



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа
Ухтинского государственного технического университета»
(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций, выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ШЛАМОНАКОПИТЕЛЯ ДЛЯ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ,
УТИЛИЗАЦИИ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ НА ВОЗЕЙСКОМ
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В РАЙОНЕ КЦДНГ-4**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических
мероприятий, содержание технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения
Часть 2. Автоматизация технологических процессов**

10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2

Том 5.7.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа
Ухтинского государственного технического университета»
(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций, выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ШЛАМОНАКОПИТЕЛЯ ДЛЯ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ,
УТИЛИЗАЦИИ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ НА ВОЗЕЙСКОМ
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В РАЙОНЕ КЦДНГ-4**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических
мероприятий, содержание технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения
Часть 2. Автоматизация технологических процессов**

10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2

Том 5.7.2

**Заместитель генерального директора-
Главный инженер**

М.А. Желтушко

Главный инженер проекта

Д.С. Уваров

Изм.	№док.	Подп.	Дата

2022



**ПРОЕКТ
ИНЖИНИРИНГ
НЕФТЬ**

Общество с ограниченной ответственностью
«ПроектИнжинирингНефть»

Свидетельство СРО № 2313.01-2015-7202166072-П-192 от 16 ноября 2015 года

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ШЛАМОНАКОПИТЕЛЯ ДЛЯ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ,
УТИЛИЗАЦИИ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ НА ВОЗЕЙСКОМ
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В РАЙОНЕ КЦДНГ-4**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

**Подраздел 7. Технологические решения
Часть 2. Автоматизация технологических процессов**

10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2

Том 5.7.2

Главный инженер

Г.П. Бессолов

Главный инженер проекта

Я.В. Функ

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №

Содержание тома 5.7.2

Обозначение	Наименование	Примечание
10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-С	Содержание тома 5.7.2	1 лист
10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Текстовая часть	33 листа
10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ, лист 1	Ведомость графической части	1 лист
10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ, лист 2	Структурная схема комплекса технических средств АСУТП	1 лист
10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ, лист 3	Схема автоматизации	1 лист
10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ, лист 4	Операторная поз. 3.15 сущ. План расположения оборудования (1:100)	1 лист
10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ, лист 5	Сети контроля и автоматики. План трасс (1:500)	1 лист
		Всего 39 листов

Согласовано

10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-С					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Караваев			25.08.22
Н.контр.		Турсанов			25.08.22
ГИП		Функ			25.08.22

Содержание тома 5.7.2

Стадия	Лист	Листов
П		1
ООО «ПроектИнжинирингНефть»		

Содержание

Перечень сокращений и обозначений	2
1 Основные технические решения по автоматизации систем управления технологическим процессом.....	3
1.1 Описание проектных решений.....	3
1.2 Характеристика объекта автоматизации.....	5
1.3 Структура управления	5
1.4 Цели создания АСУТП.....	6
1.5 Концепция АСУТП	7
1.6 Периферийная часть (нижний уровень). Требования к технологическим средствам	7
1.6.1 Общие принципы проектирования периферийной части	8
1.6.2 Приборы для измерения температуры.....	9
1.6.3 Приборы для измерения давления	10
1.6.4 Приборы для измерения уровня.....	10
1.6.5 Газоанализаторы.....	10
1.6.6 Аналитический контроль	11
1.7 Система бесперебойного энергоснабжения.....	11
1.8 Основные решения по промышленной безопасности	11
1.9 Монтаж оборудования.....	12
2 Объемы автоматизации.....	14
2.1 Емкость производственно-дождевых сточных вод, V=12,5 м ³ , емкость дождевых сточных вод, V=100 м ³	14
2.2 Емкость бытовых сточных вод, V=8 м ³ , емкость дренажная V=8 м ³	14
2.3 Резервуар противопожарного запаса воды, V=200 м ³	14
2.4 Резервуар конденсата пара, V=40 м ³	14
2.5 КТП.....	15
2.6 Установка по утилизации твердых нефтесодержащих отходов термическим методом	15
2.7 Установка по утилизации жидких нефтесодержащих отходов	15
2.8 Установка по утилизации твердых нефтесодержащих отходов методом отмыва.....	16
3 Охрана труда и техника безопасности	17
Ссылочные нормативные документы	18
Приложение А. Технические условия на автоматизацию и метрологию	20

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	33
ООО «ПроектИнжинирингНефть»		

Формат А4

Перечень сокращений и обозначений

В настоящем разделе проектной документации применяют следующие сокращения и обозначения:

АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСУТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом
ДВК	– дозрывная концентрация
ИБП	– источник бесперебойного питания
КИП	– контрольно-измерительные приборы
КИПиА	– контрольно-измерительные приборы и автоматика
КТП	– комплектная трансформаторная подстанция
КТС	– комплекс технических средств
НКПР	– нижний концентрационный предел распространения
СИ	– средство измерения

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

1 Основные технические решения по автоматизации систем управления технологическим процессом

Подраздел «Автоматизация технологических процессов» выполнен на основании:

– задания на проектирование по объекту «Реконструкция шламонакопителя для обезвреживания, утилизации и размещения отходов на Возейском нефтяном месторождении в районе КЦДНГ-4»

- технические условия на автоматизацию и метрологию (Приложение А);
- задания ГИПа и смежных отделов;
- чертежи генеральных планов обустройства.

В состав существующего и проектируемого объекта входят следующие основные технологические и вспомогательные объекты:

- емкость дождевых сточных вод, $V=100 \text{ м}^3$ (поз. 106);
- емкость бытовых сточных вод, $V=8 \text{ м}^3$ (поз. 107);
- резервуар противопожарного запаса воды, $V=200 \text{ м}^3$ (поз. 109.1, 109.2);
- установка по утилизации твердых нефтесодержащих отходов методом отмыва (поз. 302);
- емкость производственно-дождевых сточных вод, $V=12,5 \text{ м}^3$ (поз. 303);
- емкость дренажная, $V=8 \text{ м}^3$ (поз. 306);
- установка утилизации твердых нефтесодержащих отходов термическим методом (поз. 401);
- установка по утилизации жидких нефтесодержащих отходов (поз. 501);
- емкость производственно-дождевых сточных вод, $V=12,5 \text{ м}^3$ (поз. 502);
- резервуар конденсата пара, $V=40 \text{ м}^3$ (поз. 503);
- емкость производственно-дождевых сточных вод, $V=12,5 \text{ м}^3$ (поз. 604);
- операторная (поз. 3.15);
- КТП (поз. 8).

Обустройство полигона выполнено поэтапно. Перечень этапов представлен в томе 1 «Пояснительная записка».

Позиции зданий и сооружений указаны согласно тома 2.1 «Схема планировочной организации земельного участка».

1.1 Описание проектных решений

Принятые в проекте технические решения соответствуют заданию на проектирование и требованиям действующих нормативно-технических документов.

В данной части приняты следующие технические решения:

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.							Лист
			10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- датчики, измерительные преобразователи должны быть защищены от атмосферных воздействий и установлены в чехлах;
- применяемые чехлы имеют конструктив, позволяющий осуществить обогрев приборов КИПиА совместно с отборными устройствами этих приборов. Для обогрева максимально используется тепло технологической среды в трубопроводе (в аппарате);
- питание полевых приборов - 24 В постоянного тока, организовано от блока питания станции управления;
- приборы для измерения давления должны комплектоваться 2-х вентильными клапанными блоками;
- датчики температуры должны комплектоваться защитными гильзами;
- приборы и средства автоматизации выбраны с учетом климатических условий их применения согласно ГОСТ 15150-69 для следующих условий:

Температура окружающего воздуха:

- 1) абсолютный максимум плюс 34 °С,
- 2) абсолютный минимум минус 53 °С;
- 3) температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98 минус 44 °С.

- степень защиты оболочки контрольно-измерительных приборов, распределительных устройств и т.д., включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые в помещении, не ниже IP42, размещаемые на открытой площадке не ниже IP65 согласно ГОСТ 14254-2015;

- соединение с процессом преимущественно через метрическую резьбу M20x1,5 или фланцевое DN150 PN16;

- датчики, измерительные преобразователи, приводы исполнительных механизмов, располагаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение с видом взрывозащиты «искробезопасная цепь» (преимущественно);

- во взрывоопасных зонах класса В-1а датчики довзрывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов устанавливаются в закрытых помещениях согласно Приказа № 534 от 15 декабря 2020 года;

- датчики ДВК сигнализируют два порога концентраций: нижний 10 % НКПР и верхний 50 % НКПР;

- на открытых площадках В-1г и в помещениях В-1а, при плановых и ремонтно-профилактических работах эксплуатирующий персонал с помощью переносных взрывозащищенных газоанализаторов осуществляет постоянный контроль воздушной среды рабочей зоны;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							4
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

– для передачи информации от датчиков, измерительных преобразователей в АСУТП используют выходной токовый сигнал (4-20 мА) и дискретные сигналы («сухой контакт» 24 В постоянного тока);

– для передачи информации от локальных систем автоматизации в АСУТП используют интерфейс RS485 протокол Modbus RTU;

– в соответствии с положениями СП 77.13330.2016, ПУЭ, проектом предусмотрено заземление всех металлических нетоковедущих частей электрооборудования на общий контур заземления, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции. Корпуса приборов заземлены в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей, СП 77.13330.2016, ПУЭ;

– каждый корпус прибора, подлежащий заземлению, присоединяется к сети заземления при помощи отдельного ответвления. Последовательное заземление не допускается. Соединение заземляющих и нулевых защитных проводников выполняется болтовым соединением. Контактные соединения в цепи заземления должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82. Металлические оболочки и броня контрольных кабелей должны быть соединены между собой гибким медным проводом, а также с металлическими корпусами муфт и металлическими опорными конструкциями. Сечение заземляющих проводников для контрольных кабелей не менее 4 мм².

1.2 Характеристика объекта автоматизации

Управление вышеперечисленными объектами осуществляется из существующей операторной (поз. 3.15).

Подробное описание технологического процесса в перечисленных пунктах приведены в главе 2 данной части.

Схема структурная КТС АСУТП, схема автоматизации описанных позиций, планы расположения оборудования и план кабельных трасс приведены в графической части проекта.

Для управления технологическим процессом, обеспечения безопасности эксплуатационного персонала, обеспечения безопасной работы технологического оборудования и экологической безопасности предусматривается АСУТП.

1.3 Структура управления

Территориального и функционального деления АСУТП на подсистемы не предусматривается.

Управление комплексом вышеперечисленных объектов осуществляется из существующей операторной (поз. 3.15).

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							Лист
Инв. № подл.							10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

АСУТП позволит решить любые возможные задачи управления, контроля, сигнализации, безопасного ведения процесса.

Система функционирует в круглосуточном режиме.

Система ориентирована на работу в реальном времени. Предусмотрена возможность визуализации с выводом технологических схем и сигнализации на АРМ оператора.

Профилактические работы, их периодичность для отдельных технических устройств системы оговорены в инструкциях по эксплуатации этих устройств. Профилактические работы, а также замена неисправных модулей и блоков проводятся в оперативном режиме работы, т.е. без нарушения функционирования системы и объектов управления.

В системе предусмотрена автоматическая диагностика технических средств и программного обеспечения.

Диагностика технических средств предусматривает проверку состояния всех технических средств, включая контроль неисправности каналов связи и их аппаратуры, отказы системных источников питания, обрывы цепей аналоговых датчиков 4...20 мА, состояние исполнительных механизмов (ИМ).

Данные о неисправности технических средств регистрируются в протоколе событий.

Самодиагностика контроллеров обеспечивается встроенными аппаратно-программными средствами.

АСУТП функционирует в одном из следующих режимов:

- автоматический;
- автоматизированный (с рабочего места оператора);
- местный (от местных пультов управления, от местных кнопок при пуско-наладочных, ремонтных работах).

Переключение между местным и дистанционным режимами работы исполнительных механизмов производится переключателями с силовых щитов управления. Переключение между автоматическим и автоматизированным режимами управления производится оператором с пульта управления.

Штатный режим функционирования является автоматический. Со станции управления, расположенной в операторной, осуществляется контроль и управление оборудованием, а также управление режимами работы основных и вспомогательных технологических установок.

1.4 Цели создания АСУТП

Основными целями создания АСУТП являются:

- безаварийная работа технологического оборудования;
- минимальные затраты энергетических ресурсов;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							6

- поддержание заданных технико-экономических показателей с минимальными технологическими отклонениями и минимальными трудовыми затратами;
- своевременное обеспечение оперативного персонала;
- обеспечение надежной и эффективной работы основных и вспомогательных производственных объектов за счет рационального управления режимами их работы в соответствии с требованиями технологического регламента, своевременного обнаружения и ликвидации отклонений и предупреждения аварийных ситуаций;
- обеспечение выполнения установленных производственных заданий, снижения потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов и сокращения эксплуатационных затрат;
- обеспечение защиты объектов с целью повышения экологической безопасности производства;
- увеличение межремонтного периода работы технологического оборудования, сокращение времени его простоя;
- уменьшение трудозатрат оперативного технологического персонала системы в результате автоматизации функций контроля и управления технологическими процессами и оборудованием;
- повышение надежности работы самой системы управления за счет применения современных технических устройств на основе электронно-вычислительных средств.

1.5 Концепция АСУТП

Автоматизированная система управления состоит из:

- периферийной части (нижний уровень): первичные измерительные преобразователи, датчики, запорная арматура, электрические кабели, трубы, монтажные материалы, обогреваемые чехлы, т.е. оборудование автоматизации, расположенное на установках (на открытых площадках, в помещениях);
- центральной части (первый и второй уровень): АРМ оператора, принтер, шкаф станции управления, источник бесперебойного питания, т.е. оборудование, расположенное в существующей операторной (поз. 3.15);
- программного обеспечения, для вышеуказанного оборудования центральной части.

1.6 Периферийная часть (нижний уровень). Требования к технологическим средствам

Нижний уровень (полевой) должен обеспечивать измерение технологических параметров, параметров состояния оборудования и исполнительных механизмов, передачу в подсистему

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						7
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

первого уровня, а также прием из этой подсистемы сигналов управления, их преобразование и воздействие на технологический процесс.

К полевым средствам автоматизации относятся:

- датчики (первичные измерительные преобразователи);
- автоматические анализаторы;
- пусковые и защитные элементы электроприводов насосов и других исполнительных устройств;

- вторичные преобразователи.

Для проектируемых объектов предусматриваются в основном приборы и средства автоматизации российского производства. В случае отсутствия российских приборов с нужными техническими характеристиками или наличия специальных требований заказчика применяются импортные приборы и средства автоматизации.

1.6.1 Общие принципы проектирования периферийной части

Полевые приборы и средства автоматизации (чувствительные элементы, датчики, преобразователи, исполнительные устройства) выбраны исходя из условий контроля и управления технологическими процессами, с учетом измеряемых параметров, температуры окружающей среды в месте установки и коррозионной стойкости. Все преобразователи должны быть электронными, иметь степень защиты оболочки не ниже IP 42 (для помещений), не ниже IP65 (для открытых площадок) и выходным унифицированным сигналом 4-20 мА, дискретные датчики – электроконтактные.

Полевые средства КИПиА, размещаемые вне помещений, рассчитаны на работу в условиях, указанных выше. Для взрывоопасных зон В-Ia, В-Iг и в соответствии с ПУЭ приняты приборы:

1. с уровнями взрывозащиты:

- взрывобезопасное электрооборудование (знак уровня 1);
- электрооборудование повышенной надежности против взрыва (знак уровня 2).

2. с видом взрывозащиты:

- Exi (искробезопасная цепь);
- Exd («взрывонепроницаемая оболочка»).

3. отнесенное к группе II (для внутренней и наружной установки, кроме рудничного) по уровню и виду взрывозащиты;

4. с подгруппами вида электрооборудования ПВ и ПС;

5. с температурным классом электрооборудования ТЗ...Т6.

Предусмотрена установка датчиков в чехлах для защиты от атмосферного воздействия.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Полевые средства КИПиА устанавливаются в легкодоступных местах, имеют свободный подход к ним и специальные обслуживающие площадки при высоте их установки более 1,5 м от пола.

Установка средств КИПиА производится таким образом, чтобы исключить разгерметизацию оборудования и трубопроводов при демонтаже этих средств.

Все средства измерения имеют:

- паспорт и инструкцию на русском языке;
- методику поверки;
- свидетельство о поверке (сертификат о проведении калибровки) со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала от даты поставки на склад Заказчика;
- действующий сертификат об утверждении типа средства измерения и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению средства измерений;
- действующий сертификат Технического регламента Таможенного союза.

Предел допускаемой погрешности средств измерений и единицы измерения приведены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 – Предел допускаемой погрешности средств измерений

Прибор	Максимальная погрешность
Преобразователь давления	±0,5 %
Преобразователь температуры	±0,5 %
Датчик уровня жидкости	±5 мм

Таблица 2 - Единицы измерения

Наименование показателя	Единица измерения
Давление	МПа
Температура	°С
Уровень	мм

Тип присоединения приборов к технологическому оборудованию определяется конструкцией прибора и технологического аппарата, на который он устанавливается. Тип присоединения – резьбовое М20х1,5 или фланцевое DN150 PN16.

1.6.2 Приборы для измерения температуры

Для измерения температуры применяются датчики температуры в комплекте с измерительным преобразователем (расположенным в головной части). Преобразователь – интеллектуальный, с выходным сигналом 4-20 мА.

Нормальное значение измеряемой величины предусмотрено в пределах от 60 % до 75 % от их диапазона измерений.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<p style="text-align: center;">10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ</p>						Лист
									9
									Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Термоэлемент защищен по всей длине защитным материалом.

Для удобства демонтажа прибора, без остановки технологического процесса, применяются термокарманы.

Приняты датчики температуры без дисплея. Тип присоединения – резьбовое М20х1,5.

Вид взрывозащиты – Ехi.

1.6.3 Приборы для измерения давления

Преобразователи избыточного давления соответствуют требованиям ГОСТ 22520-85.

Датчики имеют возможность настройки диапазона измерений на месте эксплуатации в соотношении не менее чем 1:20 от верхнего предела измерений.

Преобразователи приняты интеллектуальными с выходным сигналом 4-20 мА.

Все части, контактирующие с измеряемой средой, изготовлены из устойчивого к коррозии материала с учетом свойств измеряемой среды.

Датчики давления комплектуются 2-х вентильными блоками. Датчики давления устанавливаются непосредственно на трубопроводе.

Приняты приборы измерения избыточного давления без дисплея. Тип присоединения – резьбовое М20х1,5.

Вид взрывозащиты – Ехi.

1.6.4 Приборы для измерения уровня

Для измерения уровня в технологических аппаратах, используются поплавковые уровнемеры.

Для сигнализации предельных уровней используются вибрационные сигнализаторы уровня.

Выбираемые приборы уровня обеспечиваются несложной заменой и техобслуживанием при непрерывной эксплуатации.

Для уровнемеров вид взрывозащиты – Ехi;

Для сигнализаторов уровня вид взрывозащиты – Ехd.

1.6.5 Газоанализаторы

Для предупреждения возможности возникновения опасных ситуаций и обеспечения безопасности установок предусматривается автоматический контроль наличия в воздухе рабочей зоны довзрывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов. Выходной сигнал 4-20 мА.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							10
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

1.6.6 Аналитический контроль

Аналитический контроль предназначен для автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ при нормальном технологическом режиме работы стационарной установки по утилизации нефтесодержащих отходов (поз. 6)

Интеграция сигналов в АСУТП осуществляется по интерфейсу RS-485 Modbus RTU.

1.7 Система бесперебойного энергоснабжения

Технические средства автоматизации относятся к группе электроприемников I категории и обеспечиваются электроэнергией от 2-х независимых взаимно-резервирующих источников питания, одним из которых является источник бесперебойного питания.

Для обеспечения непрерывности подачи электроэнергии для АСУТП предусматриваются специальные источники бесперебойного питания (ИБП). Мощность ИБП предусматривается достаточной для обеспечения питания не менее 1 часа при полной потере напряжения на вводах ИБП. ИБП оснащен устройством автоматического байпасирования при неисправности.

Если энергоснабжение не восстановится в течение запрограммированного времени, то АСУТП обеспечит перевод технологических установок в безопасное состояние.

1.8 Основные решения по промышленной безопасности

Все средства КИПиА соответствуют условиям среды размещения по:

- пыле-влаго защите;
- взрывозащите;
- климатическому исполнению;
- по защите от внешних механических воздействий в соответствии с ГОСТ 16962.2-90.

Объект оснащен АСУТП, обеспечивающей:

1) постоянный контроль и автоматизированное управление объектом для поддержания заданных значений;

2) регистрацию всех параметров, сигнализацию изменения состояния исполнительных механизмов, нарушения в ходе процесса (предупредительная и аварийная сигнализация), действий оператора-технолога, отказ КИП;

3) противоаварийную защиту;

4) самодиагностику и пр.

Для обеспечения безопасности работы всех установок выполняются следующие основные условия и мероприятия:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							11
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

1) Все приборы, устанавливаемые на периферии, (приборы в поле) имеют вид взрывозащиты – «искробезопасная электрическая цепь» - Exi;

2) Для предотвращения аварийных ситуаций проектом предусматривается система автоматических блокировок.

Таким образом, АСУТП обеспечивает полную защиту технологического процесса и аппаратов, эксплуатационного персонала от опасного развития ситуаций и при необходимости осуществляет безаварийную остановку производства и перевод оборудования в безопасное состояние.

Кроме того, при выполнении работ обслуживающим персоналом, осуществляется постоянный контроль воздушной среды рабочей зоны переносными взрывозащищенными газоанализаторами.

1.9 Монтаж оборудования

Кабельные трассы выполняются следующими кабелями:

- для дискретных сигналов (24 В) и цепей управления (24 В) – кабель монтажный, с общим экраном, с оболочкой из самозатухающих полимерных материалов нг(А)-ХЛ;
- для аналоговых сигналов 4-20 мА – кабель монтажный, с общим экраном, с оболочкой из самозатухающих полимерных материалов нг(А)-ХЛ;
- для интерфейсных сигналов RS485 – кабель монтажный с попарной скруткой, с общим экраном нг(А)-ХЛ;
- внутри помещений кабельные трассы выполнены кабелем исполнения нг(А)-LS согласно ГОСТ Р 31565-2012.

Кабели, прокладываемые во взрывоопасных зонах, предусмотрены с сечением не менее 1,0 мм² – для цепей управления, измерения сигнализации и блокировки (в том числе и искробезопасные цепи).

Все кабели применяются с медными жилами, не горючие. Для открытой прокладки все кабели хладостойкого исполнения. Для защиты кабеля применяются водогазопродные трубы по ГОСТ 3262-75, металлорукав.

Кабель прокладываемый во взрывоопасных зонах имеет круглое сечение и заполнение, выполнение методом экструзии, кабель соответствует требованиям ГОСТ ИЕС 60079-14-2013.

Монтаж кабельных линий предусматривается по существующим эстакадам в лотках с крышками, на расстоянии от любых трубопроводов не менее 0,5 м. Расстояние между полками контрольных кабелей и силовых принято не менее 200 мм.

Кабельные проводки в помещениях и вне помещений защищены от возможных механических повреждений (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.							Лист
			10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

посторонних лиц) стальной трубой на высоту не менее 2 м и в земле на глубину не менее 0,3 м. ПУЭ п. 2.1.47, п. 2.3.15. При необходимости в качестве защитных труб применяются водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262-75.

Кабели прокладываются по кабельной эстакаде - в лотках металлических перфорированных, имеющих крышку без перфорации, защищающую кабель от прямых солнечных лучей, в соответствии с планом трасс и соблюдением требований по совместной прокладке цепей различного назначения. Согласно пункта 2.1.16 ПУЭ прокладка цепей до 42 В выполняется отдельно от цепей свыше 42 В. Прокладка кабелей КИП выполняется в отдельном коробе на отдельной полке.

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 горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков кабелей; на вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20 м. Места уплотнения кабельных линий, проложенных в металлических коробах, следует обозначать красными полосами на наружных стенках коробов. В местах прохода проводов и кабелей через стены, междуэтажные перекрытия и выхода их наружу предусматривается защита от распространения пожара. В местах прохождения кабельных коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предусматриваются кабельные проемы (ввода) с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций с герметизацией легко удаляемой массой несгораемого материала.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады в непроезжей части территории высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Экраны кабелей, прокладываемых во взрывоопасных зонах, электрически соединены с заземлителем, расположенным вне взрывоопасной зоны, только в одной точке, со стороны шкафа станции управления.

Настоящим проектом не предусматривается применение бронированных кабелей.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

2 Объемы автоматизации

2.1 Емкость производственно-дождевых сточных вод, $V=12,5 \text{ м}^3$, емкость дождевых сточных вод, $V=100 \text{ м}^3$

- дистанционный контроль и предупредительная сигнализация минимальной температуры жидкости в емкости;
- дистанционный контроль, предупредительная сигнализация при минимальном или максимальном уровне жидкости в емкости, аварийная сигнализация при максимальном уровне в емкости;
- местный и дистанционный контроль и предупредительная сигнализация избыточного давления на напорной линии насоса;
- автоматическое управление насосом по уровню жидкости в емкости и давлению на напорной линии насоса;
- местное и дистанционное управление насосом в емкости.

2.2 Емкость бытовых сточных вод, $V=8 \text{ м}^3$, емкость дренажная $V=8 \text{ м}^3$

- дистанционный контроль и предупредительная сигнализация минимальной температуры жидкости в емкости;
- аварийная сигнализация при максимальном уровне в емкости.

2.3 Резервуар противопожарного запаса воды, $V=200 \text{ м}^3$

- дистанционный контроль и предупредительная сигнализация минимальной температуры жидкости в резервуаре;
- дистанционный контроль уровня жидкости в резервуаре;
- предупредительная сигнализация при минимальном или максимальном уровне жидкости в резервуаре.

2.4 Резервуар конденсата пара, $V=40 \text{ м}^3$

- дистанционный контроль, предупредительная сигнализация при минимальном или максимальном уровне жидкости в емкости, аварийная сигнализация при максимальном уровне в емкости;
- местный, дистанционный контроль и предупредительная сигнализация избыточного давления на напорной линии насоса;
- автоматическое управление насосом по уровню жидкости в емкости;
- автоматическое управление задвижкой по давлению на напорной линии насоса;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							14
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

- местное и дистанционное управление насосом в емкости.

2.5 КТП

- дистанционный сигнализация состояния насосных агрегатов.

2.6 Установка по утилизации твердых нефтесодержащих отходов термическим методом

Управление установкой по утилизации нефтесодержащих отходов осуществляется с пульта управления устанавливаемого по месту. Пульт осуществляет управление установкой в полном автоматическом режиме с выводом сигналов в АСУТП: «работа», «авария».

Интеграция сигналов контроля выбросов загрязняющих веществ в АСУТП, осуществляется по интерфейсу RS-485 Modbus RTU.

2.7 Установка по утилизации жидких нефтесодержащих отходов

В составе установки по утилизации жидких нефтесодержащих отходов предусмотрена котельная блочной поставки в комплекте с блоком автоматического управления (БАУ). БАУ осуществляет управление установкой в полном автоматическом режиме с выводом сигналов контроля и управления в АСУТП по интерфейсу RS-485 Modbus RTU.

Объемы автоматизации котельной обеспечивают:

- автоматическую защиту котлов;
- местное, дистанционное и автоматическое управление горелками
- сигнализацию наличия пламени в горелках;
- местный и дистанционный контроль температуры в газоходе;
- сигнализацию максимальной температуры в котлах;
- автоматическое и дистанционное управление газовым клапаном;
- местный и дистанционный контроль загазованности по НКПР и ПДК в котельной;
- свето-звуковую сигнализацию загазованности в котельной;
- местное автоматическое и дистанционное управление исполнительными механизмами
- местный и дистанционный контроль температуры воды на входе в котел после запорной арматуры;
- местный и дистанционный контроль температуры воды на выходе из котла до запорной арматуры;
- местный и дистанционный контроль температуры воздуха до и после воздухоподогревателя;

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						15
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

- местный и дистанционный контроль температуры воздуха до и после воздухоподогревателя;
- местный и дистанционный контроль температуры уходящих газов;
- местный и дистанционный контроль давления воды на входе в котел после запорной арматуры; давления воды на выходе из котла до запорной арматуры;
- местный и дистанционный контроль давления жидкого топлива перед горелками за регулирующей арматурой;
- местный и дистанционный контроль давления газообразного топлива перед каждой горелкой после последнего (по ходу газа) отключающего устройства;
- местный и дистанционный контроль разрежения в топке;
- местный и дистанционный контроль расхода воды за котлом;
- местный и дистанционный контроль расхода жидкого и газообразного топлива.

2.8 Установка по утилизации твердых нефтесодержащих отходов методом отмыва

Управление комплексом термического обезвреживания осуществляется с пульта управления устанавливаемого по месту. Пульт осуществляет управление комплексом в полном автоматическом режиме с выводом сигналов в АСУТП: «работа», «авария», «сигнализация загазованности»

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
								16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

3 Охрана труда и техника безопасности

Документация выполнена в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Все контрольно-измерительные приборы, контроллеры и щиты должны быть заземлены независимо от применяемого напряжения.

Заземление технических средств автоматизации выполнить в соответствии с требованиями инструкций предприятий-изготовителей, ПУЭ, ГОСТ Р 50571.5.54-2013, СП 76.13330.2016 многопроволочным проводом.

Монтаж приборов выполнить согласно строительным нормам и правилам СП 76.13330.2016, инструкциям заводов-изготовителей.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист	
							17	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						

Ссылочные нормативные документы

- 1 [Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ](#) О промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- 2 [Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности 15.12.2020 № 534](#) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- 3 [ГОСТ 21.208-2013 СПДС](#). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах;
- 4 [ГОСТ 21.408-2013 СПДС](#). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;
- 5 [ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ](#). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 6 [ГОСТ 24.104-85](#) Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования;
- 7 [ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ](#). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 8 [ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ](#). Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
- 9 [ГОСТ Р 12.1.019-2017](#). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
- 10 [ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ](#). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
- 11 [ГОСТ Р 8.563-2009](#) Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений;
- 12 [ГОСТ Р 8.733-2011](#) Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
- 13 [ГОСТ 30852.13-2002 \(МЭК 60079-14:1996\)](#) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);
- 14 [ГОСТ 3262-75](#) Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия;
- 15 [ГОСТ Р 50571.5.54-2013](#) Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов;
- 16 [Правила устройства электроустановок \(ПУЭ\), издание 6. Глава 7.3](#) Электроустановки во взрывоопасных зонах;
- 17 [Правила устройства электроустановок \(ПУЭ\), издание 7](#);
- 18 [СП 76.13330.2016](#) «Электротехнические устройства»;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							18
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

- ГОСТ ИЕС 60950-1-2014 Оборудование информационных технологий. Требования безопасности;
 - ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний;
 - ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
 - Правилам устройства электроустановок (ПУЭ 6-е, 7-е издание).
- 2.4. Электрическое подключение и заземление применяемого оборудования КИПиА и АСУ ТП должно соответствовать:
- ПУЭ (6-е, 7-е издание);
 - инструкциям по монтажу и подключению применяемого оборудования КИПиА и АСУ ТП;
 - обеспечивать безопасность обслуживающего персонала;
 - обеспечивать надёжную помехозащищённость.
- 2.5. Проектом должен быть предусмотрен уровень автоматизации, необходимый для обеспечения безаварийной работоспособности установки и поддержания требуемого технологического режима без вмешательства оперативного персонала.
- 2.6. Характеристики технических и программных средств не должны ограничивать возможность расширения Системы.
- 2.7. Монтаж всего оборудования должен выполняться в удобных для обслуживания местах, без ограничения к ним доступа, на удобной высоте и в соответствии с ГОСТ 20.39.108-85 «Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора» и требований заводов изготовителей. Обеспечивать высокую надёжность и качество измерений. Максимально обеспечить возможность удобного и безопасного монтажа/демонтажа приборов без нарушения или остановки технологического процесса. В случае расположения оборудования вне зоны прямой доступности, предусмотреть технические средства для организации доступа к оборудованию для проведения технического обслуживания.
- 2.8. Проектом предусмотреть грозозащиту протяжённых линий связи и каналов ввода/вывода PLC, а так же защиту по электропитанию от импульсных помех.
- 2.9. Вся техническая документация, предоставляемая Заказчику, должна поставляться в полном комплекте (3 комплекта в бумажном и 1 в электронном виде). Документация на АСУ ТП по содержанию и комплектности (технический проект) должна соответствовать требованиям:
- ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
- 2.10. Применяемое оборудование КИПиА должно удовлетворять политике импортозамещения и соответствовать принципам унификации. Тип и марка в обязательном порядке согласовываются с Заказчиком на этапе разработки как проектной, так и рабочей документации.
- 2.11. Сменные конструктивные блоки (модули) восстанавливаемых технических средств (модули ввода/вывода, барьеры искрозащиты, блоки питания и т.д.) и оборудование КИПиА каждого типа должны быть обеспечены комплектом ЗИП; объем и номенклатура необходимого ЗИП определяются на этапе разработки как проектной, так и рабочей документации, в обязательном порядке согласовываются с Заказчиком и включаются в спецификацию на поставку оборудования; минимальный объем комплекта ЗИП должен составлять не менее 5% от количества таких сменных модулей и оборудования КИПиА каждого вида, применяемого в данной АСУ ТП, но не менее 1 единицы каждого вида.
- 3. Требования к полевому оборудованию автоматизации и метрологии**
- 3.1. Технические требования к применяемым контрольно-измерительным приборам**
- Проектом определить место для установки всех контрольно-измерительных приборов таким образом, чтобы выполнялись требования по монтажу заводов изготовителей,

Взам. инв. №					
	Подпись и дата				
Инв. № подл.					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись
10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ					
Лист					
21					

обеспечивалась высокая надежность и качество измерений. Обеспечить возможность удобного и безопасного монтажа/демонтажа приборов без нарушения или остановки технологического процесса.

- 3.1.1. При разработке проекта все измерения должны быть разделены на два перечня:
- перечень измерений, отнесенных к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;
 - перечень измерений, не отнесенных к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.
- 3.1.2. Все применяемые средства измерения и измерительные системы должны:
- быть утвержденного типа;
 - пройти поверку с внесением в реестр ФГИС «Аршин»;
 - иметь аттестованную на применение на территории РФ методику измерений;
 - иметь сертификаты соответствия Техническому регламенту Таможенного союза;
- 3.1.3. Измерительные системы (далее ИС), проектируемые для конкретных объектов из компонентов, выпускаемых различными изготовителями, и принимаемые как законченные изделия непосредственно на объекте эксплуатации, подлежат испытаниям с целью утверждения типа единичного экземпляра.
- 3.1.4. Все применяемые средства измерения (далее СИ) и измерительные системы должны использовать единицы измерения системы СИ (по ГОСТ 8.417), допускаемые к применению в России по Постановлению Правительства РФ № 879 от 31.10.2009 с изменениями и дополнениями от 15 августа 2015 г. Для средств измерения давления в обязательном порядке применить единицу измерения паскаль (Па), либо кратные и дольные ей единицы (МПа, кПа и т.д.).
- 3.1.5. Средства измерения давления и расхода должны иметь местную индикацию.
- 3.1.6. Предусмотреть применения указателей предельного параметра (типа «скоба») в технических манометрах и термометрах.
- 3.1.7. Шкалы средств измерений давления должны быть подобраны так, чтобы значения измеряемого давления находились в пределах от 1/3 до 2/3 шкалы, а при интенсивно изменяющемся давлении – в пределах от 1/3 до 1/2 шкалы датчика.
- 3.1.8. Средства измерений температуры необходимо выбирать таким образом, чтобы нормальное значение измеряемой величины находилось в пределах от 60 % до 75% от их диапазона измерений.
- 3.1.9. Нормы точности измеряемых параметров должны соответствовать требованиям технологии и техники безопасности для нормальной работы объекта.
- 3.1.10. Погрешность применяемых средств измерений согласовывается с Заказчиком.
- 3.1.11. Электрические средства измерения должны иметь стандартный аналоговый выходной сигнал 4...20 мА постоянного тока 24 В с поддержкой HART-протокола.
- 3.1.12. Датчики давления, температуры, загазованности, расхода должны иметь поддержку HART-протокола. В случае применения датчиков с поддержкой иного протокола полевой шины в комплект его поставки должен входить соответствующий портативный (переносной) коммуникатор.
- 3.1.13. Электронные сигнализаторы должны иметь выход 24 В постоянного тока типа «сухой контакт».
- 3.1.14. Оборудование КИПиА, размещаемое на технологических аппаратах и трубопроводах, находящихся на открытом воздухе, должно быть климатического исполнения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия» с изменениями № 1, 2, 3, 4, утвержденными в январе 1978 г., декабре 1982 г., октябре 1988 г., сентябре 1999 г.. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» (абсолютно минимальная температура воздуха минус 45 °С) и располагаться в пассивных термоизолирующих чехлах.
- 3.1.15. Оборудование КИПиА, размещаемое в неотапливаемых помещениях должно быть климатического исполнения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.							Лист
			10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						22
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

- 3.1.16. Степень защиты оболочки контрольно-измерительных приборов, распределительных коробок и т.д., включая кабельные вводы и заглушки, размещаемых на открытом воздухе и в машинном зале, должна быть не ниже IP65, а для оборудования, размещаемого в укрытии, в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».
- 3.1.17. Уровень взрывозащиты контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, устанавливаемых во взрывоопасных зонах (определяется проектировщиком), должен соответствовать:
- классу зоны по ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»;
 - категории и группе взрывоопасной смеси по ПУЭ (6-е, 7-е издание).
- 3.1.18. Приоритет отдать взрывозащите вида «i» - искробезопасная цепь по ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i». В случае отсутствия оборудования исполнения «i», необходимо применить оборудование с взрывозащитой вида «d» – взрывонепроницаемая оболочка или «n» - не имеет зажигательной способности, и согласовать это решение с Заказчиком.
- 3.1.19. Электрическая изоляция и сопротивление изоляции средств измерений должны соответствовать ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия».
- 3.1.20. Электрические контрольно-измерительные приборы с металлическим корпусом должны быть оснащены внешней клеммой для подключения защитного заземления.
- 3.1.21. Всё оборудование КИПиА должно иметь заводскую коррозионностойкую табличку с указанием изготовителя, модели, серийного номера, даты изготовления, основных технических характеристик, степени защиты оболочки, вида взрывозащиты.
- 3.1.22. Все средства измерения, расположенные на технологическом оборудовании, щитах управления, стойках должны иметь надписи с указанием определяемых и предельно допустимых параметров согласно «Инструкции по обозначению средств измерений на технологических объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
- 3.1.23. Контрольно-измерительные приборы должны быть устойчивы:
- к микросекундным импульсным помехам по ГОСТ Р 51317.4.5-99. «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии требования и методы испытаний»;
 - к вибрации по ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»;
 - удовлетворять требованиям по электромагнитной совместимости по ТР ТС 020/2011.
- 3.1.24. Монтаж приборов и средств автоматизации на технологическом оборудовании и их электрические соединения должны быть выполнены с применением современных изделий и материалов (российских или импортных) соответствующих международным стандартам.
- 3.1.25. Соединение оборудования КИПиА к технологическому процессу должно быть резьбовое М20х1,5.
- 3.1.26. Чувствительный элемент приборов для измерения давления, соприкасающийся с жидкостью, способной в рабочих условиях к замерзанию или отвердеванию, либо контактирующий с агрессивной средой, должен быть защищен разделительной мембраной. В опросном листе предусмотреть сборку прибора и диафрагмы на заводе-изготовителе, предоставить протокол калибровки датчика с установленной разделительной диафрагмой.
- 3.1.27. Средства измерения давления должны иметь отсечной (запорный) вентиль и комплектоваться вентильным блоком с устройством сброса давления и возможностью подключения контрольного манометра. Все подключения выполнять резьбовым соединением М20х1,5 с соответствующими уплотнениями, стойкими к среде.
- 3.1.28. Термопреобразователи, применяемые для измерения температур оборудования, должны удовлетворять следующим требованиям:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
															23

- все элементы термопреобразователей сопротивления должны быть электрически изолированы от металла корпуса. Корпус сенсора рекомендуется в исполнении из нержавеющей стали;
 - проводники, отходящие от датчика, должны быть защищены от обрывов, как по всей длине, так и по месту соединения с датчиком. Конструкция крепежа должна обеспечивать возможность быстрой замены датчика;
 - чувствительные элементы должны быть связаны проводными линиями с распределительной коробкой, расположенной в доступном месте, к которой обеспечена возможность подвода кабеля. Не допускается сращивание проводов между чувствительным элементом и распределительной коробкой.
- 3.1.29. Термопреобразователи и термометры, применяемые для измерения температур технологических жидкостей и газов, необходимо оснащать защитными гильзами (термокарманами) из материала коррозионно-устойчивого к рабочей среде. Все подключения выполнять резьбовым соединением М20х1,5.
- 3.1.30. Глубина погружения термопреобразователей в трубопровод должна быть равной:
- 0,7 диаметра трубопровода (для трубопроводов диаметром до 400 мм.);
 - 0,3 диаметра трубопровода (для трубопроводов диаметром более 400 мм.).
- 3.1.31. Средства измерения давления должны быть укомплектованы устройством настройки нуля и диапазона измерения (если предусмотрено конструкцией).
- 3.1.32. Средства измерения давления располагать непосредственно на трубопроводах, без применения приборной стойки.
- 3.1.33. Датчики температуры и термометры должны монтироваться с использованием термостакана (термогильзы) из нержавеющей стали, присоединение М20х1,5;
- 3.1.34. Монтаж датчика давления на отборное устройство предусмотреть посредством накидной гайки М20х1,5;
- 3.1.35. В комплект поставки включить следующую, действующую на момент проведения пусконаладочных работ, документацию на средства измерений и автоматизации:
- копию действующего свидетельства об утверждении типа СИ с описанием типа, выданным Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии;
 - копию утверждённой в установленном порядке методики поверки (методики калибровки);
 - копию действующего сертификата соответствия требованиям ТР ТС 012/2011;
 - оригинал паспорта;
 - копию сертификата соответствия с Ex - приложением (для взрывозащищенного оборудования);
 - эксплуатационную документацию, содержащую все необходимые указания по монтажу, вводу в действие, эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, консервации и утилизации составленной на русском языке. В части взрывозащищенного оборудования состав эксплуатационной документации должен соответствовать перечню, указанному в п. 6 ст.4 ТР ТС 012/2011;
 - копии методик измерений, свидетельства об аттестации методик измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Методики (методы) измерений;
 - ремонтную документацию, содержащую перечень диагностических операций с требованиями к контролю параметров при плановом профилактическом ремонте и при замене отказавших или отработавших ресурс компонентов (при капитальном (среднем) ремонте) с приложением сборочных (ремонтных) чертежей в соответствии с ГОСТ 2.602-2013 ЕСКД. Ремонтные документы.

3.2. Технические требования к исполнительным механизмам (далее ИМ)

- 3.2.1. Для запорной и регулирующей арматуры применить электрические ИМ, отвечающие техническим требованиям, установленным в ГОСТ 7192-89 (СТ СЭВ 5983-87) «Механизмы исполнительные электрические постоянной скорости ГСП. Общие технические условия».

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инд. № подл.	

						10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- 3.2.2. ИМ для регулирующей арматуры выбрать таким образом, чтобы их механическая реализация обеспечивала быстрое и качественное регулирование при использовании ПИД - регулирования.
- 3.2.3. Все ИМ должны комплектоваться ручным дублёром и блоками местного управления и сигнализации.
- 3.2.4. Блоки местного управления ИМ запорной и регулирующей арматуры должны обеспечивать выполнение следующих команд:
- открыть;
 - закрыть;
 - стоп;
 - переключение режима управления «местный/дистанционный».
- 3.2.5. ИМ запорной и регулирующей арматуры должны обеспечивать передачу в АСУ ТП следующих сигналов:
- открыто;
 - закрыто;
 - режим управления «местный/дистанционный»;
 - сработала муфта.
- 3.2.6. Для передачи управляющих и контрольных сигналов ИМ в систему АСУ ТП должны использоваться физические каналы связи (аналоговые или дискретные) в качестве основного способа, и интерфейсные каналы (RS-485) - в качестве резервного способа передачи данных. Способ передачи сигналов от ИМ в АСУ ТП в обязательном порядке согласовываются с Заказчиком на этапе разработки как проектной, так и рабочей документации.
- 3.2.7. Пуско-коммутирующая аппаратура должна располагаться внутри ИМ.
- 3.2.8. ИМ регулирующей арматуры должны управляться по аналоговому сигналу 4-20 мА постоянного тока 24 В и иметь обратную связь по текущему положению.
- 3.2.9. Уровень взрывозащиты исполнительных механизмов, устанавливаемых во взрывоопасных зонах (определяется проектировщиком), должен соответствовать:
- классу зоны по ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»;
 - категории и группе взрывоопасной смеси по ПУЭ (6-е, 7-е издание).
- 3.2.10. Исполнительные механизмы, размещаемые на технологических аппаратах и трубопроводах, находящихся на открытом воздухе, должны быть климатического исполнения УХЛ1 по 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» (абсолютно минимальная температура воздуха минус 45 °С).
- 3.2.11. При подготовке опросных листов на ИМ применить утвержденные «Типовые альбомы оборудования по категориям «Запорная трубопроводная арматура и запорная арматура устьевого оборудования» для поставки в нефтегазодобывающие общества ПАО «ЛУКОЙЛ».

3.3. Технические требования к применяемой кабельной продукции

- 3.3.1. Применяемая кабельная продукция должна соответствовать требованиям:
- 3.3.2. ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»;
- 3.3.3. ПУЭ (6-е, 7-е издание);
- 3.3.4. инструкциям по монтажу и подключению применяемого оборудования КИПиА и АСУ ТП.
- 3.3.5. Информационные, измерительные каналы от первичных датчиков до шкафа управления, включая промежуточные соединения, выполнить экранированным кабелем в лотках, трубах, на участке присоединения к оборудованию применить металлорукав (длиной не более 1м)

6

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ		Лист
											25

с ПВХ оболочкой. В обоснованных случаях применить бронированный кабель и согласовать это решение с Заказчиком. Применить фитинги типа РКн/в для обеспечения исключения применения термоусаживаемой трубки (исключение огневых работ на площадках).

- 3.3.6. Диаметр кабеля, металлорукава и РК должен соответствовать кабельным вводам оборудования КИПиА, соединительных коробок, щитов и пультов СТМ и обеспечивать предъявляемые к ним требования по взрывозащите и степени защиты IP.
- 3.3.7. В опросных листах на оборудование КИП, коробки, посты управления и кнопочные посты предусмотреть кабельные вводы с креплением для металлорукава, обеспечивающем герметичность без применения термоусадочной трубки. Также предусмотреть переходные муфты с креплением металлорукава в точках соединения с трубами и лотками.
- 3.3.8. Для прокладки кабельных линий сквозь стены и пол использовать системы герметизации типа «Roxtec» или аналогичные.
- 3.3.9. В магистральных кабелях предусмотреть 20% резерв свободных жил.
- 3.3.10. Прокладка и канализация кабельных линий должна соответствовать требованиям:
- 3.3.11. ПУЭ (6-е, 7-е издание);
- 3.3.12. СП 76.13330.2016 Актуализированная редакция «Электротехнические устройства», и обеспечивать надёжную защиту кабельной продукции от внешних механических воздействий.
- 3.3.13. Применяемые кабельные конструкции должны быть коррозионностойкого исполнения к веществам, обращающимся на объекте. Трассы прокладки кабельных линий к первичным датчикам КИП, монтируемых на технологических емкостях и резервуарах согласовать с Заказчиком.
- 3.3.14. Маркировку кабельных линий выполнить согласно СП 76.13330.2016.
- 3.3.15. Контрольные, силовые и волоконно-оптические кабельные линии прокладывать отдельно друг от друга.
- 3.3.16. Заземляющие проводники должны быть в жёлто-зелёной изоляции согласно ПУЭ (6-е, 7-е издание).
- 3.3.17. Кабельные линии, прокладываемые внутри насосных станций перекачки воды (пластовой и пресной) выполнить с применением кабельной продукции с водоблокирующей лентой.

3.4. Технические требования к соединительным коробкам (далее СК)

- 3.4.1. Уровень взрывозащиты СК, устанавливаемых во взрывоопасных зонах (определяется проектировщиком), должен соответствовать:
 - классу зоны по ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»;
 - категории и группе взрывоопасной смеси по ПУЭ (6-е, 7-е издание).
- 3.4.2. Кабельные линии 220 VAC и 24 VDC расключить в отдельных СК.
- 3.4.3. Все СК устанавливать внутри помещений.
- 3.4.4. Степень защиты оболочки СК, размещаемых в машинном зале, должна быть не ниже IP65, а для СК, размещаемых в помещении, в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».
- 3.4.5. Применяемые СК должны быть коррозионностойкого исполнения к веществам, обращающимся на объекте.
- 3.4.6. Диаметр кабельных вводов должен соответствовать диаметру подводящих кабелей и металлорукава и обеспечивать предъявляемые требования по взрывозащите и степени защиты IP.
- 3.4.7. Неиспользуемые кабельные вводы должны быть заглушены.
- 3.4.8. Клеммные соединения внутри СК должны выполняться на DIN-рейке и обеспечивать надёжное крепление проводников, устойчивое к вибрациям (пружинные клеммы).
- 3.4.9. Все СК должны быть заземлены (иметь винт заземления).
- 3.4.10. Осуществить ввод кабеля в коробку сбоку или снизу.

3.5. Технические требования к шкафам контроля и управления (далее ШКУ)

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.							Лист
									26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ			

- 3.5.1. Все ШКУ должны располагаться вне взрывоопасных зон.
- 3.5.2. Все ШКУ должны располагаться в отдельном от силового и динамического оборудования помещении, обеспечивающем микроклимат, необходимый для нормального функционирования комплекса технических средств АСУ ТП и соответствовать СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 приложение В «Рекомендации и требования к условиям размещения комплекса технических средств АСУ ТП».
- 3.5.3. На улице использовать обогреваемые шкафы с защитой от влияния внешних факторов (антивандальное исполнение), монтаж шкафа предусмотреть на площадке КТП.
- 3.5.4. Во всех ШКУ необходимо предусматривать не менее 15% свободного пространства, пригодного для размещения дополнительного оборудования. С учетом возможности такого расширения необходимо также предусматривать не менее 20% свободного пространства для прокладки дополнительных кабелей, установки дополнительных разъемов, распределительных коробок и других монтажных изделий.
- 3.5.5. Предусмотреть в шкафу место под установку коммутатора (оборудование сети связи). Модель и размеры уточнить в разделе сети связи.

4. Технические условия на проектирование АСУ ТП.

- 4.1. При проектировании системы АСУ ТП необходимо предусмотреть следующие уровни автоматизации:
- Нижний уровень – средства измерений (первичные преобразователи), исполнительные механизмы, вторичные приборы;
 - Средний уровень – контроллерное оборудование АСУ ТП;
 - Верхний уровень – уровень диспетчера (АРМ оператора).
- 4.2. Система не должна самопроизвольно включать или отключать (закрывать или открывать) исполнительные устройства при любых неисправностях системы управления, а также при отключении и включении электрического питания, сбоях, переходе на резервное питание.
- 4.3. В Системе должны быть предусмотрены программные и аппаратные средства защиты от неквалифицированных действий персонала при взаимодействии с Системой, способных привести к нарушениям технологического режима.
- 4.4. Рабочие программы операторских станций не должны содержать алгоритмов автоматического регулирования, логического управления оборудованием, функций защит и блокировок. Все функции автоматического регулирования, логического управления, блокировок, защиты должны быть реализованы исключительно в локальных системах управления (контроллер).
- 4.5. Среднее время между отказами АСУ ТП (в целом), вызванными выходами ее оборудования из строя, должно составлять не менее 20 000 часов.
- 4.6. Проектировщик обязуется по запросу Заказчика или надзорного органа предоставить расчеты показателей безотказности системы и другие материалы, содержащие исходные данные для таких расчетов и пояснения по методам их проведения.
- 4.7. Система должна позволять оперативно выполнять замену отказавших аппаратных модулей на исправные изделия из комплекта ЗИП. Такая замена не должна влиять на работу других систем и оборудования.
- 4.8. Назначенный срок службы АСУ ТП должен составлять не менее 10 лет.
- 4.9. Показатели надежности технических средств автоматизации должны быть приведены в эксплуатационной документации.
- 4.10. Нарботка на отказ технических средств АСУ ТП должна составлять не менее следующих значений:
- 40 000 часов – для программируемых логических контроллеров;
 - 100 000 часов – для устройств, управляющих вычислительной сетью;
 - 20 000 часов – для промышленных компьютеров;
 - 10 000 часов – для датчиков с аналоговым выходом;
 - 20 000 часов – для датчиков с логическим выходом;
 - 10 000 часов – для исполнительных механизмов.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.							Лист
			10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- 4.18. Система должна обеспечивать выполнение следующих производственно-технологических функций:
- регистрацию, накопление и хранение информации о ходе технологического процесса, состоянии Системы и действиях оператора:
 - оперативной 1 год;
 - архивной свыше года;
 - расчет и хранение технико-экономических показателей;
 - учет наработки отдельных механизмов;
 - формирование сводок. Формы сводок согласовать с Заказчиком.
- 4.19. Объём контролируемых параметров принять в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 Приложение А «Требования к объему автоматизации объектов добычи нефти и газа» пункт А.3 «Объекты подготовки и перекачки нефти и попутного газа».
- 4.20. Система контроля и управления должна выполнять следующие основные функции:
- взаимодействие с системой АСУ ТП;
 - дистанционный контроль и управление оборудованием объекта с АРМ оператора. Решения по программному обеспечению дополнительно согласовываются с Заказчиком;
 - обеспечение работы технологического оборудования установки без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
 - автоматическое поддержание технологических параметров установки в заданном режиме;
 - автоматический останов работы технологических установок при аварийной ситуации;
 - контроль и выдача системных диагностических сообщений по КИПиА;
- 4.21. Прикладное программное обеспечение всех уровней Системы должно быть открытым для дальнейшей модернизации и расширения Системы в процессе ее эксплуатации. Все виды программного обеспечения (прошивки контроллеров, пакеты программ разработки, отладки и визуализации процессов, операционных систем, и т.д.), а также различные виды ключей доступа, паролей и обеспечения блокировки ПО передаются в собственность Заказчику по окончании пусконаладочных работ с документальным оформлением приёма-передачи продуктов интеллектуальной собственности.
- 4.22. Размещение технических средств, используемых персоналом системы при выполнении автоматизированных функций, должно соответствовать требованиям эргономики.
- 4.23. Решения по формам, составу и характеристикам информации, выводимой персоналу в виде видеокадров АРМ, должны обеспечивать получение им всех необходимых сведений о текущем состоянии технологического процесса и оборудования в виде, удобном для восприятия в каждой конкретной ситуации.
- 4.24. Сигналы, отражающие появление (или приближение) аварийной или иной опасной ситуации, должны индицироваться на экране АРМ в приоритетном режиме и в активной форме, привлекающей внимание оператора на фоне любых других сигналов, поступающих к нему в текущий момент.
- 4.25. Условия работы персонала АСУ ТП должны быть комфортными и соответствовать действующим санитарным нормам. Уровни освещенности рабочих мест должны соответствовать характеру и условиям труда и предусматривать защиту от слепящего действия света и от бликов (СП 52.13330.2011).
- 4.26. Основным средством представления информации оператору должен являться цветной графический дисплей, который является для оператора основным средством ведения технологического процесса.
- 4.27. Для операторского интерфейса должны быть предусмотрены 3 уровня доступа в системе защиты от несанкционированного доступа к изменяемым параметрам системы: оператор, технолог, администратор.
- 4.28. Все управляющие функции операторского интерфейса должны сводиться лишь к операциям записи информации в память программ контроллеров исключительно по команде оператора (включить/выключить, изменить уставку и т.п.).

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							Лист
Инв. № подл.							29
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

- 4.29. Взаимодействие оператора с Системой должно обеспечиваться иерархической системой графических экранов. Должен быть создан основной экран, содержащий общую мнемосхему установки. На мнемосхеме основного экрана должны быть выделены отдельные участки техпроцесса, которые оператор мог бы произвольно выбирать, и таким образом переходить к более детальной мнемосхеме. Каждый детальный экран может иметь свои выделенные области для дальнейшей детализации.
- 4.30. Мнемосхемы должны в максимальной степени отражать структуру и реальное состояние процесса.
- 4.31. На экране трендов должно быть обеспечено отображение текущих (в реальном времени) и зарегистрированных (история процесса) параметров в виде временных графиков. Исторические тренды должны быть доступны для просмотра и печати в виде графиков и таблиц.
- 4.32. Экраны настройки регуляторов должны содержать изображение лицевой панели регулятора с доступными органами управления. В экраны должны быть встроены тренды реального времени, отражающие динамику изменения параметров контура регулирования (регулируемая величина, регулирующее воздействие, задание).
- 4.33. Экран аварийной сигнализации должен содержать перечень сообщений об отклонениях контролируемых сигналов в хронологическом порядке.
- 4.34. Для каждого сигнала должна быть предусмотрена возможность задания 4-х уставок сигнализации (HiHi, Hi, Lo, LoLo).
- 4.35. Предупредительная и аварийная сигнализация должна вызываться:
- недопустимым значением любого типа сигнала;
 - сбоем в работе Системы;
 - потери связи операторской станции с контроллером.
- 4.36. Сигнализация отклонения должна производиться:
- изменением цвета графического отображения сигнала на мнемосхеме;
 - звуковым сигналом;
 - отображением в журнале аварий с указанием времени и даты и записью в файл;
 - выводом на печать по запросу оператора;
 - голосовым сообщением (для отдельных участков техпроцесса).
- 4.37. Аварийные сигналы должны сопровождаться звуковым оповещением.
- 4.38. При сохранении, аварийные сигналы должны быть сгруппированы по участкам технологического процесса и приоритетам.
- 4.39. Период обновления измерительной информации на дисплее не должен превышать 1 сек.
- 4.40. Должны быть обеспечены вычисления и хранение итоговых (по накоплению) значений:
- за два часа;
 - посменно;
 - за сутки;
 - за месяц.
- 4.41. Система должна выполнять статистическую обработку данных и выводить ее в виде графических и текстовых отчетов.
- 4.42. Разработчик должен предоставить следующий пакет документов по Системе:
- Информационное обеспечение:
 - Перечень входных сигналов и данных;
 - Перечень выходных сигналов (документов);
 - Описание информационного обеспечения системы;
 - Чертеж формы документа (видеокадра).
 - Программное обеспечение:
 - Описание программного обеспечения;
 - Спецификация;
 - Описание программы;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ				Лист
													30

- Руководство программиста;
 - Математическое обеспечение;
 - Описание алгоритма.
 - Общесистемные решения:
 - Общее описание системы;
 - Организационное обеспечение;
 - Руководство пользователя.
 - Техническое обеспечение:
 - Схема структурная комплекса технических средств;
 - Описание комплекса технических средств;
 - Спецификация оборудования;
 - Схема электрическая соединений;
 - Схема электрическая принципиальная.
 - Эксплуатационная документация:
 - Руководство администратора;
 - Руководство оператора;
 - Руководство по эксплуатации и обслуживанию системы;
 - Регламент действий при сбое системы.
 - Метрологическое обеспечение:
 - состав и структурные схемы;
 - перечень каналов управления в составе системы;
 - состав и структурные схемы указанных каналов управления;
 - требования к метрологической совместимости технических средств, компонентов системы, включая совместимость подсистем АСУ ТП;
- и прочие документы согласно ГОСТ 34.201-89.

5. Технические условия на проектирование систем ПС и АСПТ.

- 5.1. Предусмотреть адресную автономную систему пожарной автоматики в соответствии с действующими нормами с обязательным выводом информации на центральный пульт установки.
- 5.2. В проекте предусмотреть систему аварийного оповещения и систему громкой связи.

6. Требование к проектной организации:

- 6.1. Для разработки проектно-сметной документации в части КИПиА, АСУТП привлекать специализированную организацию по согласованию с Заказчиком. При согласовании исполнителя работ Заказчику предоставить следующую информацию:
 - лицензии;
 - разрешение СРО на право осуществления деятельности, по которой предполагается привлечение данной организации для работ;
 - информацию об опыте привлекаемой организации по аналогичным работам;
 - данные о наличии материально-технических и людских ресурсов.
- 6.2. Заказчик вправе запросить дополнительную информацию по предлагаемой кандидатуре, необходимую для выполнения полного анализа и заключения о приемлемости кандидатуры на объекте Заказчика.
- 6.3. В случае отсутствия согласования исполнителя работ, представленная документация на согласование Заказчиком не будет рассматриваться.

7. Технические требования к информационной безопасности:

- 7.1. Технические требования к информационной безопасности. Информационная безопасность должна обеспечиваться такими техническими, программными и организационными мерами,

Взам. инв. №						
	Подпись и дата					
Инв. № подл.						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						Лист
						31

- которые полностью исключают возможность несанкционированного доступа к информационным или управляющим функциям системы.
- 7.2. Решения, направленные на обеспечение информационной безопасности АСУТП, должны быть достаточны для достижения соответствия таких систем требованиям ГОСТ Р 50739, а также другим нормативным и методическим документам, действующим в организациях Группы «ЛУКОЙЛ».
- 7.3. Организацией выполняющей проектно-исследовательские работы необходимо предусмотреть следующие меры по обеспечению информационной безопасности:
- промышленная сеть предприятия должна быть выполнена на отдельных технических средствах. Не допускается объединение оборудования сети КТС СУ ТМ с офисной сетью предприятия;
 - при интеграции внешней сети или оборудования в промышленную сеть должны применяться межсетевые экраны. Конкретная модель организации межсетевого взаимодействия, оборудование и ПО определяются на этапе проектирования по согласованию с Заказчиком;
 - необходимо предусмотреть конструктивные и иные меры, препятствующие физическому доступу третьих лиц к оборудованию ПТК (боксы, шкафы, АРМ, маршрутизаторы, устройства связи и т.п.).
- 7.4. Обеспечение информационной безопасности мерами, применяемыми в части программного обеспечения. Рекомендуется предусматривать следующие мероприятия:
- все применяемое в ПТК АСУТП ПО, в том числе специализированное, должно использоваться на условиях, указанных в лицензионном соглашении поставщика/разработчика данного ПО;
 - доступ персонала к операторскому интерфейсу АСУТП должен осуществляться с использованием уникального идентификатора (логина) и пароля, (или идентификации индивидуальной смарт-картой), согласно назначенному уровню доступа. Порядок доступа к операторскому интерфейсу и требования к уникальным идентификаторам указаны в приложении Б СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015.
- В рамках договора на ПИР, предусмотреть экспертизу разработанной документации по части информационной безопасности в ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии» (при необходимости).

8. Требования к документированию

Документация представляется Заказчику на бумажном носителе в трех экземпляре и в одном экземпляре на CD-диске в электронном виде.

Состав документации:

- разделы КА и АСУ в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.602-89,
- ГОСТ 21.408-2013, ГОСТ 24.104-85.

Начальник отдела АИМ



К.И. Антонов



Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2	Структурная схема комплекса технических средств АСУТП	
3	Схема автоматизации	
4	Операторная поз. 3.15 суц. План расположения оборудования (1:100)	
5	Сети контроля и автоматики. План трасс (1:500)	

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.	10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ							
	«Реконструкция шламонакопителя для обезвреживания, утилизации размещения отходов на Возейском нефтяном месторождении в районе КЦДНГ-4»							
	Изм.	Колуч	Лист	№дк	Подп.	Дата		
	Разраб.	Караваяев				25.08.22		
	Проб.	Турсанов				25.08.22		
Технологические решения. Автоматизация технологических процессов						Стадия	Лист	Листов
						П	1	5
Ведомость графической части						ООО «ПроектИнжинирингНефть»		
Н. контр.		Турсанов				25.08.22		
ГИП		Функ				25.08.22		

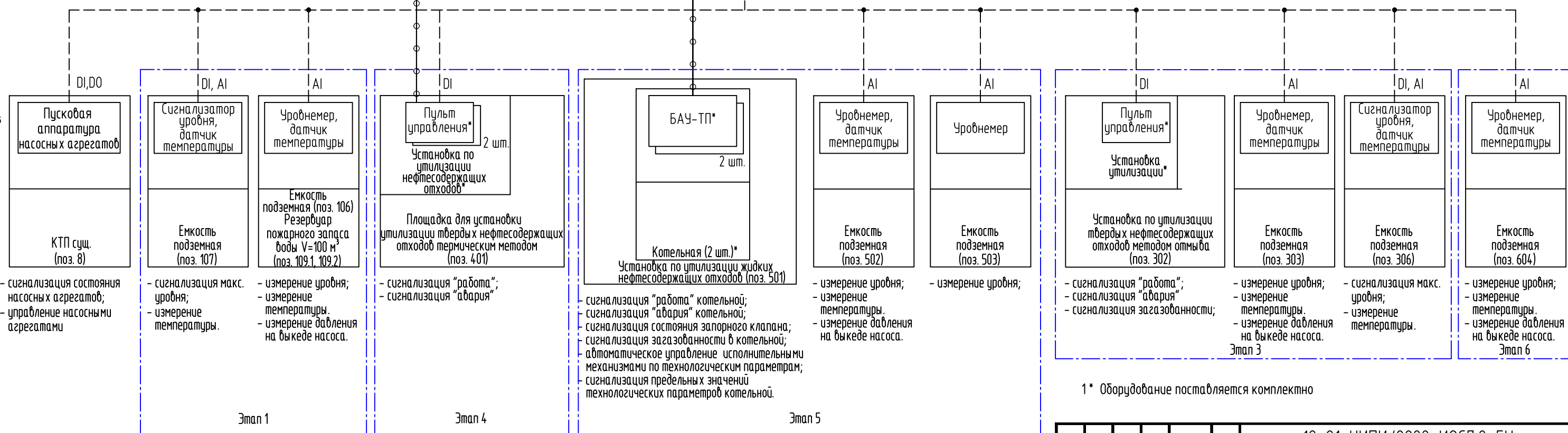
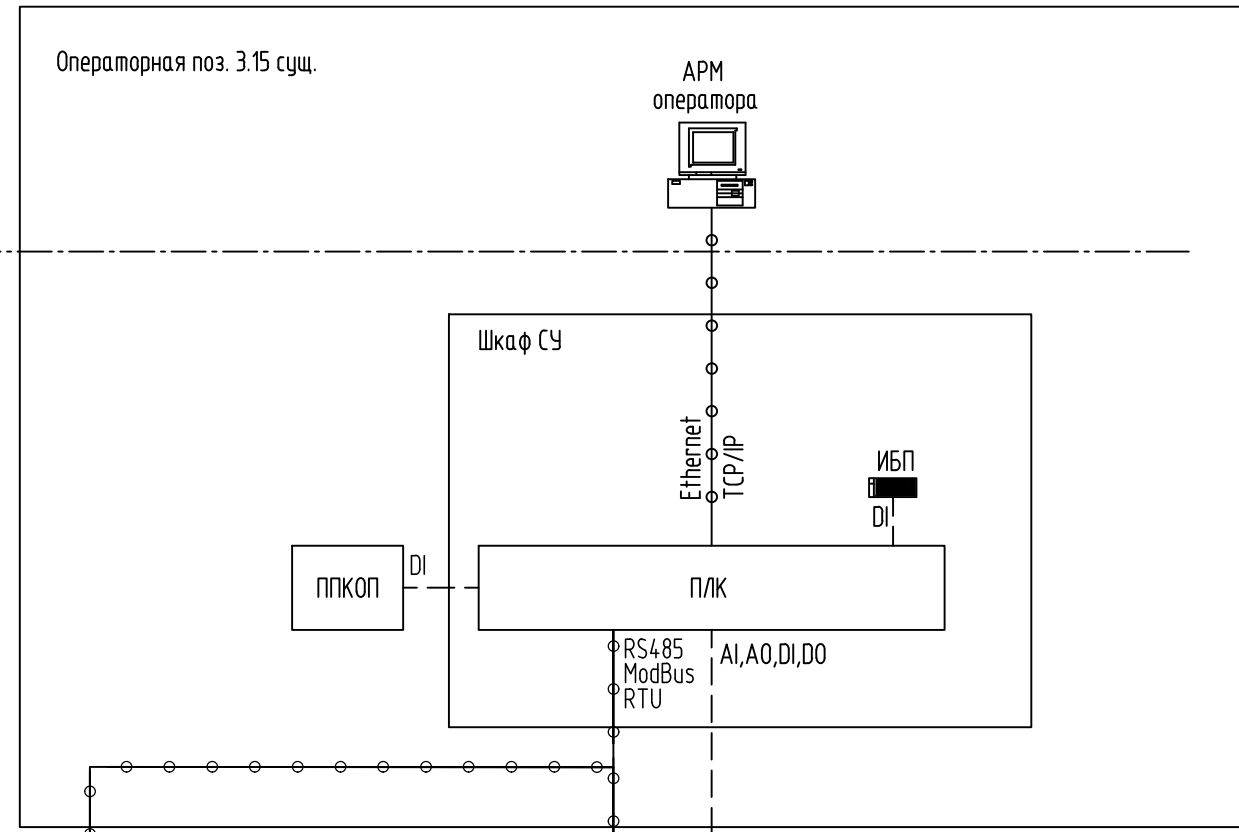
Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
АРМ	Автоматизированное рабочее место
ПЛК	Программируемый логический контроллер
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
сущ.	Существующий
AI	Аналоговый входной сигнал
AO	Аналоговый выходной сигнал
DI	Дискретный входной сигнал
DO	Дискретный выходной сигнал
	Линия внутрисистемной связи
	Линия передачи электронного или электрического аналогового, цифрового или дискретного сигнала

Второй уровень

Уровень автоматизации
Первый уровень

Нижний уровень



- сигнализация состояния насосных агрегатов;
- управление насосными агрегатами

- сигнализация макс. уровня;
- измерение температуры.

- измерение уровня;
- измерение температуры;
- измерение давления на выкде насоса.

- сигнализация "работа";
- сигнализация "авария"

- сигнализация "работа" котельной;
- сигнализация "авария" котельной;
- сигнализация состояния запорного клапана;
- сигнализация загазованности в котельной;
- автоматическое управление исполнительными механизмами по технологическим параметрам;
- сигнализация предельных значений технологических параметров котельной.

- измерение уровня;
- измерение температуры;
- измерение давления на выкде насоса.

- измерение уровня;

- сигнализация "работа";
- сигнализация "авария";
- сигнализация загазованности;

- измерение уровня;
- измерение температуры;
- измерение давления на выкде насоса.

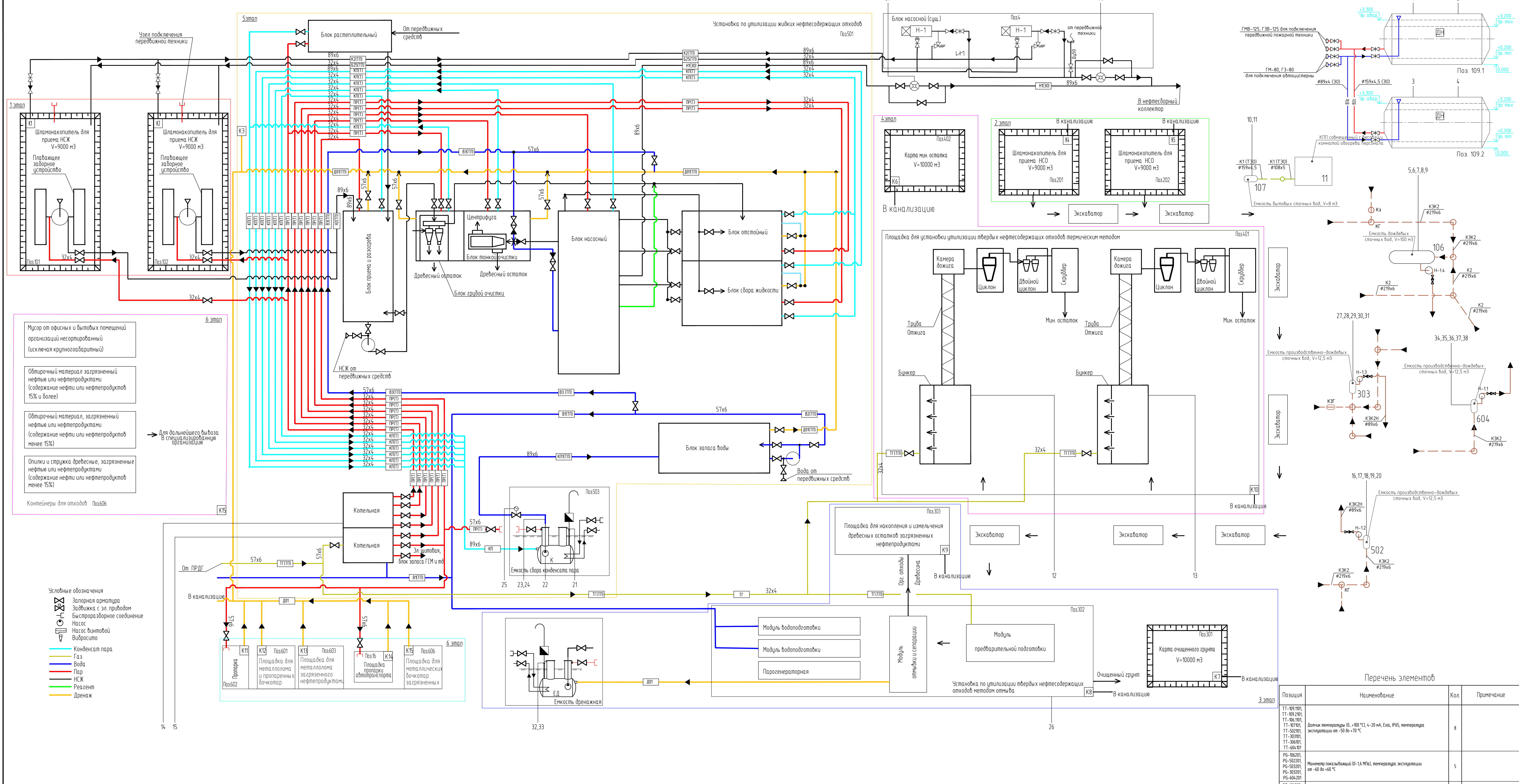
- сигнализация макс. уровня;
- измерение температуры.

- измерение уровня;
- измерение температуры;
- измерение давления на выкде насоса.

1* Оборудование поставляется комплектно

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

10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ					
"Реконструкция шламоаккумулятора для обезвреживания, утилизации и размещения отходов на Возейском нефтяном месторождении в районе КЦДНГ-4"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Карбаев				25.08.22
Проб.	Турсанов				25.08.22
Н. контр.	Турсанов				25.08.22
ГИП	Функ				25.08.22
Технологические решения. Автоматизация технологических процессов			Стадия	Лист	Листов
Структурная схема комплекса технических средств АСУТП			П	2	
ООО "ПроектИнжинирингНефть"					



Позиция	Наименование	Кол.	Примечание
Р6-106.201, Р6-502.201, Р6-503.201, Р6-303.201, Р6-604.201	Минимум показывающий (0-1.6 МПа), температура эксплуатации от -60 до +60 °С	5	
РТ-106.202, РТ-502.202, РТ-503.202, РТ-303.202, РТ-604.202	Датчик давления (0-1.6 МПа), 4-20 мА, Екв, IP65, температура эксплуатации от -55 до +80 °С	5	
Р6-993.016, Р6-993.026	Массовый расходер карманный общего типа, 4-20 мА, Екв, IP65, температура эксплуатации от -60 до +70 °С	2	
ЛА-107.011, ЛА-306.011, ЛА-306.021, ЛА-306.031, ЛА-306.041, ЛА-306.051	Синхронизатор уровня, "сухой контакт", Екв, IP65, температура эксплуатации от -50 до +70 °С	2	
ЛТ-106.011, ЛТ-109.101, ЛТ-109.201, ЛТ-502.011, ЛТ-503.011, ЛТ-303.011, ЛТ-604.011	Датчик уровня, 4-20 мА, Екв, IP65, температура эксплуатации от -55 до +70 °С	7	
NSA1	Блок управления электродвигателем	1	
NSA2	Панель оператора	5	
НН	Пост управления	5	
Р6-993.016, Р6-993.026	Вычислитель	2	

Перечень элементов

Позиция	Наименование	Кол.	Примечание
ТТ-109.101, ТТ-109.201, ТТ-109.101, ТТ-109.201, ТТ-303.01, ТТ-303.02, ТТ-303.03, ТТ-303.04, ТТ-303.05	Датчик температуры (0-100 °С), 4-20 мА, Екв, IP65, температура эксплуатации от -50 до +70 °С	8	
Р6-106.201, Р6-502.201, Р6-503.201, Р6-303.201, Р6-604.201	Минимум показывающий (0-1.6 МПа), температура эксплуатации от -60 до +60 °С	5	
РТ-106.202, РТ-502.202, РТ-503.202, РТ-303.202, РТ-604.202	Датчик давления (0-1.6 МПа), 4-20 мА, Екв, IP65, температура эксплуатации от -55 до +80 °С	5	
Р6-993.016, Р6-993.026	Массовый расходер карманный общего типа, 4-20 мА, Екв, IP65, температура эксплуатации от -60 до +70 °С	2	
ЛА-107.011, ЛА-306.011, ЛА-306.021, ЛА-306.031, ЛА-306.041, ЛА-306.051	Синхронизатор уровня, "сухой контакт", Екв, IP65, температура эксплуатации от -50 до +70 °С	2	
ЛТ-106.011, ЛТ-109.101, ЛТ-109.201, ЛТ-502.011, ЛТ-503.011, ЛТ-303.011, ЛТ-604.011	Датчик уровня, 4-20 мА, Екв, IP65, температура эксплуатации от -55 до +70 °С	7	
NSA1	Блок управления электродвигателем	1	
NSA2	Панель оператора	5	
НН	Пост управления	5	
Р6-993.016, Р6-993.026	Вычислитель	2	

1 - схема автоматизации выполнена по ГОСТ 21408-2013 разбитым способом на схеме технологической принципиальной. Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствуют ГОСТ 21208-2013.
 2* - оборудование поставляется комплектом с технологическим оборудованием.
 3** - оборудование учтено в электротехнической части.

Док.	Кодиф.	Лист	Подпись	Дата
Разраб.	Кодиф.	Лист	Подпись	5.08.22
Проб.	Кодиф.	Лист	Подпись	5.08.22

10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ

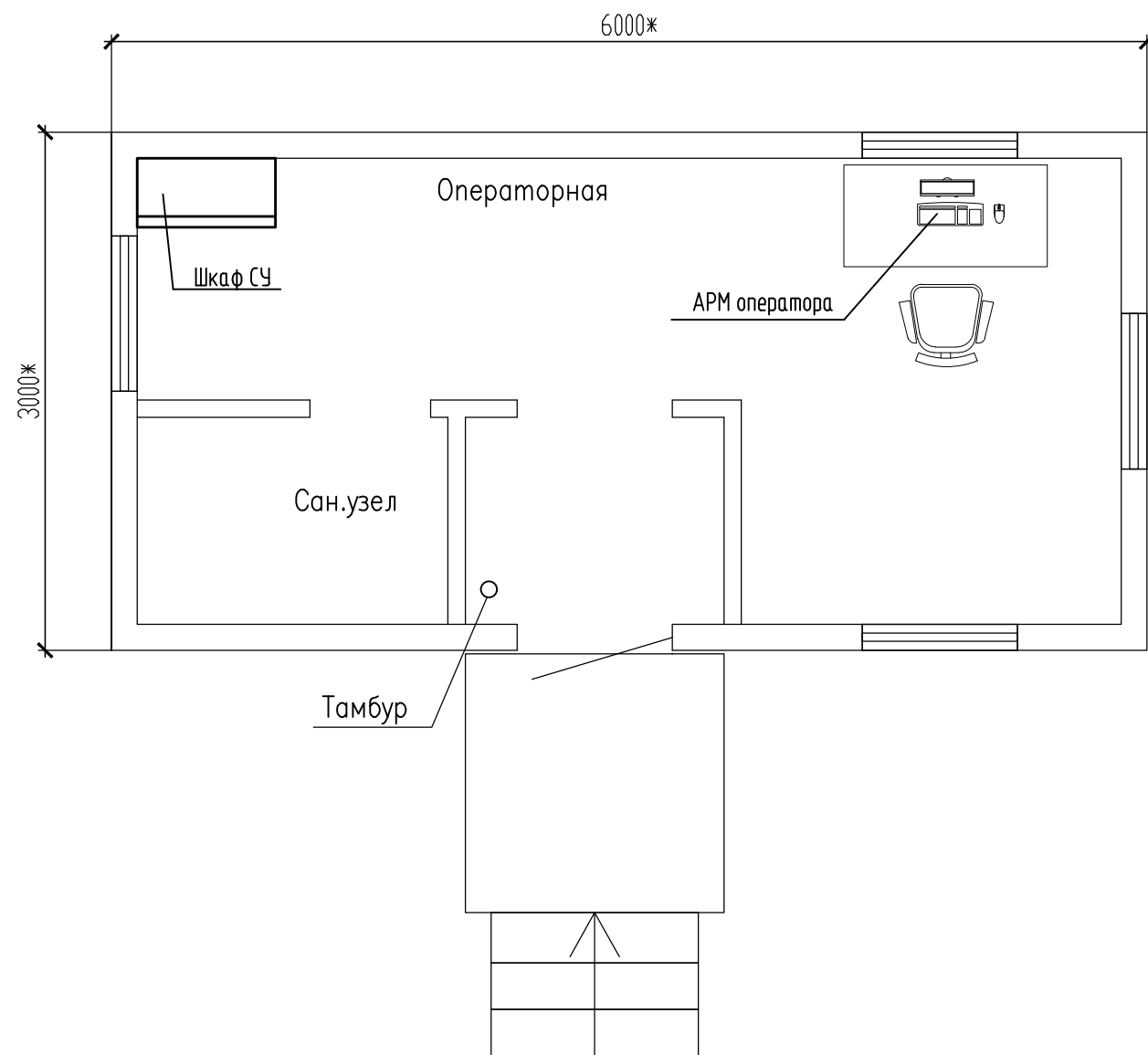
Реконструкция автоматизации для оборудования, утилизации и размещения отходов на возмещаемом нефтяном месторождении в районе КШДНГ-4*

Технологическая часть
Автоматизация технологического процесса

Лист 3 из 3

Схема автоматизации

Проект/Инжиниринг/Нефть



- 1 Размещение оборудования показано условно.
- 2 * - размеры для справок.

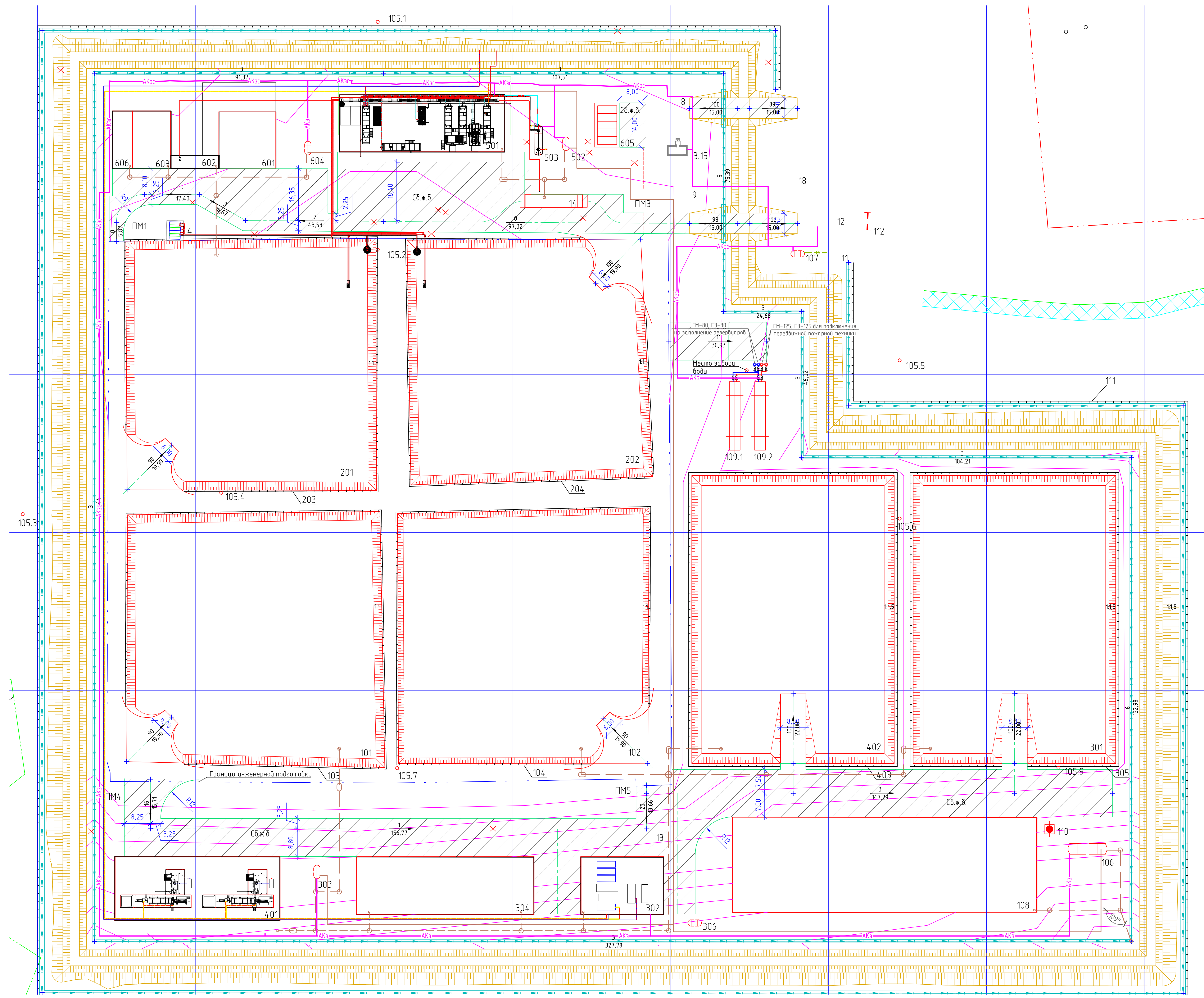
Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
АРМ	Автоматизированное рабочее место
СУ	Станция управления
	Шкаф, панель, пульт, щиток одностороннего обслуживания

						10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ			
						"Реконструкция шламонакопителя для обезвреживания, утилизации и размещения отходов на Возейском нефтяном месторождении в районе КЦДНГ-4"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Технологические решения. Автоматизация технологических процессов	Стадия	Лист	Листов
Разраб.					27.06.22		П	4	
Проб.					27.06.22				
						Операторная поз. 3.15 сущ. План расположения оборудования (1:100)	ООО "ПроектИнжинирингНефть"		
Н. контр.					27.06.22				
ГИП					27.06.22				

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Существующие сооружения (ЗУ 123/192.2-13)		
3.15	Операторная	3А, 2Б+50
4	Блок насосной	2А+50, 0Б+50
8	КТП	3А, 2Б+50
9	Блок-бокс пожиренитария	3А, 2Б+50
11	КПП совещенная с весовой и комнатой обогрева персонала	2А+50, 3Б
12	Весы мобильные	2А+50, 3Б
13	Контрольно-регулирующий пункт (вентиль)	1А, 2Б
14	Площадка парковки автотранспорта (перестроительство)	3А, 2Б
18	Площадка с навесом для стоянки спецтехники	3А, 2Б+50
ПМ1	Прожекторная мачта с молниезащитником	2А+50, 0Б+50
ПМ3	Прожекторная мачта с молниезащитником	3А, 2Б
ПМ4	Прожекторная мачта с молниезащитником	1А, 0Б+50
ПМ5	Прожекторная мачта с молниезащитником	1А, 2Б
Проектируемые сооружения		
Этап 1		
101	Шламоотстойник для приема НСО 9000м³	1А, 1Б+50
102	Шламоотстойник для приема НСО 9000м³	1А, 2Б
103	Колесоотбойное ограждение	1А, 1Б
104	Колесоотбойное ограждение	1А, 2Б
105.1	Наблюдательная скважина	3А+50, 1Б+50
105.2	Наблюдательная скважина	2А+50, 1Б+50
105.3	Наблюдательная скважина	2А, 0Б
105.4	Наблюдательная скважина	2А, 1Б
105.5	Наблюдательная скважина	2А+50, 3Б
105.6	Наблюдательная скважина	2А, 3Б
105.7	Наблюдательная скважина	1А, 1Б+50
105.8	Наблюдательная скважина	0А+50, 1Б+50
105.9	Наблюдательная скважина	1А, 3Б+50
105.10	Наблюдательная скважина	1А, 4Б
106	Емкость дождевых сточных вод, V=100м³	0А+50, 3Б+50
107	Емкость бытовых сточных вод, V=8м³	2А+50, 2Б+50
108	Площадка для снега	0А+50, 3Б+50
109.1	Резервуар противопожарного запаса воды, V=200м³	2А, 2Б+50
110	Мачта прожекторная	1А, 3Б+50
111	Ограждение	2А, 3Б+50
112	Шлагбаум	2А+50, 3Б
Этап 2		
201	Шламоотстойник для приема НСЖ 9000м³	2А, 1Б
202	Шламоотстойник для приема НСЖ 9000м³	2А, 2Б
203	Колесоотбойное ограждение	2А, 1Б
204	Колесоотбойное ограждение	2А, 2Б
Этап 3		
301	Карта для продукта методом отмыва 10000м³	1А, 3Б+50
302	Установка по утилизации твердых нефтесодержащих отходов методом отмыва	0А+50, 2Б
303	Емкость производственно-дождевых сточных вод, V=12,5м³	0А+50, 1Б
304	Площадка накопления и измельчения древесных остатков	0А+50, 2Б
305	Колесоотбойное ограждение	1А, 3Б+50
306	Емкость дренажная, V=8м³	0А+50, 2Б+50
Этап 4		
4.01	Площадка для установки утилизации твердых нефтесодержащих отходов термическим методом	0А+50, 1Б
4.02	Карта для минерального остатка 10000м³	1А, 3Б
4.03	Колесоотбойное ограждение	1А, 3Б
Этап 5		
501	Установка по утилизации жидких нефтесодержащих отходов	3А, 1Б+50
502	Емкость производственно-дождевых сточных вод, V=12,5м³	3А, 2Б
503	Резервуар конденсата пара, V=40м³	3А, 2Б
Этап 6		
601	Площадка для металлолома и пропаренных бочкозатар	3А, 1Б
602	Пропарка	3А, 1Б
603	Площадка для металлолома загрязненного нефтепродуктами	3А, 0Б+50
604	Емкость производственно-дождевых сточных вод, V=12,5м³	3А, 1Б
605	Контейнеры для отходов (5 шт)	3А, 2Б
606	Площадка для металлических бочкозатар загрязненных	3А, 0Б+50



Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Пробивки систем автоматизации на существующем оборудовании
	Пробивки систем автоматизации на существующем оборудовании

10-01-НИПИ/2022-ИОС7.2-ГЧ				
Дир.	Колос.	Лит.	Полн.	Дата
Разраб.	Кудряв.	Туркин	Туркин	25.08.22
Проб.	Туркин	Туркин	Туркин	25.08.22
"Реконструкция автоматизации для обработки, утилизации и размещения отходов на Волжском нефтяном месторождении в районе КСДНГ-4"				
Технологические решения				
Автоматизация технологических процессов				
Сети контроля и автоматизации				
План прораб (1:500)				
И. номер	Туркин	25.08.22	Туркин	25.08.22
И. номер	Туркин	25.08.22	Туркин	25.08.22
Генеральный директор ООО "НИПИ" 440100, г.Тольятти				
И. номер 000 "Трансмашиностроение"				
Формат А0				