



ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

по закупке 387064
способом Открытый тендер

Лот № (47-1 Р, 1317348) Работы по ремонту/модернизации телекоммуникационного оборудования

Заказчик: Акционерное общество "Мангистаумунайгаз"

Подрядчик: Акционерное общество "Мангистаумунайгаз"

1. Краткое описание ТРУ

Наименование	Значение
Номер строки	47-1 Р
Наименование и краткая характеристика	Работы по ремонту/модернизации телекоммуникационного оборудования, Работы по ремонту/модернизации телекоммуникационного оборудования
Дополнительная характеристика	"Работы по реконструкции цифровой системы телемеханики в ПУ ""Жетыбаймунайгаз"""
Количество	1.000
Единица измерения	-
Место поставки	КАЗАХСТАН, Мангистауская область, "Мангистауская область, ПУ ""Жетыбаймунайгаз"""
Условия поставки	-
Срок поставки	С даты подписания договора по 12.2020
Условия оплаты	Предоплата - 0%, Промежуточный платеж - 0%, Окончательный платеж - 100%

2. Описание и требуемые функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

НА ПРОВЕДЕНИЕ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ И ПУСКО-НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПРОЕКТУ «РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ И АСУТП ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПУ «ЖЕТЫБАЙМУНАЙГАЗ»

Принятые сокращения:

АСУ ТП – Автоматизированная система управления технологическим процессом

ШКУ – Шкаф контроля и управления

ПУ – Производственное управление

ЦДНГ – Цех по добычи нефти и газа

ГУ - Групповая установка

ЗУ - Замерная установка

АГЗУ - Автоматизированная групповая замерная установка

ПП – Путьевой подогреватель

ЦППД - Цех по поддержанию пластового давления

АРМ – Автоматизированное рабочее место

ПЛК – Программируемые логические контроллеры

ИСУН – Информационная система учета нефти

Работы выполняются согласно проектной документации: «Реконструкция системы телемеханики и АСУТП технологических объектов ПУ «Жетыбаймунайгаз» (проект прилагается).

№ п/п Перечень основных данных и требований

1 Основание для выполнения работ Производственная необходимость. Производственная программа 2020 года АО «Мангистаумунайгаз»

2 Организация - заказчик АО «Мангистаумунайгаз»

3 Подрядчик Определить тендером

4 Основной вид строительства Реконструкция системы телемеханики на технологических объектах ПУ ЖМГ

5 Место расположения объекта Республика Казахстан, Мангистауская область, Каракинский район, ПУ «Жетыбаймунайгаз», м/р Жетыбай

6 Сроки выполнения работ: Начало выполнения работ - дата заключения Договора.

Окончание выполнения работ – согласно утвержденному Заказчиком плану мероприятий, но не позднее срока действия Договора.

7 Назначение системы Система телемеханики (далее Система) предназначена для автоматизации управления, сбора, обработки и





вывода информации по технологическим объектам ЦДНГ-1 (ГУ, ЗУ), а также для создания автоматизированных рабочих мест операторов (диспетчерская) ЦДНГ-1 в части:

- 1) измерения технологических параметров работы объекта;
- 2) управление технологическим процессом в рамках проекта;
- 3) визуализации параметров технологического оборудования;
- 4) автоматизированного учета жидкости, газа;
- 5) предупреждения о возникшей аварийной ситуации;
- 6) учета материальных ресурсов;
- 7) создания, ведения и хранения архивов данных и событий;
- 8) автоматизированная выдача отчетных форм.

Подробнее см. Приложения №1

8 Основные телемеханизируемые объекты Оснащение объектов средствами КИПиА согласно рабочего проекта представленного Заказчиком.

ЦДНГ-1:

ГУАйрантақыр, ГУОймаша, ГУЮжный Жетыбай, ГУСеверное Карагие, ГУ10, ГУ11, ГУ14, ГУ15, ГУ16, ГУ18, ГУ25, ГУ32, ГУПридорожное, ГУАшиагар, ГУАтамбай, ГУ2, ГУ7, ГУ8, ГУ21, ГУ23, ГУ29, ГУ13, ГУ27, ЗУОймаша, ЗУ14, ЗУ18, ЗУ18н, ЗУ23а, ЗУ16, ЗУ31, ЗУ31а, ЗУ31б, ЗУ30, ЗУ24, ЗУ7, ЗУ11, ЗУ13, ЗУНОГ, ЗУ2ЮГ.

Операторная (диспетчерская) ЦДНГ-1.

9 Дополнительные требования Исполнитель обязуется поставить все средства АСУ и материалы, указанные в рабочем проекте, а также ЗИП (контроллер, модули в/вв и БП).

Техническая поддержка программного обеспечения в течении 12 месяцев с момента ввода Системы в промышленную эксплуатацию.

10 Режим работы системы Непрерывный, круглосуточный, круглогодичный

11 Основные характеристики объектов см. приложения №1 Глава 2. Характеристика объектов автоматизации

12 Требования к Подрядчику 12.1. Требования к последовательности выполнения работ Подрядчиком, этапам выполнения работ:

12.1.1. Разработать мероприятия с графиком выполнения работ и согласовать с Заказчиком в течении 10 календарных дней после подписания Договора;

12.1.2. Провести обследование объектов реконструкции;

12.1.3. Согласовать с Заказчиком поставляемое оборудование, схемы шкафов, мнемосхемы.

12.1.4. Осуществить поставку необходимого оборудования согласно предоставленного Заказчиком рабочего проекта;

12.1.5. Произвести СМР, ПНР и ввод в работу Системы по ЦДНГ-1;

12.1.6. Произвести сварочные работы на металлических конструкциях;

12.1.7. Разработать и согласовать с Заказчиком программу приемо-сдаточных испытаний;

12.1.8. Проведение приемо-сдаточных испытаний, оформление протоколов испытаний;

12.1.9. Проведение обучения персонала Заказчика работе Системы контроля и управления.

12.2. По окончании работ предоставить:

12.2.1. Исполнительную документацию на бумажном и электронном носителе в формате pdf;

12.2.2. Руководство оператора/технолога Системы и Руководство инженера АСУ по эксплуатации на государственном или русском языке;

12.2.3. Лицензии на программное обеспечение;

12.2.4. Программное обеспечение на электронном носителе;

12.2.5. Карта регистров обмена информацией;

12.2.6. Акт выполненных работ;

12.2.7. Счет фактуру;

12.2.8. Презентационный материал о работе Системы АСУ ТП по ЦДНГ-1, после ввода в промышленную эксплуатацию.

12.3. Требования к применяемому оборудованию и материалам:

12.3.1. Поставляемое оборудование должно быть новым и ранее не использованным.

12.3.2. Типы/модели оборудования согласовать с Заказчиком;

12.3.3. Дата выпуска должна быть не ранее 2019 г.

12.3.4. Подрядчик несет ответственность за предоставление комплектной системы в полной эксплуатационной готовности со всем необходимым собственным и прикладным программным обеспечением, включая оригиналы лицензий.

12.3.5. Система должна быть сконструирована в соответствии с документацией рабочего проекта, предоставленной Компанией в ходе исполнения обязанностей по контракту.

12.3.6. Закупаемое оборудование должны иметь Разрешение на применение на опасных объектах, выданный уполномоченным органом РК.

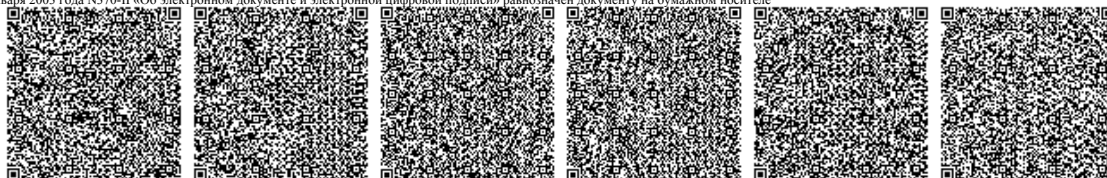
12.3.7. Средства измерений, в том числе и контроллеры с модулями В/ВВ используемых в составе проекта должны быть зарегистрированы в реестре государственной системы измерений РК.

12.3.8. Применяемые Подрядчиком средства измерения должны иметь сертификат или отметку о поверке действующие в РК, на момент поставки срок действия поверки не менее 2/3 от всего действия поверки, в том числе и контроллеры с модулями В/ВВ (аналоговые, частотные).

12.4. Основные требования, документы, используемые при проведении работ:

12.4.1. Допуск к работам и выполнение работ проводить в соответствии с Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности;

12.4.2. Настоящее Техническое задание;





- 12.4.3. Закон РК «Об обеспечении единства измерений»;
- 12.4.4. Закон о гражданской защите;
- 12.4.5. Требования санитарных норм;
- 12.4.6. Требования охраны окружающей среды;
- 12.4.7. ПТЭ электроустановок потребителей, ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей;
- 12.4.8. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».
- 12.5. Требования контроля и приёмки выполненных работ:
СМ. Приложение 1 ТЗ, ГЛАВА 6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ
- 12.6. Гарантийный срок на поставляемое оборудование и выполненные работы:
- 12.6.1. Гарантийный срок на выполненные работы должен быть не менее 2 года с момента ввода оборудования в промышленную эксплуатацию;
- 12.6.2. Гарантийные обязательства на поставляемое оборудование в пределах гарантийного срока на выполненные работы должен обеспечить Поставщик оборудования (Подрядчик). Вышедшее из строя оборудование в период гарантийных обязательств на выполненные работы, направляется Поставщику с указанием причин возврата. На период устранения выявленных отказов в работе оборудования в рамках гарантийных обязательств Подрядчик должен обеспечить подмену оборудования;
- 12.6.3. Срок гарантии на активное оборудование должен быть не менее установленного заводом-изготовителем.
- 13 Заказчик обязуется • Принять работы с подписанием соответствующих Актов после ввода в промышленную эксплуатацию.
- Организовать обеспечение вновь введенных в эксплуатацию шкафов и станций управления электропитанием и заземлением согласно требований ПУЭ РК;
 - Обеспечить на время выполнения работ присутствие своего представителя для контроля качества исполнения работ и решения возникающих вопросов;
 - Организовать сварочные работы по врезке в нефтепровод и газопровод.
- 14 Требования к документации и отчетам, оформляемым по результатам работ Приложение №1. Глава 9.
- 15 Документация на поставляемое оборудование и на программное обеспечение Приложение №1. Глава 9.

Подрядчик обеспечивает своих работников питанием, проживанием и транспортом на все время проведения работ на объектах Заказчика.

До начала работ на объектах Заказчика Подрядчик обязан:

- предварительно направить письмо Заказчику о допуске на объект с указанием Ф.И.О специалистов, количества, время пребывания, гос.номер автотранспорта;
- предварительно провести оплату проживания и питания на месторождении Заказчика.

Приложение №1 к ТЗ

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Краткая характеристика объекта

Месторождение Жетыбай расположено в 80-ти км юго-восточнее от г.Актау и является крупнейшим нефтегазоконденсатным месторождением в Мангистауской области РК.

1.2 Климатическая характеристика

Основные климатические параметры, характерные для района работ:

Наиболее холодный месяц январь

Наиболее жаркий месяц июль

Абсолютный максимум температуры воздуха +52гр. С

Абсолютный минимум температуры воздуха - 38гр. С

Среднегодовое количество осадков 230 мм.

Максимальная высота снежного покрова (с 5 % вероятностью) 20 см.

1.3 Наименование системы

Полное наименование системы – «Реконструкция системы телемеханики и АСУТП технологических объектов ПУ «Жетыбаймунайгаз» (далее – Система).

Здесь и далее под понятием «Система телемеханики и АСУТП» понимается следующее:

- подключение всех существующих сигналов с ГУ, замерных установок (ЗУ) на новый шкаф контроля и управления (ШКУ);
- сбор, хранение и обработка данных с ГУ, ЗУ на уровне операторной (диспетчерской) ЦДНГ-1.

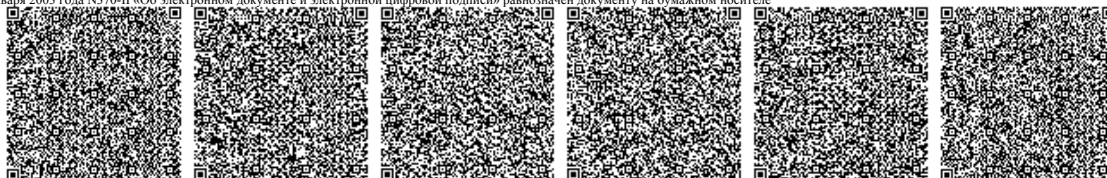
1.4 Назначение и цель создания системы

Назначением Системы автоматизации является:

- управление процессами сбора, учета и транспортировки газожидкостной смеси на ГУ, ЗУ и БКНС;
- управление технологическим процессом ГУ, ЗУ;
- сбор данных процессов хранения и отпуски нефтепродуктов;
- поддержание требуемых режимов функционирования технологических объектов;
- безаварийная эксплуатация установленного технологического оборудования.
- предупредительных, аварийных сигналов и блокировок;
- передачи данных, отчетных форм на верхний уровень (ИСУН).

Целью создания Системы автоматизации является:

- повышение технико-экономических показателей работы благодаря повышению уровня безопасности эксплуатации и надежности





технологического оборудования объектов и средств автоматизации;

- уменьшение риска возникновения аварийных ситуаций при принятии решений оперативным и эксплуатационным персоналом;
- повышение надежности управления путем использования самодиагностики аппаратных и программных средств;
- взаимодействие Системы со смежными системами;
- автоматизированное формирование отчетных форм;
- архивирование информации о состоянии технологических процессов и режимов работы оборудования с быстрым доступом к базе данных.

ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

2.1 Общая характеристика производственных объектов ПУ «Жетыбаймунайгаз»

2.2.1 Групповые и замерные установки

ГУ предназначена для первичного сбора, предварительного отбора попутного газа, учета газо-жидкостной смеси, поступающей по трубопроводам от добывающих скважин и от автоматизированных замерных установок, и дальнейшей транспортировки на ЦППН. ЗУ предназначена для первичного сбора и учета газожидкостной смеси с помощью АГЗУ и транспортировки ее через сборный трубопровод на ГУ.

Ведомственное подчинение объектов ГУ (ЗУ) – ЦДНГ-1 ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз».

Групповая установка обеспечивает:

- сбор добываемой продукции от устья добывающих скважин в накопительные буферные емкости на ГУ;
- учет поступающей продукции через автоматизированную групповую замерную установку «Спутник» и всего объема газожидкостной смеси по ГУ через объемный счетчик «НОРД»;
- отделение и транспортировку попутного газа 1-й ступени сепарации через газовый сепаратор и дальнейший его сбор через газосборные трубопроводы до цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), при этом часть газа используется в качестве топлива для печей подогрева расположенных на ГУ;
- подогрев нефтегазовой смеси до температуры 40-60 °С;
- транспортировку нефтяной эмульсии, по существующим трубопроводам, насосами перекачки до ЦППН.

В состав групповой установки входит следующее оборудование:

- автоматизированная групповая замерная установка «Спутник», используется для замера дебита добывающих скважин в единицах объема, объединения всего потока нефтяной жидкости в единый поток и транспортировки его в буферную емкость (до 3 ед.);
- 2-х фазные буферные емкости, предназначенные для сбора жидкости, а также отделения газа от водонефтяной жидкости и создания нормальной работы для перекачивающих нефтяных насосов, с объемами 50, 80, 100 м³ (до 2 ед.);
- газосепаратор ГС-1-1,6-600 или ГС-1-1,6-800 для сепарации газа (1 ед.);
- насосы НБ-125, 9МГР, ЦНС 105x47, ЦНС 180/128 (2-5 ед.), предназначенные для перекачки ГЖС;
- печи ПТ-16/150, ПП-0,63, ПН-70, ПТ 160/100, ПТ-25/100 (2-4 ед.), предназначенные для подогрева добываемой жидкости;
- узел учета (типа Норд) для измерения объема общего количества жидкости ГУ (1 ед.);
- дренажная емкость (1-2 ед.);
- блок дозирования реагента (БР-2,5) для подачи химреагента в нефтесборные трубопроводы (1 ед.) устанавливается на определенных удаленных групповых установках, а также на ГУ, где наблюдается большая коррозионная агрессивность;
- блоки автоматики и электросетей КТП ЩСУ – 0,4 кВ (2 ед.);
- щит управления насосами автоматической откачки жидкости с групповой установки (1 ед.);
- контролируемый пункт телемеханики 1 ед. при 2-х АГЗУ, 2 ед. при 3-х АГЗУ;
- факел для аварийного сжигания газа (1 ед.);
- автоматизированная групповая замерная установка «Спутник» на ЗУ используется для замера дебита добывающих скважин в единицах объема, объединения всего потока нефтяной жидкости в единый поток и транспортировки его по сборному нефтяному коллектору на групповую установку (до 2 ед.);
- дренажная емкость (1 ед.);
- блоки автоматики и электросетей КТП ЩСУ – 0,4 кВ (1 ед.);
- контролируемый пункт телемеханики (1 ед.).

2.3 Нынешнее состояние АСУТП

2.3.1 АСУТП ГУ и ЗУ

Для контроля технологических параметров процесса объект оснащен средствами измерения, контролирующими температуру, давление, расход и уровень рабочей среды в аппаратах.

Контроль технологического процесса включает в себя оперативный контроль технологического процесса с помощью контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА), лабораторный контроль загазованности в помещениях и на участке оборудования.

Оповещение об отклонениях параметров технологического процесса осуществляется с помощью системы сигнализации. Система блокировок обеспечивает защиту и отключение оборудования в аварийных ситуациях при отклонении параметров процесса.

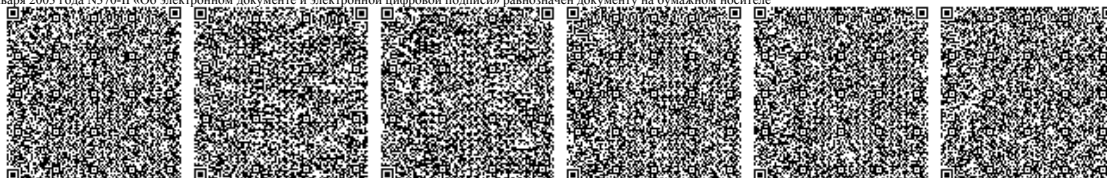
а) Система измерения уровня буферных емкостей нефти

На всех буферных емкостях установлены радарные уровнемеры БАРС, подключенные к блоку УВП01.

УВП01 предназначен для питания первичных преобразователей, приема измерительной информации от них, ее индикации, архивирования, контроля (сигнализации) заданных предельных значений, преобразования измерительной информации в дискретные сигналы и непрерывный токовый сигнал, а также передачи измерительной информации другим устройствам автоматизированных систем управления (АСУ).

б) Узлы учета нефти

На узлах учета нефти установлены счетчики НОРД, предназначенные для измерения объемного количества сырой нефти.





Преобразователь счетчика преобразует количество протекающей нефти в пропорциональное число оборотов крыльчатки, преобразующееся в свою очередь датчиком в пропорциональное количество электрических импульсов, которые пересчитываются электронным блоком НОРД-ЭЗМ в импульсы, соответствующие стандартным единицам.

в) Шкафы контроля и управления ГУ

Большинство ГУ оснащены релейными шкафами управления откачки нефти 80-х годов изготовления. Которые морально и физически устарели. Выполняют функцию управления работой насосов откачки нефти по уровню в буферной емкости.

2.3.2 Промежуточные печи подогрева нефти

В некотором отдалении от площадок ГУ установлены печи подогрева нефти. Печи используют регуляторы прямого действия. Автоматизация и телемеханика на печах отсутствует.

2.3.3 Передача сигналов телемеханики со всех производственных площадок

Передача сигналов (дискретных) телемеханики осуществляется с помощью контроллера ТМК-03, который предназначен для телемеханизации объектов со средним количеством информационных сигналов с использованием проводной линии связи.

Все сигналы через АЦП контроллера ТМК-03 преобразуются в кодово-импульсный сигнал и передаются по двухпроводной линии связи на БВВ (блок ввода-вывода). БВВ обеспечивает сопряжение персонального компьютера диспетчера ЦИТС с аппаратурой телемеханики по стандарту RS232.

ГЛАВА 3. ТРЕБОВАНИЯ К СТРУКТУРЕ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЮ СИСТЕМЫ

Система автоматизации должна иметь следующую структуру:

- 1) 0-й уровень – Уровень возникновения информации;
- 2) 1-й уровень – Уровень сбора информации о технологическом процессе;
- 3) 2-й уровень – Уровень магистральной сети;
- 4) 3-й уровень – Уровень человеко-машинных интерфейсов (HMI).

3.1 Уровень возникновения информации

На этом уровне формируется первичная информация, поступающая в систему. Данный уровень включает в себя: полевые приборы и средства автоматизации, локальные контроллеры (преобразователи и интерфейсные модули), шкафы с установленным в них оборудованием (барьеры искрозащиты, нормирующие преобразователи, реле, источники питания и пр.).

3.2 Уровень сбора информации о технологическом процессе.

Данный уровень предлагается создать как достаточно-автономный, который при отсутствии связи с верхним уровнем способен работать достаточное время без потери информации и осуществлять автономный сбор информации и управление - в обычном и в аварийном режимах. В качестве оборудования использовать программируемые логические контроллеры, в качестве программного обеспечения - средства программирования этих контроллеров.

Данный уровень включает в себя: подсистемы контроллеров АСУТП, с блоками ввода/вывода, преобразователями, ИБП.

Требование к функциональным и аппаратным возможностям ПЛК:

- Поддержка FTP-сервера (сбор данных: регистрируемые данные, диагностические данные, отправка по электронной почте);
- Мониторинг данных ПЛК через веб-браузер (основные данные ПЛК, данные по модулям, данные диагностики, мониторинг переменных, мониторинг специальных флагов, загрузка журнала регистрации данных с сервера, обновление микропрограммного обеспечения / файла проекта и т. д.);
- Настройка синхронизации времени (SNTP: простой протокол синхронизации времени по компьютерной сети);
- ПЛК должен обладать возможностью горячей и холодной замены;

Модули связи:

- RS-232C, RS-422/485, Ethernet, CANopen (ведущий/ведомый), Profibus-DP (ведущий/ведомый), EtherNet/IP, RAPIEnet;
- Изменение стратегий управления без останова процесса;
- Программный симулятор;
- Поддержка языков программирования МЭК 61131-4;
- отсутствие системы лицензирования опций;

Оборудование ПЛК должно иметь модульную архитектуру, предусматривающую возможность расширения и развития функций АСУТП.

ПЛК должна быть компактного размера с мощными функциями и высокой производительностью, модульного исполнения.

Встроенный ЦП обрабатывает программные инструкции со скоростью 160 нс/шаг и поддерживает выполнение арифметических операций с плавающей запятой.

Связь между компонентами 0-го и 1-го уровней АСУТП должна осуществляться посредством электрических сигналов:

- 1) аналоговые входные сигналы: 4-20 mA, mV, TC;
- 2) аналоговые выходные сигналы: 4-20 mA;
- 3) дискретные входные, выходные сигналы: 24 VDC, 220 VAC;
- 4) цифровые входные, выходные сигналы.

Шкафы с оборудованием должны быть:

- 1) раздельными для каждой установки;
- 2) двухстороннего доступа (с цоколем, дверьми, замками);
- 3) с нижним подводом кабелей из фальшпола;





- 4) укомплектованы монтажными панелями, кабельными каналами и клеммниками;
- 5) укомплектованы автоматами и клеммниками распределения питания;
- 6) иметь встроенный вентилятор, внутреннее освещение и розетку 220 В;
- 7) укомплектованы источниками питания полевого КИП 24 VDC;
- 8) укомплектованы барьерами искрозащиты;
- 9) оборудованы защитным и логическим заземлениями;
- 10) предусмотрено свободное пространство для обеспечения возможности наращивания АСУТП.

3.3 Уровень магистральной сети

На этом уровне предусмотреть беспроводной канал передачи данных на базе стандарта IEEE 802.11 точка доступа Ubiquiti Nano Beam AC-19. При необходимости применить активное сетевое оборудование - коммутаторы, повторители, маршрутизаторы и т.д.

3.4 Уровень человеко-машинных интерфейсов.

Человеко-машинный интерфейс (ММИ) операторского контроля - SCADA-системы. На этом уровне в качестве оборудования применить рабочие станции – автоматизированные рабочие места (АРМы). Адреса указаны в проектной документации. Программное обеспечение представлено специальным продуктом для написания и конструирования SCADA-систем. Система SCADA должна удовлетворять требованиям открытой архитектуры программных и аппаратных средств соответствующее следующим требованиям:

- Поддержка комбинированных дисплеев «тенденции+события»;
- Возможность создания дисплеев неограниченного разрешения и опция «прокрутка и масштабирование»
- Дисплеи должны быть в формате html и поддерживать технологии CSS, VBScript, Jscript, ActiveX;
- Поддержка отображения тревог в режиме «Временная шкала»;
- SCADA должна иметь возможность отсылать email и SMS.

Система АСУТП должна обеспечивать работу объекта автоматизации в непрерывном круглосуточном режиме.

ГЛАВА 4. ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ

АСУТП должна отвечать следующим требованиям к надежности: средний срок службы системы - не менее 10 лет, с учетом проведения восстановительных работ. Системы бесперебойного электропитания должны обеспечивать функционирование АСУТП в течение, как минимум, 30 минут после прекращения электропитания на входе источника бесперебойного питания (ИБП) и восстанавливать нормальную схему работы ИБП при возобновлении электропитания на входе ИБП в течение указанного времени. Требования по надежности должны быть обеспечены выбором и разработкой совокупности технических, программных и информационных средств и регламентов их обслуживания.

Должны быть использованы следующие факторы повышения надежности:

- 1) выбор надежных технических средств и их резервирование;
- 2) выбор надежно работающих программных средств;
- 3) рациональное распределение задач между аппаратными и программными средствами;
- 4) наличие различных видов избыточности (аппаратной, информационной, временной, функциональной, алгоритмической);
- 5) использование методов и средств технической диагностики;
- 6) для обеспечения оперативной замены неисправных элементов АСУТП должен быть предоставлен запас всего оборудования применяемого в шкафах (модуля, барьеры, блоки питания и т.д.) не менее 10 %.

4.1. Требования к безопасности АСУТП

Требования к безопасности АСУТП должны соответствовать требованиям раздела 2 ГОСТ 24.104-85.

Технические средства программно-технического комплекса (ПТК) АСУТП по требованиям защиты человека от поражений электрическим током относятся к классу I и должны выполняться в соответствии с ГОСТ-12.2.007.0-75.

Конструкция и размещение стоек (блоков) должны удовлетворять требованиям электробезопасности в соответствии с "Требованиями правил пожарной безопасности", ГОСТ-12.1.044-2018.

4.2. Требования к защите информации от несанкционированного доступа

АСУТП должен поставляться Заказчику с базовым и прикладным программным обеспечением (ПО). Обслуживание базы данных АСУТП должно выполняться только с инженерной станции (ИС) в режиме санкционированного доступа с регистрацией времени доступа и идентификатора пользователя, получившего такой доступ, а также изменений, внесенных пользователем.

Программное обеспечение задач регистрации аварийных ситуаций и регистрации неисправностей АСУТП совместно с организационно-техническими мероприятиями должны исключать возможность несанкционированного стирания и записи информации в соответствующие массивы, хранящиеся на дисках и в архивах данных.

Всё программное обеспечение должно поставляться на электронных носителях.

Должны быть предусмотрены мероприятия по резервному копированию и восстановлению программного и информационного обеспечения.

Требования к защите информации от несанкционированного доступа должны соответствовать СТ РК ГОСТ Р 50739-2006.

4.3. Требования к визуализации параметров

Подсистема визуализации параметров должна обеспечивать реализацию следующих функций:

- 1) вывод физических параметров на дисплей;
- 2) вывод исторических трендов, таблиц, сообщений;
- 3) вывод на дисплей мнемосхем и служебных окон.
- 4) отображение технологических режимов, состояния оборудования.





4.4. Требования к сохранности информации

В составе поставляемого ПТК должны использоваться надежные устройства внешней памяти (жесткие диски) для сохранения и восстановления ретроспективной информации.

Обеспечение надежности хранения информации может обеспечиваться также специальной технологией хранения информации. Рекомендуемый уровень защиты хранения информации – RAID 1, для обеспечения зеркального хранения информации на жестких дисках. Количество жестких должно быть четным.

4.5. Требования к средствам защиты от внешних воздействий

Защита от внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания должна быть достаточной для функционирования системы.

Защита от радиоэлектронного воздействия должна обеспечиваться электромагнитным и электростатическим экранированием.

Для этих целей в системе применяются специальные аппаратные (схемные) и программные решения:

- 1) гальваническая развязка от технологического оборудования;
- 2) Требования к заземлению;
- 3) применение экранированных пар для передачи электрических сигналов;
- 4) фильтрация помех по цепям питания и информационным цепям;
- 5) применение современной элементной базы.

4.6. Требования к стандартизации и унификации

Разрабатываемая АСУТП должна быть построена на базе логических программируемых контроллеров, соответствующих требованиям ГОСТ ИЕС 61131 - 2 2012 «Программируемые контроллеры. Требования к оборудованию и испытаниям», Среда программирования контроллеров должна соответствовать требованиям ГОСТ ИЕС 61131 - 3 2012, а также АСУ ТП должна соответствовать достигнутому мировому уровню в области создания автоматизированных систем по функциональному развитию, удобству эксплуатации и обслуживания.

4.7. Требования к информационному обеспечению

4.7.1 Информационное обеспечение (ИО) системы должно быть:

- 1) простым и доступным для общения и изучения персоналом;
- 2) иметь гибкую организацию и открытую структуру, приспособленную к расширению, как по объему информации, так и по функциональным задачам;
- 3) простым в редактировании выходных документов и форм представления информации;
- 4) построенным по модульному принципу;
- 5) основано на технологии визуализации и построено на базе интуитивного графического интерфейса.
- 6) информационное обеспечение системы должно быть достаточным для выполнения всех функций системы, обеспечивать информационную совместимость подсистем со смежными.
- 7) Совокупность информационных массивов должна входить в базу данных всей системы и размещаться на "винчестере" персональной машины. Это связано со значительными объемами информации и в целях увеличения быстродействия работы, а также с длительными сроками хранения.
- 8) В системе должны быть предусмотрены меры по контролю и обновлению данных в информационных массивах и восстановлению массивов при сбоях технических устройств.
- 9) В системе должен быть предусмотрен удобный и быстрый доступ к необходимой информации».
- 10) Формы выходных документов как печатных, так и экранных должны отличаться наглядностью с целью облегчения восприятия информации персоналом.
- 11) Должны быть обеспечены информационная совместимость подсистем со смежными и другими зависимыми АСУ.

В основу построения информационного обеспечения системы должен быть положен принцип однократного ввода и многократного использования информации внутри системы. Отступления от этого принципа возможны при:

- 1) необходимости повышения надежности ввода информации;
- 2) наличие директивных документов, предписывающих многократный или отдельный, для различных устройств, ввод информации;
- 3) невозможности выполнения требований по времени передачи информации между отдельными техническими средствами по каналам цифровой передачи информации.

Во всех случаях многократного ввода или получения информации должны предусматриваться алгоритмы по выдаче достоверной информации.

Должны предусматриваться меры по сжатию хранимой информации, цифровой обработке.

Информационное обеспечение АСУТП включает в себя следующие категории данных: текущие значения технологических переменных, поступающих в систему в результате опроса датчиков и первичной переработки информации.

Функции АРМ станции:

- 1) создание конфигурации подсистемы;
- 2) отладка конфигурации;
- 3) хранение конфигурации, и ее загрузка в узлы системы;
- 4) контроль за переменными процесса и алармами в реальном масштабе времени;
- 5) коррекция настроечных параметров задач;
- 6) вывод на монитор АРМ или печать массивов информации по запросу оператора;
- 7) вывод отчетных форм;
- 8) диагностика коммуникаций по полевой шине.

4.7.2. Требования к базе данных





Статическая информация должна содержать описания сигналов, выходных форм, тексты сообщений, кодовые таблицы и другую информацию, формируемую на стадии проектирования и наладки системы.

Динамическая информация должна включать текущие значения технологических параметров и состояния дискретных объектов, а также другую информацию, постоянно изменяющуюся в процессе работы системы.

4.7.3 Требования к представлению информации

Информация, выводимая на мониторы АРМ оперативного персонала, должна отображаться в следующих основных форматах:

- 1) мнемосхемы;
- 2) групповые показания;
- 3) таблицы параметров;
- 4) отчетные формы;
- 5) динамические графики.
- 6) обработка и визуализация данных с объектов контроля для анализа суточных рапортов по добыче;
- 7) обработка и визуализация данных с объектов контроля для анализа баланса жидкости (нефти, воды);
- 8) обработка и визуализация данных с объектов контроля для анализа баланса попутного газа, газового фактора;
- 9) обработка и визуализация данных с объектов контроля для анализа непрерывности работы объектов контроля.
- 10) Журнал событий: аварийных сигналов (срабатывания защит) и сигнализации, срабатывания автоматических устройств, действий оператора, отказов в системе и т.п.
- 11) Архив данных не менее 90 суток. Обеспечить глубину архива до 6 месяцев. Период сохранения данных в архиве:
 - Температура не менее 1 раза в минуту.
 - Давление не менее 1 раза в 1 сек.
 - Расход не менее 1 раза в 5 сек.

ГЛАВА 5. ОБЪЕКТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Проектом предусматривается установка оборудования КИП, АСУ ТП и связи.

ЦДНГ-1

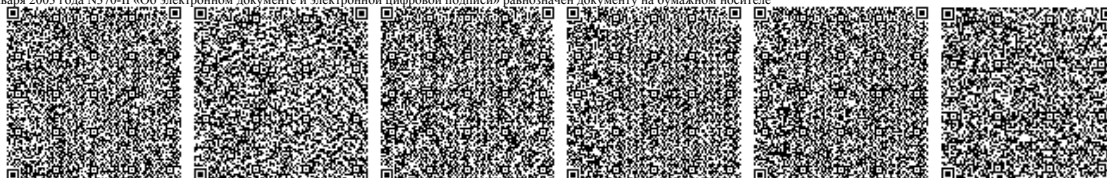
Вид работ: модернизация существующего производства, с заменой оборудования "среднего" уровня (контроллеры, модуля ввода/вывода, оборудования связи), с установкой оборудования "верхнего" уровня (сервер, рабочие станции АРМ, оборудование связи) и разработка программного обеспечения.

Объем выполняемых работ:

- Обследование объектов;
- План-график работ;
- Согласование схем, комплектующих;
- Подготовка рабочей документации;
- Демонтаж существующих шкафов контроля управления и телемеханики;
- Монтаж новых шкафов управления контроля в операторной ГУ и ЗУ;
- Конфигурирование исполняемого программного обеспечения на ПЛК;
- Подключения существующих оборудования КИПиА на площадках ГУ и ЗУ;
- Установка антенн для организации беспроводной системы связи на ГУ и ЗУ;
- Установка автоматизированных рабочих станции АРМ ЦДНГ-1;
- Разработка программного обеспечения для рабочих станции АРМ ЦДНГ-1;
- Монтаж серверного оборудования, видеостена в диспетчерской ЦДНГ-1 и прокладка к ним кабеля питания и связи;
- Настройка SCADA системы, программного обеспечения АРМ диспетчера в ЦДНГ-1;
- Интегрирование программного обеспечения по визуализации для удаленных клиентов (5 клиентов), по контролю и сбора данных на основе Web технологии (стандартный браузер Internet Explorer, Google Chrome и т.д.) по корпоративной локальной сети Заказчика, с предоставлением разграничений прав доступа к отдельным компонентам системы по визуализации технологии, аналитических трендов, отображения архивов и сообщений;
- Комплексные испытания системы АСУТП;
- Пусконаладочные работы и сдача в эксплуатацию;
- Обучение персонала на месте эксплуатации;
- Обучение конфигурированию ПО инженеров АСУ ТП.

5.1. ЦДНГ-1

Проектом предусматривается установка новых шкафов контроля и управления ШКУ, средств беспроводной связи на объектах: ГУАйрантақыр, ГУОймаша, ГУЮжный Жетыбай, ГУСеверное Карагие, ГУСеверный Аккар, ГУ10, ГУ11, ГУ14, ГУ15, ГУ16, ГУ18, ГУ25, ГУ32, ГУПридорожное, ГУАшиагар, ГУАтамбай, ГУ2, ГУ7, ГУ8, ГУ21, ГУ23, ГУ29, ГУ13, ГУ27, ЗУОймаша, ЗУ14, ЗУ18, ЗУ18н, ЗУ23а, ЗУ16, ЗУ31, ЗУ31а, ЗУ31б, ЗУ30, ЗУ24, ЗУ7, ЗУ11, ЗУ13, ЗУ1ЮГ, ЗУ2ЮГ;
- шкаф контроля и управления ШКУ с ПО;





- рабочие станции АРМ с ПО на базовых ГУСеверный Карагие, ГУ5, ГУ32, ГУ21;
- оборудование сервера с ПО и материалы операторной (диспетчерской) ЦДНГ-1;
Поставку оборудования согласно ПСД, демонтаж существующего оборудования, монтаж оборудования, монтаж и расключения контрольного кабеля, пуско-наладочные работы выполняет подрядная организация. Поставляемое оборудование, комплектующие, схемы шкафов, мнемосхемы согласовать с Заказчиком.
Массовый расходомер узла учета нефти АГЗУ, узел учета газа АГЗУ, массовый расходомер узла учета нефти ГУ, радарный уровнемер буферной емкости ГУ - поставка Заказчика.

5.2. ГРУППОВЫЕ УСТАНОВКИ

Произвести расключения сигналов от технологических блоков и КИП ГУ.
К программируемому логическому контроллеру должны быть подключены сигналы согласно таблицы 1.

Таблица №1

№п/п Наименование параметра Тип сигнала Описание
Технологический блок «Спутник»

1. Давление нефти после ПСМ А1 Индикация
 2. Расход газа в зоне замера А1, D1 корректор
 3. Давление в зоне замера А1 корректор
 4. Температура в зоне замера А1 корректор
 5. Расход жидкости в зоне замера RS 485, D1 Индикация
 6. Положение переключателя ПСМ в зоне замера D1 Индикация местное-дистанция
 7. Управление ПСМ DO Управление
 8. Контроль срабатывания контактора ПСМ D1
 9. Доступ в технологический блок D1
 10. Загазованность в ТБ А1 Управление вентилятором
 11. Температура воздуха в ТБ А1 Управление обогревом
 12. Пожар в ТБ D1 Отключение обогревателя, ПСМ, вентилятора
 13. Неисправность ППКОП D1
 14. Положение переключателя выбора режима работы вентилятора (дист.-мест.) D1
 15. Состояние вентилятора (в работе-ост.) D1
 16. Управление вентилятором DO Аварийное отключение
 17. Положение переключателя выбора режима работы обогревателя (дист.-мест.) D1
 18. Состояние обогревателя (в работе-ост.) D1
 19. Управление обогревателем DO Аварийное отключение
- Газовый коллектор
1. Расход А1 корректор
 2. Давление А1 корректор
 3. Температура А1 корректор
- Расход газа на печи
1. Расход А1 корректор
 2. Давление А1 корректор
 3. Температура А1 корректор
- Расход газа на факел
1. Расход А1 корректор
 2. Давление А1 корректор
 3. Температура А1 корректор
- Печи подогрева нефти ПП-1, 2
1. Давление нефти до печи А1
 2. Температура нефти до печи А1
 3. Давление нефти после печи А1
 4. Температура нефти после печи А1
 5. Температура промежуточного теплоносителя А1
 6. Уровень промежуточного теплоносителя D1 дистанция уточняется Заказчиком
 7. Загазованность на площадке А1 2 датчика
- Насосы перекачки нефти Н-1...3 (или более)
1. Давление в коллекторе D1 Аварийный останов насосов (уставки уточняются заказчиком)
 2. Давление после насоса А1 Аварийный останов насоса (уставки уточняются заказчиком)
 3. Положение переключателя выбора режима работы (мест.-дист.) D1
 4. Состояние насоса (в работе-отключен) D1
 5. Разрешение на пуск DO Аварийное отключение
 6. Управление насосами DO,
- RS 485 Каскадное управление насосами по интерфейсу Modbus станцией с ЧРП с байпасом (рабочая станция)
7. Контроль нагрузки эл.двигателя насосов RS 485 Ток, обороты (рабочая станция)





8. Управление насосами RS 485 Каскадное управление насосами по интерфейсу Modbus станцией с ЧРП с байпасом (резервная станция)
9. Контроль нагрузки эл.двигателя насосов RS 485 Ток, обороты (резервная станция)
- Буферная емкость БЕ-1, 2
1. Уровень в емкости AI Управление насосами перекачки нефти (уставки уточняются Заказчиком)
2. Давление продукта на выходе AI
3. Температура продукта на выходе AI
4. Уровень в емкости минимальный DI Аварийное отключение насоса
5. Уровень в емкости максимальный DI Аварийное отключение насоса
- Газовый сепаратор ГС-1, 2
1. Уровень в сепараторе минимальный DI Управление эл.клапанами
2. Уровень в сепараторе максимальный DI Управление эл.клапанами
3. Управление эл.клапанами ЭМК-1, 2 DO
4. Загазованность на площадке AI 2 датчика
- Дренажная емкость
1. Уровень максимальный DI
2. Загазованность на площадке AI
- Коллектор нефти
1. Давление нефти до фильтра AI
2. Давление нефти после фильтра AI
3. Расход RS 485, DI
- Операторная
1. Пожар DI
2. Неисправность ППКОП DI
- Блок дозирования реагента
1. Температура воздуха в БДР AI Управление обогревом
2. Положение переключателя выбора режима работы обогревателя (дист.-мест.) DI
3. Состояние обогревателя (в работе-ост.) DI
4. Управление обогревателем DO Аварийное отключение
5. Давление реагента после насоса DI Аварийное отключение
6. Положение переключателя выбора режима работы насоса реагента (дист.-мест.) DI
7. Состояние насоса реагента (в работе-ост.) DI
8. Управление насосом реагента DO Аварийное отключение
9. Положение переключателя выбора режима работы насоса НМШ (дист.-мест.) DI
10. Состояние насоса НМШ (в работе-ост.) DI
11. Управление насосом НМШ DO Аварийное отключение
12. Положение переключателя выбора режима работы вентилятора (дист.-мест.) DI
13. Состояние вентилятора (в работе-ост.) DI
14. Управление вентилятором DO Аварийное отключение
15. Загазованность в БДР AI Управление вентилятором
16. Уровень реагента в емкости DI Аварийное отключение насоса реагента

Все сигналы согласовать с Заказчиком.

Шкаф контроллера должен:

- иметь необходимое оборудование, комплектующие и ПО для надлежащей эксплуатации технологического оборудования;
- выполнять сбор и передачу данных с технологической площадки;
- управлять технологическим оборудованием ГУ, АГЗУ;
- иметь тач панель (цветной) не менее 12 дюймов;
- иметь питание средств беспроводной связи;
- иметь шильдик металлический с указанием наименования, даты изготовления, изготовителя.

Схемы шкафа и комплектацию согласовать с Заказчиком.

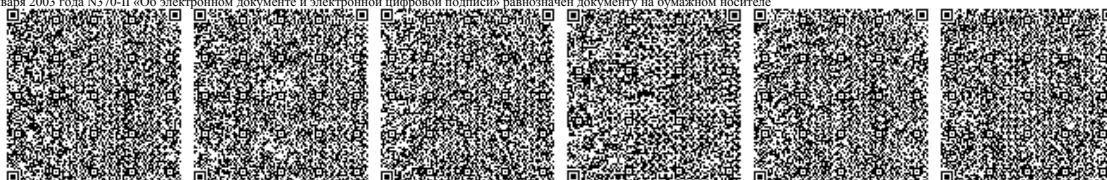
5.3. ЗАМЕРНЫЕ УЗЛЫ

Произвести расключения сигналов от технологических блоков и КИП ЗУ.

К программируемому логическому контроллеру должны быть подключены сигналы согласно таблицы 2.

Таблица №2

№п/п	Наименование параметра	Тип сигнала	Описание
	Технологический блок «Спутник»		
1.	Давление нефти после ПСМ	AI	Индикация
2.	Расход газа в зоне замера	AI, DI	корректор
3.	Давление в зоне замера	AI	корректор
4.	Температура в зоне замера	AI	корректор





5. Расход жидкости в зоне замера RS 485, DI Индикация
 6. Положение переключателя ПСМ в зоне замера DI Индикация местное-дистанция
 7. Управление ПСМ DO Управление
 8. Контроль срабатывания контактора ПСМ DI
 9. Доступ в технологический блок DI
 10. Загазованность в ТБ AI Управление вентилятором
 11. Температура воздуха в ТБ AI Управление обогревом
 12. Пожар в ТБ DI Отключение обогревателя, ПСМ, вентилятора
 13. Неисправность ППКОП DI
 14. Положение переключателя выбора режима работы вентилятора (дист.-мест.) DI
 15. Состояние вентилятора (в работе-ост.) DI
 16. Управление вентилятором DO Аварийное отключение
 17. Положение переключателя выбора режима работы обогревателя (дист.-мест.) DI
 18. Состояние обогревателя (в работе-ост.) DI
 19. Управление обогревателем DO Аварийное отключение
- Блок дозировки реагента
1. Температура воздуха в БДР AI Управление обогревом
 2. Положение переключателя выбора режима работы обогревателя (дист.-мест.) DI
 3. Состояние обогревателя (в работе-ост.) DI
 4. Управление обогревателем DO Аварийное отключение
 5. Давление реагента после насоса DI Аварийное отключение
 6. Положение переключателя выбора режима работы насоса реагента (дист.-мест.) DI
 7. Состояние насоса реагента (в работе-ост.) DI
 8. Управление насосом реагента DO Аварийное отключение
 9. Положение переключателя выбора режима работы насоса НМШ (дист.-мест.) DI
 10. Состояние насоса НМШ (в работе-ост.) DI
 11. Управление насосом НМШ DO Аварийное отключение
 12. Положение переключателя выбора режима работы вентилятора (дист.-мест.) DI
 13. Состояние вентилятора (в работе-ост.) DI
 14. Управление вентилятором DO Аварийное отключение
 15. Загазованность в БДР AI Управление вентилятором
 16. Уровень реагента в емкости DI Аварийное отключение насоса реагента
- Аппаратный блок
1. Несанкционированный доступ в АП DI

Все сигналы согласовать с Заказчиком.

В шкафу АСУ ТП предусмотреть питание средств беспроводной связи.

Шкаф контроллера должен:

- иметь необходимое оборудование, комплектующие и ПО для надлежащей эксплуатации технологического оборудования;
- выполнять сбор и передачу данных с технологической площадки;
- управлять технологическим оборудованием (ПСМ, вентиляция, обогрев и т.д.);
- иметь ПО на измерение расхода и объема газа при рабочих условиях. Вычисление объема газа, приведенного в соответствии с ПР 50.2.019-2006 к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63;
- иметь тач панель (цветной) не менее 12 дюйм;
- иметь питание средств беспроводной связи;
- иметь шильдик металлический с указанием наименования, даты изготовления, изготовителя.

Схемы шкафа и комплектацию согласовать с Заказчиком.

5.4. ОБОРУДОВАНИЕ "ВЕРХНЕГО" УРОВНЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ ЦДНГ-1

Серверное оборудование должно быть установлено в новом серверном шкафу 19" 47U размером не менее 2200x800x800мм. (ВхШхГ), цвет серый. Передняя дверь прозрачная, замок, ручка. Серверный шкаф должен быть вентилируемым с естественной либо принудительной вентиляцией. В комплект шкафа должно входить следующее оборудование: шкаф, полки, элементы крепежа, освещение, розетки, заземление и прочее оборудование необходимое для бесперебойной работы сервера и его комплектующих, контроль доступа. Подключение к устройствам ввода-вывода информации осуществить посредством KVM-консоли.

Для повышения надежности системы предусмотреть горячее резервирование двух серверов с одинаковым аппаратным обеспечением, где при работе синхронизируются по специальному каналу.

Динамическое поддержание зеркальных копий содержимого жестких дисков и процессов в памяти серверов.

Все клиентские запросы должны обслуживаться только одним из серверов (режим РАБОТА), второй должен находиться в





пассивном режиме (режим РЕЗЕРВ) до момента отказа активного сервера.

В серверной предусмотреть телекоммуникационную стойку с сетевым и серверным оборудованием. Дополнительно предусмотреть блок розеток и источник бесперебойного питания. Системные блоки АРМ диспетчеров расположить в шкафу сервера.

Предусмотреть сплит-систему для поддержания климат контроля помещения серверной.

Сбор, хранение, обработка данных, выдачу отчетных форм с технологических площадок ЦДНГ-1 – выполнить в диспетчерской ЦДНГ-1 согласно уровням подчинения. Далее предусмотреть возможность передачи на уровень Центральной инженерно-технологической службы (ЦИТС) Жетыбай.

Местом установки оборудования "верхнего" уровня (сервер, видеостена, оборудование связи, мебели) с программными обеспечениями является:

- Диспетчерский пункт ЦДНГ-1.

5.4.1.Оборудование, материалы и программное обеспечение для операторной ЦДНГ-1

Серверное оборудование:

Наименование и техническая характеристика Код продукции Производитель Ед. измерения Кол-во

Шкаф с обзорной дверью в сборе 19" 47U, 2200x800x800 мм R51T4788PF DKC шт 1

Сервер Dell R6408SFF. Процессор Intel Xeon Silver 4114 (10C/20T,14M) частота 2,2 ГГц. Оперативная память RDIMM 16 ГГБ. Жесткий диск SAS2.5". Контроллер жестких дисков H740P,8Гб. 210-AKWU_A02

Dell

шт

2

Коммутатор 28 портовый (24 Ethernet 10/100/1000 ports,4 of which are dual-purpose 10/100/1000 or SFP,4 Gig SFP, with 150W AC power supply) S5720-28P-SI-AC

Huawei

шт

1

KVM-консоль с ЖК дисплеем 17" AS-7116ULG SHIP шт 1

Системный блок OptiPlex 706. Процессор Intel Core i7 8700. Частота процессора 4,6ГГц. Оперативная память DDR4 8Гб Жесткий диск 1Тб. ОС Windows 10 Pro. Видеокарта 256Мб 210-AOKJ

Dell

шт

3

Монитор Dell S2319H. Разрешение 1920x1080. Контрастность 1000:1 210-APBR

шт

6

Источник бесперебойного питания, серия Small Convert, однофазный, 2кВА SMALLC2EXTI DKC шт 2

Комплект стола: бокс AL 40x40x3 в составе опоры стола L =750 - 4 шт; стяжки поперечные L = 1600 - 4 шт; столешница 1800x950x25 - 1 шт; крепеж столешницы1400x630x740 (ШxГxВ) Серия ПДС Сота-М шт 3

Кресло офисное 500x430x100 (ШxГxВ) LD_JUPITER GTP RU шт 3

Клавиатура Dell KB216 Dell шт 3

Манипулятор Dell WM126 Dell шт 3

Оборудование беспроводной передачи данных комплект 1

Оборудование и материалы видеостены:

Наименование и техническая характеристика Код продукции Производитель Единица измерения Кол.





LCD панель Яркость 450 кд, рамка (стык) 3.5 мм, антибликовое покрытие, Display Port 1.2, встроенный USB-плеер. Прием и передача 4K (3840x2160/30p) сигнала при последовательном подключении TH-49LFV8W

Panasonic

шт

2

Настенное крепление LVSIU Chief шт 2

Передатчик HDMI, RS-232 и ИК-сигналов по витой паре DGKат TP-573 Kramer шт 8

Приёмник HDMI, RS-232 и ИК-сигналов по витой паре DGKат TP-574 Kramer шт 8

Кабель HDMI-HDMI (Вилка-Вилка), 1,8 м C-НМ/НМ/

PRO-6 Kramer шт 8

Экранированная пленумная витая пара (Малодымный, без галогеноводородов), оптимизирована для передачи сигнала DGKат и HDBaseT, 500 м BC-UNIKат/

LSHF500M

Kramer

шт

1

Разъемы RJ-45 для экранированной витой пары CAT6, калибр проводника 23 и 24AWG, диаметр изоляции жил до 1,5 мм CON-RJ45-2

Kramer

шт

4

Колпачок для разъемов RJ-45 CB Kramer шт 4

Программное обеспечение

Базовое ПО PlantCruise (2000 точек, 3 станции) CV-DBASE1 Honeywell шт 1

PlantCruise. Резервирование сервера CV-RBASE1 Honeywell шт 1

Поддержка многооконного режима для станции доступа через сервер CV-SMWIN1

Honeywell

шт

2

Клиентская лицензия Microsoft SQL MZ-SQLCL4 Honeywell шт 4

Набор медианосителей PlantCruise R500. CV-DME500-ESD Honeywell шт 1

Windows 10 COA License MS-OSLW10 Honeywell шт 2

Windows Server 2016 SE шт 2

Схему расположения серверной, АРМов, видеостены, мнемосхемы технологического оборудования, отчетные формы согласовать с Заказчиком.

ГЛАВА 6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ

6.1 Состав и содержание работ

Исполнителю предоставить мероприятия с графиком работ, согласованный Заказчиком.

Работы по вводу системы в действие должны включать в себя приведенные ниже этапы:

- 1) проведение монтажных работ;
- 2) проведение пусконаладочных работ;
- 3) комплексное опробование системы;
- 4) опытная эксплуатация;
- 5) обучение персонала Заказчика работе Системы;
- 6) приемочные испытания;





7) ввод в эксплуатацию.

6.1.1 Исполнителю предоставить Заказчику Программу испытаний. Программа должна предусматривать проведение комплексных испытаний, как в нормальных условиях, так и в условиях возможных нарушений (ошибок персонала, отказа отдельных устройств, нарушений электропитания и т.п.).

6.1.2 Приемочные испытания проводятся в условиях действующей технологической схемы установки предприятия с целью проверки готовности системы к работе в условиях постоянной промышленной эксплуатации. В период испытаний анализируются результаты опытной эксплуатации, внесенные в систему согласованные изменения, проводятся отдельные проверки и испытания на соответствие техническим требованиям к системе.

6.1.3 На приемочные испытания представляется протокол опытной эксплуатации, проект программы и методики проведения приемочных испытаний, эксплуатационная документация. Результаты отдельных испытаний и проверок, оформляются протоколами. После окончания приемочных испытаний составляется акт приемки системы в промышленную эксплуатацию. При необходимости, по результатам приемочных испытаний определяются сроки и исполнители отдельных этапов по доработке КТС, ПО и технической документации.

6.1.4 По результатам испытаний составляется «Протокол испытаний», в котором приводятся заключение о возможности приемки Системы в опытную эксплуатацию, а также перечень необходимых доработок и рекомендуемые сроки их выполнения.

6.2 Порядок проведения опытной эксплуатации

6.2.1 Опытная эксплуатация проводится согласно ГОСТ 34.603-92.

Приемку Системы в опытную эксплуатацию оформляют «Актом приемки в опытную эксплуатацию», составленному комиссией проводившей предварительные испытания системы на основании «Протокола испытаний».

Продолжительность опытной эксплуатации составляет не более двух месяцев.

6.2.2 В период опытной эксплуатации в Рабочем журнале должны фиксироваться следующие сведения:

- 1) об отказах, сбоях, аварийных ситуациях;
- 2) об изменениях параметров объекта автоматизации;
- 3) о проведенных корректировках программного обеспечения и документации;
- 4) о наладке технических средств.

6.2.3 По результатам опытной эксплуатации АСУТП составляют акт о завершении работ по проверке Системы в режиме опытной эксплуатации. В акте указывают перечень доработок и рекомендуемые сроки их выполнения, а также заключение о возможности предъявления Системы на приемочные испытания.

6.3 Порядок проведения приемочных испытаний Системы

6.3.1 Приемочные испытания Системы проводят по ГОСТ 34.603-92. Для приемки Системы в промышленную эксплуатацию образуется комиссия. В состав комиссии включаются:

- 1) представители Заказчика;
- 2) представители Подрядчика;
- 3) представители наладочных организаций;

6.3.2 При проведении испытаний комиссии предъявляется следующая документация:

- 1) настоящее Техническое задание;
- 2) программа и методика испытаний, подготовленная Исполнителем и согласованная Заказчиком;
- 3) акт завершения опытной эксплуатации;
- 4) акт (акты) об устранении замечаний Заказчика;
- 5) другая документация в соответствии с действующими нормативными документами.

6.3.3 Результаты приемочных испытаний системы оформляются «Актом приемки АСУТП в промышленную эксплуатацию», утверждаемым в установленном порядке.

ГЛАВА 7. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ПОДРЯДЧИКА

- Персонал Подрядчика должен быть аттестован для работы на объектах месторождений и иметь опыт работы;
- Работы выполняются Подрядчиком на правах командированного персонала.
- Персонал Подрядчика должен пройти инструктаж на рабочем месте соответствующими службами Заказчика;

ГЛАВА 8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

По способу защиты человека от поражения электрическим током Система относится к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

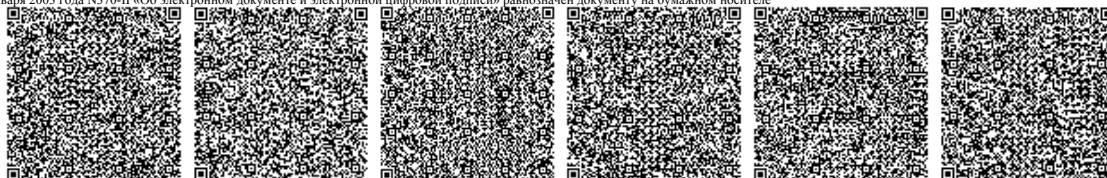
Конструкция всех технических средств Системы обеспечивает защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное».

Все внешние элементы устройств Системы, находящиеся под напряжением по отношению к корпусу и общей шине питания, имеют защиту от случайного прикосновения.

Все изделия, представляющие отдельную конструктивную единицу в виде шкафа или конструкции для установки средств автоматизации, имеют устройства для подключения к контуру защитного заземления. На корпусе около устройства защитного заземления нанесен знак заземления по ГОСТ 2.721-74 «Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения».

Конструкция устройств исключает возможность попадания электрического напряжения на наружные металлические части, и должна быть подключена к защитному заземлению в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление» и «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ).

Устройства Системы, подключаемые к питающей сети напряжением свыше 42В, имеют сигнализацию включения сетевого





напряжения.

Органы управления ответственных цепей имеют четкие и ясные надписи, не допускающие двойного толкования.

Подключение технических средств Системы к сети 380/220В осуществляется с помощью распределительных щитов.

При внедрении проектируемой Системы учитываются общие правила работ по монтажу оборудования, выполнению кабельных проводок, установленные для электроустановок следующими документами:

Правила устройства электроустановок (ПУЭ);

СН РК 4.04-07-2013 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства».

Уровень шумов, создаваемых техническими средствами Системы в местах расположения оперативного персонала и измеренный по ГОСТ 12.1.050-86 «Система стандартов безопасности труда. Методы измерения шума на рабочих местах», не превышает величины 40 дБ.

ГЛАВА 9. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ

9.1 Документация на поставляемое оборудование

9.1.1 Техническая документация на поставляемое оборудование должна быть в необходимом объеме для обеспечения строительно-монтажных работ, правильной эксплуатации, технического обслуживания, ремонта, поверки средств измерений и измерительных каналов.

9.1.2 В комплект документации на поставляемое оборудование в обязательном порядке должны входить следующие документы:

- 1) копии разрешение на применение технических средств на опасных объектах РК;
- 2) копии действующих сертификатов об утверждении типов средств измерений в РК;
- 3) применяемые Исполнителем средства измерения должны иметь сертификат или отметку о поверке действующие в РК, на момент поставки срок действия поверки не менее 2/3 от всего действия поверки;
- 4) свидетельство (сертификат) о взрывозащите на взрывозащищенное электрооборудование;
- 5) методики поверки на средства измерений;
- 6) инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию;
- 7) документация на оборудование частей АСУ на русском языке, состав документации определяется Поставщиком и согласовывается Заказчиком.

9.1.3 В комплект поставки программного обеспечения должны входить:

- 1) дистрибутивы программного обеспечения;
- 2) лицензии на установленное программное обеспечение.

9.2 Требования к документации и отчетам, оформляемым по результатам работ.

1. Руководство по обслуживанию, эксплуатации и конфигурированию на русском языке на бумажном носителе (3 копии) и на компакт-диске (3 копии);
2. Список настроек оборудования по каждому технологическому объекту (IP адрес контроллера; адрес оборудования, подключаемых к контроллеру по RS-485 и т.д.);
3. Предоставить Заказчику на цифровом носителе проекты прошивок PLC контроллера;
4. Адреса регистров ПО;
5. Кабельный журнал с проверкой изоляции по каждому объекту;
6. Перечень входных и выходных сигналов;
7. Принципиальные схемы внутренних шкафных соединений и подключений;
8. Чертежи установки технических средств.

3. Проектно-сметная документация

41g6WD3FY[1]

Дополнительные технические требования к закупаемому лоту, требующие документального подтверждения

1	Приложить к тендерной заявке гарантийное письмо «О предоставлении лицензионного программного обеспечения». Приложить к тендерной заявке схему комплекса технических средств (архитектура системы управления) с указанием КИПиА и сигналов; Приложить к тендерной заявке информацию по предлагаемому оборудованию КИПиА (ознакомительные брошюры) с расшифровкой кодировки.
---	--

Подписал

Алдиярова Эльмира Нурлибековна

Дата подписания

22.01.2020

