мА сигнала, и установленных в технологическом блоке (канал температуры ТБ) и аппаратурном блоке (канал температуры БА) ИУ. Предусмотрены следующие каналы:

аналоговый входной канал	«t ТБ, °С»;
аналоговый входной канал	«t БА, °С».

2.4.6.15 Контроль и управление обогревателями, установленными в технологическом блоке (реле обогрева ТБ) и аппаратурном блоке (реле обогрева БА) ИУ, вентиляторами дефлекторов (реле вентилятора 1, реле вентилятора 2), с целью удержания температуры в заданных пределах, контролируя параметры каналов по п. 2.2.2.13. Предусмотрены следующие каналы:

дискретный входной канал	«Авария обогрева»;
дискретный выходной канал реле	«Обогрев ТБ»;
дискретный выходной канал реле	«Обогрев БА»;
дискретный выходной канал реле	«Вент. ГА1»;
дискретный выходной канал реле	«Вент. ГА2».

2.4.6.16 Контроль концентрации взрывоопасных веществ и газов в ТБ ИУ, используя показания 1 или 2 датчиков загазованности. Поддерживаются следующие типы датчиков:

СТМ-30

СГОЭС производства ЗАО "Электронстандарт-прибор" или аналоги;
ГСМ-05 производства НПП «Томская электронная компания» или аналоги.
Для контроля предусмотрены следующие каналы:

дискретный входной канал	«ГА1: 1-ый порог»;
дискретный входной канал	«ГА1: 2-ой порог»;
дискретный входной канал	«ГА1: Отказ»;
дискретный входной канал	«ГА2: 1-ый порог»;
дискретный входной канал	«ГА2: 2-ой порог»;
дискретный входной канал	«ГА2: Отказ»;
аналоговый входной канал	«ГА1: газ, %»;
аналоговый входной канал	«ГА2: газ, %».

2.4.6.17 Контроль и управление вентиляторами дефлекторов, с целью удержания уровня загазованности ТБ ниже заданного порога, контролируя параметры каналов по п. 2.4.6.16, с соблюдением требований п. 2.4.6.15. Вентиляторы должны быть заблокированы при срабатывании датчиков пожарной сигнализации;

2.4.6.18 Контроль датчиков и/или сигналов системы пожарной сигнализации ИУ. Для контроля предусмотрены следующие каналы:

дискретный входной канал	«ТБ: пожар»;
--------------------------	--------------

дискретный входной канал «БА: пожар»;
дискретный входной канал «Отказ сигнализации»;

2.4.6.19 Контроль датчиков несанкционированного доступа ИУ.
Предусмотрены следующие каналы:

дискретный входной канал «ТБ: доступ»;
дискретный входной канал «БА: доступ»;
дискретный входной канал «СУ: доступ».

2.4.6.20 Контроль наличия питающего напряжения. Предусмотрены следующие каналы:

дискретный входной канал «Нал.пит.220В».

2.4.6.21 Контроль и управление переключателем скважин, как входящим в состав ИУ, так и расположенным вне его, с целью обеспечения автоматического или ручного управления процессами периодических измерений скважин. Поддерживаются следующие типы переключателей скважин:

Без переключателя скважин;

ПСМ на 8, 10, 14 отводов, управляемый гидроприводом;

Пассивный неуправляемый переключатель вне ИУ на 28 скважин;

Для работы с ПСМ предусмотрены следующие каналы:

дискретный входной канал «ПСМ: код 1» - бит кодовой маски ПСМ с весом 1;

дискретный входной канал «ПСМ: код 2» - бит кодовой маски ПСМ с весом 2;

дискретный входной канал «ПСМ: код 4» - бит кодовой маски ПСМ с весом 4;

дискретный входной канал «ПСМ: код 8» - бит кодовой маски ПСМ с весом 8;

дискретный входной канал «Блокировка ГП»;

дискретный выходной канал реле «Привод ГП ПСМ».

Для подключения к поточным влагомерам с дискретными входами кодовой маски ПСМ предусмотрены следующие каналы:

дискретный выходной канал реле «ПСМ 1»;

дискретный выходной канал реле «ПСМ 2»;

дискретный выходной канал реле «ПСМ 4»;

дискретный выходной канал реле «ПСМ 8».

2.4.6.22 Контроль состояния датчиков электроконтактного манометра (ЭКМ), или аналоговых каналов избыточного давления, давления коллектора 1 и 2, перепада давления (каналов по п.2.4.6.6, 2.4.6.7) с целью предупреждения опасных технологических ситуаций, когда:

Давление ниже минимума - возможно, это порыв трубопроводов;

Давление выше максимума,

Перепад давления выше максимума - следует прекратить регулирование.

Для этих целей предусмотрены следующие каналы:

дискретный входной канал	«ЭКМ: $P < \min$ »;
дискретный входной канал	«ЭКМ: $P > \max$ ».

2.4.6.23 Контроль состояния датчиков предохранительных клапанов (СППК) с целью предупреждения опасных технологических ситуаций. Для контроля предусмотрены следующие каналы:

аналоговый входной канал	«Р сппк1, МПа»;
аналоговый входной канал	«Р сппк2, МПа».

2.4.6.24 Контроль и объединение каналов пп. 2.4.6.16 - 2.4.6.23 в единую систему обеспечения безопасности с целью оповещения персонала, защиты ИУ и персонала от аварийных ситуаций. Для оповещения персонала и управления расцепителями питания предусмотрены следующие каналы:

дискретный выходной канал реле	«Зуммер»;
дискретный выходной канал реле	«Упр.расцепителем»;
дискретный выходной канал реле	«Упр.расцепителем ТБ»;
дискретный выходной канал реле	«Порог 1»;
дискретный выходной канал реле	«Порог 2»;
дискретный выходной канал реле	«Пожар».

Предусмотрены три уровня оповещения об опасности:

1 уровень – редкие гудки \ мерцания световых табло;

2 уровень – частые гудки \ мерцания световых табло;

3 уровень – непрерывный гудок \ свечение световых табло.

1 уровень опасности соответствует событиям:

Есть сигнал о достижении первого порога загазованности или

Есть сигнал о снижении избыточного давления в сепараторе ИУ ниже допустимого.

2 уровень опасности соответствует событиям:

Есть сигнал о достижении второго порога загазованности или

Есть сигнал о повышении избыточного давления в сепараторе ИУ выше допустимого.

3 уровень опасности соответствует событиям:

Есть сигнал об отказе датчика загазованности или

Есть сигнал противопожарной сигнализации о пожаре\ обрыве шлейфа или

Есть сигнал об отказе датчика избыточного давления ИУ.

Расцепитель питания задействован, если:

Есть сигнал об обрыве шлейфа или пожаре датчика\пульта противопожарной сигнализации, и он присутствует в течении паузы срабатывания расцепителя питания.

Расцепитель питания ТБ задействован, если:

Есть сигнал об отказе или достижении второго порога датчика загазованности и он присутствует в течении паузы срабатывания расцепителя питания ТБ, или сработал расцепитель питания.

2.4.6.25 Возможность отключения функций при конфигурировании установки или сборке бинарных образов ПО, так как не все они будут задействованы одновременно в одном исполнении ИУ.

2.4.6.26 Управление подачей питания операторской панели с целью обеспечения сохранности панели при пуске в условиях низкой температуры помещения (шкафа БИОИ). Для этой цели предусмотрены каналы:

дискретный входной канал «Термореле панели»;

дискретный выходной канал реле «Питание панели».

2.4.6.27 Автоматическое управление процессом измерений дебита, предусматривающее фазы:

Инициализация;

Поиск отвода;

Сброс внутренних счетчиков средств измерений;

Стабилизация подачи скважины;

Измерение параметров дебита;

Авария;

Стоп.

2.4.6.28 Обеспечение местного контроля и управления процессом измерений дебита, периодическими измерениями скважин, считывания архива измерений, диагностики состояний средств измерений (СИ) и других элементов КИПиА ИУ при помощи операторской панели БИОИ.

2.4.6.29 Обеспечение процесса метрологической поверки согласно аттестованной методики поверки ИУ. Для этого предусмотрены следующие каналы:

дискретный выходной канал реле	«Измерение»;
дискретный выходной канал реле	«Таймер старт»;
дискретный выходной канал реле	«Таймер стоп»;
дискретный выходной канал реле	«Разр.счет».

2.4.6.30 Обеспечение процесса отладки и тестирования ПО при помощи внешней математической модели.

2.4.6.31 Обеспечение дистанционного контроля и управления процессом измерений дебита, периодическими измерениями скважин, считывания архива измерений, диагностики состояний средств измерений (СИ) и других элементов КИПиА ИУ верхним уровнем АСУТП при помощи обмена сообщениями информационного протокола Modbus RTU\TCP. Контроллер БИОИ при этом выступает в роли Slave узла сети Modbus. Соглашения по обмену данными, адреса регистров, форматы соответствуют техническим требованиям.

Как средство измерений ИУ обладает соответствующими утвержденными и аттестованными методиками измерений и поверки, выполнение требований которых также является критериями пригодности комплекса ПО к эксплуатации. Комплекс ПО выполняет расчеты измерений количества сырой нефти, сырой нефти нетто и свободного попутного нефтяного газа, а также других параметров дебита нефтяных скважин согласно утвержденной в установленном порядке методики (метода) измерений при помощи ИУ. Комплекс ПО обеспечивает необходимые функции для проведения процедур первичной и последующих периодических поверок ИУ, как средства измерений.

Жизненный цикл комплекса ПО предусматривает использование его на всем протяжении срока эксплуатации ИУ. Комплекс ПО обеспечивает поддержку процессов эксплуатации, отладки, тестирования комплекса ПО, пуско-наладки оборудования, диагностирования и профилактического обслуживания ИУ, интеграции ИУ в системы АСУТП эксплуатирующих предприятий.

2.4.7. Входные данные

Входными данными ПО ПЛК БИОИ являются:

состояния аппаратных дискретных входов ПЛК, значения кодов АЦП аппаратных каналов аналогового ввода ПЛК, размещаемые системным программным обеспечением ПЛК в регистрах Modbus ПЛК;

конфигурационная информация технологических каналов ввода-вывода, хранящаяся энергонезависимой памяти ПЛК. ПО ПЛК БИОИ на основе этой информации выполняет сортировку, пересчет и функциональное разделение поступающих сигналов, выкладывая результаты обработки данных аппаратных каналов в соответствующие технологические каналы, размещая данные в регистры ModBus ПЛК;

состояния и значения технологических входных каналов контроллера, рассчитанные ПО ПЛК БИОИ на основе данных предыдущих двух пунктов, которые ПО ПЛК БИОИ переводит в инженерные единицы с необходимой размерностью;

данные, поступающие от подчиненных ModBus устройств ИУ (кориолисовых, ультразвуковых, вихревых расходомеров и влагомера) о текущих параметрах технологического процесса, в том числе и интегрального характера;

конфигурационные данные и команды управления, поступающие приложению от ПО панели оператора через регистры ModBus ПЛК;

данные конфигурации и команды управления, поступающие по каналу связи с верхним уровнем АСУТП через регистры ModBus ПЛК.

Входными данными ПО панели оператора являются:

содержимое регистров ModBus ПЛК, размещаемое и обновляемое встроенной операционной системой ПЛК, ПО ПЛК БИОИ и верхним уровнем АСУТП.

2.4.8. Перечень поддерживаемых дискретных технологических входов комплекса ПО

Таблица №3

Обозначение	Функция технологического входа	Примечание
TDi01	«ПСМ: код 1»	ПСМ
TDi02	«ПСМ: код 2»	ПСМ
TDi03	«ПСМ: код 4»	ПСМ
TDi04	«ПСМ: код 8»	ПСМ
TDi05	«Кран ЖЛ открыт»	Кран жидкостной линии
TDi06	«Кран ЖЛ закрыт»	Кран жидкостной линии
TDi07	«Кран ЖЛ мест.упр.»	Кран жидкостной линии
TDi08	«Кран ЖЛ дист.упр.»	Кран жидкостной линии
TDi09	«Кран ЖЛ авария»	Кран жидкостной линии
TDi10	«Кран ГЛ открыт»	Кран газовой линии
TDi11	«Кран ГЛ закрыт»	Кран газовой линии
TDi12	«Кран ГЛ мест.упр.»	Кран газовой линии
TDi13	«Кран ГЛ дист.упр.»	Кран газовой линии
TDi14	«Кран ГЛ авария»	Кран газовой линии
TDi15	«Термореле панели»	Панель

2.4.9. Перечень поддерживаемых аналоговых технологических входов комплекса ПО

Таблица №4

Обозначение	Функция технологического входа	Примечание
TAi01	«t газа, °C»	Газовая линия
TAi02	«t жидк, °C»	Жидкостная линия
TAi03	«t ТБ, °C»	Блок-бокс ТБ
TAi04	«P сеп, МПа»	Сепаратор
TAi05	«P колл1, МПа»	Измерительный модуль
TAi06	«P колл2, МПа»	Измерительный модуль
TAi07	«H сеп, кПа»	Сепаратор
TAi08	«t БА, °C»	Блок-бокс БА
TAi09	«t входа, °C»	Измерительный модуль
TAi10	«p жидк, кг/м3»	Жидкостная линия
TAi11	«p газа, кг/м3»	Газовая линия
TAi12	«dPсеп\колл, кПа»	Измерительный модуль
TAi13	«W(вода),%»	Поточный влагомер
TAi14	«Qгаза, раб.м3/ч»	Газовая линия
TAi15	«Кран ЖЛ, %»	Кран жидкостной линии

2.4.10. Перечень поддерживаемых счетных технологических входов комплекса ПО

Таблица №5

Обозначение	Функция технологического входа	Примечание
ТАо01	«Кран ЖЛ, %»	Кран жидкостной линии
ТАо02	«Кран ГЛ, %»	Кран газовой линии
ТАо03	«резерв 03»	Нет функции
ТАо04	«резерв 04»	Нет функции
ТАо05	«резерв 05»	Нет функции
ТАо06	«резерв 06»	Нет функции
ТАо07	«резерв 07»	Нет функции
ТАо08	«резерв 08»	Нет функции

2.4.11. Выходные данные

Выходными данными для ПО ПЛК БИОИ являются:

- биты состояния технологических дискретных каналов управления для модулей ввода-вывода, помещаемые ПО ПЛК БИОИ в ModBus регистры ПЛК;
- биты состояния аппаратных дискретных каналов управления для модулей ввода-вывода, определяемые приложением на базе конфигурационной информации технологических выходных каналов и информации предыдущего пункта, помещаемые ПО ПЛК БИОИ в ModBus регистры ПЛК;
- диагностическая информация о состоянии процесса опроса подчиненных ModBus устройств, помещаемая в регистры ModBus ПЛК, в том числе и определяемые картой распределения памяти и протоколом обмена данными с верхним уровнем телемеханики;
- текущие и средние значения параметров дебита скважины, определяемые ПО ПЛК БИОИ в ходе выполнения алгоритма измерения, размещаемые в ModBus регистрах ПЛК;
- результаты измерений параметров дебита скважин, определяемые ПО ПЛК БИОИ в ходе выполнения алгоритма измерения, размещаемые в ModBus регистрах ПЛК;

**2.4.12. Перечень поддерживаемых дискретных технологических выходов
комплекса ПО**

Таблица №6

Обозначение	Функция технологического выхода	Примечание
TDo01	«Привод ГП ПСМ»	ПСМ
TDo02	«Измерение»	Метрология
TDo03	«Кран ЖЛ откр.»	Кран жидкостной линии
TDo04	«Кран ЖЛ закр.»	Кран жидкостной линии
TDo05	«Кран ЖЛ стоп»	Кран жидкостной линии
TDo06	«Кран ГЛ откр.»	Кран газовой линии
TDo07	«Кран ГЛ закр.»	Кран газовой линии
TDo08	«Кран ГЛ стоп»	Кран газовой линии
TDo09	«Вент. ГА1»	Вентилятор 1
TDo10	«Вент. ГА2»	Вентилятор 2
TDo11	«Зуммер»	Оповещение
TDo12	«Упр.расцеп.»	Расцепитель
TDo13	«Обогрев ТБ»	Блок-бокс ТБ
TDo14	«Обогрев БА»	Блок-бокс БА
TDo15	«Питание панели»	Панель
TDo16	«Порог 1»	Оповещение
TDo17	«Порог 2»	Оповещение
TDo18	«Пожар»	Оповещение
TDo19	«резерв 19»	Нет функций
TDo20	«резерв 20»	Нет функций
TDo21	«резерв 21»	Нет функций
TDo22	«резерв 22»	Нет функций
TDo23	«резерв 23»	Нет функций
TDo24	«резерв 24»	Нет функций
TDo25	«ПСМ 1»	Влагомер
TDo26	«ПСМ 2»	Влагомер
TDo27	«ПСМ 4»	Влагомер
TDo28	«ПСМ 8»	Влагомер
TDo29	«Упр.расцеп.ТБ»	Расцепитель ТБ
TDo30	«Таймер старт»	Метрология
TDo31	«Таймер стоп»	Метрология
TDo32	«Разр.счет»	Метрология

2.4.13. Перечень поддерживаемых аналоговых технологических выходов комплекса ПО

Таблица №7

Обозначение	Функция технологического входа	Примечание
ТАо01	«Кран ЖЛ, %»	Кран жидкостной линии
ТАо02	«Кран ГЛ, %»	Кран газовой линии
ТАо03	«резерв 03»	Нет функции
ТАо04	«резерв 04»	Нет функции
ТАо05	«резерв 05»	Нет функции
ТАо06	«резерв 06»	Нет функции
ТАо07	«резерв 07»	Нет функции
ТАо08	«резерв 08»	Нет функции

2.5. Выбор средств реализации АГЗУ

Задачей выбора средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

Выберем измерительные, исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также систему сигнализации. Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

В качестве локальных средств сбора первичной информации (автоматических датчиков) выбираем приборы с выходным унифицированным аналоговым сигналом 4 – 20 мА, дискретным сигналом «сухой контакт».

2.5.1. Выбор контроллерного оборудования ГЗУ

В основе системы автоматизированного управления ГЗУ будем использовать ПЛК SCADAPack 32 (рисунок 4).

Контроллер SCADAPack 32



Рисунок 4. Внешний вид контроллера

Основные характеристики

- 32 – битный RISC процессор, 120 МГц;
- 8 Мбайт SDRAM, 4 Мбайт Flash, 1 Мбайт CMOS RAM;
- встроенный Ethernet (10BaseT);
- 8 аналоговых входов;
- 1 дополнительный аналоговый вход (только для SCADAPack 32 P4A) 0-32.7 В;
- 3 счетных входа, 1 вход прерывания;
- 1 выход состояния;
- Дополнительно 16 дискретных входов и 12 дискретных выходов (SCADAPack 32 P4) или 32 конфигурируемых дискретных входа/выхода (SCADAPack 32 P4A), или 32 дискретных входа и 16 дискретных выходов (SCADAPack 32 P4B и P4C);
- 2 аналоговых выхода – опция при заказе;
- до 3 портов RS-232 и 1 порт RS-232/485;

- 5 лет гарантии.

Описание

Контроллер SCADAPack 32 в своем составе имеет контроллерную плату и встроенную плату ввода/вывода и является наиболее мощной и высокопроизводительной серией программируемых логических контроллеров Control Microsystems. Контроллерная плата 5232 содержит 32-битный CMOS микропроцессор Hitachi SH-3 120 МГц, 8 Мбайт SDRAM, 4 Мбайт Flash, 1 Мбайт CMOS RAM, встроенный источник питания. В ее составе 3 дискретных/счетных входа и один дискретный выход, используемый как сигнал состояния, два внутренних аналоговых входа, используемые для контроля температуры контроллерной платы и напряжения литиевой батареи, 2 порта RS-232 и 1 порт, конфигурируемый перемычками как RS-232 или RS-485.

Контроллер имеет 5 модификаций в зависимости от встроенной платы ввода/вывода:

- SCADAPack 32 P4 – в состав контроллера входит плата ввода/вывода 5601;
- SCADAPack 32 P4A – в состав контроллера входит плата ввода/вывода 5604;
- SCADAPack 32 P4B – в состав контроллера входит плата ввода/вывода 5606;
- SCADAPack 32 P4C – в состав контроллера входит плата ввода/вывода 5606-A;
- SCADAPack 32 P4N – в состав контроллера не входит плата ввода/вывода.

Платы ввода/вывода 5601 и 5604 включают дополнительный порт RS-232. Таким образом, контроллеры этой серии SCADAPack 32 P4 и SCADAPack 32 P4A содержат 4 последовательных порта. Платы ввода/вывода 5601, 5604 и 5606 отличаются составом обрабатываемых сигналов (см. спецификацию и код заказа). Плата ввода 5604 имеет 1 аналоговый вход 32,768 В для контроля солнечной батареи.

Современный мощный процессор позволяет программировать не только на языке C, но и воспользоваться расширенными возможностями C++. Этот контроллер предназначен для автоматизации процессов, критичных к скорости выполнения сложных операций и вычислений в реальном времени. Имея встроенный порт Ethernet, 4 последовательных порта, контроллер также может быть использован как высокопроизводительный сетевой концентратор и маршрутизатор данных в распределенных автоматизированных системах. Опцией при заказе являются 2 аналоговых выхода за счет добавления встроенной платы аналогового выхода 5305.

2.5.2. Выбор датчиков

2.5.2.1. Датчик расхода жидкости и газа

В качестве датчика расхода жидкости используется массомер Micro Motion. Кориолисовые расходомеры Micro Motion (см. рис. 6) используются на трубопроводах нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий, непосредственное предназначение заключается в измерении массы жидкости (нефти, нефтепродуктов или воды) и газа на трубопроводах технологических установок.



Рисунок 5. Внешний вид массомера Micro Motion

Кориолисовый расходомер состоит из сенсора и преобразователя (рис.6). Сенсор напрямую измеряет расход, плотность среды и температуру сенсорных трубок. Преобразователь конвертирует полученную с сенсора информацию в стандартные выходные сигналы.

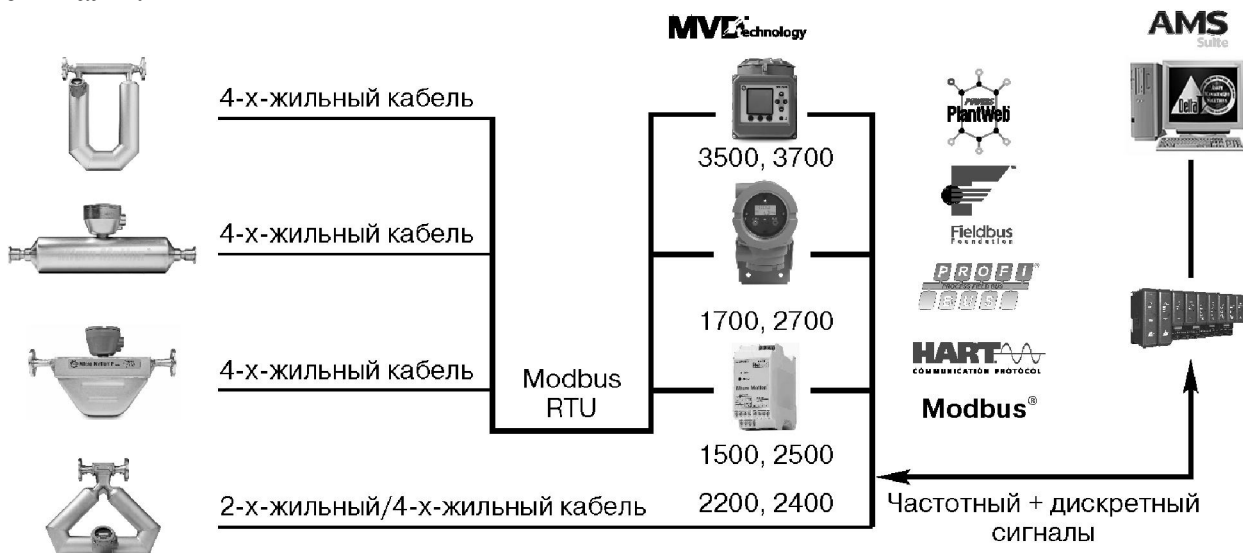


Рисунок 6.

Измеряемая среда, поступающая в сенсор, разделяется на равные половины, протекающие через каждую из сенсорных трубок. Движение задающей катушки (рис.2) приводит к тому, что трубки колеблются вверх-вниз в противоположном направлении друг к другу.

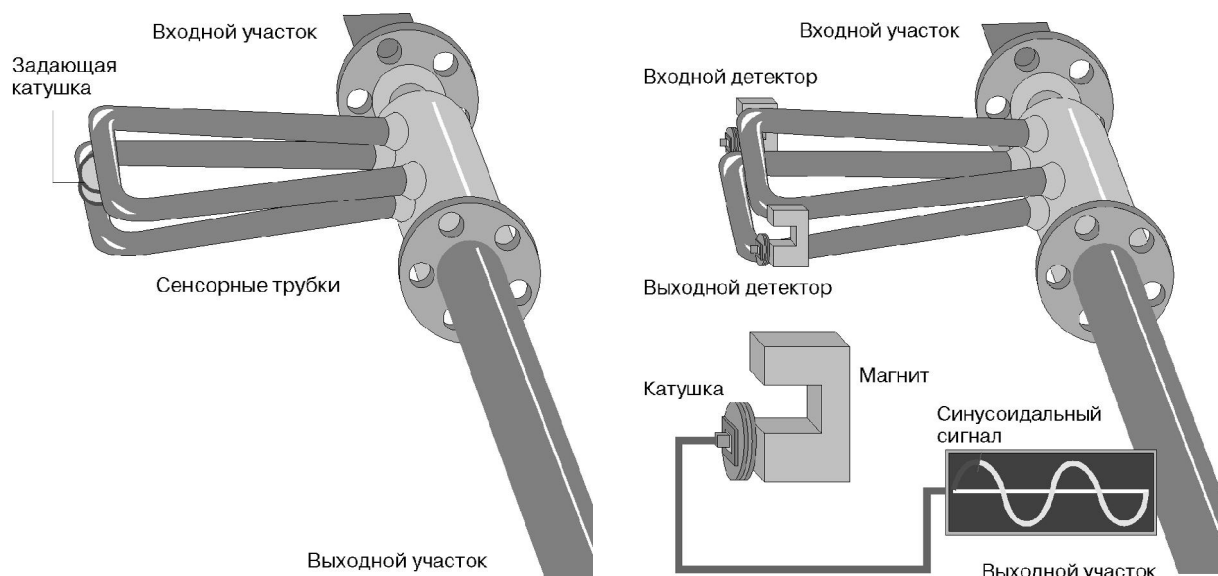


Рисунок 7.

Сборки катушек-соленоидов и магнитов, называемые детекторами, установлены на сенсорных трубках (рис.3). Катушки смонтированы на одной трубке, магниты на другой. Каждая катушка движется внутри однородного магнитного поля постоянного магнита. Сгенерированное напряжение от каждой катушки детектора имеет форму синусоидальной волны. Эти сигналы представляют собой движение одной трубки относительно другой.

Когда расход отсутствует, синусоидальные сигналы, поступающие с детекторов, находятся в одной фазе (рис.8).

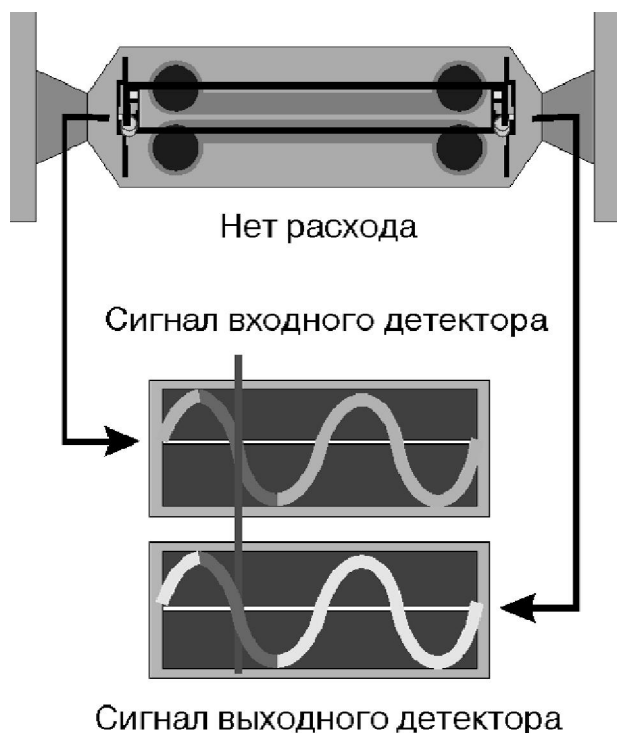


Рисунок 8.

При движении измеряемой среды через сенсор проявляется физическое явление, известное как эффект Кориолиса. Поступательное движение среды в колеблющейся сенсорной трубке приводит к возникновению кориолисового ускорения, которое, в свою очередь, приводит к появлению кориолисовой силы. Эта сила направлена против движения трубки, приданного ей задающей катушкой, т.е. когда трубка движется вверх во время половины ее собственного цикла, то для жидкости, поступающей внутрь, сила Кориолиса направлена вниз. Как только жидкость проходит изгиб трубки, направление силы меняется на противоположное. Таким образом, во входной половине трубки сила, действующая со стороны жидкости, препятствует смещению трубки, а в выходной способствует. Это приводит к изгибу трубки (рис.5). Когда во второй фазе вибрационного цикла трубка движется вниз, направление изгиба меняется на противоположное. Сила Кориолиса и, следовательно, величина изгиба сенсорной трубки прямо пропорциональны массовому расходу жидкости. Детекторы измеряют фазовый сдвиг при движении противоположных сторон сенсорной трубки. В результате изгиба сенсорных трубок на детекторах генерируются сигналы, не совпадающие по фазе, так как сигнал с входного детектора запаздывает по отношению к сигналу с выходного детектора (рис.5). Разница во времени между сигналами (ΔT) измеряется в микросекундах и прямо пропорциональна массовому расходу. Чем больше ΔT , тем больше массовый расход.

Измерение плотности

Соотношение между массой и собственной частотой колебаний сенсорной трубки - это основной закон измерения плотности в кориолисовых расходомерах. В рабочем режиме задающая катушка (рис.2) питается от преобразователя, при этом сенсорные трубки колеблются с их собственной частотой. Как только масса измеряемой среды увеличивается, собственная частота колебаний трубок уменьшается; соответственно, при уменьшении массы измеряемой среды, собственная частота колебаний трубок увеличивается. Частота колебаний трубок зависит от их геометрии, материала, конструкции и массы. Масса состоит из двух частей: массы самих трубок и массы измеряемой среды в трубках. Для конкретного типоразмера сенсора масса трубок постоянна. Поскольку масса измеряемой среды в трубках равна произведению плотности среды и внутреннего объема, а объем трубок является также постоянным для конкретного типоразмера, то частота колебаний трубок может быть привязана к плотности среды и определена путем измерения периода колебаний. Частота колебаний измеряется выходным детектором (рис.6) в циклах в секунду (Гц). Период колебаний, как известно, обратно пропорционален частоте. Измерить время цикла легче, чем считать количество циклов, поэтому преобразователи вычисляют плотность измеряемой жидкости, используя период колебаний трубок в микросекундах (рис.6). Плотность прямо пропорциональна периоду колебаний сенсорных трубок.

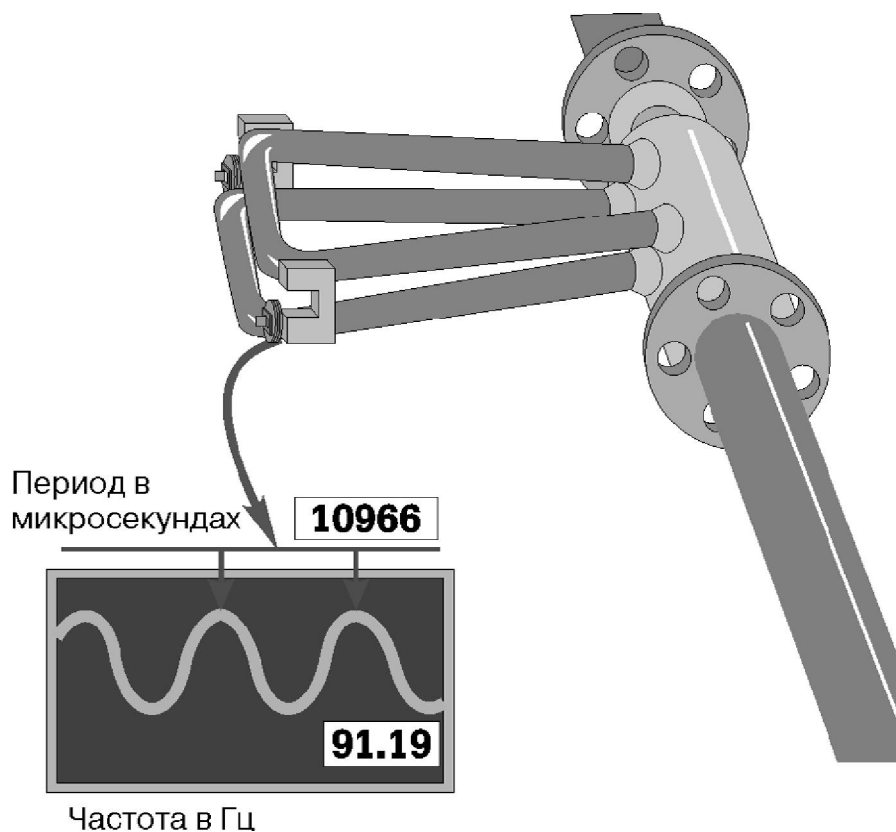

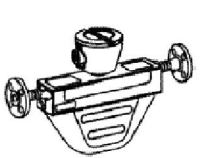


Рисунок 9.

Технические характеристики расходомера приведены в таблице №8

Таблица №8

Серии и модели сенсоров	Условный проход, мм	Максимальный расход кг/ч ¹⁾	Температурный диапазон ²⁾	Номинальное давление в трубках сенсора (в зависимости от материала) ⁴⁾
			°С	МПа
Высокоточные сенсоры				
	F			
	F025S	15; 25	2720	от -100 до 204
	F025A	15; 25		от -40 до 350
	F025P	15; 25		от -100 до 204
	F050S	15; 25	8160	от -100 до 204
	F050A	15; 25		от -40 до 350
	F050P	15; 25		от -100 до 204
	F100S	25	32650	от -100 до 204
	F100A	25		от -40 до 350
F200S	40; 50	87100	от -100 до 204	10,0 (нерж. сталь); 14,8 (сплав С-22)
F300S	80; 100	272000	от -100 до 204	
Сенсор общего применения				
	R			
	R025S	15; 25	от -50 до 125	10,0
	R025P			15,8
	R050S	15; 25		10,0
	R100S	25		
	R200S	40; 50		
	87100			

¹⁾ Характеристики для жидкостей получены при измерении расхода воды в опорных условиях (при температуре от 20 до 25°С и давлении

от 0,1 до 0,2 МПа).

2) Температурный диапазон может быть ограничен условиями эксплуатации в опасных зонах, способом монтажа основного процессора или преобразователя, и/или температурой окружающей среды.

3) Сенсоры DS150 и DS300 с покрытием Tefzel имеют температурный диапазон: от 0 до 121°C.

Основная относительная погрешность измерений массового расхода газа^{1),2)}
кориолисовыми расходомерами

Таблица №9

	Расход	Температура
Высокоточные сенсоры		
ELITE	±0,35%	±1°C
F	±0,50%	
H	±0,50%	
T		
Сенсор общего применения		
R	±0,75%	±1°C

1) Погрешность измерений включает нестабильность, нелинейность и гистерезис.

2) Опорные условия для измерения стандартного объема: воздух при температуре 0°C и давлении 0,1013 МПа.

Основная относительная погрешность измерений массового расхода и плотности жидкостей и взвесей кориолисовыми расходомерами (базовая погрешность измерений).

Таблица №10

Сенсоры	1000	2000	3000
Базовое значение погрешности измерений^{1), 2)}			
Массовый расход, %	Плотность, кг/м³		
Высокоточные сенсоры			
ELITE			
±0,10 стандарт; ±0,05 опция с преобразователем 2400S	±0,5 стандарт; ±0,2 опция с преобразователем 2400S		
F			
±0,20 стандарт; ±0,15; ±0,10 опция	±2,0 стандарт ±1,0 опция		
H			
±0,15 стандарт; ±0,10 опция	±2,0 стандарт ±1,0 опция		
T			
±0,15	±2,0		
Сенсор общего применения			
R			
±0,50	Только расход		

¹⁾ Погрешность измерений включает нестабильность, нелинейность и гистерезис.

²⁾ Опорные условия для измерения расхода жидкости: вода при температуре от 20 до 25°C и давлении от 0,1 до 0,2 МПа.

ПОВЕРКА

Первичная поверка сенсоров Micro Motion производится за рубежом (при наличии опции GR в модели расходомера) и признается в РФ. Интервал между поверками - 4 года.

2.5.2.2 Влагомер сырой нефти ВСН-2

Назначение средства измерений

Влагомеры сырой нефти ВСН-2 предназначены для измерения объёмной доли воды (в %) в нефти, нефтепродуктах и других жидкостях органического происхождения после сепарации газа при транспортировке по технологическим трубопроводам.

Описание средства измерений

Принцип действия влагомеров основан на методе измерения полного комплексного сопротивления первичного преобразователя с протекающей через него водо-нефтяной смесью с последующим преобразованием измеренной величины в цифровой сигнал, далее - в числовое значение влагосодержания (% , об. доля), которое выводится на индикатор блока обработки и внешние устройства регистрации данных.

В модификациях влагомеров ВСН-2-КМ (комбинированный метод), кроме метода измерения полного комплексного сопротивления, дополнительно применяется метод поглощения водо-нефтяной смесью инфракрасного излучения (оптическое поглощение) с последующей совместной обработкой результатов двух методов измерения.

Влагомеры функционально состоят из первичного измерительного преобразователя, блока обработки и соединительного кабеля, обеспечивающего их связь.

Влагомеры выпускаются в модификациях и исполнениях, которые отличаются: исполнением первичного измерительного преобразователя по номинальному диаметру (50, 80, 100, 150, 200) и конфигурации (прямоточное, угловое, полнопоточное), диапазонами измерений влагосодержания в %, об. доля (0-10; 0-30; 0-60; 0-100), исполнением блока обработки (наличие клавиатуры и индикации), наличием в комплекте влагомера магнитоиндукционного датчика расходомера для возможности работы в составе автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ), примененными методами измерения.



Рисунок 10.



Рисунок 11.

Рис. 10 - Первичный измерительный преобразователь влагомеров ВСН-2-50-01

Рис. 11 - Исполнение блока обработки без клавиатуры и индикации

Программное обеспечение влагомера ВСН-2 является встроенным. Функции встроенного программного обеспечения ВСН-2: управление измерительными каналами, расчет мгновенного и среднего влагосодержания, ведение архивов данных и событий, формирование тока 4-20 мА, управление реле нетто, управление индикатором и клавиатурой, диагностика прибора. Идентификационные данные встроенного программного обеспечения влагомера ВСН-2 приведены в таблице №6.

Таблица №11

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ВСН-2	Ver40	4	0xC1ED	CRC16

Выходные сигналы:

унифицированный сигнал постоянного тока, мА	4-20
Электрические параметры искробезопасных цепей:	
- напряжение, не более, В	24,2
- ток, не более, мА	50
Рабочее давление в первичном преобразователе, МПа,	
- для прямоточных и угловых исполнений	4,0
- для полнопоточных исполнений6,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	
- первичный преобразователь	2
- блок обработки	25
Маркировка взрывозащиты:	
- первичный измерительный преобразователь	1Ex ib IIA T6
- блок обработки	[Ex ib] IIA
Средняя наработка на отказ, ч	15000
Средний срок службы, лет	6
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, оС	от минус 10 до плюс 40
- относительная влажность воздуха, %	...до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

2.5.2.3. Датчик давления

Метран – 150TG3. Датчики давления серии Метран-150 предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных измеряемых величин:

- избыточного давления;

- абсолютного давления;
- разности давлений;
- давления-разрежения;
- гидростатического давления (уровня).

Управление параметрами датчика:

- с помощью HART-коммуникатора;
- удаленно с помощью программы HART-Master, HART-модема и компьютера или программных средств АСУТП.

Улучшенный дизайн и компактная конструкция. Поворотный электронный блок и ЖКИ. Высокая перегрузочная способность. Защита от переходных процессов. Внешняя кнопка установки "нуля" и диапазона. Непрерывная самодиагностика.

- Измеряемые среды: жидкости, в т.ч. нефтепродукты; пар, газ, газовые смеси
- Диапазоны измеряемых давлений:
- минимальный 0-0,025 кПа;
- максимальный 0-68 МПа
- Выходные сигналы:
- 4-20 мА с HART-протоколом;
- 0-5 мА
- Основная приведенная погрешность до $\pm 0,075\%$; опция до $\pm 0,2\%$
- Диапазон температур окружающей среды от -40 до 85°C ; от -55 до 85°C (опция)
- Перенастройка диапазонов измерений до 100:1
- Сборка с разделительными мембранами 1199
- Высокая стабильность характеристик
- Взрывозащищенное исполнение вида «искробезопасная цепь и взрывонепроницаемая оболочка»
- Гарантийный срок эксплуатации – 3 года
- Межповерочный интервал – 5 года

Монтаж датчика производится совместно в вентильный блок с внутренней резьбой присоединения к процессу 1/2-14 NPT.



Рисунок 12. Внешний вид Метран - 150 TG

2.5.2.4. Датчик температуры

ТСМУ Метран-274-Ех.

Выходной сигнал 4-20мА

Первичные преобразователи:

- ТС(100М, 50М) с возможностью измерения температуры до 180°С;
- ТС(Pt100) с возможностью измерения температуры до 500°С;
- ТХА(К) с возможностью измерения температуры до 1000°С

Жаропрочные и коррозионностойкие защитные арматуры

Взрывозащищенные исполнения Exd или Exi

Термопреобразователи ТХАУ Метран-271-Ех, ТСМУ Метран-274-Ех, ТСПУ Метран-276-Ех могут применяться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом категорий IIА, IIВ и IIС, групп Т1-Т6 по ГОСТ Р 51330.11-99.

Предназначены для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры

является коррозионностойким. Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения АСУТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей.

Степень защиты термопреобразователя от воздействия пыли и воды IP65 по ГОСТ 14254.

Виброустойчивость - группа исполнения V1 по ГОСТ 12997.

Маркировка взрывозащиты

- ExiaIICT5, ExiaIICT6 с видом взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" - "ia";
- 1ExdIICT5, 1ExdIICT6 с видом взрывозащиты "взрывонепроницаемая оболочка d".

Напряжение питания

от 18 до 42 В постоянного тока - для термопреобразователей с выходным сигналом 4-20 мА;

- 36 В постоянного тока - для термопреобразователей с выходным сигналом 0-5 мА. Допускаемое отклонение напряжения питания - не более $\pm 2\%$;

- от искробезопасных цепей блоков питания (барьеров), имеющих вид взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" уровня "ia" для взрывоопасных смесей группы IIС по ГОСТ 12.1.011 с напряжением холостого хода $U_{хх} \leq 24$ В, током короткого замыкания $I_{кз} \leq 120$ мА - для термопреобразователей исполнения "Exia".

Потребляемая мощность

- не более 0,9 Вт - для термопреобразователей обыкновенного исполнения;

- не более 0,5 Вт - для термопреобразователей взрывозащищенного исполнения.

Средний срок службы:

- Метран-274 - не менее 8 лет.

Технологическая наработка:

- 8 ч. (серийное производство);

- 48 ч. (экспортное исполнение);

- 360 ч. (по спецзаказу - оговаривается при заказе дополнительно).

Гарантийный срок эксплуатации: 18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию.

Межповерочный интервал: 4 года.

Монтаж датчика производится в термокарман с наружной резьбой присоединения к процессу M20x1,5.



Рисунок 13. Внешний вид ТСМУ Метран 274 Ex

2.5.2.5 Датчик уровня

Для измерения уровня будем использовать Инклинометр STS-107-1, прикрепленный к рычагу поплавка.



Рисунок 14.

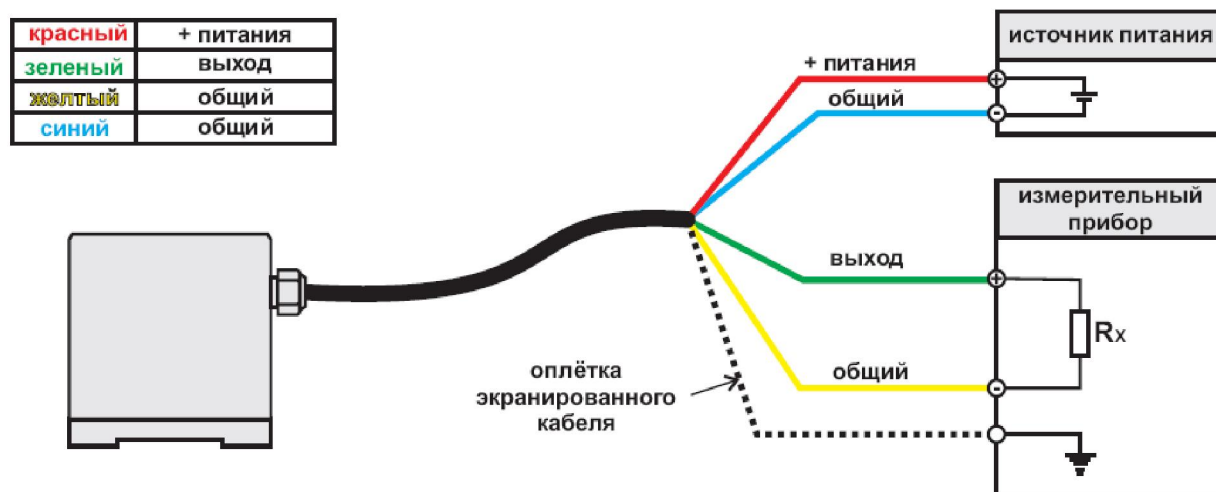
- Измерение наклона статических объектов, контроль псевдостатических объектов, нивелирование платформ;
- Одна ось измерения;
- Чувствительный элемент жидкостного типа;
- Линейная зависимость выходного сигнала от угла наклона;
- Нормированный выход по току или по напряжению;
- Встроенный активный аналоговый фильтр 6 порядка;
- Высокая разрешающая способность и стабильность параметров.

Технические параметры

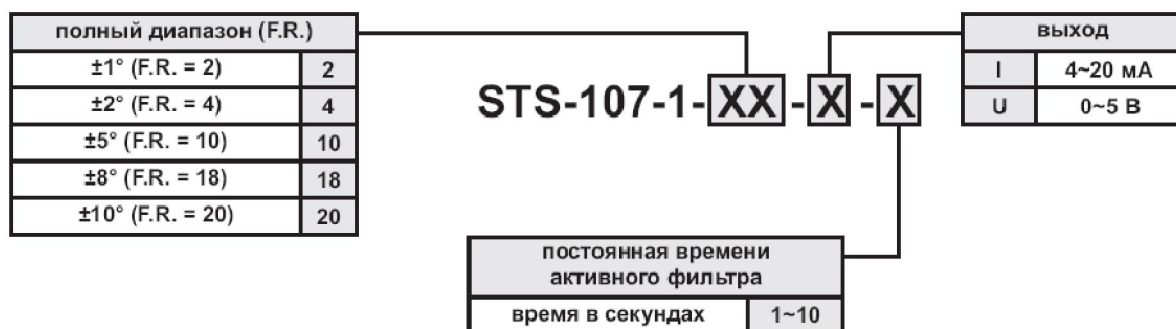
Таблица №13

Диапазоны измерения	$\pm 1^\circ$	$\pm 2^\circ$	$\pm 5^\circ$	$\pm 8^\circ$	$\pm 10^\circ$
Нелинейность (при 25°C)	< 0,01°	< 0,02°	< 0,03°	< 0,1°	< 0,3°
Разрешающая способность	0,0005°	0,001°	0,002°	0,003°	0,005°
Гистерезис	0,0005°	0,001°	0,002°	0,003°	0,005°
Время успокоения	стандартно около 2 сек. (на заказ от 1 до 10 сек.)				
Зависимость от температуры	< 400 ppm/°C	< 300 ppm/°C	< 200 ppm/°C		
Зависимость от наклона в перпендикулярной оси	< 1%				
Допустимое сопротивление нагрузки	> 100 кОм (для выхода по напряжению) / < 200 Ом (для выхода по току)				
Отклонение физического нуля базы датчика *	до 0,1°		до 0,2°		
Темпер. окружающей среды	-40~80°C				
Темпер. хранения	-50~85°C				
Защита корпуса	IP66				
Напряжение питания	8~28 В (стаб.)				
Потребление	до 10 мА (вариант с выходом по напряжению) до 35 мА (вариант с выходом по току)				
Вес (без кабеля)	около 200 гр				

Схема подключения



Код заказа



Примечание: под постоянной времени активного фильтра в данном случае подразумевается время, в течении которого значение тока или напряжения на выходе датчика достигнет 75% от номинальной точности данного диапазона

2.5.2.6 Газосигнализатор ГСМ-05

Газосигнализатор ГСМ-05 представленный на рисунке 16 предназначен для непрерывного контроля дозврывоопасных концентраций горючих газов, паров легковоспламеняющихся жидкостей и их смесей категории ПА, ПВ, ПС групп Т1, Т2, Т3, Т4 во взрывоопасных зонах помещений всех классов и наружных установках, и открытых пространствах термохимическим и полупроводниковым способом в диапазоне температур контролируемой среды от -60 °С до +50 °С.



Рисунок 16 - Газосигнализатор ГСМ-05

Газосигнализатор ГСМ-05 является автоматическим прибором, состоящим из блока сигнализатора и блока детекторного.

Газосигнализатор обеспечивает формирование аналогового сигнала (4 - 20) мА, пропорционально значению газовой концентрации в (%).

Управляющие цепи обеспечивают блокировку питания оборудования при отключенном сигнализаторе или функцию выдачи сигнала во внешнюю цепь о состоянии сигнализатора, а также включение аварийной вентиляции при достижении сигнальных концентраций («Порог 1», «Порог 2»).

Газосигнализатор ГСМ обеспечивает выход на АСУ ТП состояний сигнализации «Порог 1», «Порог 2», диагностической информации. Газосигнализатор обеспечивает световую сигнализацию о достижении предельных концентраций и цифровую индикацию значения концентрации и порогов 1, 2. Газосигнализатор обеспечивает самодиагностику измерительных каналов, сохранность калибровочных данных.

2.6. Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта».

В качестве канала измерения выберем канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения не более 1 %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)},$$

где $\delta = 1\%$ – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая десятиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,02 \text{ \%}.$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15 \text{ \%}.$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температуры измеряемой среды;
- электропроводностью измеряемой среды.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная температурой измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08 \text{ \%}.$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,0225 + 0,0004 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,9.$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного расходомера не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

2.7. Выбор исполнительных механизмов

2.7.1. Гидропривод

Привод гидравлический ГП-1М Ха 5.882.008М предназначен для создания гидравлического давления в силовом гидравлическом цилиндре переключателя скважин многоходового (ПСМ).



Рисунок 17. Внешний вид ГП - 1.М

Составные части привода:

- Привод гидравлический ГП-1М Ха5.882.008М (с двигателем);
- Привод гидравлический ГП-1М (без эл.двигателя);
- Насос ГП-1М 08.00.00;
- Манжета ГП 06.00.00;
- Шестерня ведущая ГП 08.0003;
- Шестерня ведомая ГП 08.0004;
- Фильтр на ГП-1М;
- Привод гидравлический ГП-3М;
- Комплект РТИ для ГП-1М.

Таблица №14. Технические характеристики привода ГП-1М

Давление, создаваемое насосом, МПа	От 1,6 до 4,0
Тип двигателя	Асинхронный, трехфазный В63В4, 0,37
Режим работы гидропривода	Повторно-кратковременный

Марка масла	АМГ-10 ГОСТ 6794-75 ВМГЗ ТУ 38-101479
Объем заливаемого масла, л	До 4,7
Параметры электрического питания:	
род тока	Переменный
напряжение, В	380
допустимое отклонение напряжения, %	От -15 до +10
Частота, Гц	50±1
Габаритные размеры, мм	Не более 280x506
Масса, кг	Не более 37,6

2.7.2. Кран шаровой с электроприводом

Кран шаровой с электроприводом КШ Э1.00.00.000 предназначен для перекрытия потоков рабочей среды в автоматизированных измерительных установках «АГЗУ-Массомер» на объектах нефтегазодобывающей промышленности и может эксплуатироваться во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ и другими нормативно-техническими документами, определяющими применимость электрооборудования во взрывоопасных средах с категорией взрывоопасности ПВТЗ. Кран предназначен для эксплуатации в условиях, нормированных для климатического исполнения У1 по ГОСТ 15150 (показан на рисунке 18).

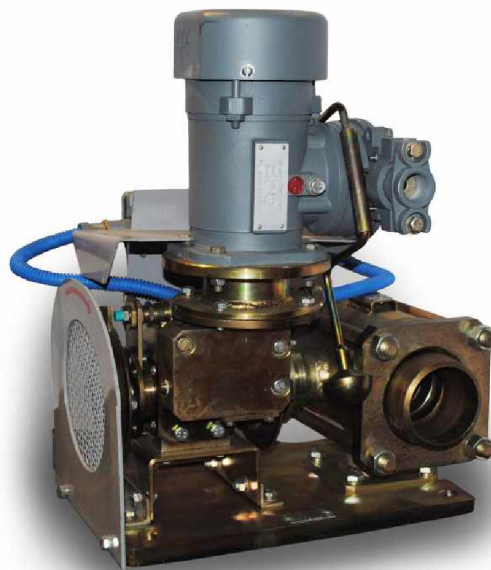


Рисунок 18. Кран шаровой с электроприводом КШ Э1.00.00.000

Таблица №15 Технические характеристики

Характеристики рабочей среды:	
продукция скважин	газожидкостная смесь (нефть, пластовая вода, газ)
содержание парафина, объемное, %, не более	7
содержание серы по весу, %, не более	2
содержание механических примесей, мг/л, не более	3000
температура рабочей среды, °С	от плюс 5 до плюс 70
Основные технические данные:	
диаметр условного прохода, мм	
для крана КШ Э 1.00.00.000	50
для крана КШ Э 1.00.00.000-01	80
рабочее давление, МПа, не более	4,0
тип крана	шаровой проходной
диапазон температур окружающей среды, °С	от минус 45 до плюс 40
габаритные размеры, мм, не более	525x350x500
гарантийная наработка циклов, не менее	3000
полный срок службы, лет, не менее	10
масса, кг, не более	68
герметичность соединений деталей и узлов, работающих под давлением	не ниже класса А по ГОСТ 9544
рекомендуемое установочное положение	горизонтальное
Параметры привода:	
уровень взрывозащиты электродвигателя	не ниже IExdIIВТ4 по ГОСТ Р 51330.0
род тока	переменный трехфазный
напряжение, В	380±10%
Мощность двигателя, кВт, не более	0,37±10%
скорость вращения двигателя, об/мин	1350±10%
Параметры датчиков индуктивных:	
уровень взрывозащиты	особо взрывобезопасной серии NAMUR
тип контакта	бесконтактный
коммутируемое напряжение, В, не более	30
коммутируемый ток, м А, не более	25

коммутируемая мощность, Вт, не более	4,0
--------------------------------------	-----

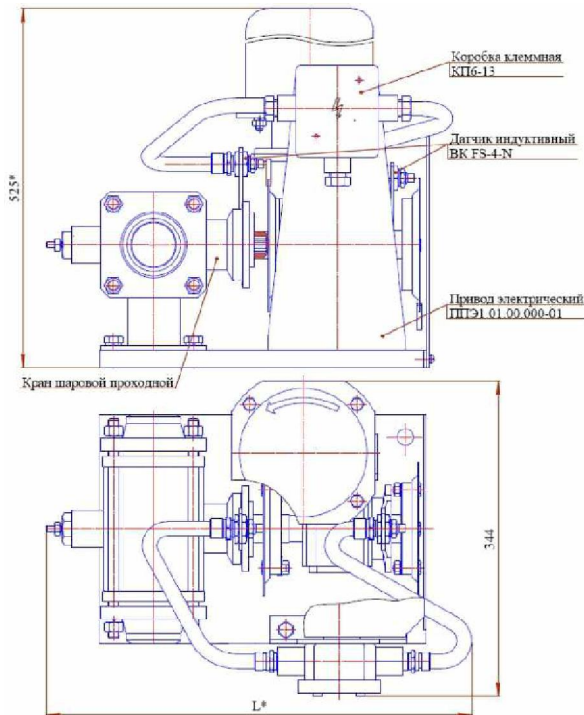


Рисунок 19

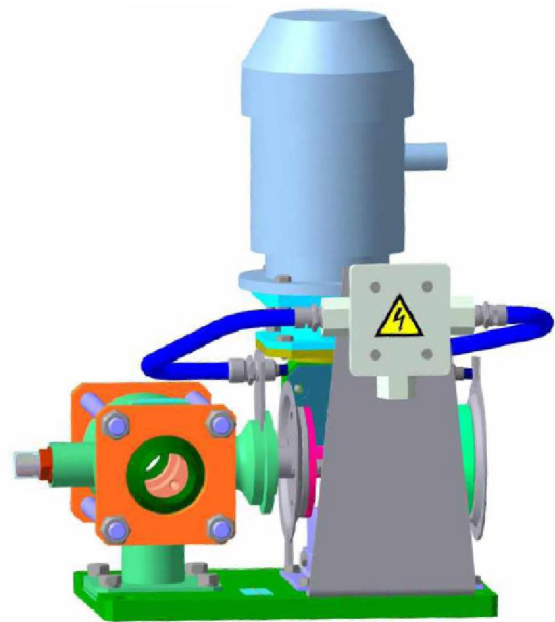


Рисунок 20

2.8. Разработка схемы внешних соединений

Схема внешней проводки приведена в Приложении В.

Первичные и внешние приборы включают в себя интеллектуальный датчик давления Метран - 150, термопреобразователь ТСМУ -274 и датчик наклона инклинометр STS-107-1 с унифицированным выходным токовым сигналом 4...20 мА и расходомеры жидкости и газа кариолисовые массомеры Micro Motion с отдельным питанием 24В и выходным сигналом по Modbus RTU.

Для передачи сигналов от аналоговых и дискретных датчиков на щит КИПиА к ПЛК используются четыре кабеля марки КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается по полкам в металлическом коробе 200*100 мм.

Для передачи сигналов от расходомеров на щит КИПиА к ПЛК используются один кабель марки КИПЭВ. Кабель симметричен для систем распределённого сбора данных, использующих промышленный интерфейс RS-485 по стандартам ИСО/МЭК 8482, TIA/EIA-485- А. Кабель марки КИПЭВ эксплуатируется на открытом воздухе, в кабельных канализациях, коллекторах, частично затапливаемых помещениях. Пары с многопроволочными медными лужёными жилами диаметром до 1 мм с изоляцией из сплошного полиэтилена, в общем экране из алюмолавсановой ленты с дренажным проводником и оплёткой из медных лужёных проволок плотностью 88- 92%. Пары имеют цветовую кодировку изоляции. Оболочка из поливинилхлоридного пластика для кабеля марки КИПЭВ или светостабилизированного полиэтилена для КИПЭВ.

Для подачи питания на электропривода используется кабель ВВГ 10*2,5 - это популярный тип кабеля, предназначенного для передачи и распределения электроэнергии. Напряжение с которым он может работать 220В/380В или 660В/1000В при номинальной частоте равной 50 Гц.

Кабель ВВГ применяется для прокладки:

- в воздухе при отсутствии опасности механических повреждений в ходе эксплуатации;
- для прокладки в сухих или сырых помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях, частично затапливаемых сооружениях при наличии среды со слабой, средней и высокой коррозионной активностью;
- для прокладки на специальных кабельных эстакадах, по мостам и в блоках;
- для прокладки в пожароопасных помещениях;
- для прокладки во взрывоопасных зонах класса В-Іб, В-Іг, В-ІІ, В-ІІа;
- кабели с медными жилами применяются для прокладки групповых осветительных сетей во взрывоопасных зонах класса В-Іа.

Кабели предназначены для вертикальных, наклонных и горизонтальных трасс. Небронированные кабели могут использоваться в местах подверженных вибрации. Кабели не распространяют горение при одиночной прокладке. Допустимый нагрев токопроводящих жил в аварийном режиме не должен превышать +80°С и продолжительность работы в аварийном режиме не должна быть более 8 часов в сутки, но не более 1000 часов за срок службы.

Срок службы кабеля ВВГ - 30 лет.

2.9. Выбор алгоритмов управления АС ГЗУ

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),

- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данном курсовом проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова технологического оборудования,
- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

Для представления алгоритма пуска/останова и сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002.

2.9.1. Алгоритм сбора данных измерений

В качестве каналов измерения выберем каналы измерения давления, температуры, уровня и расхода жидкости. Алгоритм сбора данных с аналоговых и цифровых датчиков представлен в альбоме схем в приложении Ж.

2.9.2. Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Структурная схема автоматического регулирования уровня приведена на рис.20. Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, ПЛК с ПИД-регулятором, регулирующий орган, объект управления.

Объектом управления является сепаратор. С панели оператора задаются уставки уровня, которые необходимо поддерживать в сепараторе. Далее это уровень приводится к унифицированному токовому сигналу 4-20 мА и подается на ПЛК. В ПЛК происходит обработка и формирование значений, и формируется выходной дискретный сигнал. Этот сигнал подается на реле, на выходе которого имеет напряжение питания электропривода задвижки. Задвижка с электроприводом преобразует электрическую энергию в поступательное движение штока задвижки, в результате чего происходит изменение уровня в сепараторе.

В качестве регулируемого параметра технологического процесса выступает уровень жидкости. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования.

Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор - устройство в цепи обратной связи, используемое в системах автоматического управления для формирования управляющего сигнала. ПИД-регулятор формирует управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально входному сигналу, второе - интеграл входного сигнала, третье - производная входного сигнала.

В общем виде математическое описание процесса регулирования можно представить в виде следующей структурной схемы

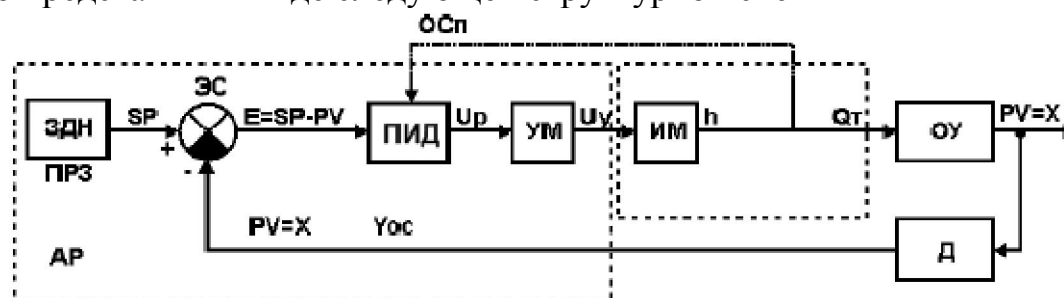


Рисунок 21. Структурная схема одноконтурной САР промышленным объектом управления

На схеме:

ПИД - Пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор;

УМ – усилитель мощности;

ИМ – исполнительный механизм;

Д – датчик;

ЗДН – задатчик;

ПРЗ – программный задатчик;

ЭС - элемент сравнения;

АР – автоматический регулятор

ОУ – объект управления.

Обозначение переменных:

SP- задающий сигнал,

E - ошибка регулирования,

Ur- выходной сигнал регулятора,

Uy - управляющее напряжение,

h – перемещение регулирующего органа,

Qt- расход вещества или энергии,

PV=X - регулируемый параметр,

Yoc - сигнал обратной связи (выходной ток преобразователя).

В процессе управления объектом необходимо поддерживать заданный уровень в сепараторе, поэтому в качестве передаточной функции задания выступает ступенчатое воздействие.

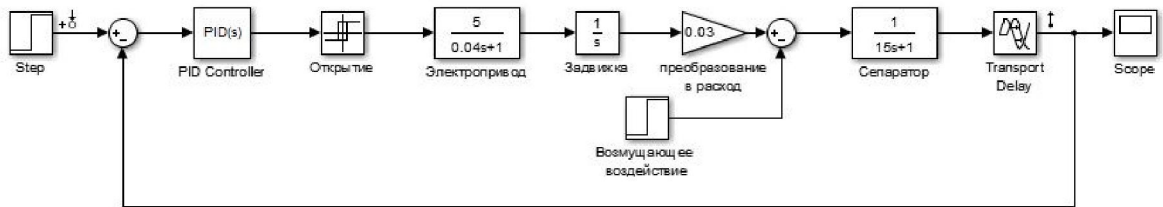


Рисунок 22

ПИД-регулятор возьмем готовый из библиотеки компонентов MATLAB: Simulink. Блок *Step1* имитирует возмущающее воздействие. Использование ПЛК позволяет на месте вводить поправочные коэффициенты, поэтому оставим единичную обратную связь. Воспользуемся функцией автонастройки ПИД регулятора. Перейдем в окно подстройки ПИД регулятора. Передвигая ползунок, задающий время ПП (переходный процесс), добиваемся требуемого результата.

Параметры переходного процесса представлены на следующем рисунке:

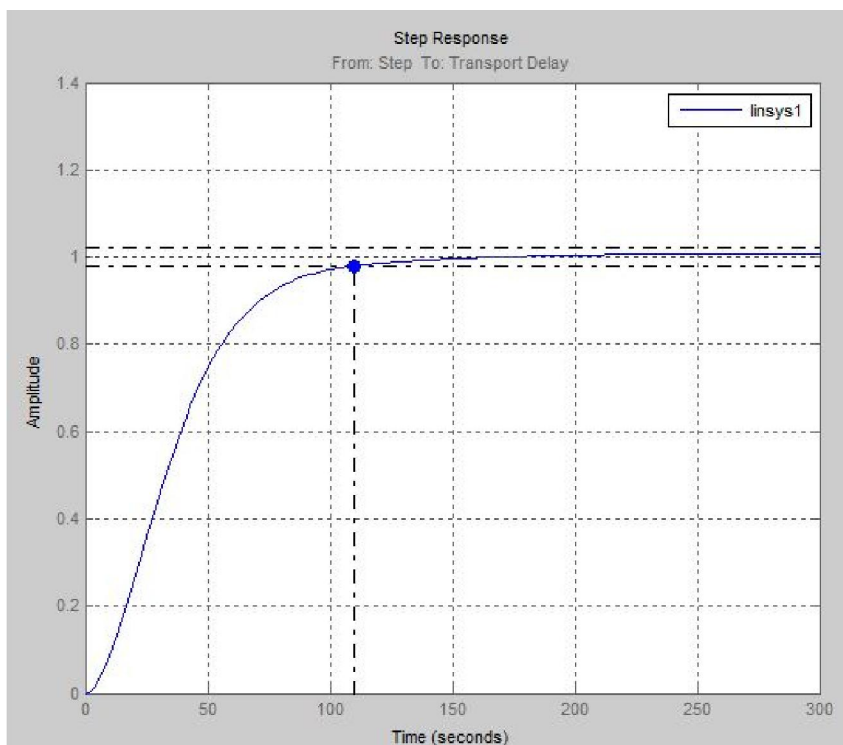


Рисунок 23

2.9.3 Выбор программного обеспечения для программируемых логических контроллеров

Пакет ClearSCADA

ClearSCADA – один из лучших представителей программных пакетов топ-уровня для построения промышленных систем контроля и управления технологическим процессом. ClearSCADA имеет мощную объектную базу данных реального времени с функциональными возможностями контроля, конфигурирования и архивирования данных. Это программное обеспечение может применяться во многих отраслях промышленности и является одним из самых многофункциональных программных продуктов на рынке на сегодняшний день. Отличительной чертой программного обеспечения является простота и эффективность использования как на стадии проектирования, так и в процессе всего срока эксплуатации объекта. ClearSCADA является открытой платформой и построена на архитектуре клиент/сервер. В пакете используются промышленные стандарты: OPC, OLE, ODBC, HTTP/XML и открытые протоколы связи: Modbus RTU/ASCII, DNP3 и DF1. По мере расширения производства растут и приложения для SCADA-систем - структура легко масштабируемой базы данных гарантирует возможность такого изменения. Объекты, группы и даже целые участки контроля могут быть легко и быстро скопированы. Добавление нового клиента (рабочего места) к серверу осуществляется путем простого запроса разрешения на подключение. Важным критерием при выборе системы управления является надежность данных, которая обеспечивается резервированием серверов, клиентов, типом LAN/WAN-соединений и других средств связи. Все данные от RTU/PLC - значения, контроль достоверности, метка времени - должны быть сохранены в базу данных и доступны пользователям посредством клиентских приложений. ClearSCADA в полной мере обеспечивает все эти функции. Дополнительно в ClearSCADA решена проблема потери данных при обрывах сетевых соединений: при последующем восстановлении связи данные в фоновом режиме считываются из буферной памяти RTU/PLC и записываются в базу данных.

Широкие возможности клиента. В ClearSCADA возможна работа с двумя типами клиентов: ViewX и WebX. Полнофункциональный клиент ViewX выполняет основную часть работы в системе. Он обеспечивает пользователю удобный интерфейс для контроля процесса с функциями отображения данных на экране, сигнализации и записи в журнал событий. Для администратора ViewX предоставляет документы, отчеты, тренды, базы данных, OPC-навигацию. Для инженеров и системных интеграторов предусмотрена интегрированная среда разработки (IDE), позволяющая проводить отладку системы на работающем оборудовании. Для возможности контроля и управления SCADA-системой посредством web-технологий предусмотрен клиент WebX, работа с которым осуществляется через стандартный браузер. Все функциональные возможности, включая простой

доступ к изменению базы данных, отображение процесса на экране, контроль и управление, обеспечиваются через безопасное SSL-соединение с использованием логинов и паролей. Интеграция с аппаратными средствами. Особенность, которая делает ClearSCADA предпочтительнее других систем, - это глубина интеграции программного обеспечения с аппаратными средствами Control Microsystems и других фирм-изготовителей. Через ClearSCADA может осуществляться удаленное управление контроллерами без использования дополнительного программного обеспечения. Конфигурации могут быть записаны в файлы и многократно использованы для настройки контроллеров, экономя при этом время и аппаратные ресурсы. Интеграция аппаратных средств включает следующие возможности:

- создание и сохранение в базе данных конфигурации контроллеров;
- разгрузка/выгрузка конфигурации и управляющих программ;
- автоматическое обновление настроечных данных системы;
- поддержка расширений Modbus (Telebus) для SCADAPack;
- сохранение DLOG-данных и систематизация в исторической базе данных;

- синхронизация системного времени;
- удаленная диагностика;
- удаленная перезагрузка контроллеров.

Разработка приложений для ускорения разработки приложения и ввода его в действие ClearSCADA имеет инструмент, названный Интегрированной Средой Разработки (IDE), который позволяет проводить изменения в проекте, в том числе, и уже на работающем оборудовании в режиме online. Это эффективный инструмент групповой разработки проекта. Распределяя ресурсы между разработчиками, можно значительно ускорить скорость создания проекта. Разрешения на редактирование и внесение изменений определяются на уровне объектов. Для построения архитектуры объекта на нижнем уровне в ClearSCADA используются шаблоны различных технологических аппаратов (насос, емкость, дозатор и т.п.), элементов, средств связи и сигнализации.

Элементы верхнего уровня могут быть представлены уже готовыми подсистемами, такими как:

- кусты скважин,
- насосные станции,
- резервуарные парки,
- технологические установки,
- лифтовое хозяйство,
- электрические подстанции.

Библиотеки промышленных элементов могут быть легко построены, изменены и многократно перекопированы.

Безопасность. К современным SCADA-системам предъявляются высокие требования по обеспечению надежности и безопасности, поскольку вмешательство в систему посторонних лиц может привести к серьезной аварии. Для этого в ClearSCADA предусмотрена система доступа с

использованием паролей и прав пользователей. К примеру, инженеры могут иметь полные права пользователя, а обслуживающий персонал - лишь частичный доступ. Степень безопасности объекта определяется уровнями доступа к нему. Пользователям назначаются уровни доступа с индивидуальными паролями, определяющие перечень разрешенных действий и доступных данных. Уровни безопасности организовываются как индивидуально, так и для групп пользователей.

В ClearSCADA используется система шифрования паролей. Все атрибуты конкретного объекта сохраняются в шаблоне и могут быть скопированы. Уровень безопасности может быть также унаследован через базу данных иерархической структуры. Чтобы отслеживать действия пользователей в системе, в ClearSCADA предусмотрен журнал записи действий пользователей. Каждый отчет журнала содержит информацию о категории клиента, его адрес, имя клиента, комментарий, время записи, порядковый номер, достоверность данных, источник, дополнительные пользовательские данные для полного контроля и аудита. ClearSCADA обеспечивает безопасность по всем интерфейсам: ViewX, WebX, OLE, ODBC и сторонним OPC-подключениям. Для работы в сети Интернет применяется протокол защищенных сокетов (SSL) и личные пароли.

2.10. Экранные формы АС ГЗУ

Экранные формы приведены в Приложениях Д и Е.

Основные возможности SCADA-систем:

- сбор первичной информации от устройств нижнего уровня;
- архивирование и хранение информации для последующей обработки (создание архивов событий, аварийной сигнализации, изменения технологических параметров во времени, полное или частичное сохранение параметров через определенные промежутки времени);
- визуализация процессов;
- реализация алгоритмов управления, математических и логических вычислений (имеются встроенные языки программирования типа VBasic, Pascal, C и др.), передача управляющих воздействий на объект;
- документирование, как технологического процесса, так и процесса управления (создание отчетов), выдача на печать графиков, таблиц, результатов вычислений и др.;
- сетевые функции (LAN, SQL);
- защита от несанкционированного доступа в систему;
- обмен информацией с другими программами (например, Outlook, Word и др. через DDE, OLE и т.д.).

Аппаратная открытость устройств SCADA это поддержка или возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC технологии.

Для подсоединения драйверов ввода-вывода к SCADA используется стандартный динамический обмен данными OLE (Object Linking and Embedding), включение и встраивание объектов.

Управление в АС в АГЗУ реализовано с использованием SCADA-системы ClearSCADA. Эта SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система ClearSCADA обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

Заключение

Целью данной выпускной квалификационной работы было создание системы автоматизированного управления групповой замерной установки. В результате работы был создан один из возможных вариантов концептуального проекта автоматизированной системы управления ГЗУ. Данная система была спроектирована на базе полевых устройств отечественных производителей и промышленных контроллеров SCADA Rack32 и программного SCADA-пакета ClearSCADA. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации системы управления ГЗУ, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. В данной выпускной квалификационной работе была разработана схема внешних проводов, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. В заключительной части выпускной квалификационной работы были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы системы управления ГЗУ для отображения общей информации.

Таким образом, спроектированная АСУ ГЗУ не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную АСУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями.