



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «ЗН Север»**

**ГПЭС на площадке ВПСН 148 км**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 2. Автоматизированная система управления  
технологическими процессами**

**1559-П-ТР2**

**Том 6.2**



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «ЗН Север»**

**ГПЭС на площадке ВПСН 148 км**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 2. Автоматизированная система управления  
технологическими процессами**

**1559-П-ТР2**

**Том 6.2**



Главный инженер

Главный инженер проекта




Н.П. Попов

Г.Б. Терехин






2023

Инов. Неподл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание
1559-П-ТР2-С	Содержание тома 6.2	
1559-П-СП	Состав проектной документации	
1559-П-ТР2	Часть 2. Автоматизированная система управления технологическими процессами. Текстовая часть	
1559-П-АСУ-0001	Схема структурная системы управления	
1559-П-АСУ-0002	Газопровод от узла подключения до ГПЭС на площадке ВПСН 148 км. Схема автоматизации функциональная	
1559-П-АСУ-0003	Газопоршневая электростанция (ГПЭС) на площадке ВПСН 148 км. Схема автоматизации функциональная	

Взам. инв. №	Подпись и дата							<b>1559-П-ТР2-С</b>		
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Инв. № подл.		Разраб.		Кирдякин		10.05.23	Содержание тома 6.2	Стадия	Лист	Листов
		Н.контр.		Поликашина		10.05.23		П		1
								 <b>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ</b>		

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Начальник отдела		Э.А. Задохин
Главный специалист		А.Н. Корчак
Главный специалист		А.А. Семкина
Заведующий группой		Э.В. Парфенов
Нормоконтролер		Е.В. Поликашина

## СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ .....	3
1.1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	3
1.2 ПЕРЕЧЕНЬ ОРГАНИЗАЦИЙ, УЧАСТВУЮЩИХ В РАЗРАБОТКЕ СИСТЕМЫ .....	3
1.3 ЦЕЛИ, НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМЫ .....	3
1.4 ОЧЕРЕДНОСТЬ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ, ОБЪЕМ КАЖДОЙ ОЧЕРЕДИ .....	4
2 НОРМЫ, СТАНДАРТЫ, СОКРАЩЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	5
2.1 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАМ И ПРАВИЛАМ БЕЗОПАСНОСТИ .....	5
2.2 ПОРЯДОК ПРИОРИТЕТНОСТИ ДОКУМЕНТОВ .....	5
2.3 НОРМЫ И СТАНДАРТЫ .....	5
3 ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	6
3.1 СОСТАВ ПРОЦЕДУР (ОПЕРАЦИЙ) С УЧЕТОМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЗАИМОСВЯЗИ И СОВМЕСТИМОСТИ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ И НЕАВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	6
3.2 ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ .....	6
3.3 ОПИСАНИЕ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ .....	7
4 ОБЪЕКТЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ .....	8
5 ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ .....	9
5.1 ГПЭС-1,2 .....	9
5.2 ДЭС .....	10
5.3 КТП .....	11
5.4 ГАЗОПРОВОД ПОДАЧИ ГАЗА НА ГПЭС .....	11
6 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ .....	12
6.1 СТРУКТУРА АСУТП .....	12
6.2 СТРУКТУРА И ФУНКЦИИ НИЖНЕГО УРОВНЯ .....	12
6.3 СТРУКТУРА И ФУНКЦИИ СРЕДНЕГО УРОВНЯ .....	12
6.4 СТРУКТУРА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ АСУТП .....	13
6.5 РЕШЕНИЯ ПО МАТЕМАТИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ .....	14
6.6 РЕШЕНИЯ ПО ИНФОРМАЦИОННОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ .....	14
6.7 РЕШЕНИЯ ПО МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ .....	15
6.8 СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ ЗАДАНЫХ В ТЕХНИЧЕСКОМ ЗАДАНИИ (ТЗ) ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ (ПОДСИСТЕМ), ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЕЕ КАЧЕСТВО .....	19
7 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБЪЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ К ВВОДУ СИСТЕМЫ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ .....	20
7.1 МЕРОПРИЯТИЯ ПО НАСТРОЙКЕ КОМПЛЕКСА .....	20
7.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРИВЕДЕНИЮ ИНФОРМАЦИИ К ВИДУ, ПРИГОДНОМУ ДЛЯ ОБРАБОТКИ НА ЭВМ .....	20
7.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБУЧЕНИЮ И ПРОВЕРКЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА .....	20
7.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОЗДАНИЮ НЕОБХОДИМЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ И РАБОЧИХ МЕСТ .....	20
8 ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ .....	21
8.1 ПРИБОРЫ И СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ .....	21
8.2 РАЗМЕЩЕНИЕ И МОНТАЖ ПРИБОРОВ, ТРУБНЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОВОДОВ .....	21
Приложение А. Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов .....	23

## **1 Общие требования**

Настоящий документ содержит основные технические решения по созданию автоматизированной системы управления объектами «ГПЭС на площадке ВПСН 148 км».

Проектируемая автоматизированная система управления технологическими процессами основывается на принципах построения автоматизированных систем, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

В соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается строительство энергоцентра (ЭЦ) с использованием газопоршневых установок (ГПЭС) и Дизельной электростанции (ДЭС) в районе площадки ВПСН 148 км.

Площадка ЭЦ включает в себя 2 газопоршневых электроустановки, мощностью 1,0 МВт каждая (имеется в наличии у Заказчика) и 1 дизельную электростанцию мощностью 1,0 МВт, которая является резервным источником электроснабжения.

### **1.1 Основание для проектирования**

Основанием для создания системы контроля и управления является Задание на проектирование объекта «ГПЭС на площадке ВПСН 148 км».

### **1.2 Перечень организаций, участвующих в разработке системы**

**Заказчик** – ООО «ЗН-Север»

**Генеральная проектная организация** – АО «Гипровостокнефть»

**Поставщик(и)** – определяется Заказчиком

### **1.3 Цели, назначение и область использования системы**

Технико-экономическими целями создания АСУТП:

- обеспечение высоких технико-экономических показателей работы основного технологического оборудования за счет выполнения требований технологического регламента, исключения ошибочных действий оперативного производственного персонала, минимизация времени реагирования на аварийные ситуации;
- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и системы жизнеобеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за пределы уставок;
- обеспечение высокого уровня безопасности за счет развитых средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным временем реагирования;
- повышение надежности автоматизированного управления технологическими объектами с использованием самодиагностики аппаратных и программных средств АСУТП;
- уменьшение затрат на эксплуатацию;
- сокращение количества оперативного и эксплуатационного персонала, вследствие уменьшения трудоемкости обслуживания;
- сокращение объемов энергопотребления;
- создание архива режимов работы и состояния оборудования с обеспечением быстрого доступа и автоматизированной обработке данных;
- увеличение межремонтного срока работы основного оборудования;
- улучшение условий труда оперативного и эксплуатационного персонала за счет автоматизации рабочих мест с удобным представлением информации о ходе технологического процесса;
- обеспечение руководства предприятия точной, достоверной и оперативной информацией о работе оборудования для повышения эффективности принятия решений по

управлению технологическими процессами на базе единой и связанной системы диспетчеризации и автоматизированного диалогового режима работы.

АСУТП предназначена для выполнения следующих функций:

- сбор и обработка информации;
- контроль и управление ходом технологических процессов;
- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- постоянный контроль состояния воздушной среды в пределах объекта;
- постоянный анализ изменения параметров в сторону критических значений и прогнозирование возможной аварии;
- действия средств локализации аварийной ситуации, выбор и реализацию оптимальных управляющих воздействий;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- программное управление подготовкой и переключением оборудования по командам оператора;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях;
- отображение и регистрация контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- формирование журнала событий и системного журнала, выдача отчётных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала;
- контроль доступа в систему.
- обмен информацией с вышестоящим уровнем управления предприятием;

Контроль и управление ходом технологических процессов (уровень ЛСА/ЛСУ/ТМ) осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, вычисления и анализа технологических параметров, выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы согласно заданному алгоритму.

Обеспечение функций блокировок и защит осуществляется путём сбора и анализа значений критичных технологических параметров. В случае достижения критичным параметром аварийного значения выдается управляющее воздействие на исполнительные механизмы, в соответствии с заданным алгоритмом перевода технологического процесса и оборудования в безопасное состояние.

#### **1.4 Очередность создания системы, объём каждой очереди**

Порядок, условия и сроки выполнения работ по разработке АСУТП определяются Договорами между Заказчиком и подрядными организациями, выполняющими проектирование, поставку, монтаж, пуско-наладку и ввод в эксплуатацию системы управления.

## **2 Нормы, стандарты, сокращения, определения**

### **2.1 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам безопасности**

Все технические решения по автоматизации проектируемых объектов, обеспечивающие безопасную эксплуатацию проектируемых объектов при соблюдении всех технологических параметров, приняты в соответствии с требованиями действующих норм и правил.

### **2.2 Порядок приоритетности документов**

Российские федеральные и региональные положения и стандарты имеют приоритет по отношению к остальным; однако, если международные нормы и стандарты являются более жёсткими, то применяются последние.

Порядок приоритета нормативов:

- национальное законодательство РФ и региональные требования;
- требования ГОСТ и СНиП;
- международные нормативы, стандарты, правила;
- технические условия и связанные с ними требования;
- схемы трубопроводов и КИП (P&ID);
- документация Поставщика.

### **2.3 Нормы и стандарты**

Полный перечень нормативной документации, использованной при выполнении проекта, приведён в Приложении А.



### **3 Описание процесса деятельности**

#### **3.1 Состав процедур (операций) с учетом обеспечения взаимосвязи и совместимости процессов автоматизированной и неавтоматизированной деятельности**

Состав процедур (операций) выполняемых эксплуатационным персоналом с учётом взаимосвязи и совместимости процессов автоматизированной и неавтоматизированной деятельности будет подробно описан в регламенте эксплуатации соответствующих технологических установок, площадок и объектов. В общем случае будет определён порядок взаимодействия персонала, обусловленный использованием автоматизированной системы управления, например, при выполнении следующих операций:

- местное ручное управление технологическими установками;
- управление технологическими установками с использованием локальных панелей отображения, установленных в блоках автоматики, щитовых блочных установок или переносных пультов оператора;
- периодическая подготовка отчётов о производственной деятельности;
- обслуживание КИПиА и т.д.

#### **3.2 Требования к организации работ в условиях функционирования системы**

Весь персонал, участвующий в работе АСУТП делится на оперативный и эксплуатационный персонал, а также разнесен по уровням доступа к функциям системы.

Весь персонал делится на следующие группы:

- руководство;
- группа технологов;
- группа операторов;
- группа технической поддержки;
- системный инженер.

Персонал группы руководства относится к оперативному и находится на уровне супервизорского надзора. В данную группу входит начальник цеха и начальники смен. Персонал из данной группы руководит остальным персоналом предприятия.

Персонал группы технологов относится к оперативному и находится на уровне оперативного контроля и управления ходом технологических процессов. В данную группу входят технологи, ответственные за параметры работы технологических процессов установок. Доступ к функциям системы для работников данной группы осуществляется через автоматизированные рабочие места операторов или удаленные клиентские места.

Персонал группы операторов относится к оперативному и находится на уровне оперативного контроля и управления ходом технологических процессов.

Персонал группы технической поддержки относится к эксплуатационному и находится на уровне инженера АСУТП, администратора системы. В данную группу входят инженеры и работники, обеспечивающие нормальную и бесперебойную эксплуатацию системы в составе:

- инженеры АСУТП;
- инженеры КИПиА;
- инженеры-метрологи;
- электрики;
- слесари КИПиА.

При необходимости доступа данного персонала к информационным ресурсам АСУТП в системе предусмотрена инженерная станция. Системный инженер относится к эксплуатационному персоналу и находится на уровне инженера АСУТП, администратора

системы. Данный работник обеспечивает администрирование прав остальных пользователей на доступ к функциям системы, настраивает работу информационных ресурсов системы, осуществляет эксплуатационную проверку информационных каналов связи верхнего уровня. Для доступа к функциям системы данный работник оснащен автоматизированным рабочим местом на инженерной станции.

Исходя из местных реальных условий, на основании соответствующих должностных инструкций и распоряжений, возможно совмещение функциональных обязанностей персонала и расширение зоны обслуживания.

### **3.3 Описание постановки задачи**

В состав комплекса задач, решаемых при создании АСУТП, входят следующие задачи:

- сбор и обработка информации – обеспечивается своевременность, достоверность, полнота данных, а в итоге обработки: актуальность информации;
- контроль и управление технологическим процессом и оборудованием:
- автономное автоматическое управление;
- дистанционное операторское управление.
- отображение информации (функциональность, актуальность, эргономичность);
- формирование архивной информации;
- формирование журнала событий и системного журнала;
- контроль доступа в систему;
- обеспечение требуемой надежности и безопасности.

Решение перечисленного комплекса задач обеспечивает выполнение следующих функций АСУТП (более подробно изложенных в соответствующих разделах):

- автоматизация управления технологическими объектами, поддержание заданных режимов работы и условий эксплуатации оборудования;
- автоматическая защита технологических объектов и сооружений;
- автоматическое регулирование технологических параметров;
- централизованный контроль за технологическими объектами из соответствующих диспетчерских пунктов;
- централизованное управление технологическими объектами из соответствующих диспетчерских пунктов.

Перечисленные задачи решаются на базе современных программно-аппаратных средств.

## 4 ОБЪЕКТЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ

К основным автоматизируемым технологическим объектам проекта «ГПЭС на площадке ВПСН 148 км», относятся:

- блок-модули газопоршневых электроагрегатов ГПЭС-1...2 мощностью N=1000 кВт (2 шт.);
- блок-модуль дизельной электростанции ДЭС мощностью N=1000 кВт (1 шт.);
- Газопровод до энергоцентра.

## 5 Объемы автоматизации

Объем автоматизации обеспечивает работу всех объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования при контроле и управлении из операторной.

### 5.1 ГПЭС-1,2

Каждая газопоршневая электростанция (ГПЭС) предусматривает в своем составе локальную систему автоматики.

Система управления электростанции включает в себя:

- Шкаф управления газопоршневым электроагрегатом (ШУ);
- Щит собственных нужд (ЩСН).

Контроль и управление газопоршневым агрегатом (ГПЭА) на всех режимах осуществляет ШУ. Все функции по управлению и обеспечению защиты ГПЭА реализуются в соответствии с алгоритмом работы ШУ автоматически или по сигналу оператора с лицевой панели ШУ, с системы верхнего уровня или при возникновении соответствующих аварийных ситуаций. Дистанционный контроль и управление работой электростанции осуществляется с использованием набора сигналов, предусмотренных в ШУ и ЩСН. Контроль и управление работой электростанцией в целом с учетом сигналов, поступающих от системы управления верхнего уровня, и состояния внешней энергосистемы осуществляет ЩСН.

Система управления модуля ГПЭА обеспечивает управление всем основным оборудованием и вспомогательными системами, строится по блочно-модульному принципу на основе современных программно-аппаратных средств.

В состав системы управления входит:

- местная панель управления ГПЭА (турбиной и генератором) и/или альтернативно в операторной;
- щит собственных нужд (ЩСН) модуля;
- система контроля загазованности;
- система обнаружения пожара;
- система мониторинга и анализа состояния оборудования ГПЭА, включая систему контроля вибрации;
- система газового углекислотного пожаротушения.

Система управления ГПЭА обеспечивает передачу в систему управления следующих основных сигналов, но не ограничиваясь этим:

- неисправность ГГА;
- авария ГГА;
- Работа ГГА;
- ГГА не в режиме «авто»;
- Низкий уровень охлаждающей жидкости;
- Высокий уровень охлаждающей жидкости;
- Утечка газа;
- Пожар в модуле;
- Неиспавность пожарной сигнализации;
- Жалюзи закрыты;
- Температура охлаждающей жидкости ниже 40 градусов;
- Температура охлаждающей жидкости выше 80 градусов;
- Неисправность генератора (обобщенный);
- Аварийный стоп;
- Неисправность автоматики;
- Защита АВГ;
- В работе;
- Отключение не ответственных потребителей;

Система управления ГПЭА имеет возможность принимать от системы управления второго уровня следующие сигналы управления:

- пуск ГПЭА;
- остановка ГПЭА;
- аварийная остановка ГПЭА;

## 5.2 ДЭС

Разработчик-изготовитель блочно-комплектного оборудования ДЭС полностью оснащает поставляемое оборудование средствами КИП и А: местными измерительными приборами, датчиками, запорно-регулирующей арматурой, соединительными коробками и ЛСУ с панелью управления ДЭС (локальной системой управления ДЭС) на заводе-изготовителе.

ДЭС включается (выключается) на нагрузку автоматически по управляющему сигналу от ШАУР расположенных в помещении КТП. Предусмотрены все необходимые блокировки и защиты при пуске, работе и останове в автоматическом режиме. Предусмотрен и ручной (местный) режим запуска (останова) с блокировкой сигналов с дистанции, в основном для контрольных запусков и ремонтных работ.

Автоматизация ДЭС соответствует требованиям ГОСТ Р 55437-2013 и предусматривает выполнение следующих операций:

- автоматическое регулирование частоты вращения;
- автоматическое регулирование температуры в системах охлаждения и смазки;
- автоматическое регулирование напряжения;
- автоматический пуск (останов) дизель-генератора по сигналу от КТП;
- автоматизированный пуск (останов) дизель-генератора с местной панели управления;
- автоматическое поддержание дизель-генератора в готовности к быстрому приему нагрузки;
- автоматический подзаряд аккумуляторных батарей, обеспечивающих пуск дизель-генератора и питание средств автоматизации (в т.ч. в режиме ожидания);
- автоматический аварийный останов и аварийно-предупредительная сигнализация;
- автоматизированный экстренный останов;
- контроль работы ДЭС и ее состояния по измерительным приборам и сигнальным (индикаторным) лампам;
- автоматическое управление системой жизнеобеспечения ДЭС;
- наличие интерфейсного канала передачи данных RS-485 с протоколом Modbus RTU для передачи параметров в АСУТП и дистанционного контроля, и управления.
- учет потребляемого топлива.

Аппаратура контроля и управления ДЭС обеспечивает возможность получения информации о причине несостоявшегося пуска, срабатывания аварийно-предупредительной сигнализации или аварийного останова.

Обеспечивается возможность передачи по жесткопроводным линиям во внешнюю систему управления следующих сигналов:

- неисправность ДЭС;
- пуск ДЭС;
- стоп ДЭС.

Для этого предусмотрены выходные контакты цепей сигнализации типа «Сухой контакт», рассчитанные на напряжение 24 В. Контакты выводят в отдельную коробку информационных сигналов, расположенную внутри блок-модуля ДЭС.

Обеспечивается возможность передачи данных по интерфейсному каналу (RS-485 с протоколом Modbus RTU) во внешнюю систему управления следующих сигналов, как минимум:

- неисправность ДЭС;
- показания датчика температуры в блок-боксе ДЭС;
- пуск ДЭС;
- стоп ДЭС;
- пожар в ДЭС;
- неисправность системы пожарной сигнализации в ДЭС;
- срабатывание системы автоматического пожаротушения в ДЭС.

Кроме того, по интерфейсному каналу связи в АСУТП передаются все основные параметры работы ДЭС, в том числе сигнализация минимальной температуры в блоке ДЭС, а также должно обеспечиваться дистанционное управление электростанцией.

### **5.3 КТП**

Автоматизация трансформаторной подстанции предусматривается в следующем объеме:

- измерение напряжения на шинах 0,4 кВ фазное, линейное;
- измерение фазного тока на вводе;
- сигнализация положения выключателя (включен/отключен);
- состояние выключателя (аварийно отключен);
- технический учет активной и реактивной мощности.

### **5.4 Газопровод подачи газа на ГПЭС**

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный контроль давления в точке подключения к трубопроводу топливного газа на печи (2 точки);
- местный контроль давления в точке подключения к трубопроводу на ГПЭС;
- дистанционный контроль расхода газа на НПЭС;
- местный и дистанционный контроль давления в трубопроводе газа на ГПЭС;
- автоматическое поддержание давления до в трубопроводе газа на ГПЭС с помощью регулирующего клапана (до себя);
- проектом предусматривается предупредительная сигнализация отклонения технологических параметров от нормы.

## **6 Основные технические решения**

### **6.1 Структура АСУТП**

АСУТП имеют верхний уровень операторского управления представленный АРМами Оператора в операторной с постоянным присутствием оперативно-диспетчерского персонала.

Основными функциями создаваемой системы является обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования, своевременное оповещение о выходе контролируемых параметров за пределы уставок, автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров, программное управление и поддержание заданного режима работы технологического оборудования, снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт и т.д.

Размещение шкафов управления АСУТП предусматривается в помещении «Аппаратная» в здании «Операторная» площадки ВПСН.

Операторы с помощью автоматизированных рабочих мест (АРМ) в помещении операторной контролируют и осуществляют диспетчерское управление технологическими процессами.

ЛСУ предусматривают в своем составе наличие панелей оператора, необходимых для автономной работы при пуско-наладочных работах. После ввода в эксплуатацию они используются только при проведении регламентных и аварийных работ, а текущий контроль за ЛСУ и настройка всех основных установочных точек будет осуществляться из операторной.

Локальные системы управления комплектных технологических установок будут в максимальной степени интегрированы в РСУ. Обмен информацией предусматривается с использованием цифровых интерфейсов и протоколов.

Техническое обеспечение проектируемой АСУТП базируется на применении современных высоконадёжных средств контроля и автоматизации, вычислительной техники с максимальным использованием автоматизированного блочного и блочно-комплектного оборудования, поставляемого комплектно с системами автоматического управления.

### **6.2 Структура и функции нижнего уровня**

В состав данного уровня входят датчики технологических параметров, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления и сигнализации, физические линии связи, обеспечивающие технологический процесс и реализующие контура защит и блокировок совместно с ПЛК.

Для организации канала передачи данных между нижним уровнем и ПЛК предусматривается использование жесткопроводных линий связи, линий связи сети RS-485.

Основные функции нижнего уровня:

- измерение, первичное преобразование и первичная обработка технологических параметров;
- сбор информации об аварийных событиях и ситуациях технологического процесса;
- передача информации на более высокий уровень;
- организация локальных контуров управления по каналу датчик – исполнительный механизм.

### **6.3 Структура и функции среднего уровня**

В качестве основного оборудования среднего уровня АСУТП технологических объектов и сооружений приняты существующие (проект 1344 Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН «Головные») высоконадёжные резервированные контроллеры с модулями ввода/вывода, устанавливаемые в шкафах ПЛК РСУ. Количество и тип модулей ввода/вывода определяется на стадии разработки рабочей документации.

Для организации каналов передачи данных между проектируемыми сооружениями и шкафами ПЛК предусматривается использование жесткопроводных линий связи и линий связи сети RS-485.

Средний уровень системы управляет комплексом технических средств, расположенных непосредственно на объектах управления также включает в себя блочно-комплектное оборудование с локальными системами управления (ЛСУ).

Основные функции среднего уровня:

- сбор информации от технологических объектов;
- контроль состояния оборудования, исполнительных механизмов;
- реализация алгоритмов управления;
- хранение информации и событий в памяти контроллера;
- автоматическое управление оборудованием;
- локальное управление непосредственно на объекте;
- режим ТО;
- приём от системы верхнего уровня команд управления;
- предупредительная и предаварийная сигнализация (звуковая и световая);
- блокировка технологического оборудования;
- контроль срабатывания защит и блокировок;
- автоматическое управление оборудованием, входящего в состав ЛСУ.

Подсистема технологических защит предназначена для обеспечения в автоматическом режиме перевода технологического оборудования в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций, которые могут привести к выходу из строя технологического оборудования, загрязнению окружающей среды, а также угрожать здоровью и жизни людей. Под аварийными ситуациями понимается выход за аварийные пределы технологических параметров и/или параметров работы оборудования (выход аналоговых параметров за аварийные границы или срабатывания дискретных датчиков, настроенных на предельные (аварийные) значения, в соответствии с алгоритмами автоматических защит и блокировок.

ПЛК обеспечивают сбор информации, контроль и управление оборудованием по жестким и интерфейсным линиям. Подключение ЛСУ блочного оборудования к ПЛК системы осуществляется по интерфейсу RS-485, и/или с использованием стандарта Ethernet.

#### **6.4 Структура контроля и управления верхнего уровня АСУТП**

Перечень контролируемых и управляемых объектов представлен в п. «Объемы автоматизации».

Верхний уровень –АРМы операторов, инженерная станция, аппаратура связи (предусмотрены проектом 1344 Реконструкция сооружений ПСН «Головные» и сооружений на нефтепроводе от ВПСН на 148 км автодороги «Усинск - Харьяга» до ПСН «Головные»). Все технические средства «Верхнего уровня» размещаются в здании «Операторная» в помещениях «Аппаратная» и «Операторная»;

Функции, выполняемые данным оборудованием:

- диагностика состояния комплекса технических средств;
- формирование и выдача команд на исполнительные механизмы, т.е. дистанционное управление работой с рабочей станции автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора-технолога, обеспечение безопасного процесса ручного управления по командам оператора;
- обработка и хранение данных;
- конфигурирование системы;
- передача уставок в системы автоматизации нижнего уровня;
- работа с оператором-технологом в диалоговом режиме с индикацией на дисплеях таблиц и мнемосхем текущего состояния на объектах;



- контроль отработки команд исполнительными механизмами.
- Состав оборудования «Верхнего уровня» АСУТП:
- АРМ оператора НПС основной и резервный;
  - АРМ оператора энергоцентра;
  - Принтер оператора НПС;

### **6.5 Решения по математическому обеспечению**

Математическое обеспечение системы включает в себя методы и алгоритмы обработки аналоговых и дискретных сигналов, контроля и управления, защиты и блокировок, необходимых для выполнения функций системы. Детальные алгоритмы работы системы будут выполнены на стадии разработки рабочей документации в виде типовых и нетиповых алгоритмических модулей контроля и управления отдельными технологическими узлами и их группами и схем взаимодействия модулей управления.

Предусматриваемое проектом математическое обеспечение, обеспечивает поддержку автоматических блокировок (технологических и аварийных), регулирование технологических параметров, также аварийной, предупредительной и известительной сигнализации.

### **6.6 Решения по информационному обеспечению**

В состав средств информационного обеспечения независимо от видов носителей входят:

- входной информационный поток с контроллеров и модулей ввода, это, прежде всего, собираемые оперативные данные с опрашиваемых конечных устройств;
- результаты обработки/переработки (полной или частичной) входного потока;
- выходной информационный поток с ввода/вывода, который передается на контролируемые пункты в виде дистанционных команд с АРМов операторов;
- нормативно-справочная и технологическая документация.

При расчёте количества оборудования следует учитывать 20% запаса оборудования по каждому типу жёстко-проводных сигналов.

Использованы следующие условные обозначения:

- DI – дискретный входной сигнал;
- DO – дискретный выходной сигнал;
- AI – аналоговый входной сигнал;
- AO – аналоговый выходной сигнал;
- SLDI – дискретный входной сигнал, передаваемый по последовательной связи;
- SLDO – дискретный выходной сигнал, передаваемый по последовательной связи;
- SLAI – аналоговый входной сигнал, передаваемый по последовательной связи;
- SLAO – аналоговый выходной сигнал, передаваемый по последовательной связи.

При расчёте количества оборудования учитывается не менее 30% запас оборудования по каждому типу жёстко-проводных сигналов и не менее n+1 модулей для интерфейсных шлейфов по каждому ПЛК.

## **6.7 Решения по метрологическому обеспечению**

Выполнение измерений, установление и соблюдение требований к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, средствам измерений, применение средств измерений, методик (методов) измерений, а также осуществление деятельности по обеспечению единства измерений, предусмотренной законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений, в том числе при выполнении работ и оказании услуг по обеспечению единства измерений, выполняются в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008г. № 102-ФЗ (в редакции Федерального закона от 29.12.2021г. №496-ФЗ).

Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по первичным референтным методикам (методам) измерений, референтным методикам (методам) измерений и другим аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку.

Методики (методы) измерений, предназначенные для выполнения прямых измерений, вносятся в эксплуатационную документацию на средства измерений. Подтверждение соответствия этих методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе утверждения типов данных средств измерений. В остальных случаях подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется путем аттестации методик (методов) измерений. Сведения об аттестованных методиках (методах) измерений передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений проводящими аттестацию юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями.

Общие положения и требования, относящиеся к разработке, аттестации, применению методик (методов) измерений и метрологическому надзору за ними установлены в ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений».

Перечень измерений, относящихся к сферам государственного регулирования обеспечения единства измерений указанных Федеральном законе № 102-ФЗ с указанием обязательных метрологических требований к измерениям, в том числе показателей точности измерений, устанавливается Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847.

Прямые измерения выполняются средствами измерений утвержденных типов, при этом методики измерений должны быть внесены в состав эксплуатационной документации применяемых средств измерений.

Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации» (в редакции от 09.03.2022г.), ГОСТ Р 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин». Наименования единиц величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, их обозначения, правила написания, а также правила их применения устанавливаются Правительством Российской Федерации.

В сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений к применению допускаются средства измерений (СИ) утвержденного типа, прошедшие поверку в соответствии с положениями Федерального закона № 102-ФЗ, а также обеспечивающие соблюдение установленных законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений обязательных требований, включая требования к их составным частям, программному обеспечению и условиям эксплуатации средств измерений.

Все применяемые в сфере государственного регулирования СИ должны быть утвержденного типа, допущены к применению на территории РФ и внесены Федеральный

информационный фонд по обеспечению единства измерений, должны иметь действующие свидетельства об утверждении типа и описание типа к ним.

Сведения об утвержденных типах СИ, о внесенных в них изменениях включаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ) в соответствии с п.6 статьи 12 Федерального закона №102-ФЗ и порядке, устанавливаемом в Приказе Минпромторга России от 28.08.2020г. №2905.

СИ, предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, до ввода в эксплуатацию, а также после ремонта подлежат первичной поверке, а в процессе эксплуатации - периодической поверке. Применяющие средства измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели обязаны своевременно представлять эти средства измерений на поверку.

Поверку средств измерений осуществляют аккредитованные в установленном порядке юридические лица и индивидуальные предприниматели.

Правительством Российской Федерации устанавливается перечень СИ, поверка которых осуществляется только аккредитованными в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации государственными региональными центрами метрологии.

Поверка средств измерений проводится в порядке, установленном Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. №2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и утвержденными нормативными документами по поверке, указанными в описаниях типа к СИ.

Результаты поверки средств измерений подтверждаются сведениями о результатах поверки средств измерений, включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, на средство измерений наносится знак поверки, и (или) выдается свидетельство о поверке средства измерений, и (или) в паспорт (формуляр) средства измерений вносится запись о проведенной поверке, заверяемая подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки, или выдается извещение о непригодности к применению средства измерений. Форма и содержание свидетельства о поверке устанавливается Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. №2510.

Результаты поверки СИ удостоверяются знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ (далее - поверитель) и знаком поверки. Конструкция СИ должна обеспечивать возможность нанесения знака поверки в месте, доступном для просмотра. Если особенности конструкции или условия эксплуатации СИ не позволяют нанести знак поверки непосредственно на СИ, он наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт (формуляр). Результаты поверки действительны в течение межповерочного интервала.

Порядок установления и изменения интервала между поверками средств измерений, порядка установления, отмены методик поверки и внесения изменений в них, требований к методикам поверки средств измерений устанавливается Приказом Минпромторга РФ от 28.08.2020г. № 2907.

Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава СИ в соответствии с заявлением владельца СИ, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки, если это установлено методикой поверки.

Если методикой поверки не установлено, но обеспечивается подтверждение пригодности СИ для применяемых отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава СИ, то для СИ, тип которых утвержден до 18.11.2018г., в соответствии с заявлением владельца СИ или другого лица, представившего СИ на поверку, допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных

автономных блоков из состава СИ с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

При поверке СИ, включающих в свой состав более одного автономного измерительного блока и допускающих замену в процессе эксплуатации одного блока другим, оформляется свидетельство о поверке СИ.

СИ должны иметь заводские, серийные номера или другие буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр СИ. Место, способ и форма нанесения номера должны обеспечивать возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации средства измерения.

При отсутствии на СИ заводского, серийного, инвентарного или номенклатурного номера свидетельство о поверке не выдается, знак поверки наносится непосредственно на СИ в виде оттиска клейма или знака поверки в виде наклейки с нанесенной датой поверки.

Требования к оформлению результатов поверки СИ указываются в соответствующем разделе методики поверки «Оформление результатов поверки».

Конструкция средств измерений должна обеспечивать ограничение доступа к определенным частям средств измерений (включая программное обеспечение) в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

В целях предотвращения доступа к узлам регулировки и (или) элементам конструкции СИ в местах, предусмотренных их конструкцией, устанавливаются пломбы (количество и расположение пломб определяются при утверждении типа СИ).

Результаты поверки СИ, удостоверенные в соответствии с действующими до дня вступления в силу Федерального закона от 27.12.2019г. № 496-ФЗ нормативными правовыми актами, действительны до окончания интервала между поверками СИ.

Сведения о результатах поверки СИ передаются в ФИФОЕИ проводящими поверку средств измерений юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями.

Эталоны единиц величин, используемые при поверке СИ, должны быть аттестованы в соответствии с Положением об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.09.2010г. №734 «Об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений». Эталоны единиц величин, являющиеся средствами измерений утвержденных типов, подвергаются только поверке с оформлением результатов поверки в соответствии с п.12 Постановления Правительства Российской Федерации от 23.09.2010г. №734.

СИ, не предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, могут подвергаться поверке в добровольном порядке или подвергаться калибровке.

Калибровка СИ выполняется с использованием эталонов единиц величин, прослеживаемых к государственным первичным эталонам соответствующих единиц величин, а при отсутствии соответствующих государственных первичных эталонов единиц величин - к национальным эталонам единиц величин иностранных государств.

Выполняющие калибровку средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели в добровольном порядке могут быть аккредитованы в области обеспечения единства измерений.

Результаты калибровки средств измерений, могут быть использованы при поверке СИ. Порядок признания результатов калибровки при поверке СИ в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и требования к содержанию сертификата калибровки, устанавливаются Правительством Российской Федерации.

Порядок организации и проведения калибровочных работ определяется требованиями РД РСК 02-2020 «Порядок организации деятельности Российской системы калибровки», РМГ 120-2013 «ГСИ. Общие требования к выполнению калибровочных работ».

Все СИ должны иметь разрешительную и эксплуатационную документацию на русском языке (паспорт, руководство/инструкцию по эксплуатации, методику поверки), сведения о поверке и утверждении типа СИ содержаться в ФИФОЕИ.

СИ, применяемые во взрывоопасной зоне, должны быть взрывозащищенного исполнения и иметь действующие сертификаты (декларации) соответствия требованиям ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

В соответствии с пунктом 3 статьи 145 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности обязательное подтверждение соответствия объектов защиты (продукции) требованиям Федерального закона от 22.07.2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» может осуществляться в форме обязательной сертификации. Сертификация продукции проводится органами, аккредитованными в соответствии с законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации и дополнительными требованиями, изложенным в статье 148 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности.

При поставке в комплект документации на СИ включить следующую действующую документацию (при необходимости их заверенные копии):

- свидетельство об утверждении типа СИ с описанием типа (сведения об утвержденных типах средств измерений, о внесенных в них изменениях включаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений);

- сертификат соответствия (декларация) ТР ТС 010/2011 «Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (с изм. на 16.05.2016 г.), утвержденный РК ТС от 18.10.2011г. № 823;

- сертификат соответствия (декларация) ТР ТС 012/2011 «Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержденный РК ТС от 18.10.2011г. № 825 (для СИ и оборудования, применяемых во взрывоопасных зонах);

- свидетельство о поверке СИ с протоколом поверки со сроком действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент начала пуско-наладочных работ, если его оформление предусмотрено методикой поверки (сведения о поверке СИ включаются в ФИФОЕИ в соответствии с положениями Федерального закона от 27.12.2019г. № 496-ФЗ);

- документ на методику поверки;

- заводской паспорт, руководство (инструкция) по эксплуатации, монтажу, настройке, техническому обслуживанию на русском языке.

Все СИ должны быть настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерения Поставщиком оборудования.

Шкалы показывающих СИ должны соответствовать диапазону измерений первичных преобразователей.

Монтаж СИ должен обеспечивать возможность периодического осмотра и технического обслуживания СИ. Проверку состояния, монтажа и условий эксплуатации СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Нормы погрешности измерений технологических параметров должны удовлетворять обязательным метрологическим требованиям к измерениям, установленным Федеральными органами исполнительной власти. Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными или отраслевыми нормативными документами, устанавливаются с учетом локальных нормативных документов, отраслевых методических и руководящих документов.

Для обеспечения требуемой точности и поддержания параметров на заданном уровне в проектной документации должны быть учтены все требования к условиям применения и способам установки, в соответствии с требованиями заводов-изготовителей, указанным в паспортах, инструкциях и руководствах по эксплуатации на СИ.

Алгоритмы, программное обеспечение СИ, контроллеров, связанные с обработкой измерительной информации, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2015.

### **6.8 Сведения об обеспечении заданных в техническом задании (ТЗ) потребительских характеристик системы (подсистем), определяющих ее качество**

Проектируемый объект АСУТП является многофункциональным, восстанавливаемым, непрерывного действия в соответствии с ГОСТ 24.701-86, характеризуется показателями безотказности по основным выполняемым функциям.

Предельным состоянием при определении среднего срока службы до списания считать моральное старение элементов комплексов согласно ГОСТ 24.104-85. При достижении комплекса предельного состояния он должен быть списан. Если не будет принято решение о продолжении эксплуатации после частичной замены отдельных модулей.

Критерием отказа системы в целом является отказ любой их составных функций, который приводит к вынужденной остановке технологического процесса по вине системы.

Отказом управляющей функции является событие, при котором невозможно осуществление управления любым контуром регулирования или исполнительным механизмом, или выдача ложных управляющих воздействий на контур регулирования.

Отказом информационных функций является событие, приводящее к потере или искажению информации при предоставлении ее операторскому персоналу.

Отказом функции защиты является событие, приводящие к невозможности срабатывания или ложному срабатыванию алгоритмом защиты.

## **7 Мероприятия по подготовке объектов автоматизации к вводу системы в эксплуатацию**

### **7.1 Мероприятия по настройке комплекса**

Для начала полноценной эксплуатации системы необходимо:

- проверить настройки коммуникационных соединений между частями системы. В том числе настройки безопасности и прав доступа. Процедуры настройки будут описаны в соответствующей документации по администрированию серверов, СУБД, системы управления;
- поверить показания средств внутренней диагностики на наличие критических ошибок. Данная процедура будет описана в документе поставщика системы управления «Инструкция программиста»;
- завести учетные записи пользователей системы с распределением прав доступа к функциям системы. Данная процедура описана в документе «Инструкция программиста»;
- распределить персонал по автоматизированным рабочим местам;
- осуществить опытно-эксплуатационный прогон системы на реальных условиях технологических процессов.

### **7.2 Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки на ЭВМ**

Приведение информации к виду, пригодному для обработки на ЭВМ производится автоматически с использованием технических средств системы управления.

### **7.3 Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала**

Обучение и проверка квалификации персонала должны производиться в соответствии с планом, установленным на предприятии.

### **7.4 Мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест**

В связи с тем, что объекты данного проекта интегрируются в существующую систему, мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест определяются в рабочем порядке с учетом принятой структуры и загрузки персонала АСУТП.

## **8 Описание комплекса технических средств**

### **8.1 Приборы и средства автоматизации**

Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, предусматриваются во взрывозащищенном исполнении с уровнем взрывозащиты не ниже группы ПВ по требованиям ПУЭ, при этом для датчиков со стандартным электрическим выходным сигналом используется вид взрывозащиты «искробезопасная цепь» (Exia). Степень защиты приборов, размещаемых на открытых площадках, предусматривается не ниже IP65, внутри помещений - не ниже IP44.

Все датчики, приборы, исполнительные механизмы, кабельная продукция и монтажные изделия, монтируемые непосредственно на технологических площадках имеют соответствующее исполнение ХЛ 1 по условиям окружающей среды.

Предусмотрены местные показывающие манометры, оборудованные разделителями сред и/или трехходовыми вентильными сборками.

Датчики давления устанавливаются на трубопроводах и емкостях через штуцер и вентильный блок и предусматривают использование термочехла (для обогрева прибора, вентилля и штуцера).

В качестве расходомеров используются ультразвуковые расходомеры фланцевого монтажа интегрального исполнения.

Присоединительные размеры приборов температуры, защитных термокарманов и давления к процессу должны быть М20х1,5 по ГОСТ 25164-96.

Все применяемые датчики и измерительные преобразователи, расположенные вне помещений на открытом воздухе, оборудуются электрообогреваемыми термочехлами.

Для измерительных преобразователей с видом взрывозащиты «искробезопасная цепь» в шкафах автоматизации предусматриваются барьеры искрозащиты.

### **8.2 Размещение и монтаж приборов, трубных и электрических проводов**

Местные приборы и датчики системы автоматизации размещаются непосредственно на технологическом оборудовании. Вторичная аппаратура и контроллеры, а также коммуникационное оборудование - в щитах контроля и управления, размещаемых в блоке автоматики.

Датчики и первичные преобразователи соединяются со щитами контроля и управления контрольным кабелем.

Для контроля наличия опасных концентраций углеводородных газов в воздухе на открытых площадках, в производственных помещениях применяются оптические датчики контроля загазованности с сигнализацией о превышении допустимой нормы. Высота установки определяется в зависимости от плотности веществ. На открытых площадках предусматривается светозвуковая сигнализация возникновения загазованности (20% и 50% НКПРП). В помещениях и зданиях, оборудованных автоматическими газоанализаторами предусматривается свето-звуковая сигнализация о возникновении загазованности (10% и 30% НКПРП).

В качестве кабельных линий от первичных датчиков и исполнительных механизмов применяются бронированные кабели. Для измерительных цепей используются экранированные кабели с медными жилами. Сигналы последовательной передачи данных от ЛСУ передаются по кабелям типа «витая пара».

В производственных помещениях кабели прокладываются по кабельным конструкциям на лотках, в коробах и трубах по стенам зданий и кабельных каналах. Кабели, прокладываемые внутри и вне помещений, имеют исполнение нг(А)-LS. Контрольные кабели для приборов внутри и вне помещений взяты с изоляцией и оболочкой из трудно сгораемого материала – поливинилхлоридного пластиката. Проектом предусматриваются унифицированные кабельные вводы с уплотнениями для ввода кабелей в здания.



Вне помещений кабели прокладываются по проектируемым эстакадам в лотках и в коробах. По эстакадам с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ кабельные проводки прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов. Кабели прокладываются по проходным и непроходным кабельным эстакадам совместно с технологическими трубопроводами (при условии выполнения противопожарных мероприятий в соответствии с требованиями п. 7.3.121 ПУЭ. Кабели, резервирующие друг друга, прокладываются на разных полках эстакады с расстоянием между ними не менее 600 мм.

Конструкция проектируемой кабельной эстакады предусматривается строительной частью проекта и соответствует требованиям СП 18.13330.2019 и требованиям ПУЭ.

При прокладке кабельных линий в металлических коробах кабельные линии уплотняются негорючими материалами и разделяются перегородками огнестойкостью не менее 0,75 ч в следующих местах:

- при входе в другие кабельные сооружения;
- на вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20 м.

Электрооборудование, размещенное во взрывоопасных зонах должно быть заземлено отдельной жилой кабеля, независимо от уровня напряжения.

Экраны кабелей заземляются только со стороны щитов управления во избежание образования контуров распространения помех.

Во взрывоопасных зонах применены кабели с сечением жил не менее 1 мм<sup>2</sup>.

Для цепей со средствами автоматизации с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», прокладываемых во взрывоопасных зонах каждая неиспользуемая жила в многожильном кабеле соединена с точкой заземления, используемой для заземления любых искробезопасных цепей в том же кабеле с помощью соответствующих концевых заделок.

Концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне изолированы с помощью концевой заделки, соответствующей виду взрывозащиты.

Для заземления средств автоматизации применен провод установочный с медными жилами с изоляцией из поливинилхлоридного пластика желто-зеленого цвета, круглый, в холодостойком исполнении, на номинальное напряжение 1 кВ, сечение 1х6 мм<sup>2</sup>.

Кабельные конструкции, площадки обслуживания, технологическое оборудование и блок-боксы заземляются в соответствии с проектной документацией на силовое электрооборудование.

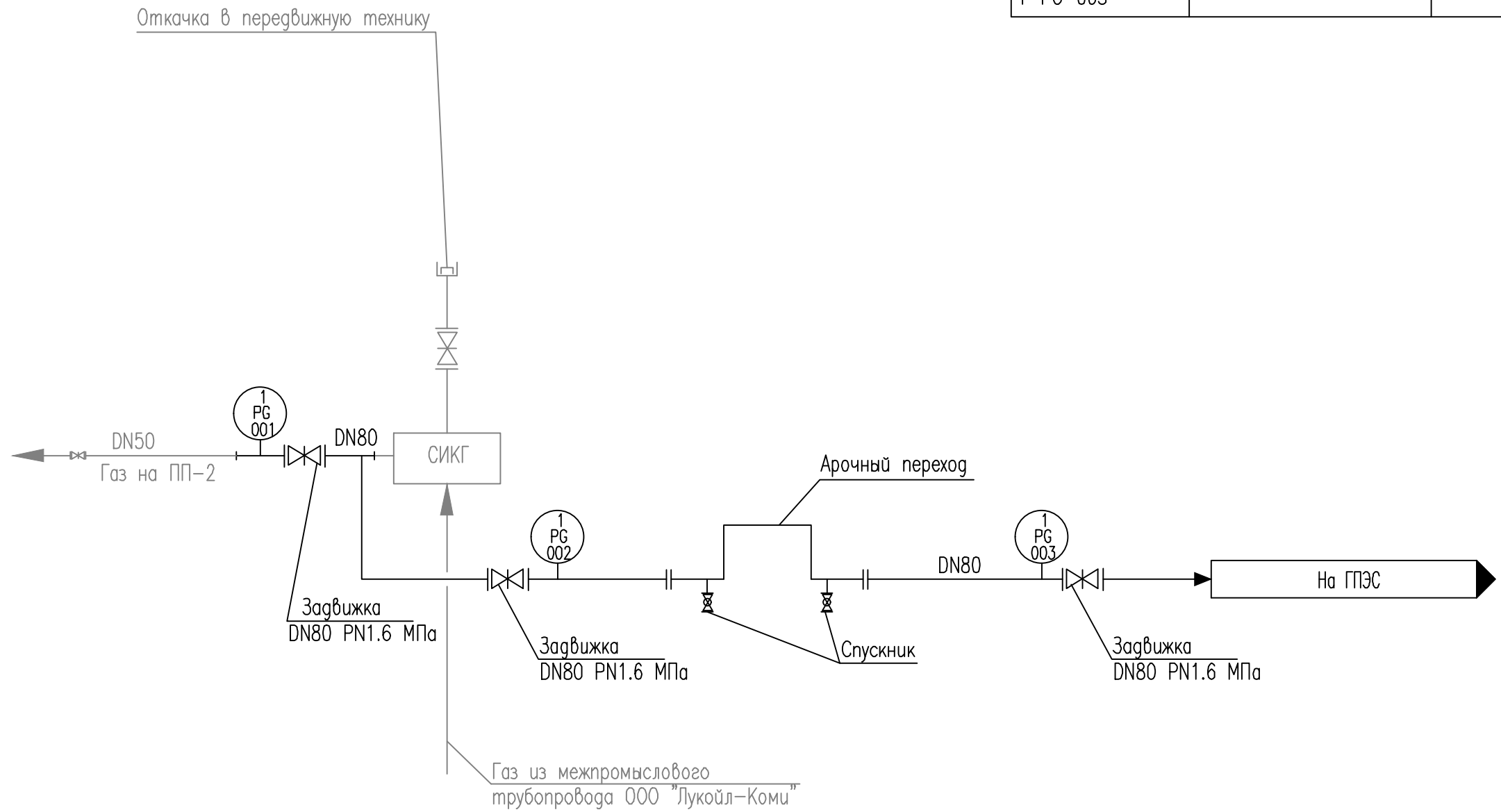
## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов


- 1 ПУЭ (Правила устройства электроустановок, шестое издание 1985 г. с изменениями и седьмое издание 1999...2003 г.г.).
- 2 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Приказ МЧС России от 25.03.2009 г. N 182. С изм. № 1.
- 3 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Утв. Ростехнадзором 15.12.2020, № 534.
- 4 ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. С изм. № 1, 2, 3, 4, 5.
- 5 ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний
- 6 ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний
- 7 ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний
- 8 Закон РФ. Об обеспечении единства измерений. Утв. 26.06.2008, № 102-ФЗ. С изм. на 23.06.2014.
- 9 ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- 10 ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем. С изм. № 1.
- 11 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов по автоматизированным системам. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 12 ГОСТ 19.701-90 (ИСО-5807-85) Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения
- 13 ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017). Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования.
- 14 ГОСТ Р МЭК 60073-2000. Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.
- 15 СК-01.07.05 Организация пусконаладочных работ на вводимых в эксплуатацию, строящихся и реконструируемых объектах обустройства
- 16 СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85



ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
1-PG-001 1-PG-002 1-PG-003		Манометр показывающий	3		



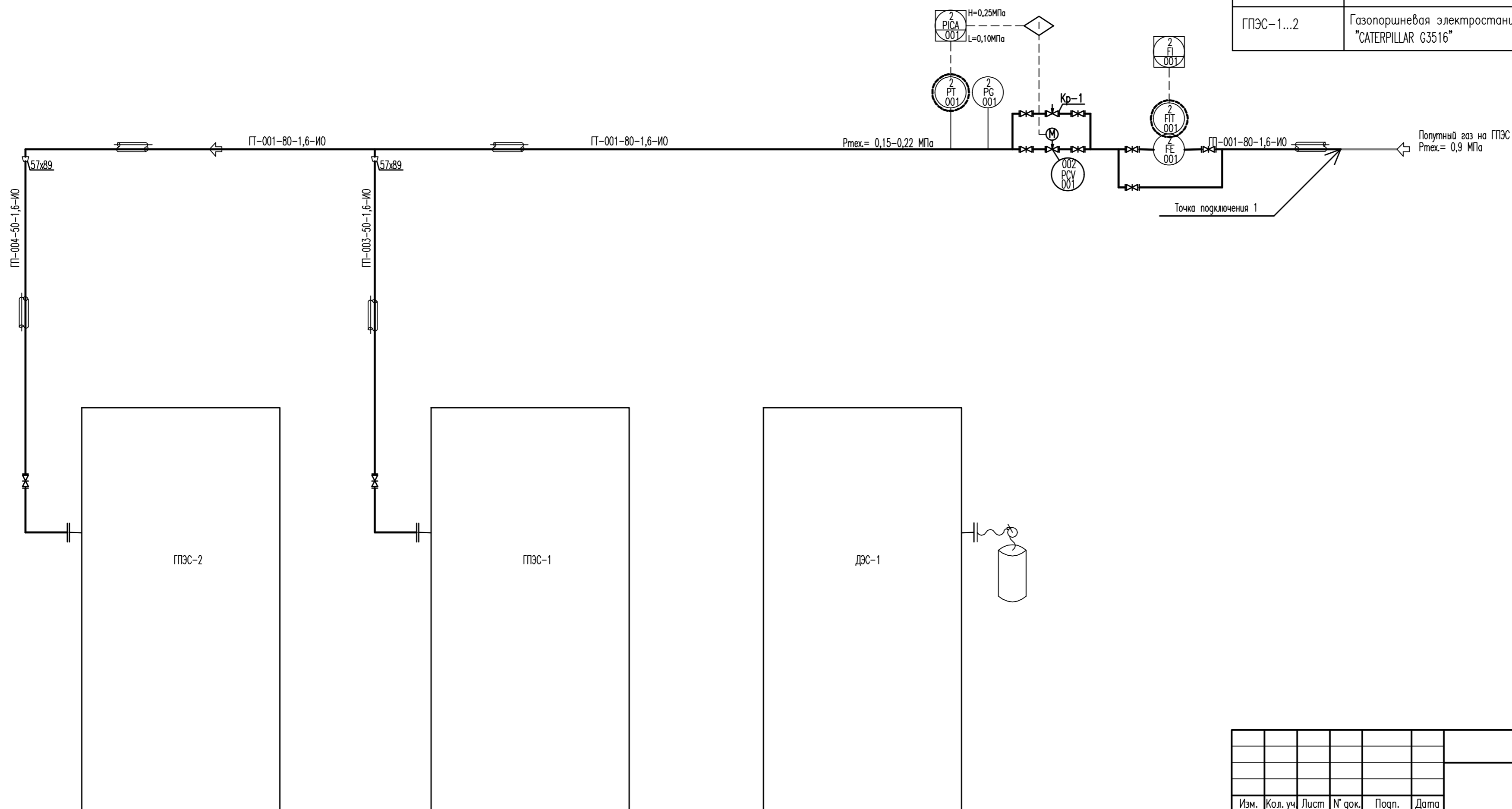
10.05.23	Лилатов	Взам. инв. N	Инв. N подл.
Лилатов	Лилатов	Взам. инв. N	Инв. N подл.
ТОСТуНцГ	Лилатов	Взам. инв. N	Инв. N подл.
10.05.23	Лилатов	Взам. инв. N	Инв. N подл.

1559-П-АСУ-0002							
ГПЭС на площадке ВПСН 148 км							
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Погл.	Дата		
Разраб.		Кирдякин		<i>[Signature]</i>	10.05.23		
Проверил		Мальй		<i>[Signature]</i>	10.05.23		
Гл.спец.		Корчак		<i>[Signature]</i>	10.05.23		
Н.контр.		Поликашина		<i>[Signature]</i>	10.05.23		
ГИП		Терехин		<i>[Signature]</i>	10.05.23		
Газопровод от узла подключения до ГПЭС на площадке ВПСН 148 км.					Стадия	Лист	Листов
					П		1
Схема автоматизации функциональная							

ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
2-РГ-001		Манометр показывающий	1		
2-РТ-001		Датчик давления Маркировка по взрывозащите Exia	1		
2-FE-FIT-001		Расходомер Маркировка по взрывозащите Exia	1		

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ДЭС-1		1	N 1000 кВт, U 6кВ	
ГПЭС-1...2	Газопоршневая электростанция "CATERPILLAR G3516"	2	N 1000 кВт, U 0,4кВ	



1559-П-АСУ-0003					
ГПЭС на площадке ВПСН 148 км					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата
Разраб.	Кирдякин	<i>AKP</i>			10.05.23
Проверил	Малый	<i>mal</i>			10.05.23
Гл. спец.	Карчак	<i>kar</i>			10.05.23
Н. контр.	Поликашина	<i>pol</i>			10.05.23
ГИП	Терехин	<i>ter</i>			10.05.23

Газопоршневая электростанция (ГПЭС) на площадке ВПСН 148 км.		
Стадия	Лист	Листов
п		1

Схема автоматизации функциональная	
ГИПВОСТОКНЕФТЬ	

Инв. № подл.	Погр. и дата	Взам. инв. №	Согласовано
			ТОПНУГ
			Лаунин
			10.05.23