

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение

Заказчик - НГДУ «Сургутнефть»

СТАНЦИЯ НЕФТЕНАСОСНАЯ ДОЖИМНАЯ С УПСВ.
ТУКАНСКИЙ УЧАСТОК НЕДР

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 2. Автоматизация технологических процессов

Книга 1. Текстовая часть

17342-ТР2.1

Том 6.2.1

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение

СТАНЦИЯ НЕФТЕНАСОСНАЯ ДОЖИМНАЯ С УПСВ.
ТУКАНСКИЙ УЧАСТОК НЕДР

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения


Часть 2. Автоматизация технологических процессов

Книга 1. Текстовая часть

17342-ТР2.1

Том 6.2.1

Инв. № подл.	Взам. инв. №		
1021740			
Подп. и дата	Главный инженер	15.02.2023	А.П.Пестряков
	Главный инженер проекта	15.02.2023	И.М.Стукалов
2023			



Формат А4

Оглавление

1	АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ	4
1.1	Исходные данные	4
1.2	Цели создания системы автоматизации	4
1.3	Основные технические решения	4
1.4	Объекты автоматизации.....	5
1.4.1	Структура АСУ ТП.....	6
1.4.2	Первый уровень	6
1.4.3	Второй уровень	6
1.4.4	Третий уровень.....	7
1.5	Объемы автоматизации	7
1.6	Комплекс технических средств систем автоматизации	12
1.7	Размещение и монтаж средств автоматизации.....	12
1.8	Основные решения по сетям контроля и управления.....	13
1.9	Охрана труда.....	14
1.10	Охрана окружающей среды	14
	Перечень нормативных документов применяемых при проектировании.....	16

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1021740

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Павловская			15.02.23
Пров.		Рыбанчук			15.02.23
Нач. отд.		Добрякова			15.02.23
Н. контр.		Рыбанчук			15.02.23
ГИП		Стукалов			15.02.23

17342-ТР2.1.ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	14
ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		

1 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

1.1 Исходные данные

Проектная документация «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», разработана на основании:

- задания № 10645 от 05.09.2022 на проектирование объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», утвержденного начальником НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», согласовано главным инженером - первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз»;
- технических требований на разработку системы контроля и автоматизации (в т.ч. программно-аппаратного комплекса АСУТП) по объекту капитального строительства «Станция нефтенасосная дожимная с установкой предварительного сброса воды (УПСВ). Туканский участок недр», утвержденных первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз»;
- требований рекомендаций на проектирование объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», утвержденных начальником НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», согласованных главным инженером - первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз»;
- дополнения №1 к техническим требованиям №60-50-10-21 21ТТ на разработку системы контроля и автоматизации (в т.ч. программно-аппаратного комплекса АСУТП) по объекту капитального строительства «Станция нефтенасосная дожимная с установкой предварительного сброса воды (УПСВ). Туканский участок недр», утвержденных главным инженером – первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз»;
- технических заданий смежных отделов;
- чертежа генерального плана.

Принятые решения соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектными решениями мероприятий по разработке контроля и автоматизации проекта.

1.2 Цели создания системы автоматизации

Целями создания системы автоматизации АСУ ТП являются:

- повышение качества и безопасности ведения технологических режимов;
- повышение надежности управления технологическими объектами;
- повышение точности измерений технологических параметров;
- повышение оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- улучшение экологической обстановки в результате сокращения потерь нефти и газа.

1.3 Основные технические решения

Настоящим разделом проектных решений предусматривается создание системы автоматизации для объектов ДНС с УПСВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР2.1.ТЧ	Лист
1021740							
Инв. № подл.						17342-ТР2.1.ТЧ	Лист
Подп. и дата							
Взам. инв. №						17342-ТР2.1.ТЧ	Лист

повышение надежности управления технологическими объектами;

- повышение точности измерений технологических параметров;
- повышение оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- улучшение экологической обстановки в результате сокращения потерь нефти и газа.

1.3 Основные технические решения

Настоящим разделом проектных решений предусматривается создание системы автоматизации для объектов ДНС с УПСВ.

Управление технологическим процессом и защита оборудования объектов ДНС с УПСВ, осуществляется локальными комплексными системами управления, такими, как:

- аппаратно-программные средства «АСУ ТП стационарного объекта»;
- щиты управления с панелями для вторичных приборов;
- щиты промышленных контроллеров - для сбора, обработки аналоговых и дискретных информационных сигналов, формирования команд управления технологическим оборудованием ДНС;
- шкафы контроллеров аппаратов «Хитер-Тритер»- для управления, сбора, измерения и обработки информации УПСВ «Хитер-Тритер»;
- блочно-комплектные технологические установки, оснащенные средствами контроля и автоматики на заводах-изготовителях по техническим требованиям ПАО «Сургутнефтегаз».

Для размещения панелей щитов управления ДНС с УПСВ, проектом предусматривается помещение щитовой КИП в здании операторной (поз.2.1). В помещении щитовой КИП здания операторной размещаются щиты автоматики, щиты контроллера, щит измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) СИКНС и шкафы контроллера аппаратов «Хитер-Тритер».

Для размещения автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора ДНС - ПЭВМ на базе системы сбора, регистрации, хранения и отображения информации «АСУ ТП стационарного объекта», АРМ УПСВ Хитер-Тритер и АРМ СИКНС проектом предусматривается помещение операторной в здании операторной (поз.2.1).

Верхний уровень АСУ ТП разрабатывается ПУ «СургутАСУнефть» и данным проектом не рассматривается.

1.4 Объекты автоматизации

В рассматриваемом проекте объектами автоматизации ДНС с УПСВ являются:

Этап-станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Вторая очередь:

- сепараторы НГС (I ступени сепарации) С-1/1,1/2;
- сепараторы НГС (II ступени сепарации) С-2/1,2/2;
- сепаратор газовый ГС (газосепаратор ГС) Г-1;
- сепаратор газовый ГС (скруббер) Г-2;
- станция насосная перекачки нефти с насосами НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, НВ-1/1, НВ-1/2;
- площадка производственная (фильтров-грязеуловителей);
- УПСВ Хитер-Тритер (I тип) (1 шт.) ХТ-1/1;
- УПСВ Хитер-Тритер (II типа) (2 шт.) ХТ-2/1, 2/2;
- блок реагентный;
- резервуар хранения нефти (технологический) (РВС-3000) Р-1;
- емкости дренажные Е-1, Е-2, ЕУ-1, Е-7 с насосами откачки Н-3/1, Н-3/2, Н-4/1, Н-8;
- установка факельная;
- сепараторы факельного газа СФ-1/1, 1/2;
- емкости дренажные К-1, К-2 с насосом откачки Н-4/2, Н-4/3;
- резервуары очищенных стоков (РВС-3000) РО-1,2;
- узел запуска средств очистки и диагностики УЗПЗ;
- узлы учёта газа;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР2.1.ТЧ	Лист 3
Инов. № подл.	1021740					17342-ТР2.1.ТЧ	Лист 3
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

– УПСВ Хитер-Тритер (I типа) (1 шт.) ХТ-1/1;
– УПСВ Хитер-Тритер (II типа) (2 шт.) ХТ-2/1, 2/2;
– блок реагентный;
– резервуар хранения нефти (технологический) (РВС-3000) Р-1;
– емкости дренажные Е-1, Е-2, ЕУ-1, Е-7 с насосами откачки Н-3/1, Н-3/2, Н-4/1, Н-8;
– установка факельная;
– сепараторы факельного газа СФ-1/1, 1/2;
– емкости дренажные К-1, К-2 с насосом откачки Н-4/2, Н-4/3;
– резервуары очищенных стоков (РВС-3000) РО-1,2;
– узел запуска средств очистки и диагностики УЗПЗ;
– узлы учёта газа;

- дистанционное и автоматическое управление технологическим оборудованием с учетом фактически сложившихся значений технологических параметров и имеющихся технологических ограничений;
- возможность поэтапного пуска объекта при проведении пуско-наладочных работ;
- безопасность работы при эксплуатации основного и вспомогательного оборудования в соответствии с требованиями правил и норм в нефтегазовой отрасли.

1.4.4 Третий уровень

Вопросы АСУ ТП третьего уровня – уровень корпоративной сети ПАО «Сургутнефтегаз» (уровень централизованного сбора и представления данных) в данном разделе проектной документации не рассматриваются.

1.5 Объемы автоматизации

Предусмотренный для технологических сооружений ДНС с УПСВ объем автоматизации обеспечивает:

автоматическое регулирование:

- уровня нефти в сепараторах С-1/1, С-1/2, С-2/1, С-2/2;
- давления газа в сепараторах С-2/1, С-2/2;
- уровня жидкости в газосепараторах Г-1, Г-2;
- давления газа в Г-1;
- давление газа после Г-1 на факел;
- давления газа перед Г-2.

дистанционный контроль:

- всех регулируемых параметров;
- температуры, давления нефти в трубопроводах на входе и выходе ДНС;
- температуры нефти в линии качества;
- температуры нефти в линиях узла учёта нефти;
- давления в сепараторах С-1/1, С-1/2, С-2/1, С-2/2;
- давления в газосепараторе Г-1;
- давления в УЗПЗ, до и после УЗПЗ;
- температуры подшипников насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- температуры в линии разгрузки насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- давления на приеме и выкиде насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- давления в линии качества;
- давления в линиях узла учёта нефти;
- расхода газа на ГПЭС;
- расхода газа на факел высокого давления, на факел низкого давления;
- расхода газа на факельные нужды;
- расход газа на установки Хитер-Тритер;
- расход газа на эжектор;
- расхода нефти на стояк налива нефтепродуктов;

Инв. № подл.	1021740	Подп. и дата	Взам. инв. №	– температуры в линии разгрузки насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН -1/1, ВН -1/2; – давления на приеме и выкиде насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН -1/2; – давления в линии качества; – давления в линиях узла учёта нефти; – расхода газа на ГПЭС; – расхода газа на факел высокого давления, на факел низкого давления; – расхода газа на факельные нужды; – расход газа на установки Хитер-Тритер; – расход газа на эжектор; – расхода нефти на стояк налива нефтепродуктов;								
						17342-ТР2.1.ТЧ						Лист
												5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

- расходов узла учета нефти;
- расхода нефти на линии качества;
- расход нефти на эжектор;
- уровня и температуры и межфазного уровня в резервуарах РВС-1,2, РО-1,2;
- уровня и температуры в дренажных емкостях Е-1, Е-2, Е-5 Е-7, ЕУ;
- уровня и температуры в емкостях сбора конденсата К-1, К-2;
- уровня и температуры в емкости нефтяной горизонтальной ЕН-3;
- наличия пламени на дежурной горелке факела;
- загазованности в помещениях класса В-1а;
- температуры в помещении станции нефтенасосной;
- температуры наружного воздуха.

местный контроль:

- температуры нефти на входе и выходе с ДНС, в линиях узла учета нефти (УУН), в линии качества нефти, в линии газа на факел, узлов учета газа;
- температуры до и после фильтров на площадке фильтров-грязеуловителей;
- давления в газосепараторах;
- давления на входе сепараторов С-1/1, С-1/2, С-2/1, С-2/2;
- давления в трубопроводах нефти на входе и выходе ДНС;
- давления до и после фильтра на узле учета нефти;
- давления до и после фильтра на узле приема нефтесодержащей жидкости;
- давления до и после фильтров на площадке фильтров-грязеуловителей;
- давления до и после фильтра площадки налива;
- давления в газопроводах после узлов учета газа;
- давления в линии качества нефти;
- давления в линиях узла учета нефти;
- давления на входе и выходе насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2.

автоматическое управление:

- насосными агрегатами НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3 с частотным приводом;
- насосными агрегатами ВН-1/1, ВН-1/2 с частотным приводом по уровню в РО-1,2;
- насосами откачки из дренажных и канализационных емкостей;
- вентиляторами во взрывоопасных помещениях;
- автоматическое включение систем аварийной вентиляции (одновременно) при достижении концентрации горючих веществ 10% от нижнего значения концентрационного предела распространения пламени – в здании нефтенасосной;
- электроприводами регулирующих клапанов;
- электроприводами технологических задвижек;
- отбором проб нефти.

дистанционное управление:

- насосными агрегатами НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- приточными, вытяжными системами В1, В1', П1, П1', В2, В3;
- насосами откачки из дренажных и канализационных емкостей;
- вентиляторами во взрывоопасных помещениях;

Инв. № подл. 1021740	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР2.1.ТЧ			

- электроприводами регулирующих клапанов;
- электроприводами технологических задвижек;
- отбором проб нефти;
- розжигом факела свечи.

местное управление:

- насосными агрегатами и задвижками (решается в части «ЭЛ»);
- стояком налива нефтепродуктов;
- отключения основных насосных агрегатов с расшифровкой причины отключения;
- всеми электроприводами технологических механизмов.

сигнализация:

- предельных значений регулируемого давления;
- давления на напоре насосов откачки из дренажных емкостей;
- давления на напоре насосов откачки из канализационных емкостей;
- давления на напоре насоса откачки из емкости сбора конденсата;
- предельного уровня утечек сальников насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- предельных значений уровня в технологических аппаратах, емкостях;
- защитного отключения насосных агрегатов;
- состояния насосных агрегатов;
- положение кожуха муфты НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- положение кожуха вентилятора электродвигателя НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- положения и состояния электроприводных задвижек и регулирующих клапанов;
- неисправности приточных, вытяжных систем В1, В1', П1, П1', В2, В3;
- порогов загазованности в помещениях класса В-1а, на площадках производственных по компоненту, определенному в технологическом разделе проектной документации.

Автоматизация системы измерений количества нефти сырой (СИКНС) предусматривается на базе измерительно-вычислительного комплекса, с дальнейшей передачей информации в систему АСУ ТП ДНС и в данном случае предусматривает:

измерение, вычисление, индикацию:

- расхода нефти по каждой измерительной линии;
- расхода нефти при средней температуре и давлении на СИКНС;
- температуры, давления нефти в каждой измерительной линии, на выходном коллекторе, в блоке измерения показателей качества нефти (БИК);
- перепада давления на фильтрах;
- влагосодержания нефти;
- плотности нефти;
- коэффициента преобразования ПР (объемного, массового);
- даты и времени.

Передача данных от ИВК СИКНС в систему АСУ ТП ДНС осуществляется посредством сети Ethernet.

Изм. № подл.	1021740	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">– расхода нефти по каждой измерительной линии;– расхода нефти при средней температуре и давлении на СИКНС;– температуры, давления нефти в каждой измерительной линии, на выходном коллекторе, в блоке измерения показателей качества нефти (БИК);– перепада давления на фильтрах;– влагосодержания нефти;– плотности нефти;– коэффициента преобразования ПР (объемного, массового);– даты и времени. <p>Передача данных от ИВК СИКНС в систему АСУ ТП ДНС осуществляется посредством сети Ethernet.</p>					
								17342-ТР2.1.ТЧ	Лист
									7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Блочно-комплектные технологические установки оснащаются средствами контроля и автоматики на заводах-изготовителях по техническим требованиям ПАО «Сургутнефтегаз».

По блоку реагентному средства автоматизации комплекта поставки позволяют осуществить:

- контроль температуры и уровня в расходной емкости;
- контроль давления в коллекторе с сигнализацией предельных значений;
- контроль и сигнализация загазованности;
- пожарная сигнализация (рассматривается в части «ПС»);
- автоматическое управление вентиляцией по сигнализации пожара и загазованности;
- автоматическое управление электрообогревом по температуре воздуха в помещении;
- местное управление отоплением, освещением, вентиляцией;
- контроль текущего состояния насосов.

Передача данных о состоянии систем блока реагентного осуществляется по протоколу Modbus RTU в систему АСУ ТП ДНС с комплектного контроллера.

Автоматизация аппарата Хитер-Тритер обеспечивает эксплуатацию без постоянного присутствия обслуживающего персонала и позволяет осуществить:

местный контроль:

- температуры в аппарате;
- давления газа в скруббере (для аппаратов I типа);
- давление газа на горелки;
- давление вакуума в дымовой трубе;
- давление газа на выходе;
- давление газа в линии пилотных горелок;
- уровень нефти;
- уровень нефти в кармане;
- уровень воды;
- уровень конденсата в скруббере.

сигнализацию:

- максимального содержания воды в нефти;
- загазованности (порог 1, порог 2);
- пожара в блоке управления;
- максимального уровня в скруббере;
- предельного минимального уровня над жаровыми трубами;
- предельного максимального уровня над жаровыми трубами;
- предельного максимального давления в аппарате;
- предельной максимальной температуры в аппарате;
- минимального давления топливного газа;
- максимального давления топливного газа;
- предельной максимальной температуры дымовых газов;
- предельной максимальной температуры жаровой трубы;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР2.1.ТЧ	Лист
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
1021740							

- предельной минимальной температуры греющего кабеля;
- наличия пламени.

дистанционный контроль:

- содержания воды в нефти;
- температуры воздуха в блоке управления;
- температуры в аппарате;
- расхода газа;
- давления в аппарате;
- температуры дымовых газов;
- температуры жаровых труб;
- температуры греющего кабеля;
- расхода нефти;
- расхода воды (две линии сброса воды);
- уровня нефти над жаровыми трубами;
- уровня раздела сред в установке;
- уровня нефти в кармане.

автоматическое управление:

- клапанами подачи топливного газа на основных и пилотных горелках по защитам, пожару, загазованности, уровню над жаровыми трубами;
- вентилятором;
- электронагревателем в блоке управления;
- розжигом горелки с отключением при неисправности горелки;
- клапаном сброса нефти;
- клапаном выхода газа;
- клапанами сброса воды в линии воды;
- клапанами сброса нефти в нефтяной выкидной линии.

С контроллера управления все данные о работе аппаратов передаются по сети Ethernet в систему АСУ ТП ДНС.

По факельной установке средства автоматизации комплекта поставки позволяют осуществить:

- автоматический, дистанционный розжиг дежурных горелок при погасании пламени;
- контроль состояния работы дежурных горелок.

Комплектный шкаф управления и сигнализации факела устанавливается в обогреваемом шкафу за обвалованием факельной установки. Комплектный пульт управления и сигнализации факела устанавливается в здании операторной, в помещении КИПиА.

Для контроля давления предусмотрен датчик давления. Для контроля расхода продувочного газа и газа на дежурные горелки предусмотрен расходомер.

Для контроля минимально и максимально допустимых уровней жидкости в сепараторах факельных предусмотрены сигнализаторы уровня. В конденсатосборниках, предусмотрены сигнализаторы уровня и уровнемеры.

Для предотвращения переполнения емкостей конденсата (К-1, К-2), предусмотрено включение насоса откачки (Н-4/2, 4/3 соответственно) по максимальному уровню в емкости.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-TP2.1.ТЧ	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
1021740							

Предусмотрен вывод параметров на АРМ-сервер оператора ДНС.

По дизельной электростанции проектом предусматривается передача данных о состоянии систем электростанции в корпоративную сеть ПАО «Сургутнефтегаз».

1.6 Комплекс технических средств систем автоматизации

Для технологических сооружений ДНС с УПСВ комплекс технических средств включает первичные преобразователи и сигнализаторы, вторичные преобразователи, приборы, контроллеры и регулирующие устройства унифицированной системы.

В качестве исполнительных органов электроприводных задвижек, электроприводных регулирующих клапанов приняты устройства с взрывозащищенным электроприводом.

Размещение панелей щитов управления ДНС с УПСВ, предусматривается в помещении щитовой КИП здания операторной (поз.2.1).

Сбор информации и управление оборудованием осуществляется на базе проектируемых промышленных программируемых контроллеров.

В помещении операторной предусматриваются автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора, АРМ УПСВ Хитер-Тритер и АРМ СИКНС.

Предусмотрен вывод информации АСУ ТП ДНС в корпоративную сеть ПАО «Сургутнефтегаз».

Применяемые в проекте датчики, исполнительные механизмы выполнены только электрическими и имеют требуемые виды климатического исполнения (УХЛ1) и взрывозащиты, соответствуют классу взрыво и пожароопасных зон, категорий и групп взрывоопасных смесей помещений и наружных установок.

Степень защиты средств автоматизации не ниже IP54 по ГОСТ 14254-2015 для приборов, расположенных в пожароопасных зонах.

Применяемые в проекте датчики, преобразователи, исполнительные механизмы имеют выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (4...20 мА), для контроля технологических параметров;
- RS-485, для контроля учетных технологических параметров;
- дискретные, типа «сухой контакт», для сигнализации предельных значений технологических параметров.

Для управления работой блоков приточной системы применяются датчики и шкаф, поставляемые комплектно с оборудованием вентсистем, учитывается в разделах 17342-ИОС4 Том 5.4, 17342-ИОС4.3 Том 5.4.3.

1.7 Размещение и монтаж средств автоматизации

Средства автоматизации, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются с помощью закладных деталей, которые предусматриваются в технологической части проекта. Средства автоматизации, устанавливаемые на открытых технологических площадках и не приспособленные к эксплуатации в условиях низких температур воздуха, устанавливаются в обогреваемых шкафах или чехлах. Импульсные линии отбора давления на открытых участках подлежат дополнительному обогреву.

Инов. № подл.	1021740	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР2.1.ТЧ				10

						17342-ТР2.1.ТЧ	Лист
							11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

документации. Все кабельные изделия предусмотрены согласно области применения с учетом типа исполнения согласно ГОСТ 31565-2012.

1.9 Охрана труда

Проектируемая система контроля и автоматизации обеспечивает автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования в соответствии с требованиями действующих норм и правил по охране труда.

Обеспечивается соблюдение следующих условий:

- при любом виде (режиме) управления (автоматическом, дистанционном и ручном) действуют автоматические защиты и блокировки технологического оборудования;
- сигнализацию отсутствия напряжения;
- автотестирование системы управления;
- при срабатывании сигнализации предусматривается сохранение сигнала для оператора или диспетчера, даже если причина возникновения сигнализации за это время устранилась.

Приборы средств автоматизации, устанавливаемые в помещениях и на технологических площадках, имеющих взрывоопасные зоны, отвечают требованиям «Правил устройств электроустановок» (ПУЭ) и выбраны в соответствии с классом категорий и группой взрывоопасных смесей.

Заземление электрических приборов КИПиА, защитных металлических рукавов, защитных металлических труб, коробов выполняется проводом ПуГВ (ПВ-3) 1х4,0 (зелено-желтый) путем присоединения к металлоконструкциям контура заземления. Контур заземления предусматривается в электротехнической части проекта. Монтаж защитного заземления выполняется с учетом требований ПУЭ, СП 76.13330.2016.

1.10 Охрана окружающей среды

Проектируемые системы контроля и автоматизации базируются на современном применении средств вычислительной техники, комплексов микропроцессорных аппаратно-программных систем телемеханики, средств и систем локальной автоматики, средств связи и передачи информации.

Технические средства контроля и автоматизации проектируются только электрическими и не имеют других источников питания.

В целом системы контроля и автоматизации являются экологически чистыми и не оказывают вредного воздействия на окружающую природную среду.

Применение функций, реализуемых системами контроля и автоматизации, входят и функции, способствующие осуществлению мероприятий по предупреждению и уменьшению загрязнения почвы, воды и атмосферного воздуха промышленными выбросами, то есть способствуют охране окружающей природной среды. Причем выполнение этих функций осуществляется, в основном, техническими средствами, предназначенными для решения оперативных задач системами контроля и автоматизации по управлению основным технологическим процессом, и не требуют дополнительных капитальных затрат.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР2.1.ТЧ	Лист		
								1021740	12

Техническое обеспечение АСУ ТП позволяет осуществить следующие основные функции по охране окружающей природной среды:

- прогнозирование и предотвращение нештатных ситуаций путем проведения диагностики состояния технологического оборудования и самой системы управления, способствует своевременному проведению ремонтно-восстановительных работ и повышению надежности функционирования всего технологического комплекса;
- телемеханический контроль давления в трубопроводах;
- сигнализацию верхних предельных уровней жидкости (угроза переполнения в технологических емкостях).

В целом система контроля и автоматизации является экологически чистой и не оказывает вредного воздействия на окружающую природную среду.

Инв. № подл. 1021740	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-ТР2.1.ТЧ	Лист
										13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перечень нормативных документов применяемых при проектировании

- 1 Правила устройства электроустановок, ПУЭ-6, ПУЭ-7, 9-й вып.
- 2 Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. ГОСТ 21.208-2013.
- 3 Системы автоматизации, СП 77.13330.2016.
- 4 Электротехнические устройства, СП 76.13330.2016.
- 5 Котельные установки. Актуализированная редакция, СП 89.13330.2016.
- 6 ГОСТ 21.408-2013 СПДС. «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов».
- 7 ГОСТ Р 21.101-2020 СПДС Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
- 8 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Ростехнадзор.
- 9 ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.
- 10 ВСН 64-86 Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля взрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений.

Инв. № подл. 1021740	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ТР2.1.ТЧ			