

Введение

Тема выпускной квалификационной работы – «Модернизация АС управления добычей газоконденсата», в ходе которой будет рассмотрена модернизация АС добычи газоконденсата из скважины № 7 расположенной на Юрубчено-Тахомовском месторождении. АСУ ТП добывающей скважины в настоящее время оборудована устаревшими средствами контроля и требует переоснащения. В проекте предусматривается решение вопросов автоматизации технологического процесса в объеме основных положений по обустройству скважин при наличии промышленного производства соответствующих контрольно – измерительных приборов и средств автоматизации.

Данная работа актуальна, так как добыча газоконденсата является важным, и более того, необходимым этапом перед переработкой и поставкой газа как готового продукта. К сожалению, в современных давление в скважине падает с течением времени разработки и постепенно становится невозможной при применении фонтанного способа добычи. Актуальность выбора темы диктуется перманентно повышающимся уровнем автоматизации на крупных современных промышленных предприятиях, воспроизводящих многоуровневые технологические процессы. Поэтому все большее значение приобретает качественная добыча газоконденсата.

В настоящей выпускной квалификационной работе решается задача автоматизации технологического процесса блока стабилизации установки комплексной подготовки нефти.

1. Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Главными целями создания АСУ ТП являются:

- обеспечения надежной и безаварийной работы скважинного и наземного оборудования, оборудования трубопроводов;
- обеспечения выполнения плановых заданий по объему добычи и сбора газа с наименьшим количеством необходимого оперативного и обслуживающего персонала, за счет осуществления диспетчерского контроля и управления удаленными объектами;
- сокращение эксплуатационных расходов, снижение потерь непроизводственных материально-технических и топливно-энергетических ресурсов,;
- повышение оперативности сбора, обработки и представления достоверной и своевременной информации оперативному и диспетчерскому персоналу промысла и руководству для контроля и принятия решений;
- оперативное выявление предаварийных и аварийных ситуаций, автоматического и автоматизированного выполнения алгоритмов противоаварийной защиты;
- предупреждение порчи, хищения, несанкционированного доступа к технологическим объектам путем информационной сигнализации;
- противоаварийная защита технологического оборудования, контроль загазованности и пожара, и, как следствие, повышения уровня экологической и пожарной безопасности производства;
- повышение качественного уровня условий эксплуатации технологических объектов.

АСУ ТП реализуют следующие задачи:

- выполнение функций контроля диспетчерами фактических параметров работы на соответствие нормативно-технологическим параметрам;
- телеуправление кустовых площадок технологических блоков площадных объектов, объектами газосборных сетей;
- автоматическая защита оборудования с закрытием задвижек и остановкой насосных агрегатов каждого объекта автоматизации в заданной последовательности при авариях;
- сбор информации о возникновении аварийных ситуаций;
- сбор информации о техническом состоянии оборудования;
- сбор информации с систем погружной телеметрии;
- сбор информации, необходимой для оптимизации режимов работы по выбранным критериям;
- генерация отчетов, сводок по дебетам скважин, расчет балансов;
- оптимизация работы скважин, оптимальное управление замерами.

1.2 Назначение и состав

Скважина Юр-7 предназначена для добычи газоконденсата.

В проекте предусматривается оснащение средствами контроля и измерения скважины Юр-7, в составе которой:

- добывающая скважина;
- блок автоматики (существующий);
- линейный трубопровод от добывающей скважины до блока технологического измерительной установки на кустовой площадке № 14.

Автоматизация линейного трубопровода предусматривает местное измерение давления в точке подключения трубопровода от скважины Юр-7 к измерительной установке кустовой площадки №14, а также контроль

состояния, местное и дистанционное (ручное с АРМ оператора и автоматическое (АСУ ТП)) управление электроприводными задвижками 13э и 14э.

1.3 Требования к автоматике скважины

Система автоматики скважины должна обеспечивать следующее:

Автоматизация добывающей скважины предусматривается в следующем объеме:

Местное и дистанционное измерение:

- температуры на выкидной линии;
- линейного давления жидкости;
- буферного давления жидкости;
- затрубного давления жидкости;
- уровня в затрубном пространстве скважины;
- загазованности на площадке скважины;

Местная и удаленная сигнализация

- наибольшего и наименьшего допустимых значений буферного давления жидкости;
- наибольшего и наименьшего допустимых значений линейного давления жидкости;
- наибольшего и наименьшего допустимых значений затрубного давления жидкости;
- наибольшего допустимого значения загазованности на площадке скважины
- наименьшего допустимого значения уровня в затрубном пространстве скважины;

Управление:

- давлением на буфере.

Фиксация

- минимального значения загазованности на площадке скважины

Корректировка:

- давления в линии

Использование интеллектуальных датчиков для параметров:

- загазованность площадки скважины
- давление в линии

1.4 Требования к техническому обеспечению

Датчики, исполнительные механизмы и прочее, монтируемое на незащищенных площадках, должно быть устойчивым к воздействию следующих условий:

- температур от -50 °С до +50 °С;
- при температуре 35 °С влажности не менее 80 %.

Программно-технический комплекс АС должен допускать возможность модернизации, перестройки и усовершенствования системы.

Используемые в системе датчики должны отвечать условиям взрыво- и искробезопасности. Чувствительные элементы датчиков, контактирующие с агрессивными средами, должны быть выполнены из устойчивых к коррозии и агрессивным средам материалов.

Степень защиты технических средств от пыли и влаги должна быть не менее IP65.

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения должны соответствовать параметрам:

- 1) время наработки на отказ не менее 50 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 5 лет.

Контроллеры должны быть устроены так, чтобы их архитектура позволяла компоновать блоки по своему усмотрению, при выходе из строя одного из блоков, заменить только его, а не весь контроллер. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Основная относительная погрешность расходомера при измерении должна составлять не более 1%.

Основная относительная погрешность при измерении датчиков давления, температуры, сигнализаторов должна составлять не более 0,2%.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- общее (базовое) прикладное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное программное обеспечение должно обеспечивать выполнение нестандартных функций должного уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

1.7 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение Системы должно обеспечивать реализацию перечисленных в данном ТЗ функций, а также выполнение операций конфигурирования, программирования, управления базами данных и документирования.

Прикладное программное обеспечение АСУТП должно обеспечить реализацию требуемых алгоритмов контроля, регулирования и защиты, отображения информации, сигнализации и архивирования данных.

Алгоритмы управления должны иметь возможность переконфигурирования, и реализовываться через библиотечные блочные структуры.

1.8 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

- способы упорядочивания данных, их состав и структура в АС;
- протокол информационного обмена между основными компонентами АС;
- структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;
- информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

- стандартизированная единая система электронной документации;
- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных. [1]

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

В состав технологических сооружений фонтанной скважины входят:

- 1) крестовина с двумя боковыми отводами;
- 2) переходная катушка для подвески НКТ;
- 3) задвижка или кран;
- 4) штуцерная колодка;
- 5) крестовина;
- 6) фланец

Общая технологическая схема фонтанной скважины показана на рисунке 1.

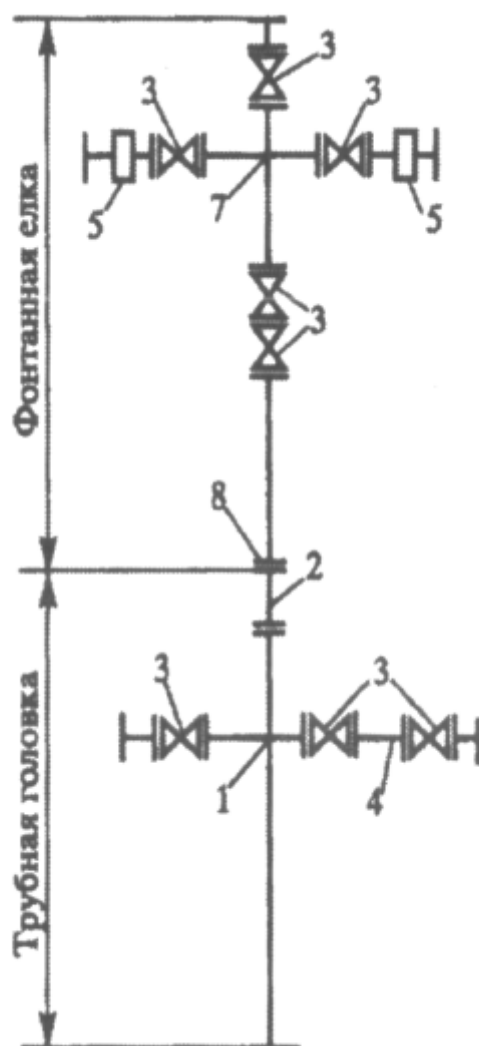


Рис. 1 Технологическая схема фонтанной скважины

1- крестовина с двумя боковыми отводами; 2 -переходная катушка для подвески НКТ; 3 - задвижка или кран; 5 - штуцерная колодка; 7 - крестовина; 8 – фланец

ФОНТАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ— способ добычи нефтепродуктов, при котором подъем продукта на поверхность идет за счет внутренней энергии пласта. Подразделяется на естественное (за счёт природной энергии пласта) и искусственное (при поддержании пластового давления путём закачки в пласт воды) фонтанирование.

Скважина, эксплуатирующаяся таким способом, называется фонтанной и оборудуется лифтовой колонной труб и фонтанной арматурой, а также в некоторых случаях пакерами и автоматическими или управляемыми клапанами-отсекателями для предотвращения аварийного фонтанирования. Лифтовая колонна может быть оснащена пусковыми муфтами с отверстиями для аэрирования столба жидкости, а также клапанами для освоения скважины, ввода химических реагентов, циркуляции жидкости и др. оборудованием. Освоение скважин при фонтанной добыче нефти производится путём снижения давления столба жидкости в стволе скважины за счёт уменьшения её уровня или плотности.

Различаются фонтанные скважины с устойчивым постоянным дебитом (свыше 30-50 т/сутки), эксплуатирующиеся постоянно с пульсирующей подачей продукции, и работающие периодически с фазами накопления и подачи продукции. Продукция фонтанной скважины по выкидной линии направляется в ёмкости (газовые сепараторы, трапы), где происходит отделение газа от нефти. В зависимости от условий разработки, характеристики продуктивного пласта и других факторов геологического, технического и экономического характера, фонтанная добыча нефти может вестись на протяжении всего периода эксплуатации данного месторождения или только его части с последующей заменой её на механизированный способ добычи.

2.2 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является фонтанная скважина для которой разработаем схему управления:

Система управления обеспечивает:

- выполнение функций контроля диспетчерами фактических параметров работы на соответствие нормативно-технологическим параметрам;
- телеуправление кустовых площадок технологических блоков площадных объектов, объектами газосборных сетей;
- автоматическая защита оборудования с закрытием задвижек и остановкой насосных агрегатов каждого объекта автоматизации в заданной последовательности при авариях;
- сбор информации о возникновении аварийных ситуаций;
- сбор информации о техническом состоянии оборудования;
- сбор информации с систем погружной телеметрии;

В качестве исполнительных устройств выступают задвижки с электроприводом на входе и выходе насоса.

Нижний (полевой) уровень состоит из датчиков, сигнализатора максимального уровня жидкости и исполнительных устройств.

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet.

На нижнем уровне выполняется:

- контроль технологических параметров с заданной точностью и периодичностью;
- преобразование измеренных технологических параметров в унифицированные электрические сигналы;

- диагностика датчиков и измерительных преобразователей;
- контроль состояния исполнительных механизмов и сигнализаторов технологических параметров;
- интерфейс с аппаратурой управления исполнительными механизмами.

На среднем уровне технологического процесса выполняется:

- сбор и обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- сбор и обработка информации по контролю и учету количества и сопутствующих параметров газа;
- передача данных, поступающих от контроллеров блоков управления технологических агрегатов и установок;
- прием и передача данных со среднего уровня управления;
- на основе полученной информации и команд, поступивших со среднего уровня управления от оператора, производится управление технологическим процессом
- передача собранной информации на верхний уровень управления.

На верхнем уровне выполняется:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, от контроллеров и станций нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- регистрация и индикация полученных данных;
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;

- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;

- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

Диспетчерский пункт представляет собой АРМ диспетчера/оператора. Так же в ДП расположен локальный сервер базы данных. Компьютерные экраны в диспетчерском пункте предназначены для отображения текущей информации по технологическому процессу.

Аппаратные средства системы управления связаны между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня и между АРМ оперативного персонала и контроллером осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Так же верхний уровень включает в себя автоматизированную систему, которая рассчитывает количество трудочасов, необходимое для текущего технического обслуживания

Основными задачами системы является:

- установление требований к объему работ по периодическому техническому обслуживанию средств автоматизации, средств измерений и оборудования контроля качества в виде технологических карт для Сервисов автоматизированных систем управления технологическими процессами унифицированного Каталога сервисов Компании;
- определение норм времени для периодического технического обслуживания средств автоматизации, средств измерений и оборудования контроля качества на объектах Компании;

Настоящая программа применима для

- при определении трудоемкости работ по техническому обслуживанию автоматических систем и их составляющих.
- для расчета численности производственного персонала, занятого в техническом обслуживании автоматических систем и их составляющих.
- для формирования стоимости услуг по техническому обслуживанию автоматических систем и их составляющих.

Нормы времени, используемые для расчета, предусматривают проведение работ на действующем оборудовании при следующих наиболее благоприятных рабочих условиях:

- обслуживаемые СА расположены на высоте не более двух метров от поверхности земли или на огражденной площадке с твердым основанием;
- в пределах рабочей зоны (до пяти метров) не имеется движущихся частей технологического оборудования, токоведущих частей, находящихся под опасным для жизни напряжением частей оборудования, нагретых до температуры более плюс 50 °С или охлажденных до температуры минус 30 °С, а также других опасных предметов и факторов;
- температура окружающего воздуха не ниже минус 20 °С и не выше плюс 26 °С.
- В случае выхода условий за указанные рамки, к нормам времени применяются корректирующие коэффициенты, увеличивающие время, отведенное на техническое обслуживание объектов.

Общий вид системы показан на рисунке 7

Описание организационной структуры

Введите наименование конфигурации: _____ Сохранить конфигурацию

Коллективный выбор из базы данных:

- Сопровождение ПО НМ на базе инструментального SCADA-пакета до 5000 тегов.
- Сопровождение ПО НМ на базе инструментального SCADA-пакета от 5000 тегов.
- Сопровождение ПО НМ на базе инструментального SCADA-пакета от 10000 тегов.
- Техническое обслуживание панели оператора.
- Техническое обслуживание выдвосты.
- Техническое обслуживание рабочей станции.
- Сопровождение прикладного ПО КСБ.
- Сопровождение прикладного ПО сервера до 5 000 тегов.
- Сопровождение прикладного ПО сервера от 5 000 до 10 000 тегов.
- Сопровождение прикладного ПО сервера от 10 000 до 15 000 тегов.
- Сопровождение прикладного ПО сервера от 15 000 тегов.
- Сопровождение системы управления базами данных (СУБД).
- Введите наименование конфигурации
- Сопровождение прикладного ПО сервера от 10 000 до 15 000 тегов.
- Сопровождение прикладного ПО сервера от 15 000 тегов.
- Сопровождение системы управления базами данных (СУБД).
- Сопровождение системы управления базами данных (СУБД).
- Сопровождение системы резервного копирования и архивирования.
- Техническое обслуживание дискового массива/стримера.
- Техническое обслуживание серверной платформы.
- Техническое обслуживание виртуальной серверной платформы.
- Техническое обслуживание ППК до 100 каналов ввода/вывода.
- Техническое обслуживание ППК от 100 до 500 каналов ввода/вывода.
- Техническое обслуживание ППК от 500 до 1000 каналов ввода/вывода.
- Техническое обслуживание ППК от 1000 каналов ввода/вывода.
- Техническое обслуживание терминального/специализированного контроллера.
- Техническое обслуживание термопреобразователя с унифицированным выходным сигналом.
- Техническое обслуживание многооточного/многозонного датчика температуры.
- Техническое обслуживание манометрического датчика реле температуры/термос.
- Техническое обслуживание дифференциального датчика реле температуры/термос.
- Техническое обслуживание биметаллического/электромеханического датчика реле температуры/термос.
- Техническое обслуживание электронного датчика реле температуры/термостата.
- Техническое обслуживание регулятора температуры прямого действия.
- Техническое обслуживание электронного термопреобразователя.
- Техническое обслуживание термометра показывающего.
- Техническое обслуживание термометра показывающего.
- Техническое обслуживание интеллектуального датчика избыточного/абсолютного давления.
- Техническое обслуживание интеллектуального датчика перепада давления.
- Техническое обслуживание интеллектуального датчика гидростатического давления.
- Техническое обслуживание преобразователя избыточного/абсолютного давления.
- Техническое обслуживание преобразователя гидростатического давления.
- Техническое обслуживание преобразователя перепада давления/дифференциала.
- Техническое обслуживание пневматического датчика избыточного давления.
- Техническое обслуживание пневматического датчика перепада давления.
- Техническое обслуживание пневматического датчика перепада давления/напора/тяги.
- Техническое обслуживание датчика реле давления/перепада давления/напора/тяги.
- Техническое обслуживание регистрирующего манометра.
- Техническое обслуживание показывающего манометра.

	K2	K1	P6	P5	P4	P3
TO-1	0	0	0	0	0	0
TO-2	0	0	0	0	0	0
TO-3	0	0	0	0	0	0
TO-4	0	0	0	0	0	0
TO-5	0	0	0	0	0	0

Количество единиц обслуживания: 1

Всего т/ч	Необходимое число людей	Ведущий специалист
K2	0	0
K1	0	0
P6	0	0
P5	0	0
P4	0	0
P3	0	0

Слесари КИПиА 6-го разряда
Слесари КИПиА 5-го разряда
Слесари КИПиА 4-го разряда
Слесари КИПиА 3-го разряда

Наименование	Количество

Условия пониженных температур:

- ☒ Обычные условия
- ☐ Крайний север

Условия повышенных температур:

- ☒ Обычные условия
- ☐ 26 - 30 градусов
- ☐ 30 - 35 градусов
- ☐ 35 и выше градусов

Работа на удаленном объекте:

- ☒ 1 - 15 км
- ☐ 16 - 40 км
- ☐ 41 - 100 км
- ☐ 101 - 200 км
- ☐ 201 - 500 км
- ☐ 501 и более км

Вес инструмента:

- ☒ До 5 кг
- ☐ Более 5 кг

Работа на высоте:

- ☒ До 2 м
- ☐ 2 - 5 м
- ☐ 6 - 8 м
- ☐ 9 - 15 м
- ☐ 16 - 20 м
- ☐ 20 и более м

Вредные условия:

- ☒ Нет
- ☐ Да

Опасные условия:

- ☐ Нет
- ☒ Да

Обновить Загрузить конфигурацию Добавить к расчету Экспорт таблицы в Excel Экспорт результата в Excel Расчет для системы

Условно интерфейс системы можно разделить на 4 части:

- 1- область выбора вида деятельности;
- 2- область отражения трудозатрат для каждой из категорий персонала;
- 3- область выбора отягощающих условий;
- 4- область вывода результата в часах трудозатрат и в единицах персонала каждой их категорий.

Так же система имеет возможность рассчитать необходимые трудозатраты для нескольких видов деятельности в комплексе.

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 первоначальной информации о состояниях технологического процесса и оборудования;
- задача прямого влияния на технологический процесс для управления им
- задача прямого влияния на технологический процесс для стабилизации технологических параметров процесса;
- задача контроля и констатации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В соответствии с заданием разработаны два варианта функциональных схем автоматизации:

- по ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов.

Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ

21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;

– по Стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA S5.1. «Instrumentation Symbols and Identification».

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.408–2013 и приведена в приложении. На схеме выделены каналы управления (11-12) и каналы измерения (1-11). Контуров 1- 11 реализуют измерительную систему для скважины. При достижении измеряемыми параметрами критического уровня, происходит сигнализация. [7]

2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ ISA S5.1 и приведена в приложении. Согласно данной схеме производятся следующие операции:

- измерение температуры на выкидной линии
- измерение давления нефти на выходе насоса
- измерение давления нефти на выходе из скважины, сигнализация о превышении
- измерение давления на выкидной линии, сигнализация о превышении
- измерение давления на основной линии, сигнализация о превышении
- измерение давления на буфере, сигнализация о превышении
- измерение загазованности на площадке

2.5 Разработка схемы информационных потоков фонтанной скважины

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении. Данная схема включает в себя три уровня сбора и хранения информации [1]:

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

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

Средний уровень представляет собой промежуточную 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 экранам формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных контроллер 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:

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

AAA_BBB,

где

- А – параметр, 1 символ, может принимать следующие значения:
 - Р – давление;
 - Т – температура;
 - L – уровень;
 - S – состояние задвижки;
 - Z – загазованность;
- BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:
 - VLI – выкидная линия;

- PSC – площадка скважины
- ZPS – затрубное пространство скважины
- DRG – другое
- CCC – код уточнения, 3 символа:
 - BUF – буфер;
 - LIN – линия;
 - OTH – другое.

Знак подчеркивания «_» в этом представлении предназначен для отделения частей идентификатора друг от друга и несет в себе какой-либо иной функциональной нагрузки.

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

Таблица №2

Кодировка	Расшифровка кодировки
T_VLI_OTH	Температура на выкидной линии;
P_DRG_LIN	Линейное давление жидкости;
P_DRG_BUF	Буферное давление жидкости;
P_ZPS_OTH	Затрубное давление жидкости;
L_ZPS_OTH	Уровень в затрубном пространстве скважины;

Z_PSC_OTN	Загазованности на площадке скважины
-----------	--

Верхний уровень представлен 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:

- каждые сутки (двухчасовой отчет в 00.00 каждых суток);
- 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. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

Для регуляризации информации в базах данных используются таблицы и поля записи. Поля записей канала сведены в таблицу №3.

Таблица №3

Имя поля	Значение	Комментарий
code	T_17	Код канала
description	Primary circuit Temp.vik	Описание (первичная цепь, температура на выкидной)
type	AI	Тип: аналоговый сигнал
address	7_T_17	Адрес

Event code	1	Код технологического события
Alarm code	4	Код аварии
Sample (sec)	20	Интервал выборки
Raw value	2048	Первичное значение
Converted value	50	Преобразованное значение °C
Alarm state	yes	Аварийное состояние
coefficient	0.0118	Коэффициент преобразования
units	°C	Единица измерения
min	0	Минимальное значение
max	60	Максимальное значение

2.6 Выбор средств реализации

Задачей выбора средств реализации является равнение вариантов, выбор компонентов АС, проверка совместимости этих компонентов.

Программно-технические средства АС включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы сигнализации.

Технико-программные средства АС представляют собой совокупность исполнительных механизмов, датчиков, преобразователей

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.

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования

Для автоматизации скважины были рассмотрены 2 ПЛК: ОВЕН ПЛК160-Х.Аи Siemens S7-300. В таблице 4 отображены сравнительные характеристики. [9][10]

Таблица 4

Технические параметры		ОВЕН ПЛК160-220.А.М	Siemens S7-300
Рабочая память встроенная, RAM		256 КБайт	256Кбайт
Загружаемая память (микро-карта памяти Flash-EPROM)		до 8 МБайт	До 16 Мбайт
Минимальное время выполнения	булевы операции/ операций со словами	1 мкс	0,12/0,25мкс
	арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой	3 мкс	1,16 мкс
Адресное пространство ввод/вывод	дискретные IO/ аналоговые IO	16/8	1024/256
Типы интерфейсов		RS 485, RS 232, RS 232-Debug, USB	RS 485, RS 232, Modbus, Ethernet

Напряжение питания	номинальное	24В	24В
	допустимое	22...28 В	18...31,6 В
Потребляемый ток	номинальный	400 мА	95 мА
Потребляемая мощность, Вт		4,0 Вт	2,28 Вт
Габариты ШхВхГ, мм		108х110х73	100х32х93
Масса, кг		0,75	0,205
Диапазон рабочих температур, °C		-10...+55	-25...+70
Степень защиты по IP		Ip20	ip20
Цена		31860	21428



Рис. 7 Контроллер ОВЕН ПЛК160-220.А.М и Siemens S7-300

ОВЕН ПЛК160-24.А.М и Siemens S7-300– это модульные программируемые контроллер, предназначенные для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности. Модульная конструкция данных ПЛК, работа с естественным охлаждением, возможность применения структур локального и распределенного ввода-вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций, поддерживаемых на уровне операционной системы, удобство эксплуатации и обслуживания обеспечивают возможность получения рентабельных решений для построения систем автоматического управления в различных областях промышленного производства. Эффективному применению рассматриваемых контроллеров способствует: возможность использования нескольких типов центральных процессоров различной производительности, наличие широкой гаммы модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов, функциональных модулей, и коммуникационных процессоров [10].

Выбранный ПЛК удовлетворяет следующим параметрам:

1. Периферийные устройства (дисплей, принтер): не используются.
2. УСО ввода/вывода: 13 каналов ввода аналоговых сигналов и (модуль ввода/вывода BMX AMM 0600), 4 канала ввода дискретных сигналов (модуль ввода/вывода BMX DDI 1603) (все унифицированные токовые сигналы).

3. Алгоритмы управления включают в себя числовые и битовые операции.
 4. Общий объем манипуляций для одного ПЛК: не менее 100 команд.
 5. Управление ПЛК: по прерываниям, по готовности или по команде оператора. Необходимо управлять как минимум одним устройством.
 6. Контроль и управление следующих типов I/O-устройств: сенсоры (температура, давление, уровень, загазованность).
 7. Питания контроллера: напряжение 230В от сети переменного тока (через блок питания).
 8. Отказоустойчивость источник напряжения: высокой.
 9. Возможность ПЛК работы при напряжении сети питания технологической площадки: есть.
 10. Удерживание напряжения в узком фиксированном диапазоне изменений: есть.
 11. Рабочий ток: 140 мА.
 12. Возможность работы контроллера от сети: есть.
 13. Возможность работы контроллера от батарей: есть.
 14. Время работы батарей без перезарядки: не менее 24 часов в рабочем режиме и не менее 12 месяцев при работе в режиме ожидания.
 15. Ограничения по размеру, весу, эстетическим параметрам: нет.
 16. Требования к условиям окружающей среды:
 - температура: -40 °С до +70 °С;
 - относительная влажность: от 10% до 95%, без конденсации.
 17. Пользовательское программное обеспечение базируется на: флеш-памяти (Flash EPROM). АС работает в режиме реального времени и для этого необходимо приобрести ядро программ реального времени.
- Из анализа таблицы 4 можно сделать вывод, что Siemens S7-300 вполне удовлетворяет необходимым требованиям по вычислительной мощности как в большей мере, чем ОВЕН ПЛК160-24.А.М. С учётом вышеприведённых аргументов, для автоматизации скважины будет использоваться два Siemens S7-300. (первый контроллер – локальный, а второй – коммуникационный). Связь

между локальным и верхнего уровня (коммуникационным) контроллерами осуществляется на основе интерфейса Ethernet.

Блок-схема УСО ПЛК представлена на рис. 5.

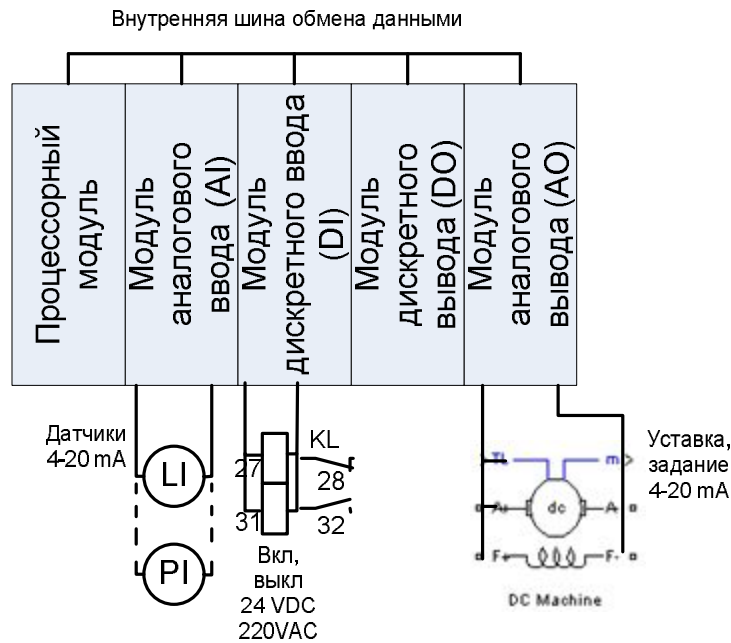


Рис. 8. Блок-схема УСО ПЛК

Технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334 и модуля ввода/вывода дискретных сигналов BMX AMM 0600 приведены в таблице 5. [11]

Таблица 5

Технические параметры	Значения
Модуль ввода/вывода дискретных сигналов BMX AMM 0600	
Габариты ШхВхГ (мм)	40x125x120
Масса (кг)	0,26
Количество входов	16
Количество выходов	16

Длина кабеля (обычного/экранированного), не более		600м/1000м
Фронтальный соединитель		40-полюсный
Напряжение питания	номинальное значение	=24В
	допустимый диапазон изменений	20,4...28,8 В
Количество одновременно опрашиваемых входов		16
Гальваническое разделение		есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		6,5Вт
Индикация состояний входов и выходов		1 зеленый диод на каждый канал
Модуль ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334		
Габариты ШхВхГ (мм)		40x125x120
Масса (кг)		0,2
Количество входов		4
Количество выходов		2
Напряжение питания нагрузки		=24В
Питание датчиков		есть
Защита от неправильной полярности		есть
Гальваническое разделение		есть
Защита датчиков от короткого замыкания		есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		2Вт
	принцип измерения	интегрирование

Параметры аналого-цифрового преобразователя	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	настройка параметров интегрирования	есть
	время интегрирования	20мс
	Базовое время ответа модулю	350мс
Параметры цифро-аналогового преобразователя	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	Время преобразования на канал, не более	500мкс
	Время установки выходного сигнала, не более	0,8мс

2.6.2 Выбор датчиков

2.6.2.1 Датчик температуры

Для в качестве датчика температуры были рассмотрены:

- Jumo 902802/10
- Rosemount 68
- Метран ТСМ 1288

Для измерения температуры на выкидной линии целесообразно использование датчика Jumo 707016 в комплекте с термопреобразователем сопротивления Jumo 902802/10, представленные на рис. 11

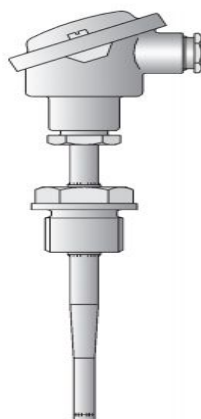


Рис. 11. Термометр сопротивления

Технические характеристики термопреобразователя сопротивления Jumo 902802/10 приведены в таблице 7.

Таблица 7

Тип	Термометр сопротивления медно-никел евый
Диапазон измеряемых температур	-200...400 ⁰ С
Выходной сигнал	4-20 мА
Погрешность измерения	±0,5К
Межповерочный интервал	1 год
Диапазон рабочих температур	-270..400 ⁰ С
Средняя наработка до отказа	10000 ч

Технические характеристики датчика Jumo 707016 приведены в таблице 8.

Таблица 8

Тип	Вкручивающийся термометр сопротивления с гильзой
Диапазон измеряемых температур	-200...600 ⁰ С
Класс точности	Класс А
Искробезопасность	Ех-защита, исполнение Ех-і

2.6.2.2 Датчик загазованности

Для в качестве датчика загазованности были рассмотрены

- Dräger PIR 7000
- Riken SD-1GP
- Seitron SGI

Датчик Dräger PIR 7000 конструктивно выполнен в виде капсулы с креплением на стену. Материал корпуса корпус из нержавеющей стали SS 316L. Технические характеристики приведены в таблице 9.

Dräger PIR 7000 - взрывозащищенный инфракрасный датчик с аттестацией SIL 2 для непрерывного контроля взрывоопасных газов и паров. С корпусом из нержавеющей стали 316 и нагреваемой оптикой с отсутствием дрейфа, он предназначен для самых суровых условий промышленной эксплуатации, в том числе, в открытом море.

Таблица 9

Наименование параметра	Dräger PIR 7000
Принцип функционирования	Инфракрасное поглощение с двойной компенсацией, неизображающая оптика, 4-лучевая технология.
Стандартные измеряемые газы	Метан, пропан, этилен на выбор. Прочие газы и пары доступны по запросу.
Аналоговый измерительный сигнал	4-20 мА
Цифровая связь	Интерфейс HART (полудуплексный).
Напряжение питания	9 - 30 В постоянного тока Для цифровой связи HART®: 13 - 30 В постоянного тока Для цифровой связи HART® в режиме многоабонентской установки: 9 - 30 В постоянного тока

Энергопотребление	5.6 Вт
Габариты	160 мм x Ø 89 мм
Условия эксплуатации	–40 - +77 °С, 700 - 1300 гПа, 0 - 100% относительной влажности
Класс защиты	P 66 и IP 67, Nema 4X

2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительным устройством называется конструкция в системе управления, непосредственно реализующая управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе перекачки нефти необходимо управлять задвижками, а именно производить открытие и закрытие задвижек в соответствии с выбранной программой управления, регулируя различные давления в системе.



Рис. 15. Задвижка с электроприводом

Диаметр задвижки и её тип выбирается в соответствии с руководящими документами организации. Алгоритм выбора исполнительного устройства приведён на рисунке 16.[1]

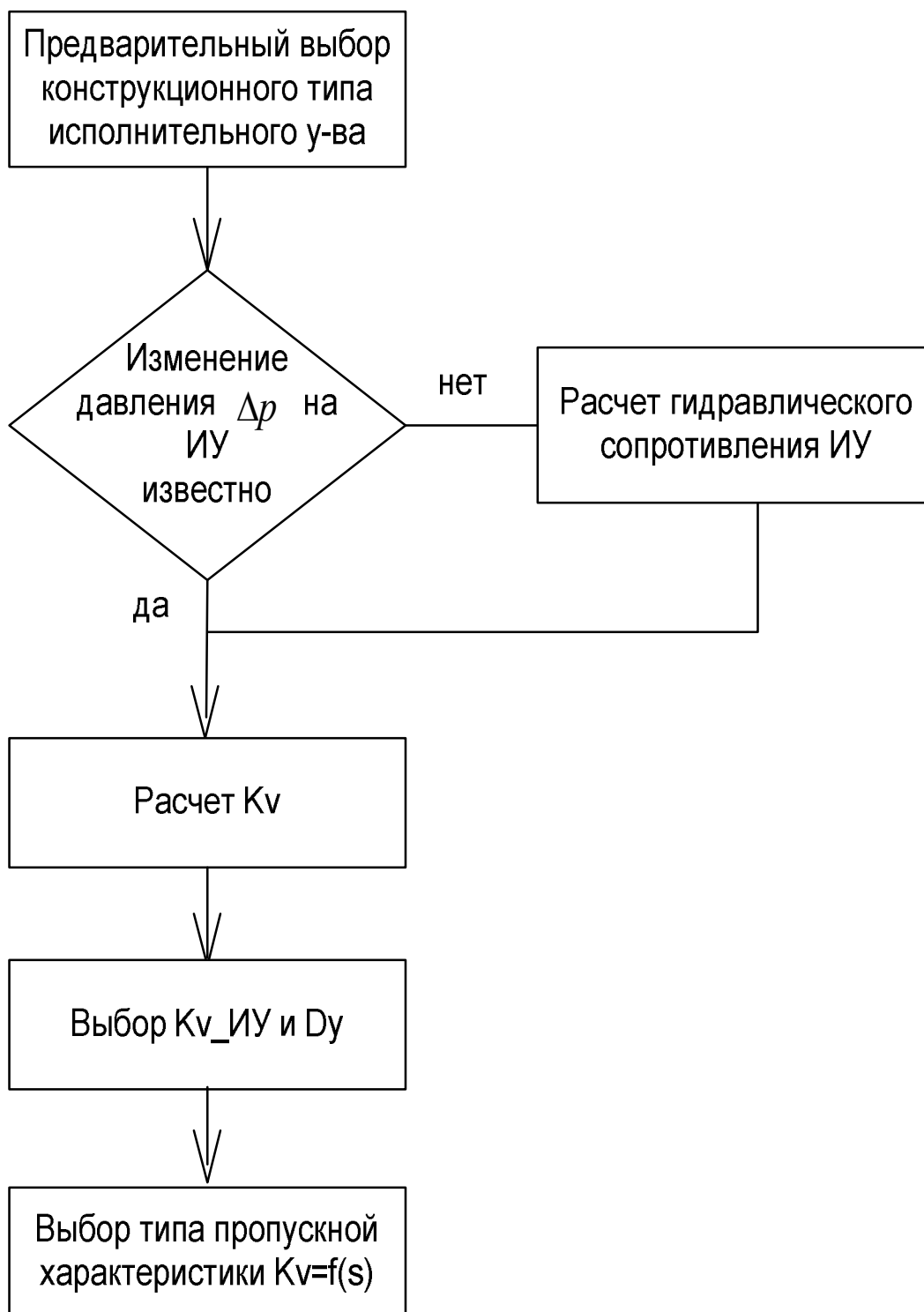


Рис. 16 Алгоритм выбора (расчета) исполнительного устройства

Пропускную способность задвижки Kv ($\text{м}^3/\text{час}$) рассчитывают по формуле [3]:

$$Kv = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}},$$

где Δp_0 – потеря давления на задвижке (ее принимают равной 1 кгс/см^2);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после задвижки;

ρ – плотность среды (кг/м^3);

$\rho_0 = 1000 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды (в соответствии с определением значения Kv).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см^2 ;

Δp – изменение давления в трубопроводе $0,5 \text{ кгс/см}^2$;

ρ – плотность нефти 650 кг/м^3 ;

$Q_{\max}$ – максимальное значение расхода $360 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее $410 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер задвижки к трубопроводу – $D_y = 150 \text{ мм}$.

Задвижкой, отвечающей требованиям является задвижка шиберная ЗШС13-150х160 с электроприводом

В соответствии с таблицей, подтверждено, что расчетная пропускная способность клапана соответствует условной пропускной способности клапана.

Задвижка шиберные с электроприводом и ручным управлением DN изображена на рисунке 17.[17]



Рис. 18. Задвижка шиберная с электроприводом и ручным управлением

Технические характеристики задвижки приведены в таблице 10.

Таблица 10

Техническая характеристика	Значение
Условное давление P_y , МПа	6,3; 10,0; 15,0
Условный проход, мм	100, 120, 150,
Пропускная характеристика	равнопроцентная, линейная;
Диапазон температур регулируемой среды	-40/-60... + 225°C, -40/-60... + 450°C, -40/... +500/550/600/650°C, -90/-200... + 225°C
Диапазон температур окружающей среды	-40/-50/-60... + 70°C,
Исходные положения клина	НО – нормально открытое; НЗ – нормально закрытое
Присоединительные размеры	Под сварное соединение с трубопроводом 1020×12 мм
Материал корпуса	сталь 20, углеродистые низкотемпературные стали, 12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы;
Климатическое исполнение	ХЛ1
Класс герметичности по ГОСТ 9544-93	А

Выбран электропривод ЭПЦ 15000.



Рис. 19. ЭПЦ 15000

Взрывозащищенные электроприводы "ЭПЦ-15000/20000/35000/50000" предназначены для эксплуатации в составе запорной арматуры (затвора клиновые, затвора шиберные) DN 100..600 PN 8,0..15,0 при перепадах рабочего давления на затворе от 3,0 МПа до 11,0 МПа в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса "1" и "2" по ГОСТ Р 51330.9 и ПУЭ, в которых возможно образование паро- и газовоздушных взрывоопасных смесей категории ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3, Т4 по классификации ГОСТ Р 51330.5 и ГОСТ Р 51330.11. [18]

Выбранный электропривод выполняет следующие функции:

- Закрытие - открытие проходного сечения арматуры и остановка затвора арматуры в любом промежуточном положении по командам оператора;
- Приведение затвора в любой процент открытия в зависимости от заданного на экране оператора значения
- Перемещение затвора арматуры от привода ручного дублера и автоматическое его выключение при включении электродвигателя;

- Указание текущего положения затвора арматуры внутри заданного диапазона перемещения;

Перевод затвора арматуры из одного крайнего положения в другое за время, не более:

для нефтепровода DN 100 - 240с;

для нефтепровода DN 150 - 300с;

для нефтепровода DN 200-1200 - 300..420с.

Пример записи при оформлении заказа:

"Электропривод взрывозащищенный "ЭПЦ-50000" F48.8.T220

(T024).УХЛ1-а(р) ТУ 3791-019-00139181-2006, где

- "ЭПЦ" - электропривод с циклическим повторно-кратковременным режимом работы;

- 50000 - максимальный крутящий момент на выходном звене, Нм;

- F48 - тип присоединительного места к арматуре;

- 8 - максимальная частота вращения выходного звена, об/мин;

- T220(T024) - модификация блока электронного управления по интерфейсным сигналам;

- УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150;

- а - тип взрывозащищенных кабельных вводов для подвода внешних силовых цепей и цепей сигнализации и управления в бронированных кабелях;

- р - тип взрывозащищенных кабельных вводов для подвода внешних силовых цепей и цепей сигнализации и управления в небронированных кабелях, проложенных в стационарных трубах или гибких армированных шлангах.

Данный тип кабельных вводов поставляется по отдельному Заказу.

Технические характеристики привода приведены в таблице 11.

Наименование параметра	ЭПЦ-15000
------------------------	-----------

Тип присоединительного места	Д
Климатическое исполнение привода	УХЛ1
Максимальный крутящий момент на выходном звене, Нм	15000
Частота вращения выходного звена, об/мин:	10
Диапазон ограничения крутящего момента на выходном звене, Нм	3000...15000

2.7 Разработка схемы внешних проводов

Схема внешней проводки приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.001 ЭС.05). Первичные и внешитовые приборы:

- 5 датчиков избыточного давления Yokogawa EJX530, измеряющих давление на буфере, в основной и выкидной линии, на насосном агрегате и на выходе скважины;
- Датчики температуры Jumo 707016, измеряющий температуру флюида на выходе из скваины
- Датчик уровня Геостар 111, измеряющий уровень в затрубном пространстве
- Инфракрасный датчик загазованности Dräger PIR 7000, измеряющий и фиксирующий концентрацию углекислого газа и газов менанового ряда на площадке скважины.
- Сигнализаторы световой и звуковой ВС-4-3С-24В и ВС-4-24В, сигнализирующие об превышении каких-либо из контролируемых параметров.

Для трансляции сигналов от уровнемера на щит КИПиА используются четыре провода, а для сигнализаторов, датчиков давления и температуры – два провода. В качестве кабеля выбран КГВЭВнг. Это – силовой кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, экранированный, предназначенный для гибкого 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. Негорючий. Медные токопроводящие жилы кабелей КГВЭВнг выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм [1].

2.8 Выбор алгоритмов управления АС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы [1]:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на программируемом логическом контроллере 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.

2.8.1 Алгоритм автоматического регулирования технологического параметром

В процессе добычи газоконденсата необходимо поддерживать давление в трубопроводе на выходе, чтобы оно было не ниже заданного уровня, обусловленного условием фонтанирования. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление

субстанции в трубопроводе на выходе. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить приемлемое качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Данная схема состоит из следующих основных элементов: единичное ступенчатое воздействие, ПИД-регулятор, насос, трубопровод.

Модель в пакете Simulink представлена на рисунке 24.

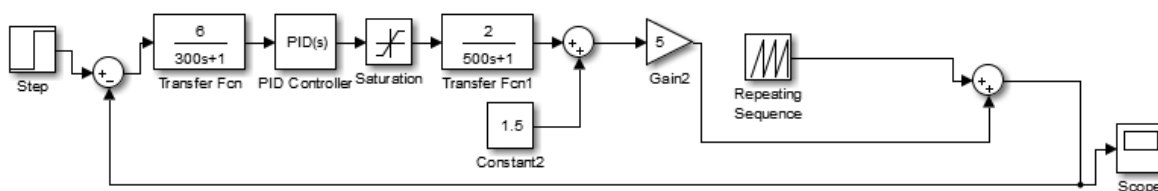


Рис. 24. Схема моделирования регулируемого процесса

График переходного процесса САР мы можем наблюдать на рисунке 25.

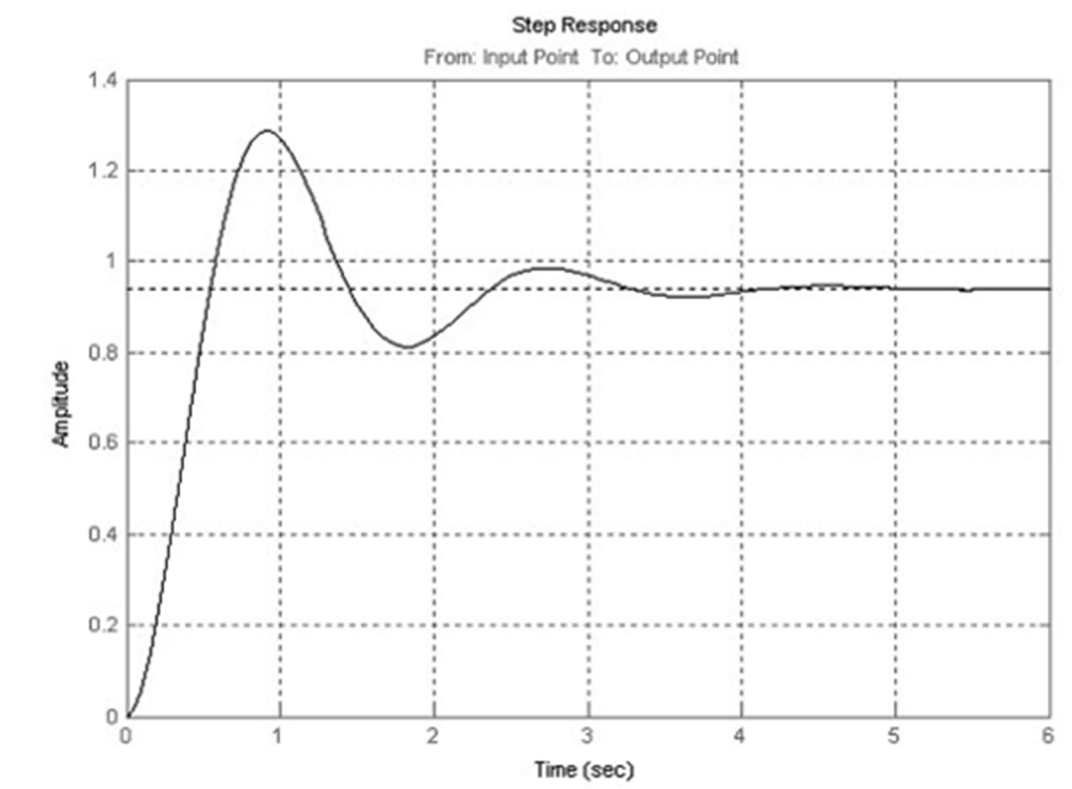


Рис. 25 График переходного процесса САР

Из рисунка 25 видно, что время переходного процесса составляет порядка 3,5с.

2.9 Экранные формы АС скважины

Управление в АС скважины реализовано с использованием SCADA-системы WinCC компании Simens. Эта SCADA-система предназначена для применения на действующих технологических станциях в реальном времени и подразумевает использование компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в плане надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система WinCC обеспечивает возможность стабильной работы с контроллерами Simens с использованием OPC-технологии. Но при этом, выбранная SCADA-система дает возможность выбора датчиков и исполнительных механизмов, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней сторонние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно аппаратные и программные модули сторонних производителей.

2.9.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭС.07).

Пользователь (диспетчер по обслуживанию, старший диспетчер, руководитель) имеет возможность осуществлять навигацию экранных форм путем нажатия на соответствующий объект – насос, одну из задвижек. При старте проекта появляется экран авторизации пользователя, в котором предлагается ввести логин и пароль. После успешной авторизации пользователь получает доступ к основному окну мнемосхемы.

2.9.2 Разработка экранных форм АС скважины

Интерфейс оператора содержит рабочее окно, состоящее из следующих областей:

- главное меню;
- область видеокadra;
- окно оперативных сообщений;
- область отображения текущей даты и времени.

Рабочее окно интерфейса АРМ оператора показано на рисунке 27.



Рис. 27 Рабочее окно интерфейса оператора

2.9.2.1 Главное меню

Вид сигнальной части представлен на рисунке 28.



Рис. 28 Сигнальная часть АРМ оператора

Вызов основного кадра мнемосхемы производится при помощи кнопки «открыть мнемосхему», представленной на рисунке 29

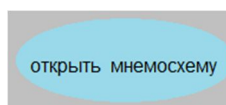


Рис. 29 кнопка открытия мнемосхемы

В главном меню расположены индикаторы определяющие различные состояния системы

- «Пожар» - при включении красного цвета обозначает возгорание;
- «Критические параметры» - при включении красного цвета обозначает, что один или несколько контролируемых параметров достигли максимального значения и требуется вмешательство оператора

Дальнейшая работа с мнемосхемой требует включения основного кадра.

2.9.2.2 Область видеокadra

Видеокадры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокадров входят:

- мнемосхемы, отображающие основную технологическую информацию;
- табличные формы, предназначенные для отображения различной технологической информации, не входящей в состав мнемосхем, а также для реализации карт ручного ввода информации.

В области видеокadra АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

- система обвязки фонтанной арматуры (ФЮРА.425280.001.ЭС.07);

На мнемосхеме отображается работа следующих объектов и параметров:

- измеряемые и сигнализируемые параметры;
- состояние и режим работы задвижек .

При помощи данной мнемосхемы может быть выполнено следующее:

- выбор режима работы и управление задвижками;
- наблюдение за параметрами.

2.9.2.3 Мнемознаки

Мнемознак аналогового параметра

На рисунке 30 представлен мнемознак аналогового параметра.

Значения следующих технологических параметров выводятся в черном поле шрифтом белого цвета:

- уровни в емкостях;
- давления;
- температуры;
- расходы.

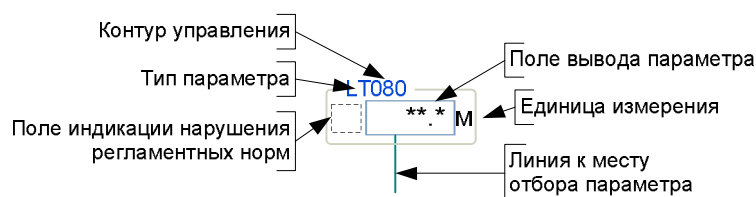
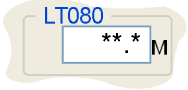


Рис.30 Мнемознак

Если для технологического параметра определены допустимые и/или предельные границы, то при их нарушении поле вывода выглядит следующим образом:

Таблица 12

	значение параметра находится в пределах норм;
	нарушение допустимых норм;
	нарушение предельных норм;

	значение параметра находится в пределах норм;
	канал в режиме имитации;
	канал маскирован.

Размерность значений технологических параметров:

- значения параметров "Температура" – в градусах Цельсия (°C);
- значения параметров "Давление" – в килопаскалях (кПа), в мегапаскалях (МПа);
- значения параметров "Уровень" – в метрах (м);

Заключение

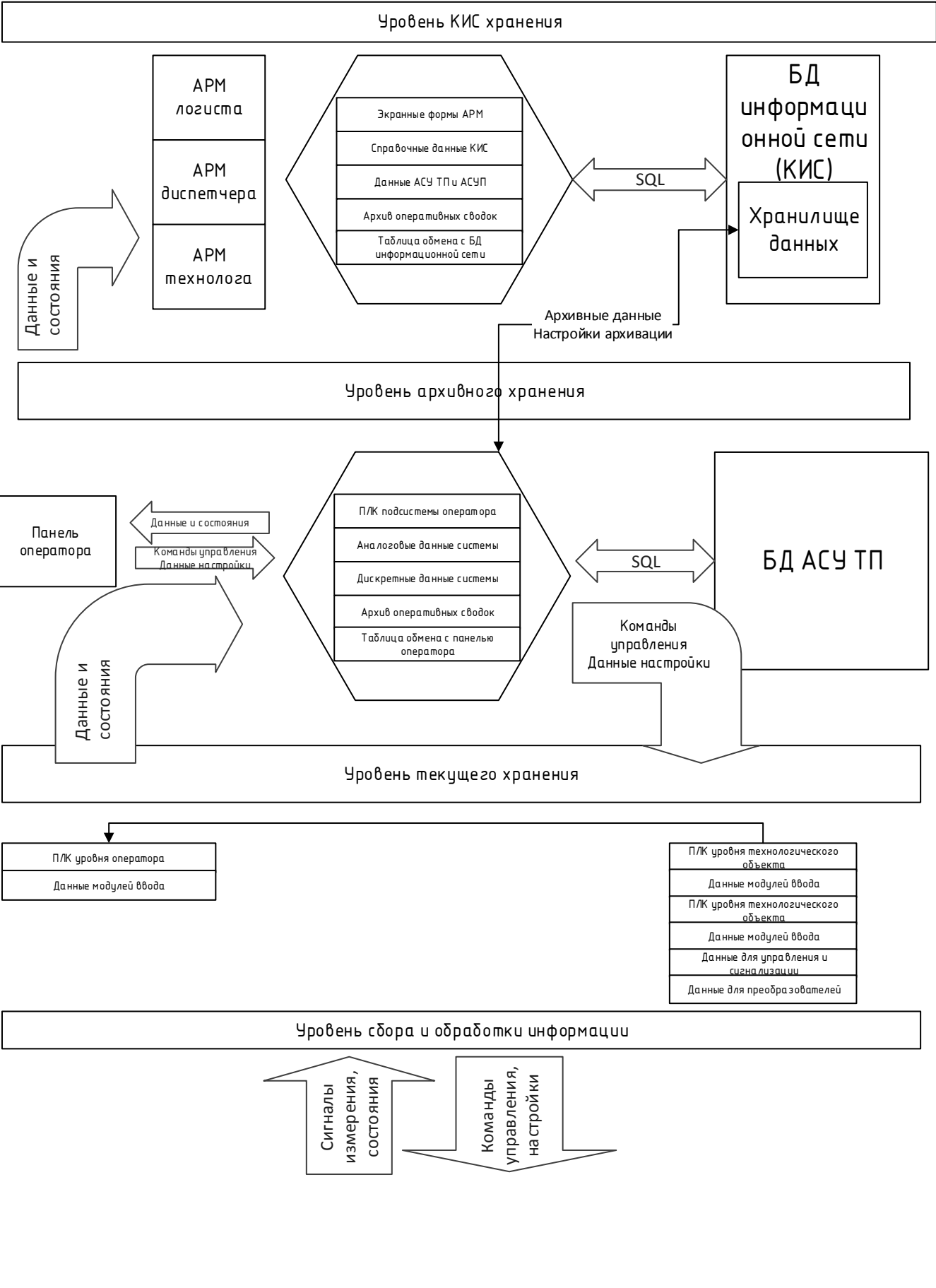
1. В ходе выполнения бакалаврской работы был освоен теоретический материал, касающийся технологии добычи газоконденсата, была подробно рассмотрена функциональная технологическая схема.
2. В технической части была рассмотрена автоматизированная система контроля и управления с примерами применяемых контрольно–технических средств АСУ ТП, с описанием прикладного ПО для верхнего уровня АСУ ТП, автоматизированного рабочего места оператора, а также проведено ознакомление с объемом автоматизации технологических объектов на блоке стабилизации.
3. В проектной части был разработан проект автоматизированной системы управления технологическим процессом добычи в среде разработки WinCC. В ходе создания проекта были усвоены навыки по разработке мнемосхем процесса, выполняющих функции визуализации и диспетчерского контроля, изучены основные возможности SCADA–пакета WinCC

Таким образом, модернизированная САУ скважины не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации, позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

Список используемых источников

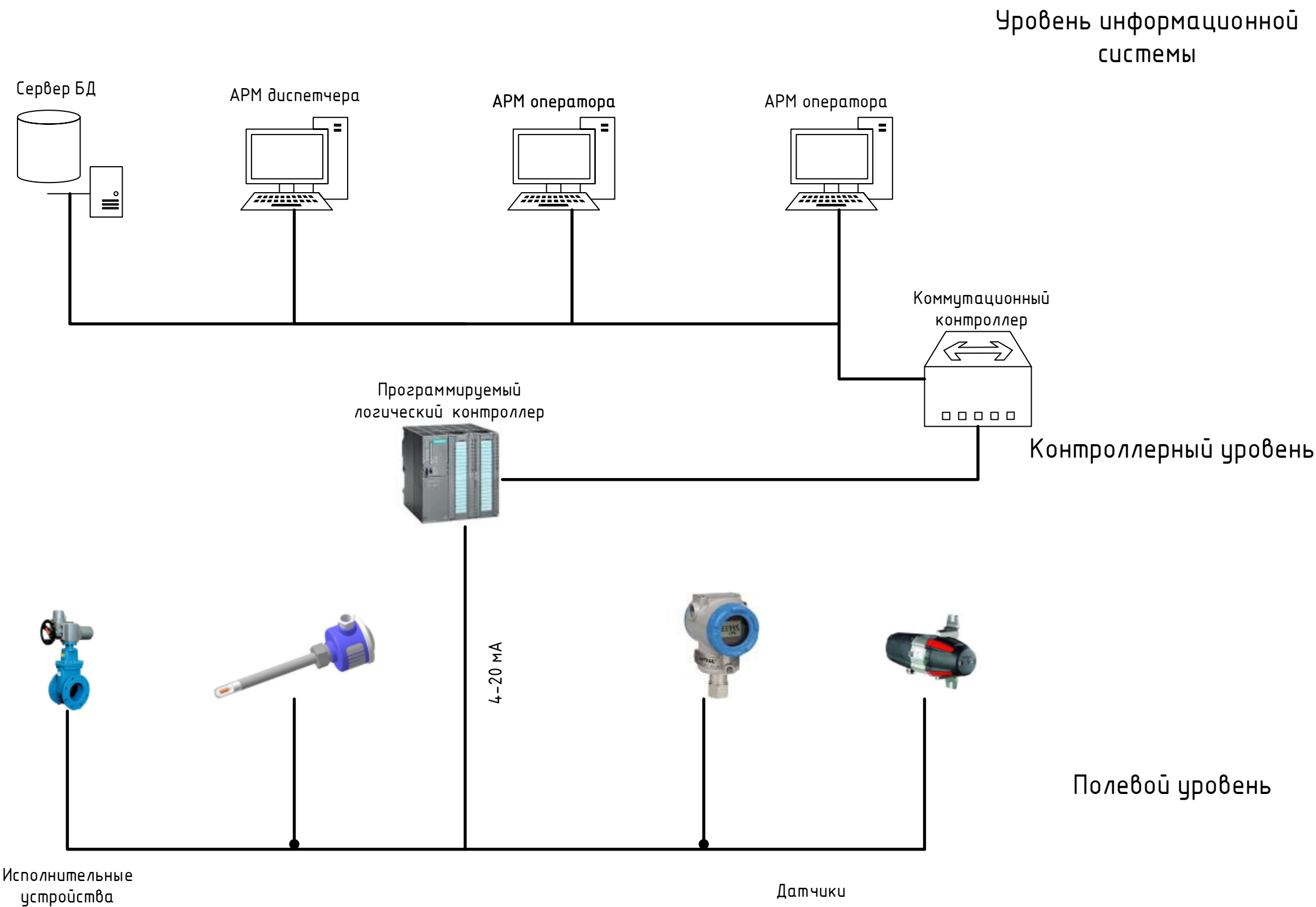
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2016.
2. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. — 247 с.
4. ГОСТ 21.408-2013 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 2013.— 44с.
5. ANSI/ISA-5.1-2009, Instrumentation Symbols and Identification, -ISBN: 978-1-936007-29-5
6. [http://iadt.siemens.ru/assets/files/infocenter/catalogs_and_brochures/as/Product Info/03_S7-300_r.pdf](http://iadt.siemens.ru/assets/files/infocenter/catalogs_and_brochures/as/Product%20Info/03_S7-300_r.pdf)<http://wikipedia.org>
7. http://download.schneider-electric.com/files?p_File_Id=1590477&p_File_Name=3501267601RU.pdf
8. http://download.schneider-electric.com/files?p_File_Id=1590063&p_File_Name=3501247401RU.pdf<http://pipeline.gubkin.ru/oil/nps.html>
9. http://ingazteh.ru/opisanie/zadvizhki-shibernie-63-150_OTT/
10. <http://www.tomzel.ru/ru/catalog/?idc=1&iddt=4>
11. <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B2%D1%82%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B7%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F>
12. http://www.ta22.ru/public_avt.htm
13. <http://www.vedu.ru/expdic/40960/>
14. <http://www.automates.ru/lines/30/217.htm>
15. <http://antrel.ru/engineering/avtomatizaciya-proizvodstvennyh-processov/>

16. http://edu.dvgups.ru/METDOC/GDTRAN/NTS/VAGON/SIS_AVT_PR/METOD/IGUMNOV/frame/1.htm
17. http://studopedia.ru/6_89082_oborudovanie-fontannih-skvazhin.html

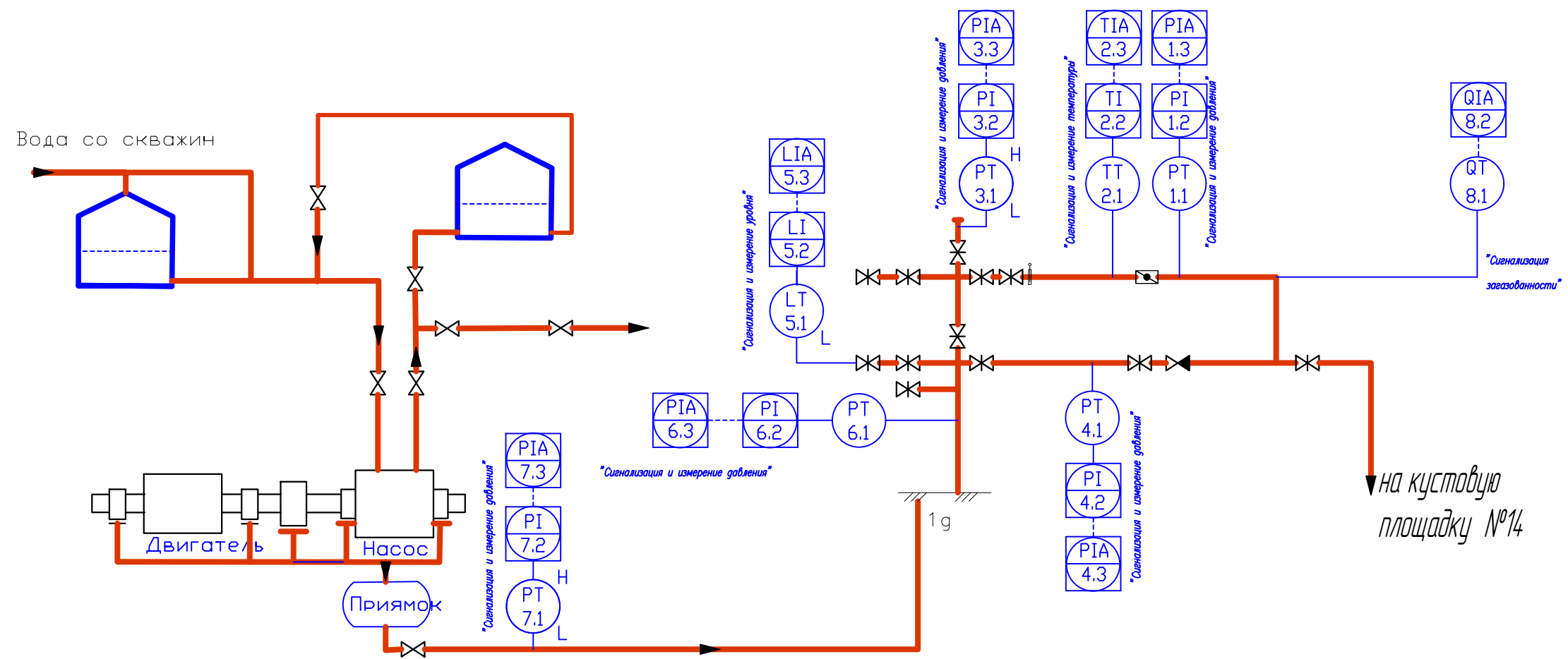


						ФЮРА.425280.001.ЭС.01		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Схема информационных потоков		
Разработал	Демченко А. А.				03.06.16			
Проверил	Громаков Е.И.				03.06.16			
Согласовал					03.06.16			
Согласовал					03.06.16			
						Стадия	Лист	Листов
						Р	1	8
						ТПУ ИК группа 8Т21		

Согласовано					
Взам. инв №					
Подп. и дата					
Инв № подл.					



						ФЮРА.425280.001.ЭС.02			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разработал		Демченко А.А.			17.05.16	Структурная схема автоматизации скважины		Стадия	Лист
Проверил		Громаков Е.И.			17.05.16			Р	2
Согласовал					17.05.16			Организация разработчика	
Согласовал					17.05.16				
Согласовал					17.05.16				
								Листов	8



ФЮРА.425280.001.ЭС.04					Функциональная схема автоматизации по ANSI/ ISA S5.1 –2009		
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб		Демченко А. А.					
Принял		Грамаков Е. И.					
					Лист 4	Листов 8	
					ТПУ ИК группа 8 Т 21		

Согласовано			
Взам. инв №			
Подп. и дата			
Инв № подл.	Разработал	Демченко А.А.	03.06.16
	Проверил	Громаков Е.И.	03.06.16
	Согласовал		03.06.16
	Согласовал		03.06.16
	Согласовал		03.06.16
	Согласовал		03.06.16

Наименование сигнала	Идентификатор	Диапазон измерения	Ед. изм.	Тип сигнала	Технологические уставки			
					Допустимые		Предельные	
					min	max		
Температура на выкидной линии;	T_VLI_OTH	-100...120	°C	4-20 мА	+	+	+	+
Линейное давление жидкости;	P_DRG_LIN	0...10	МПа	4-20 мА	+	+	+	+
Буферное давление жидкости;	P_DRG_BUF	0...10		4-20 мА	+	+	+	+
Затрибное давление жидкости;	P_ZPS_OTH	0...10		4-20 мА	+	+	+	+
Уровень в затрибном пространстве скважины;	L_ZPS_OTH	0...200	м	4-20 мА	+	+	+	+
Загазованности на площадке скважины	Z_PSC_OTH	0...100	%	4-20 мА	+	+	+	+

ФЮРА.425280.001.3С.06

Перечень входных/выходных сигналов ТП

Стадия	Лист	Листов
Р	6	8
ТПУ ИК группа 8Т21		

