



«БЕЛОЯРСКОЕ ГКМ. КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА № 1»

Раздел 6 «Технологические решения»

Часть 2 «Автоматизация технологических процессов»

148-22-П-ТХР2

Том 6.2

«БЕЛОЯРСКОЕ ГКМ. КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА № 1»

Раздел 6 «Технологические решения»

Часть 2 «Автоматизация технологических процессов»

148-22-П-ТХР2

Том 6.2

Генеральный директор



О.А. Иванова

Главный инженер проекта

В.Л. Писарев

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

1 Введение

Данный раздел разработан на основании:

- задания на проектирование выданное ООО «ВТК»;
- технологическое задание.

Проектом предусматривается обустройство кустовой площадки №1 Белоярского газоконденсатного месторождения нефти.

В объём раздела входит:

- разработка автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)

Схема структурная АСУ ТП представлена в графической части.

АСУ ТП выполняется на базе программно-технического комплекса, включающего в себя технические средства контроля и автоматизации полевого уровня и программируемые логические контроллеры (ПЛК), станции управления блочного оборудования и приборные панели, аппаратуру передачи информации.

В качестве комплекса технических средств (КТС) диспетчерского контроля объектов обустройства кустовой площадки принимается система сбора информации на базе Шкафа телемеханики.

Система обеспечивает:

- децентрализацию функций сбора, обработки технологической информации и выработки управляющих воздействий;
- работу объектов без постоянного обслуживающего персонала;
- диспетчерскую, технологическую и геологическую службы месторождения необходимой информацией;
- преобразование и обработку входных-выходных сигналов, обмен данными с вышестоящим уровнем информационно-управляющих систем (центральным диспетчерским пунктом);
- защиту технологического и электрооборудования от аварийных режимов работы независимо от наличия в данный момент связи с диспетчерским пунктом промысла;
- защиту от несанкционированного доступа в помещение, где расположен контроллер;

Данные с объектов передаются в действующую систему АСУТП УСГКМ, на АРМ энергоучастка.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	148-22-П-ТХР2.ТЧ	Лист
							2

АСУ осуществляет следующие функции:

- опрос контролируемых объектов;
- ведение архивов объектов;
- определение дебита, суточных показателей работы объекта, совокупного добытого продукта;
- выявление аварийных ситуаций на промысле.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					148-22-П-ТХР2.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

3. Структура системы автоматизации

Схема структурная комплекса технических средств системы автоматизации представлены в графической части.

В качестве основных принципов при определении структуры построения АСУ ТП приняты следующие:

- распределение функций сбора, обработки информации и выработки управляющих воздействий;
- модульность построения технических и программных средств;
- стандартизация взаимосвязей (функциональная, программная, конструктивная) между уровнями управления;
- открытость системы (возможность расширения и корректировки специалистами заказчика);
- функционирование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

В соответствии с принятой концепцией создания системы управления с применением вычислительной техники, проектируемая АСУ ТП строится по иерархическому принципу:

1. Нулевой уровень системы управления в составе:

- приборы для местного показания значений параметров;
- датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами, исполнительные механизмы;

2. Первый уровень:

Первый уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами. Первый уровень включает в себя локальные системы контроля и управления технологическим объектом на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- обмен информацией со вторым уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих со второго уровня управления или от оператора-технолога.

На второй уровень с объектов передается необходимая информация о значениях технологических параметров и состоянии основных агрегатов.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

3. Второй уровень:

– уровень АРМ энергоучастка на базе персональных компьютеров.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					148-22-П-ТХР2.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

4. Функции АСУ ТП

В соответствии с принятой архитектурой функции, реализуемые АСУ ТП, распределяются по уровням следующим образом:

Нулевой уровень:

- получение информации от датчиков о состоянии технологического объекта;
- первичная обработка полученной информации;
- передача необходимых данных на вход вышестоящего уровня АСУ ТП;
- прием командных и настроечных сигналов от вышестоящего уровня.

Первый уровень:

- получение информации с нулевого уровня АСУ ТП;
- обработка информации о состоянии технологического процесса;
- выполнение функций автоматического управления;
- передача командных и настроечных сигналов на нулевой уровень АСУ ТП;
- обмен данными со вторым уровнем АСУ ТП;
- управление технологическим процессом на основе собранной информации и команд оператора-технолога;
- автотестирование местной автоматики;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование баз данных.

Второй уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров первого уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на первый уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

Оснащение технологических объектов, охватываемых АСУ ТП (перечень этих объектов приведен выше), датчиками, измерительными преобразователями и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

148-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

7

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;
- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды;
- контроль по защите оборудования АСУ ТП и связи от несанкционированного доступа;
- перевод куста скважин в безопасное состояние в случае прекращения внешнего электроснабжения для системы контроля и управления.

Противоаварийная защита обеспечивает:

- автоматическое закрытие шаровых кранов на трубопроводах газа от скважин к установке подготовки газа по сигналам систем противоаварийной защиты (при возникновении пожара и загазованности 50% НКПР);
- перевод технологического оборудования в безопасное состояние;
- при восстановлении питания система противоаварийной защиты исключает возможность произвольного переключения электроприводной арматуры.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

148-22-П-ТХР2.ТЧ

5. Объем автоматизации

Скважина добывающая

Для добывающих скважин предусматривается:

- местное и дистанционное измерение буферного давления;
- местное измерение межколонного давления;
- местное и дистанционное измерение давления в затрубном пространстве.
- Местное и дистанционное измерение температуры.

Для своевременного обнаружения аварийной ситуации и обеспечения безопасных условий труда на наружной площадке куста, возле устья добывающих скважин предусмотрен дистанционный контроль загазованности, с сигнализацией по 1 и 2 порогу загазованности (10 % и 50 % НКПВ соответственно) на втором уровне.

Датчики установлены на отметке +0,5 м от уровня земли, расстояние между датчиками не превышает 20м.

При достижении 50 % НКПВ с выдержкой по времени выполняется закрытие электроприводной арматуры с одновременной подачей сигнала на контроллер первого уровня

Емкость дренажная ЕП-1

Для емкости ЕП-1 предусматривается:

- дистанционная сигнализация верхнего и нижнего максимального уровня;
- контроль газовой среды возле емкости и сигнализация предельных значений;

Подземная канализационная емкость для приема ливневых стоков V=5м3

Для емкости предусматривается:

- дистанционная сигнализация верхнего максимального уровня;

Емкость ДТ 60м3 Е-1

Для емкости предусматривается:

- дистанционное измерение и сигнализация нижнего и верхнего уровня;
- дистанционная сигнализация нижнего и верхнего аварийного уровня;
- дистанционная измерение и сигнализация температуры;

Емкость ДТ 60м3 Е-2

Для емкости предусматривается:

- дистанционное измерение и сигнализация нижнего и верхнего уровня;
- дистанционная сигнализация нижнего и верхнего аварийного уровня;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

148-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

9

– дистанционная измерение и сигнализация температуры;

БКЭС

БКЭС состоит типовых сертифицированных блок-контейнеров наружной установки, которые поставляются единым комплектом. Все контейнеры являются блочно-комплектными изделиями полной заводской поставки и максимальной готовности.

В топливном отсеке размещаются баки с дизельным топливом. Отсек снабжен первичными средствами пожаротушения, охранно-пожарной сигнализацией, осветительными приборами, вентиляцией.

В агрегатном отсеке размещаются дизель-генераторные установки ДГУ (1раб.+1рез.), предназначенные для получения электрической энергии 3-х фазного напряжения 380В и частотой 50Гц, клапаны и насосы подачи топлива и маслосистема.

В аппаратном отсеке устанавливается источник бесперебойного питания 380В в комплекте с аккумуляторными батареями, низковольтное комплектное устройство с АВР с тремя секциями шин, блок синхронизации дизельных агрегатов, блок контроля чередования запуска ДГУ.

Во всех отсеках предусмотрено освещение, отопление, кондиционирование и вентиляция, а также первичные средства пожаротушения, охранно-пожарная сигнализация.

Пуск/останов дизель-генераторной установки осуществляется автоматически по команде системы управления и вручную при ремонтно-профилактических работах.

Запуск второго агрегата ДЭС, при выходе из строя первого агрегата, осуществляется системой автоматического ввода резерва (АВР) ДГУ, контрольные кабели цепей измерения, управления, сигнализации, уравнивающих связей между агрегатами ДЭС входят в комплект поставки БКЭС

В агрегатном отсеке предусматривается сигнализация загазованности воздушной среды.

При достижении концентрации взрывоопасных веществ 10% НКПРП (порог срабатывания «1») и 50% НКПРП (порог срабатывания «2») подаются звуковой и световой сигналы.

При достижении загазованности в агрегатном отсеке 10% от НКПРП автоматически включается вытяжная вентиляция (если она находилась в отключенном состоянии).

Обобщенный сигнал загазованности 10% НКПРП и аварийный сигнал 50% НКПРП в агрегатном отсеке передаются на шкаф телемеханики.

В помещениях БКЭС заводом-изготовителем предусмотрено автоматическое управление электроотоплением.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Проектом предусматривается сигнализация понижения температуры и несанкционированного входа в блоки.

Для БКЭС предусматривается сигнализация «пожар», отключение всех электроприемников при пожаре.

Блоки дозирования метанола (БДМ-2...5)

Автоматизация блоков дозирования метанола выполнена в объеме заводской поставки

Местная панель обеспечивает:

Выдачу сигнала неисправность БДМ-2...5 на шкаф телемеханики;
передачу параметров ГФУ по интерфейсу RS-485.

Электрифицированная арматура

С целью отключения скважин от газосборной сети месторождения предусмотрены краны шаровые с электроприводом.

Для арматуры предусматривается:

- дистанционное управление «открыть», «закрыть»;
- автоматическое закрытие по сигналу «Пожар на объекте»;
- сигнализация состояния «открыто», «закрыто», «авария».
- местный контроль давления газопроводе;
- дистанционное измерение давления на газопроводе

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	148-22-П-ТХР2.ТЧ	Лист
							11

Для дистанционного контроля давления предусматриваются преобразователи давления взрывозащищённые с выходным сигналом 4-20 мА с маркировкой взрывозащиты 1EExdIIС.

Для дистанционного контроля температуры предусматриваются преобразователи температуры взрывозащищённые с выходным сигналом 4-20 мА с маркировкой взрывозащиты 1EExdIIС.

Для измерения температуры в трубопроводах применены биметаллические термометры радиального (комбинированного) исполнения.

Для измерения уровня, плотности и температуры в емкостях ДТ предусматривается взрывозащищенный датчик контроля ультразвуковой.

Для контроля загазованности и контроля ПДК предусматриваются датчики загазованности взрывозащищенные ГСМ-05.

Для дистанционного измерения расхода применены расходомеры-счётчики ультразвуковые.

Для учета электроэнергии применены счетчики электроэнергии, для измерения величины переменного тока и напряжения применены преобразователи переменного тока и напряжения.

Для передачи информации со станций управления БДМ предусматриваются интерфейсные модули, обеспечивающие гальваническую развязку цепей управления. Модули устанавливаются в шкафу подключения СУ.

Все полевые приборы КИП, за исключением датчиков температуры оснащены местными ЖК-индикаторами, а также поддержкой HART-протокола.

Приборы и средства управления для блочного оборудования поставляются комплектно.

Датчики, измерительные преобразователи и сигнализаторы, размещаемые на открытой площадке без обогрева, должны обеспечивать работоспособность в климатических условиях региона размещения и исполнение по степени защиты от пыли и воды не ниже IP65 по ГОСТ14254-96.

Для осуществления сбора данных и управления рассредоточенными объектами нефтедобычи, для объединения этих объектов в систему оперативного управления и контроля предусматривается шкаф телемеханики на базе микропроцессорного контроллера заводской поставки.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Обеспечение взрывозащищённости

Приборы и аппаратура, установленные в помещениях класса В-1а и на наружных установках класса В-1г, имеют взрывозащищенное исполнение типа «искробезопасные цепи» ExiaII по ГОСТ 30852.0-2002 (также возможно применение взрывозащиты типа «взрывонепроницаемая оболочка» Exd), отвечают требованиям ПУЭ и выбраны в соответствии с классом взрывоопасности, категорией и группой взрывоопасных смесей ПА-Т2, ПА-Т3.

Электропитание технических средств АСУ ТП

По степени обеспечения надежности электроснабжения электроприемники технических средств АСУ ТП относятся к I категории. Электропитание 220 VAC с частотой 50 Гц выполняется от двух источников питания с автоматическим переключением в аварийном режиме:

- от сети переменного напряжения 220 В;
- от источника бесперебойного питания.

Использование источников бесперебойного питания обеспечивает при аварийном отключении электропитания снабжение технических средств системы напряжением требуемого качества, позволяющим нормально завершить все незавершенные операции по сохранению данных.

7. Размещение и монтаж комплекса технических средств

Монтаж системы автоматизации выполняется в соответствии с рабочей документацией и с учетом требований заводов-изготовителей приборов, средств автоматики, с обеспечением безопасных условий при производстве работ.

Смонтированные приборы и средства автоматики, электрические проводки должны быть присоединены к общему контуру заземления или к металлическим конструкциям, имеющим надежную электрическую связь с общим контуром заземления. Защитное заземление средств автоматизации выполнить в соответствии с ПУЭ для взрывоопасных помещений и наружных установок.

Первичные преобразователи, датчики технологических параметров и исполнительные механизмы, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются с помощью закладных деталей.

Электрические проводки цепей измерения, управления, защиты и сигнализации выполняются контрольными негорючими кабелями с медными жилами, исполнения «нг» с оболочкой из ПВХ пластиката, не распространяющего горения. Кабели предназначены для

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

148-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

14

стационарной прокладки внутри и вне помещений, во взрывоопасных зонах класса 0, 1, 2. Типы кабелей выбраны в соответствии со специальными требованиями к цепям измерения, рекомендациями заводов-изготовителей приборов и правилами устройства электроустановок.

Монтаж проектируемых кабельных трасс выполняется в коробах по проектируемой эстакаде для монтажа электрических, контрольных кабелей, на отдельных от силовых кабелей полках. При прокладке кабелей открытым способом на высоте до трех метров выполнить защиту от механических повреждений. Прокладку кабельных трасс выполнять с учетом требований ПУЭ. Расстояние в свету между трубопроводами с горючими газами и кабельной эстакадой предусмотрено не менее 0,5 м, высота прокладки трасс относительно земли принята не ниже 2,5 м, при переходе через дорогу не ниже 5,0 м. Эстакада для прокладки технологических трубопроводов и электрических кабелей выполнена из негорючих материалов.

В металлических коробах кабельные линии должны уплотняться негорючими материалами и разделяться перегородками огнестойкостью не менее 0,75 ч на горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков.

В металлических коробах должны устанавливаться огнепреградительные пояса:

- на вертикальных участках - на расстоянии не более 20 м, а также при проходе через перекрытие;
- на горизонтальных участках - при проходе через перегородки.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

148-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

15

8. Решения по охранно-пожарной сигнализации

Объекты системы ОПС

Объектами системы ОПС скважинах №№ 44-Р, 49, 55, 54-Р являются:

Территория площадки куста

БМА

Основные решения по ОПС

Автоматическими средствами охранно-пожарной сигнализации (ОПС), системой оповещения людей о пожаре (СОУЭ) оборудуется здания и сооружения, скважины №№44-Р, 49, 55, 54-Р.

БМА оснащается ОПС полной готовности заводом изготовителем, дополнительно предусматривается установка ручного пожарного извещателя на кустовой площадке.

Питание оборудования охранной сигнализации осуществляется от резервного источника питания, обеспечивающего работу от АКБ в течение 24 часов в дежурном режиме + 3 час в режиме тревоги.

Система пожарной сигнализации обеспечивает получение, обработку и передачу на прибор приемно-контрольный сигналов, подаваемых с автоматических пожарных извещателей, установленных в защищаемых помещениях и на площадках.

Основные функции пожарной сигнализации обеспечиваются различными техническими средствами. Для обнаружения пожара служат извещатели, для обработки и протоколирования информации и формирования управляющих сигналов тревоги - приемно-контрольная аппаратура.

Для получения информации о тревожной ситуации на объекте в состав пожарной сигнализации входят извещатели.

На территории площадки, установить ручной пожарный взрывозащищенный извещатель ИП-535-07е (установку осуществить на существующих опорах кабельной эстакады) производство ООО «Эрвист» г. Москва. Место установки ручного извещателя должно иметь освещенность не менее 50лк и свободный доступ. Ручной извещатель установить на высоте 1,5 м от пола и прикрепить шурупами или винтами. Возле ручного звещателя установить знак пожарной безопасности F10. Ручные извещатели, установленные на территории кустовой площадки подключить к ППКОП в БМА.

При подключении приборов необходимо руководствоваться паспортными данными на изделие.

Согласно СП 484.1311500.2020 и ПУЭ изд.7 предусмотреть защитное заземление (зануление) пожарной сигнализации и оповещения путем присоединения проводом (желто-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

зеленым) ПВЗ 1x4,0 клемм заземления оборудования к ближайшему контуру заземления, который учтен в электротехнической части.

Предусмотрен резервный запас пожарных извещателей каждого типа, устанавливаемых на объектах (СП 484.1311500.2020, СП 485.1311500.2020, п.п. 2.2.5, 2.2.7 РД 009-01-96) для обеспечения возможности замены неисправного извещателя за установленное время.

Сеть пожарной сигнализации выполнить кабелем с токопроводящими жилами из медных проволок с изоляцией и оболочкой из полимерных материалов, соответствующих требуемому показателю пожарной опасности, с общим экраном из фольгированного материала, без брони.

Характеристики кабеля:

Электрическое сопротивление токопроводящих жил постоянному току – в соответствии с ГОСТ 22483-2012.

Электрическое сопротивление изоляции, пересчитанное на 1 км длины, МОм, не менее:

- кабели с изоляцией из сшиваемой полиолефиновой композиции: 500
- кабели с изоляцией из кремнийорганической резины и из полимерных компаундов, не содержащих галогенов: 100
- остальные кабели: 10

Испытательное переменное напряжение:

- между жилами – 2500 В;
- между жилами и экраном – 2000 В;

Повышенная температура эксплуатации:

- кабели с индексами «нг(A)-HF», «нг(A)-FRLS», «нг(A)-FRHF» – до 110 °С
- кабели в теплостойком исполнении («тс») – до 125 °С
- остальные кабели: + 80 °С

Пониженная температура эксплуатации:

- кабели в исполнении ХЛ – до минус 60 °С
- остальные кабели: до минус 50 °С

Повышенная влажность воздуха до 98 % при температуре до 35 °С.

Стойкость к воздействию воды

Стойкость к продольному распространению воды (в исполнении «в»)

Стойкость к воздействию солнечного излучения

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	148-22-П-ТХР2.ТЧ	Лист
							17

Масло-бензостойкость

Стойкость к монтажным изгибам

Стойкость к вибрационным нагрузкам

Стойкость к ударным нагрузкам

Стойкость к линейным нагрузкам

Стойкость к растяжению

Стойкость к воздействию инея

Стойкость к воздействию соляного тумана

Стойкость к воздействию плесневых грибов

Стойкость к динамическому воздействию пыли

Срок службы 35 лет.

По эстакаде сети пожарной сигнализации проложить в коробе по кабельным эстакадам совместно с кабелями КИПиА на отдельной полке.

Оборудование охранно-пожарной сигнализации установить в соответствии с СП 484.1311500.2020.

Электроснабжение электроприемников установок охранно-пожарной сигнализации осуществить по 1 категории согласно ПУЭ.

Электропитание приборов осуществить от РИП. Электропитание РИП предусмотреть от сети переменного тока (220В, 50Гц). Аккумуляторная батарея в составе резервного источника электропитания системы пожарной сигнализации имеет необходимую емкость, при попадании внешнего электропитания обеспечивает питание системы в дежурном режиме в течение 24 часов плюс 3 часа работы в тревожном режиме.

После проведения монтажных работ произвести пусконаладочные. В объем пусконаладочных работ входят:

- Проверка того, насколько правильно выполнен монтаж;
- Задание индивидуальных настроек;
- Устранение выявленных ошибок и дефектов при установке;
- Пробный запуск;
- Проведение промежуточных испытаний;
- Регулировка необходимых параметров;
- Эксплуатация под наблюдением (от нескольких часов, до нескольких месяцев);
- Замеры и испытания, с составлением протоколов;
- Комплексные испытания;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

148-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

18

- Обучение операторов и других представителей заказчика.

Все перечисленные работы должны проводить лишь специалисты с законченным высшим образованием и сертификатом, подтверждающим степень их квалификации. ПНР дополнительно требуют от своих исполнителей:

- Подробных знаний об оборудовании;
- Умений работать со специальным программным обеспечением, технически сложными инструментами и приспособлениями;
- Навыки использования сложных контрольно-измерительных приборов;
- Умений ремонтировать, настраивать, регулировать и эксплуатировать оборудование;
- Опыт составления необходимой документации.

По той причине, что к специалистам, занимающимся пуско-наладочными работами, предъявляются повышенные требования по уровню образования, квалификации и навыкам - ПНР практически всегда отделяются от монтажных работ. По окончании на руках будут необходимые протоколы испытаний, калибровок и соответствующие записи в формулярах.

Подключение извещателей, расположенных в блоках и на наружной стороне выполняется через соединительные коробки КЗНС-16. Коробки монтируются с внешней стороны блоков

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

148-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

19

9. Решения по системе видеонаблюдения

На площадке скважин предусмотрена организация системы видеонаблюдения. В состав системы видеонаблюдения входят:

- стационарная видеокамера;
- купольная управляемая видеокамера;

Требования к видеокамерам:

Производитель видеокамер: Hikvision

Минимальное разрешение видеокамер должно быть не менее 4 Мп.

Предусмотреть хранение видеоархива со следующими параметрами:

Кодек h264;

Разрешение не менее 1980x1080;

Скорость записи не менее 25 кадров в секунду;

Опорный кадр не реже 20-ого.

Конкретную модель видеосервера рассчитать исходя из количества видеокамер (2шт.) и срока хранения видеоархива 30 суток.

Стационарная видеокамера устанавливается на опоре на высоте 5 метров от уровня земли на кронштейне.

Купольная управляемая камера устанавливается на мачте М4.

IP видеокамеры соединяются с коммутатором кабелем типа “витая пара” нг(А)-ХЛ-5е 4x2x1,0 с защитной оболочкой черного цвета для прокладки на открытом воздухе, по которому передается видеосигнал. Корпуса видеокамер и термокожухов подключаются к защитному заземлению объекта.

Электропитание термокожухов IP-камер осуществляется от ИБП в стойке связи в Блок-Бокса НКУ поз.22, напряжением 220В, 50Гц по кабелю КВВГнг(А)-LS ХЛ 4x2,5. Питание IP-камер выполнено от блоков питания термокожухов. Питание шкафа СУ куста скважин выполнено по первой категории электроснабжения (см. электротехническую часть проекта)

Электрические проводки системы видеонаблюдения выполняются негорючими кабелями с медными жилами, исполнения «нг(А)-ХЛ» с оболочкой из ПВХ пластика, не распространяющего горения. Кабели предназначены для стационарной прокладки внутри и вне помещений, во взрывоопасных зонах класса 0, 1, 2. Типы кабелей выбраны в соответствии со специальными требованиями к цепям измерения, рекомендациями заводов-изготовителей приборов и правилами устройства электроустановок, сечение жил кабеля, прокладываемого во взрывоопасных зонах должно быть не менее 1,0 мм²

На наружных установках класса В-1г кожухи видеокамер имеют взрывозащищенное исполнение типа взрывонепроницаемая оболочка.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	148-22-П-ТХР2.ТЧ	Лист
							20

Перечень нормативно-технической документации

1. ГОСТ 21.408-2013 СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;
2. ГОСТ 24.104-85 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
3. ПНСТ 360-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
4. ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код ip);
5. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации;
6. СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства;
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 №101;
8. ГОСТ 31610.0-2019 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования;
9. ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i;
10. ПУЭ Правила устройства электроустановок;
11. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
12. СП 484.1311500.2020 "Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования" (утверждён приказом МЧС России от 31 июля 2020 г. N 582);
13. СП 485.1311500.2020 "Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования" (утверждён приказом МЧС России от 31 августа 2020 г. N 628);
14. СП 486.1311500.2020 "Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности" (утверждён приказом МЧС России от 20 июля 2020 г. N 539).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	148-22-П-ТХР2.ТЧ	Лист
										21

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

148-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

22

в действующую систему АСУТП
УСГКМ, на АРМ энергоучастка

Шкаф связи (сущ.)

ВОЛС

БМА (проект.)

Шкаф охранной сигнализации (проект.)

Шкаф пожарной сигнализации и пожаротушения (проект.)

Шкаф телемеханики (проект.)

AI, DI, DO	AI,DI,RS	AI,DI,RS	AI,DI,RS	AI,DI,RS
Сблужины (Давление, температура, кран шаровый, загазованность)	БДМ-2 (давление, температура, расход)	БДМ-3 (давление, температура, расход)	БДМ-4 (давление, температура, расход)	БДМ-5 (давление, температура, расход)

AI, DI, DO, RS	AI, DI, DO, RS	RS-485	DI, DO
ДЭС №1 (Параметры ДЭС)	ДЭС №2 (Параметры ДЭС)	Емкость дизельного топлива (уровень, температура, плотность)	Система перекачки ДТ (насос, расходомер)

AI, DI, DO,RS	AI	AI,DI
Система контроля микроклимата блок-бокса ДЭС (вентиляция, приточные, вытяжные клапаны, система отопления, заслонки забора и выхода воздуха (включая обдув), отопление)	Подземная дренажная емкость ЕП-1 V=5м3	Емкость ДТ Е-1, Е-2, 60м3 - наружная (уровень, температура)

- AI - Аналоговый вход
- DI - Дискретный вход
- FI - Частотный вход
- DO - Дискретный выход
- RS - Цифровой канал обмена данными

- RS-485
- Ethernet
- Физические каналы

Изм.	Кол.Уч	Лист	Идок	Подпись	Дата
Разраб.		Осипов		<i>Осипов</i>	04.23
Н.контр		Иванов		<i>Иванов</i>	04.23
ГИП		Лисарев		<i>Лисарев</i>	04.23

148-22-П-ТХР2

Белоярское ГКМ. Кустовая площадка №1

Кустовая площадка №1	Стадия	Лист	Листов
	Р	1	

Схема структурная комплекса технических средств автоматизации

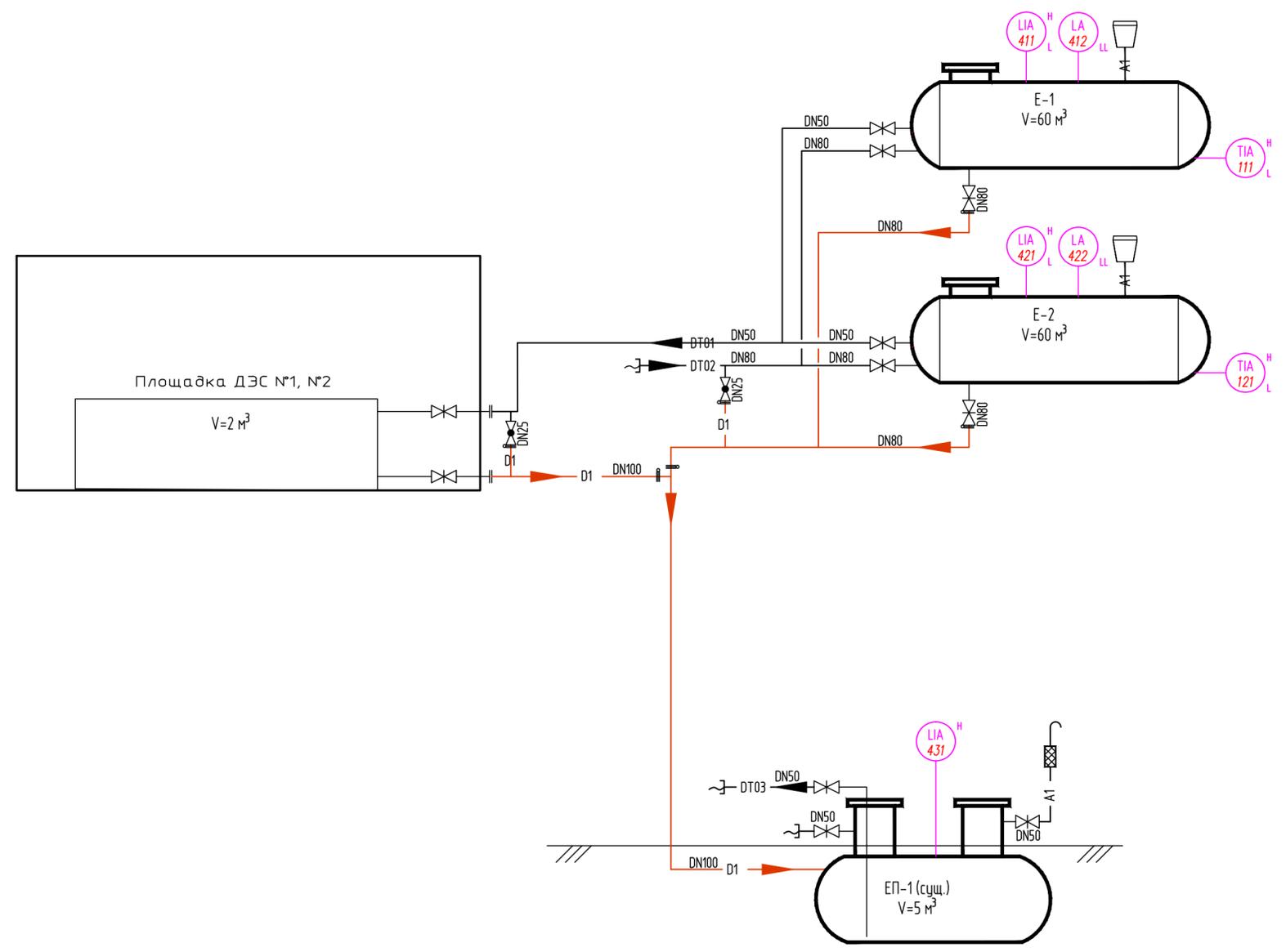
ООО «ИЦ «Проектор»

Экспликация оборудования и аппаратуры

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ДЭС-1,2	Дизельная электростанция	2	V=2м3	
E-1, 2	Емкость дизельного топлива	2	V=60м3	
ЕП-1	Подземная дренажная емкость	1	V=5м3, P=0,007 МПа	

Условные обозначения и изображения

Изображение и обозначение	Наименование
DT01	Топливо дизельное в ДЭС
DT02	Топливо дизельное в емкость
DT03	Топливо дизельное откачка из емкости
D1	Дренаж
A1	Воздушка
—	Трубопровод технологический
—	Трубопровод технологический с электрообогревом
⊘	Клапан обратный проходной
☐	Клапан дыхательный со встроенным огнепреградителем
⊗	Задвижка с ручным приводом
⊗	Кран шаровой с ручным приводом
~	Быстроразъемное соединение
⋮	Заглушка в трубопроводе (отбюратор)
	Фланцевое соединение (пара)
□	Термочехол на запорной арматуре
⊗	Огнепреградитель



Изм. №, дата, подпись и дата, Взам. шиф. №

148-22-П-ТХР2					
Белоярское ГКМ. Кустовая площадка №1					
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Идок.	Подпись	Дата
Разраб.		Тимошинов		<i>[Signature]</i>	04.02.24
Н.контр.	Иванов			<i>[Signature]</i>	04.02.24
ГИП	Лисарев			<i>[Signature]</i>	04.02.24
Кустовая площадка №1.				Стадия	Лист
				П	3
Топливное хозяйство. Схема технологическая со схемой автоматизации					

