

«УТВЕРЖДАЮ»

Исполнительный директор
ООО «НПЗ «Северный Кузбасс»

С.Н. Ковров

« 08 » мая 2019г.



ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на пусконаладочные работы
АСУТП «Насосная станция перекачки нефти.
Техническое перевооружение»

«РАЗРАБОТАЛ»

Главный приборист

ООО «НПЗ «Северный Кузбасс»

Ю.В. Молчанов

« 08 » мая 2019г.

«СОГЛАСОВАНО»

Директор по капитальному строительству

ООО «НПЗ «Северный Кузбасс»

Э.Ю. Ульяновский

« 08 » мая 2019г.

«СОГЛАСОВАНО»

Начальник ТТО

ООО «НПЗ «Северный Кузбасс»

А.А. Базанов

« 08 » 05 2019г.

Оглавление

Оглавление	- 2 -
1. Общие сведения.....	- 3 -
1.1 Полное наименование работ.....	- 3 -
1.2 Краткое наименование Системы.....	- 3 -
1.3 Исходные данные для проведения работ	- 3 -
1.4 Порядок оформления и предъявления Заказчику результатов работы.....	- 3 -
1.5 Область применения.....	- 4 -
2. Назначение Системы.....	- 4 -
3. Объём выполненного технического перевооружения Системы.....	- 5 -
4. Требования к ПНР Системы.....	- 14 -
4.1 Требования к ПНР Системы в целом.....	- 14 -
4.1.1. Описание среднего и верхнего уровней Системы	- 14 -
4.1.2. Описание выполненных работ по ПНР Системы	- 15 -
5. Состав и содержание работ по ПНР АСУТП	- 15 -
5.1 Техническое совещание	- 16 -
5.2 Исходные данные для ПНР АСУТП.....	- 16 -
5.3 Комплексная пусконаладка полевого оборудования АСУТП	- 16 -
5.4 Комплексная пусконаладка среднего и верхнего уровня АСУТП	- 16 -
5.5 Гарантийный срок.....	- 16 -
6. Порядок контроля и приемки.....	- 17 -
6.1 Место проведения и виды испытаний	- 17 -
6.2 Предварительные испытания	- 17 -
6.3 Опытная эксплуатация.	- 18 -
6.4 Приемочные испытания	- 19 -
7. Требования к составу и содержанию работ по вводу АСУТП в действие	- 20 -
7.1 Заказчик на стадии разработки и внедрения АСУТП несет ответственность за выполнение следующих мероприятий:	- 20 -
7.2 Исполнитель несет ответственность за:	- 21 -
8. Требования к документированию.....	- 21 -
9. Источники разработки	- 22 -

1. Общие сведения

1.1 Полное наименование работ

Пусконаладочные работы автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) насосной станции перекачки нефти в связи с техническим перевооружением.

1.2 Краткое наименование Системы

АСУТП «Насосная станция перекачки нефти. Техническое перевооружение», в дальнейшем - Система.

1.3 Исходные данные для проведения работ

В качестве исходных данных для проведения работ используются:

- Рабочая документация «I-Пусковой комплекс НПЗ «Северный Кузбасс». Склад нефти с терминалом налива в автоцистерны. Насосная станция перекачки нефти. Техническое перевооружение», шифр 04/06/12-04-1.2-АТХ, разработанная ООО «НПЦ «Ноосфера» г. Томск.

- Рабочая документация «I-Пусковой комплекс НПЗ «Северный Кузбасс». Склад нефти с терминалом налива в автоцистерны. Ёмкость промливневой канализации, V=63м³ (поз.1.1.1). Дренажная ёмкость ЕП-25, V=25м³ (поз.1.28). Канализационная насосная станция (поз.1.2.2) шифр 04/06/12-04-1.1.1,1.28,1.2.2-АТХ, разработанная ООО «НПЦ «Ноосфера» г. Томск.

- Технорабочий проект АСУТП «Насосная станция перекачки нефти. Техническое перевооружение», шифр 1-14/Тм-АТХ, разработанный ООО «ЦАНТ» г. Белгород.

1.4 Порядок оформления и предъявления Заказчику результатов работы

Система проходит пусконаладочные работы (ПНР) и сдается Заказчику в соответствии с:

1. ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ "Автоматизированные системы управления. Общие требования";

2. ГОСТ 34.603-92 "Виды испытаний автоматизированных систем".

Стадии и этапы работы должны быть оформлены и представлены в следующем порядке:

- Пусконаладочные работы Системы;

- Завершение работ по пусконаладке Системы производится предварительными испытаниями и оформляется совместным Актом приемки в опытную эксплуатацию;

- Опытная эксплуатация продолжительностью не менее 1 месяца завершается приемочными испытаниями и Актом приемочных испытаний с решением о готовности ввода Системы в постоянную (промышленную) эксплуатацию.

1.5 Область применения

Данный документ охватывает требования к пусконаладке и испытаниям Системы.

2. Назначение Системы

В ходе выполненных работ по техническому перевооружению насосной нефти автоматизированы следующие объекты, рассмотренные в проектах 04/06/12-04-1.1.1, 1.2.8, 1.2.2-АТХ и 04/06/12-04-1.2-АТХ, а именно:

- насосная станция перекачки нефти (поз. 1.2 по генплану);
- емкость промливневой канализации, $V=63 \text{ м}^3$ (поз. 1.1.1 по генплану);
- дренажная ёмкость $V=25 \text{ м}^3$ (поз. 1.2.8 по генплану);
- канализационная насосная станция КНС (поз. 1.2.2 по генплану).

АСУТП «Насосная станция перекачки нефти. Техническое перевооружение» предназначена для управления следующим технологическим оборудованием:

- расположенным в насосной станции перекачки нефти:
 - насосы Р-101/А, Р-101/Б подачи нефти на секцию 100 ЛК-2;
 - насосы Р-101/В, Р-101/Г подачи нефти по продуктопроводу на ООО «АНГК»;
 - электроприводные задвижки ЗД26....ЗД29, установленные нагнетательной и всасывающих линиях насосов Р-101/А, Р-101/Б;
 - электроприводные задвижки ЗД30....ЗД33, установленные нагнетательной и всасывающих линиях насосов Р-101/В, Р-101/Г;
 - электроприводные задвижки ЗД18....ЗД21, установленные на трубопроводах подачи нефти с ООО «АНГК» в РВС 1....РВС4;

– электроприводные задвижки ЗД 22....ЗД25, установленные на трубопроводах подачи нефти с РВС 1....РВС4 на секцию 100 ЛК-2;

– электроприводные задвижки 200....203, установленные на трубопроводах подачи нефти с РВС1....РВС4 на ООО «АНГК».

• расположенным на емкости промливневой канализации $V=63 \text{ м}^3$ (поз. 1.1.1 по генплану):

– агрегат электронасосный центробежный полупогружной Е-31.

• расположенным на дренажной емкости $V=25 \text{ м}^3$ (поз. 1.28 по генплану):

– агрегат электронасосный центробежный полупогружной Е-32;

– электроприводная задвижка 35э.

• расположенным в КНС (поз. 1.2.2 по генплану):

– шкаф управления насосной станцией.

• расположенным на сетях:

– электроприводная задвижка 156э.

3. Объём выполненного технического перевооружения Системы

Емкость промливневой канализации, $V=63 \text{ м}^3$ (поз. 1.1.1 по ГП).

Емкость промливневой канализации оснащена приборами и датчиками, позволяющими осуществить:

• дистанционное измерение уровня и температуры в емкости, с сигнализацией выхода измеряемых параметров за пределы технологического регламента, с помощью преобразователя уровня «ПМП-118», НПП «Сенсор», Россия;

• сигнализация максимально аварийного значения в операторной и непосредственно на площадке у емкости (табло световое ТСВ-1);

• местный и дистанционный контроль давления с помощью манометра МП4-У (АО «Манотомь», г. Томск) и датчика избыточного давления «EJA530A» Yokogawa в напорном трубопроводе, после насоса с сигнализацией в операторной минимального и максимального значений;

- заводом-изготовителем комплектно предусмотрены датчики контроля температуры подшипников (2шт) типа ТСМТ 031-065-50М-В4 (ПК «Тесей», Россия).

Управление насосом, который установлен на емкости сбора промливневых стоков, происходит при помощи устройства плавного пуска серии ATS 48, производства компании Шнайдер Электрик. Для осуществления дистанционного обслуживания и настройки устройства плавного пуска, мониторинга их состояния, предусмотрено подключение данных устройств по последовательному интерфейсу RS-485 к контроллеру. Протокол передачи данных Modbus.

Дренажная ёмкость $V=25 \text{ м}^3$ (поз. 1.28).

Дренажная емкость оснащена приборами и датчиками, позволяющими осуществить:

- дистанционное измерение уровня и температуры в емкости, с сигнализацией выхода измеряемых параметров за пределы технологического регламента, с помощью преобразователя уровня «ПМП-118», НПП «Сенсор», Россия;

- дистанционный контроль максимального уровня в емкости с помощью вибрационного датчика предельного уровня Liquiphant M FTL 51 (Endress Hauser);

- сигнализация максимально аварийного значения в операторной и непосредственно на площадке у емкости (табло световое ТСВ-1);

- местный и дистанционный контроль давления с помощью манометра МП4-У (АО «Манотомь», г. Томск) и датчика избыточного давления «EJA530A» Yokogawa в напорном трубопроводе, после насоса с сигнализацией в операторной минимального и максимального значений;

- заводом-изготовителем комплектно предусмотрены: датчик контроля температуры подшипников типа ТСМТ 031-065-50М-В4 (ПК «Тесей», Россия) и датчик уровня затворной жидкости (контроль утечек торцевых уплотнений) типа КСР производства Kuebler;

- контроль загазованности у емкости с помощью стационарного газового детектора OLCT50 (Oldham), с предварительной 20% и аварийной сигнализацией 50% НКПР в операторной и непосредственно на площадке у емкости (ТСВ-1 и ПСВ-3-53ХЛ1).

Управление насосом, который установлен на дренажной емкости, происходит при помощи устройства плавного пуска серии ATS 48, производства компании Шнайдер Электрик. Для осуществления дистанционного обслуживания и настройки устройства плавного пуска, мониторинга их состояния, предусмотрено подключение данных устройств по последовательному интерфейсу RS-485 к контроллеру. Протокол передачи данных Modbus.

В АСУТП «Парк нефти» (Siemens) передаются следующие сигналы:

- нет готовности;
- быстрая остановка;
- состояние двигателя;
- неисправность (с расшифровкой причины);
- авария ПЧ;
- время наработки в часах;
- ток двигателя;
- тепловое состояние двигателя;
- момент двигателя;
- сетевое напряжение.

В качестве исполнительного механизма (35э) применена задвижка с электронной системой управления на базе электроприводов с блоками управления ESD-VC, производства компании «Элеси».

Канализационная насосная станция (поз. 1.2.2 по ГП).

КНС предназначена для приема и откачки промливневых и дождевых стоков с насосной поз. 1.2 в резервуар неочищенных стоков и далее на очистные сооружения.

КНС представляет собой изделие полной заводской готовности.

Для управления КНС комплектно смонтирован шкаф управления Control DC-S 2x13-16.9A SD-ABP-III+Ops:

- комплектация: стандартная, пуск «звезда/треугольник», двойной ввод
- питания с АВР;
- исполнение уличное, УХЛ1, IP55;
- расположение: рядом с КНС.

Насосная станция перекачки нефти (поз. 1.2 по ГП).

Техническое перевооружение насосной нефти заключается в установке дополнительных насосов Р-101/А...Р-101/Г с электроприводной арматурой на всасывающую и нагнетательную линии (ЗД26...ЗД33), а так же в установке электроприводной арматуры (ЗД34...ЗД42) на всасывающую и нагнетательные линии существующих насосов Н-1/1...Н-1/3.

Насосы Р-101/А...Р-101/Г оснащены приборами и датчиками, позволяющими осуществить:

- местное и дистанционное измерение перепада давления до и после фильтра, установленного на всасывающем трубопроводе, для сигнализации засорения фильтра - датчики перепада давления EJX110A (поз.31.1,31.2);

- местный и дистанционный контроль давления с помощью манометра МП4-У (АО «Манотомь», г. Томск) и датчика избыточного давления «EJA530A» Yokogawa во всасывающем и напорном трубопроводах, с сигнализацией в операторной минимального и максимального значений;

- наличие перекачиваемой среды в линии нагнетания для недопущения работы насосов «на сухую». Запроектированы вибрационные датчики предельного уровня типа Liquiphant M FTL50 производства Endress Hauser;

- измерение температуры подшипников насоса и электродвигателя. Согласно конструкторской документации завода-изготовителя предусмотрены по четыре датчика температуры типа ДТС-034-50М («ПО» ОВЕН», Россия) для каждого насоса;

- измерение уровня вибрации на подшипниковых узлах насоса и электродвигателя. В качестве преобразователей вибрации применены датчики контроля вибрации SLD 833C-4 с токовым выходом 4-20мА;

- измерение температуры перекачиваемого продукта. Для этого на нагнетательной линии насосов предусмотрена установка микропроцессорного термопреобразователя сопротивления Метран-2700 Exia.

- комплектно с насосами установлены бачки торцевого уплотнения для обеспечения смазки и охлаждения торцевых уплотнений. В бачке предусмотрено измерение максимального и минимального аварийного уровня жидкости. В случае достижения любого граничного значения уровня жидкости в бачке происходит аварийная остановка насоса. В качестве измерителя крайних значений уровня

предусмотрен сигнализатор уровня VEGASWING61 (комплектно с бачком). Для насосов Р-101/В, Р-101/Г заводом-изготовителем предусмотрено по два бачка торцевых уплотнений для каждого насоса;

- контроль загазованности насосов Р-101/А...Р-101/Г с помощью стационарного газового детектора OLCT50 (3шт), с предварительной 20% и аварийной сигнализацией 50% НКПР в операторной и непосредственно на площадке насосной поз. 1.2 (ТСВ-1 и ПСВ-3-53ХЛ1).

На программном уровне ведется учет времени работы насосного оборудования с целью его равномерного распределения между основным и резервным насосами.

Предусмотрена сигнализация об исчерпании лимита рабочего времени насоса и необходимости перехода на резервный насос.

Схемой управления контролируется электропитание электропривода насосов.

При возникновении аварийной ситуации, производится автоматический останов соответствующего насоса и не допускается его повторное включения до устранения причин его останова.

Контуры регулирования

Регулирование обеспечивается по типовым алгоритмам, в соответствии со стандартным законом регулирования ПИД (пропорционально интегральный дифференциальный закон регулирования).

Для контуров регулирования предусмотрена панель, вид которой изменяется в соответствии с типом контура регулирования. Панель содержит информацию о значении параметра, задании и управляющем воздействии и положении для аналогового исполнительного механизма (преобразователя частоты) или о команде управления и состоянии для дискретного ИМ. На панели регулирования также отображается шкала прибора, единицы измерения, режим работы контура, аварийные и предаварийные границы. Панели регулирования содержат элементы управления, достаточные для реализации всех функций по управлению контуром.

Для контуров управления предусмотрены следующие режимы:

- Дистанционный. Управления исполнительным механизмом с автоматизированного рабочего места по инициативе оператора.

- Автоматический. Регулирование технологического параметра в соответствии с заданием оператора, посредством изменения управляющего воздействия на ИМ по программе управления.

- Слежения, соотношения. Аналогичен автоматическому режиму, но задание регулируемому параметру рассчитывается программно.

Изменение настроек контуров регулирование допустимо при активации пароля.

С целью регулирования технологических параметров и экономии электроэнергии управление насосами Р-101/А...Р-101/Г выполняется посредством частотных преобразователей.

В таблице «Сигнализации и блокировки» приведены все параметры, по которым осуществляется регулирование, коррекция, соотношение и приборы регулирования (клапаны, частотные преобразователи и т.д.).

Система противоаварийной защиты

Алгоритм работы системы ПАЗ разработан в соответствии с таблицей блокировок и сигнализаций.

Надежность и время срабатывания системы ПАЗ определен с учетом требований проекта и технологического регламента.

От датчиков, подключенных к системе ПАЗ, по внутреннему каналу системы управления передается сигнал о регистрации параметра, а также предупредительная и аварийная сигнализация.

После срабатывания блокировки и возвращении параметра в нормальное состояние сброс параметра происходит автоматически.

Перезапуск электрооборудования и открытие/закрытие запорной и отсечной арматуры, после срабатывания блокировки, производится оператором вручную.

Информация о работе технических средств системы ПАЗ формируется с помощью:

- индикаторов, монтируемых в технические средства;
- сообщений, передаваемых на АРМ оператора с контроллеров по локальной сети.

С помощью средств самодиагностики фиксируются следующие ситуации:

- отказ источников питания;

- отказ контроллера;
- обрыв цепи аналогового датчика с сигналом 4-20 мА;
- обрыв цепи дискретного датчика, при подключении по схеме с контролем целостности цепи на обрыв и короткое замыкание;
- несоответствие текущего состояния дискретных выходов для релейных модулей;
- отклонение сигналов за установленные диапазоны.

Все средства самодиагностики определяют конкретный адрес неисправного модуля или канала.

Диагностические сообщения поступают в АРМ оператора, где квитируются оперативным персоналом.

Наличие средств самодиагностики обеспечивает среднее время восстановления работоспособности компонентов, при отказе одного из модулей, от 5 до 15 минут.

В подсистеме автоматического сбора и обработки информации на АРМ оператора формируются диагностические данные о состоянии:

- исполнительных устройств;
- датчиков аналоговых и дискретных сигналов;
- линий связи.

Надежность системы ПАЗ обеспечивается аппаратным резервированием:

- модулей центрального процессора (управляющих модулей);
- модулей ввода вывода;
- промышленных сетей;
- источников питания.

Система ПАЗ исключает срабатывание от случайных и в т.ч. и в случае переключений на резервный или аварийный источник электропитания.

Противоаварийная автоматическая защита (ПАЗ) так же осуществляет ряд мероприятий, которые необходимо выполнять автоматически в той последовательности, которая определена алгоритмом защиты, чтобы не допустить взрывоопасной ситуации.

Система ПАЗ обеспечивает:

- автоматизированный сбор аналоговой и дискретной информации от датчиков технологических параметров и параметров состояния исполнительных механизмов, а также дискретных параметров ДВК;
- выделение достоверной входной информации;
- анализ и логическую обработку входной информации;
- автоматическую выдачу сигналов двухпозиционного управления на исполнительные механизмы;
- дистанционное ("ручное") управление исполнительными механизмами при условии санкционированного доступа;
- определение первопричины срабатывания системы защиты и останова технологического процесса;
- оперативную и автономную диагностику технических средств системы ПАЗ, и идентификацию неисправностей с точностью до модуля (блока).

Связь АСУТП с общезаводской сетью АСУТП

АСУТП подключена к технологической сети, что позволяет выдавать информацию о состоянии безопасности на объекте в вышестоящую систему управления, а так же получать информацию административно-технического и хозяйственного характера.

Структурная схема управления АСУТП представлена в 04/06/12-04-1.2-АТХ, лист 2.

Интерфейс передачи данных в общезаводской сети Ethernet, протокол Modbus TCP/IP.

Кабели связи между контроллерами и многофункциональными конвертерами – витая пара 5 кат (так как они расположены рядом).

Кабели связи между коммутационно - распределительными устройствами стоечным КРС-8 и общезаводской сетью – оптоволоконный кабель типа ОКС.

В качестве многофункциональных преобразователей интерфейсов RS-232/422/485 в оптоволоконно, применены Коммутатор ConneXium (Managed) 6TX/2FXMM.

Для размещения активного и пассивного сетевого оборудования установлен сетевой шкаф 19” производства компании Ritall, который размещается в помещении блок контейнера КИП №7 (поз. 1.34 по ГП).

Для взаимосвязи Системы со смежными системами используется клиент-серверная архитектура сети Ethernet с оптоволоконным кольцом.

Проектом выполнено подключение блок бокса КИП №7 к технологическому оптоволоконному кольцу. Точки подключения:

- блок бокс КИП АСУТП «Парк нефти» (поз. 1.31.1 по генплану);
- блок бокс КИП АСУТП «Парк светлых нефтепродуктов» (поз. 3.24 по генплану).

Так же по кольцевой топологии к блок боксу КИП №7 выполнено подключение АСУТП «Продуктопровод СК», которая расположена в блок боксе КИП (поз. 3.29 по генплану). Среда передачи информации - оптический кабель.

Для подключения Системы к общезаводским сетям обмена информации установлена серверная станция (Сервер OpenPCS7) для передачи данных в общезаводскую сеть.

Для обеспечения защищенного обмена данными между системами автоматизации и общезаводской сетью установлен модуль защиты устройств и сетей автоматизации и защиты промышленных коммуникаций с функцией файрвола Scalance S600.

Установлен для Системы сервер точного времени Symmetricom's SyncServer S100.

Обменом между Системами производится:

- прием дискретного сигнала из существующей АСУТП "Парк нефти" (на базе контроллеров ЭЛСИ-ТМ) в Систему «Авария в парке нефти» - для останова насосов Р-101/1А...Р-101/Г и закрытия электроприводных задвижек ЗД26...ЗД29, ЗД18...ЗД25, 200..203, ЗД18...ЗД25, ЗД30...ЗД33. Вид передаваемого сигнала - «сухой контакт», с возможностью проверки целостности линии на обрыв и короткое замыкание;

- прием дискретных сигналов из существующей АСУТП "Парк нефти" (на базе контроллеров ЭЛСИ-ТМ) в Систему «Минимальный и максимальный уровень в резервуарах, РВС1..4» - для закрытия электроприводных задвижек ЗД18...ЗД21, 200..203, ЗД22...ЗД25. Вид передаваемого сигнала - «сухой контакт», с возможностью проверки целостности линии на обрыв и короткое замыкание.

Подключение электроприводных задвижек ЗД34...ЗД42, которые установлены на нагнетательных и всасывающей линиях существующих насосов Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3 выполнено к существующей АСУТП «Парк нефти» (на базе контроллеров ЭЛСИ-ТМ). Разработчиком данной системы является компания АО «ЭлеСи».

Схема электроснабжения оборудования контроля и управления выполнена следующим образом:

- в блок контейнере КИП №7 (поз. 1.34 по генплану) установлена система бесперебойного питания, от которой запитан распределительный щит (РЩ) при помощи двух отдельных питающих кабелей. Далее с РЩ в каждый шкаф системы АСУ ТП поступает электропитание.

- В АСУ ТП поступает информация о состоянии ИБП и сигналы тревог в случае какого-либо сбоя или переключения.

4. Требования к ПНР Системы

4.1 Требования к ПНР Системы в целом

Доработка АСУТП должна соответствовать ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ "Автоматизированные системы управления. Общие требования", и ГОСТ 34.603-92 "Виды испытаний автоматизированных систем " с учетом требований, изложенных в данном разделе.

4.1.1. Описание среднего и верхнего уровней Системы

Система построена на базе программно-технического комплекса PCS7 фирмы Siemens.

Верхний уровень – SCADA система Simatic WinCC V7.0.

Средний уровень Системы построен на базе резервированной системы автоматизации повышенной надежности AS SIMATIC PCS7 400H. Модули ввода/вывода сигналов не резервированные.

В системах автоматизации AS SIMATIC PCS7 400H обеспечивается независимость функционирования программы управления и программ ПАЗ.

Система ПАЗ имеет наивысший приоритет.

Шкафы управления Системы сетевого оборудования, ИБП размещены в блок-боксе КИП №7 (поз. 1.34 по ГП).

Управление АСУТП «Насосная станция перекачки нефти. Техническое перевооружение» выполнено из существующих рабочих мест операторов товарно-сырьевого парка, которые расположены в операторной поз. 1.9 по генплану.

4.1.2. Описание выполненных работ по ПНР Системы

Разработчиком Системы ООО «ЦАНТ» были выполнены следующие работы по ПНР:

Автономная наладка и проверка в имитационном режиме прикладных программ контроллера и верхнего уровня АСУТП, а именно:

- дисплеи визуализации (кадры), наличие отображения основного оборудования, исполнительных механизмов, аналоговых и дискретных параметров;

- возможности перевода управления исполнительными механизмами в различные режимы работы (ручной, автоматический), управления (пуск, стоп, открыть, закрыть), изменения уставок (границ) параметров;

- возможности включения-отключения блокировок по каждому исполнительному механизму;

- срабатывание блокировок и сигнализации при имитации предупредительных и аварийных (блокировочных) дискретных сигналов;

- срабатывание блокировок и сигнализации при имитации предупредительных и аварийных (блокировочных) аналоговых параметров;

- работу комплекта ступенчатых защит при наличии сообщения о первопричине блокировки.

5. Состав и содержание работ по ПНР АСУТП

Доработка АСУТП и ввод в действие осуществляются в соответствии с ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные Системы. Стадии создания».

5.1 Техническое совещание

После заключения Договора на создание АСУТП проводится совещание с участием Заказчика и Исполнителя на объекте для окончательного согласования и уточнения состояния Системы.

Ответственным за проведение совещания является Заказчик.

Результатом совещания является Протокол совещания.

5.2 Исходные данные для ПНР АСУТП

Следующая документация, которая потребуется для выполнения доработки, должна быть предоставлена Исполнителю на техническом совещании:

- Схемы автоматизации установки.
- Таблица сигнализаций и блокировок.
- Принципиальные схемы управления силовым оборудованием.
- Схемы соединения внешних проводок.
- Спецификация полевого оборудования.
- Программное обеспечение АСУТП среднего и верхнего уровня.
- Технорабочий проект 1-14/Тм-АТХ.

5.3 Комплексная пусконаладка полевого оборудования АСУТП

Исполнитель проводит комплексную пусконаладку смонтированного полевого оборудования АСУТП в объёме программы 1-14/ТМ-АТХ.ПМ, разработанной ООО «ЦАНТ» в составе технорабочего проекта.

Полевое оборудование смонтировано и подключено к щитам управления монтажной организацией в 100% объёме.

5.4 Комплексная пусконаладка среднего и верхнего уровня АСУТП

Каждый канал контроля, управления, сигнализации и блокировки отлаживается и настраивается Исполнителем в индивидуальном порядке в соответствии с Программой и методикой испытаний 1-14/ТМ-АТХ.ПМ, разработанной ООО «ЦАНТ» в составе технорабочего проекта.

5.5 Гарантийный срок.

Гарантийный срок должен составлять не менее 18 месяцев с момента пуска Системы в промышленную эксплуатацию.

В течение гарантийного срока специалисты Исполнителя по первому требованию Заказчика должны прибывать на площадку Заказчика для устранения неполадок и отказов или для предоставления квалифицированных консультаций.

6. Порядок контроля и приемки

6.1 Место проведения и виды испытаний

Ввод в действие АСУТП после ПНР осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 34.601-90 ЕСС АСУ "Автоматизированные системы. Стадии создания" и ГОСТ 34.603-92 ИНФОРМАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ. "Виды испытаний автоматизированных систем".

Для проведения всех видов испытаний Исполнитель разрабатывает и согласовывает с Заказчиком документ «Программа и методика испытаний», в котором должен быть установлен необходимый и достаточный объем испытаний, обеспечивающий заданную достоверность получаемых результатов.

Приемка Системы оформляется актом приема-сдачи с перечнем выявленных замечаний и сроков их устранения.

Для автоматизированной системы устанавливаются следующие этапы испытаний:

- Предварительные испытания.
- Опытная эксплуатация.
- Приемочные испытания.

6.2 Предварительные испытания

Предварительные испытания Системы проводятся после проведения ПНР с целью определения её работоспособности и возможности приемки в опытную эксплуатацию. Предварительные испытания организует Заказчик и проводит их совместно с Исполнителем.

Программа и методика предварительных испытаний составляется Исполнителем и согласовывается с Заказчиком.

Испытания проводят в соответствии с утвержденной программой и методикой, в которой указывают:

- перечень объектов, выделенных в системе для испытаний и перечень требований, которым должны соответствовать объекты;

- средства для проведения испытаний;
- методику испытаний и обработки их результатов;
- перечень оформляемой документации.

Испытания в первую очередь должны включать проверку:

- полноты и качества реализации функций при штатных, предельных, критических значениях параметров объекта автоматизации и в других условиях функционирования Системы;

- выполнения каждого требования, относящегося к интерфейсу системы;
- работы персонала в диалоговом режиме.

- средств и методов восстановления работоспособности Системы после отказов.

Для проведения испытаний и приемки Системы в опытную эксплуатацию со стороны Заказчика приказом по предприятию создается комиссия из ответственных специалистов, принимающих участие в проведении предварительных испытаний.

Комиссия делает заключение о возможности приемки Системы в опытную эксплуатацию.

Работу завершают оформлением акта приемки Системы в опытную эксплуатацию.

6.3 Опытная эксплуатация.

Опытную эксплуатацию системы проводит Заказчик совместно с Исполнителем, с целью определения фактических значений количественных и качественных характеристик и готовности персонала к работе в условиях функционирования Системы, определения ее фактической эффективности и необходимости в корректировке документации.

Опытная эксплуатация проводится в соответствии с Программой, в которой указываются:

- порядок устранения недостатков, выявленных в процессе опытной эксплуатации;
- продолжительность опытной эксплуатации, достаточная для проверки правильности функционирования АСУТП.

Минимальная продолжительность опытной эксплуатации должна устанавливаться не менее одного месяца со дня подписания Акта приемки Системы в опытную эксплуатацию.

Во время опытной эксплуатации Системы, эксплуатационный персонал Заказчика должен вести рабочий журнал, в который заносятся:

- сведения о продолжительности функционирования Системы;
- сведения об отказах, сбоях, аварийных ситуациях;
- сведения об изменениях параметров Системы;
- сведения о проведенных корректировках программного обеспечения и документации;
- сведения о наладке технических средств.

Замечания рабочего журнала опытной эксплуатации рассматриваются Исполнителем. По завершению устранения представленных замечаний делаются отметки в рабочем журнале с датой устранения замечаний и подписью ответственных лиц Заказчика и Исполнителя.

При опытной эксплуатации проверяются:

- условия и порядок функционирования частей Системы и Системы в целом;
- правильность функционирования Системы при выполнении каждой отдельной функции;
- порядок устранения недостатков, выявленных в процессе опытной эксплуатации.

По результатам Опытной эксплуатации составляют Акт о завершении опытной эксплуатации с заключением о возможности предъявления Системы на приемочные испытания. Акт подписывают председатель и члены комиссии. На Приемочные испытания Система предъявляется после исправления замечаний по результатам Опытной эксплуатации. Срок устранения замечаний по результатам Опытной эксплуатации Системы должен быть отражен в Акте о завершении опытной эксплуатации.

6.4 Приемочные испытания

Приемочные испытания Системы проводят для определения соответствия Системы техническому заданию, оценки качества опытной эксплуатации и

решения вопроса о возможности приемки Системы в постоянную (промышленную) эксплуатацию.

Приемочные испытания Системы проводят после завершения опытной эксплуатации.

Для приемки Системы в промышленную эксплуатацию назначается комиссия. Председателем приемочной комиссии назначается представитель Заказчика, в состав комиссии обязательно включаются представители Исполнителя.

При проведении испытаний комиссии предъявляются следующие документы:

- Техническое задание на ПНР Системы.
- Программа и методика приемочных испытаний.
- Акт предварительных испытаний.
- Протокол предварительных испытаний.
- Акт приемки Системы в опытную эксплуатацию.
- Акт завершения опытной эксплуатации.
- Акт об устранении замечаний (если имеются).
- Рабочий журнал опытной эксплуатации с отметками Заказчика и

Исполнителя.

Результаты приемочных испытаний оформляются:

- Протоколом приемочных испытаний.
- Актом приемочных испытаний с решением комиссии о возможности ввода

Системы в промышленную эксплуатацию.

Датой ввода Системы в действие считают дату подписания приемочной комиссией Акта приемочных испытаний.

После приемки Системы в промышленную эксплуатацию ответственность за ее функционирование несет Заказчик.

7. Требования к составу и содержанию работ по вводу АСУТП в действие

7.1 Заказчик на стадии разработки и внедрения АСУТП несет ответственность за выполнение следующих мероприятий:

- Представление Разработчику необходимых данных на всех стадиях ПНР Системы.

- Организацию работ по устранению дефектов монтажа средств КИПиА, технологического и электротехнического оборудования при выявлении замечаний при ПНР полевого оборудования.

- Организацию предварительных и приёмочных испытаний, опытной эксплуатации Системы.

- Регистрацию сбоев и отказов оборудования КИПиА и вычислительной техники в рабочем журнале.

- До ввода системы в опытную эксплуатацию Заказчик обязан провести инструктаж персоналу по доработке Системы с оформлением протокола.

7.2 Исполнитель несет ответственность за:

- Осуществление ПНР Системы.

- Оформление и наличие действующих лицензий на право проведения работ по ПНР АСУТП.

- Проведение обучения технологического персонала и специалистов подразделения АСУТП Заказчика.

- Своевременное проведение предварительных и приёмочных испытаний Системы.

- Своевременный ввод Системы в промышленную эксплуатацию.

- Гарантийное обслуживание Системы.

8. Требования к документированию.

Требования к содержанию документов, разрабатываемых при ПНР автоматизированной системы, установлены указаниями РД 50-34.698-90 "Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов", а также соответствующими государственными стандартами:

- Единой системы программной документации (ЕСПД);

- Единой системы конструкторской документации (ЕСКД);

- Системы проектной документации для строительства (СПДС);

Виды и комплектность документов регламентированы ГОСТ 34.201-89 "Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем".

9. Источники разработки

Настоящее ТЗ разработано на основании следующих стандартов и нормативных документов:

1. Закон РФ №4871-1 "Об обеспечении единства измерений".
2. ГОСТ 34.003-90 ИНФОРМАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ. Автоматизированные системы. Термины и определения.
3. ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
4. ГОСТ 34.201-89 ИНФОРМАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
5. ГОСТ 34.601-90 ЕСС АСУ. Автоматизированные системы. Стадии создания.
6. ГОСТ 34.602-89 ИНФОРМАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.
7. РД 50-34.698-90 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ. ИНФОРМАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
8. ГОСТ 21.404-85 Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.
9. ГОСТ 34.603-92 ИНФОРМАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ. Виды испытаний автоматизированных систем.
10. Федеральный закон 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».