



**ПРОЕКТ
ИНЖИНИРИНГ
НЕФТЬ**

**Общество с ограниченной
ответственностью
«ПроектИнжинирингНефть»**

Свидетельство СРО-П-011-16072009 от 24 август 2017 года

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

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОЛИГОНА ЮЖНО-ШАПКИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

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 3. Автоматизация технологических процессов

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3

Том 5.7.3

2021



**ПРОЕКТ
ИНЖИНИРИНГ
НЕФТЬ**

**Общество с ограниченной
ответственностью
«ПроектИнжинирингНефть»**

Свидетельство СРО-П-011-16072009 от 24 август 2017 года

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОЛИГОНА ЮЖНО-ШАПКИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

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 3. Автоматизация технологических процессов**

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3

Том 5.7.3

Главный инженер

Г.П. Бессолов

Главный инженер проекта

Я.В. Функ

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

2021

Обозначение	Наименование	Примечание
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-С	Содержание тома 5.7.3	1 лист
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ	Текстовая часть	27 листов
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ГЧ, лист 1	Ведомость графической части	1 лист
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ГЧ, лист 2	Структурная схема комплекса технических средств АСУТП	1 лист
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ГЧ, лист 3	Схема автоматизации	1 лист
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ГЧ, лист 4	КПП с операторной поз. 41. План расположения оборудования (1:100)	1 лист
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ГЧ, лист 5	Сети контроля и автоматики. План трасс (1:500)	1 лист
		Всего 32 листа

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-С						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Содержание тома 5.7.3
Разраб.		Караваев			10.05.22	
Н.контр.		Турсанов			10.05.22	
ГИП		Функ			10.05.22	
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-С						
		Стадия	Лист	Листов		
		П		1		
ООО «ПроектИнжинирингНефть»						

Содержание

1	Основные технические решения по автоматизации систем управления технологическим процессом	5
1.1	Описание проектных решений	6
1.2	Характеристика объекта автоматизации	7
1.3	Структура управления.....	8
1.4	Цели создания АСУТП	9
1.5	Концепция АСУТП.....	9
1.6	Периферийная часть (нижний уровень). Требования к технологическим средствам	10
1.6.1	Общие принципы проектирования периферийной части.....	10
1.6.2	Приборы для измерения температуры	12
1.6.3	Приборы для измерения давления	12
1.6.4	Приборы для измерения уровня.....	12
1.6.5	Приборы для измерения расхода	13
1.6.6	Газоанализаторы	13
1.6.7	Аналитический контроль	13
1.7	Система бесперебойного энергоснабжения	13
1.8	Основные решения по промышленной безопасности.....	13
1.9	Монтаж оборудования	14
2	Объемы автоматизации.....	16
2.1	Комплекс термического обезвреживания ТКО и твердых промышленных отходов	16
2.2	Установка по утилизации нефтесодержащих отходов	16
2.3	Емкость производственно-дождевых сточных вод, $V=12,5 \text{ м}^3$	16
2.4	Пункт редуцирования давления газа	16
2.5	Емкость дождевых сточных вод, $V=100 \text{ м}^3$, емкость хозяйственно-бытовых сточных вод, $V=8 \text{ м}^3$,	17
2.6	Резервуар пожарного запаса воды, $V=100 \text{ м}^3$	17
2.7	КТП	17
2.8	Автовесы.....	17
2.9	Сети технологические	17

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
		Караваев			10.05.22
		Турсанов			10.05.22
		Функ			10.05.22

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	27
ООО «ПроектИнжинирингНефть»		

3	Охрана труда и техника безопасности	18
4	Перечень принятых сокращений	19
	Перечень нормативно-методической литературы.....	20
	Приложение А. Технические условия на автоматизацию и метрологию	22

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

1 Основные технические решения по автоматизации систем управления технологическим процессом

Подраздел «Автоматизация технологических процессов» выполнен на основании:

- задания на проектирование по объекту «Реконструкция полигона Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения»
- технические условия на автоматизацию и метрологию (Приложение А);
- задания ГИПа и смежных отделов;
- чертежи генеральных планов обустройства.

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

- комплекс термического обезвреживания ТКО и твердых промышленных отходов (поз. 5.1);
- площадка для установки по утилизации нефтесодержащих отходов (поз. 6);
- емкость производственно-дождевых сточных вод, $V=12,5 \text{ м}^3$ (поз. 18.1...18.4);
- пункт редуцирования давления газа (поз. 20);
- емкость дождевых сточных вод, $V=100 \text{ м}^3$ (поз. 21.1, 21.2);
- резервуар пожарного запаса воды, $V=100 \text{ м}^3$ (поз. 32.1, 32.2);
- КТП (поз. 34);
- автовесы (поз. 40);
- КПП с операторной (поз. 41);
- емкость хозяйственно-бытовых сточных вод, $V=8 \text{ м}^3$ (поз. 42);
- сети технологические.

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».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ	Лист
										5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

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:

- 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 35 °С,
- 2) абсолютный минимум минус 52 °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 М20х1,5 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 до взрывоопасных 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;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

6

– 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;

– 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 КПП с операторной (поз. 41).

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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

7

1.3 Структура управления

Территориального и функционального деления АСУТП на подсистемы не предусматривается.

Управление комплексом вышеперечисленных объектов осуществляется из КПП с операторной (поз. 41).

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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

8

1.4 Цели создания АСУТП

Основными целями создания АСУТП являются:

- безаварийная работа технологического оборудования;
- минимальные затраты энергетических ресурсов;
- 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 КПП с операторной (поз. 41);
- программного обеспечения, для вышеуказанного оборудования центральной части.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

9

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 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;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

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

Предусмотрена установка датчиков в чехлах для защиты от атмосферного воздействия.

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
Датчик расхода газа	±1,5 %
Датчик расхода жидкости	±1,5 %

Таблица 2 - Единицы измерения

Наименование показателя	Единица измерения
Давление	МПа
Температура	°С
Уровень	мм
Расход	м³/ч

Измерение количества свободного нефтяного газа выполняют для СИКГ по методике измерений, разработанной, аттестованной и зарегистрированной в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, согласно действующему на территории РФ законодательству. Аттестация проводится на соответствия требованиям «Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» ГОСТ Р 8.733-2011.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p style="text-align: center;">65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ</p>						Лист
									11
									Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

Тип присоединения приборов к технологическому оборудованию определяется конструкцией прибора и технологического аппарата, на который он устанавливается. Тип присоединения – резьбовое M20x1,5 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.

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 M20x1,5.

Вид взрывозащиты – Exi.

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 M20x1,5.

Вид взрывозащиты – Exi.

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 – Exi;

Для сигнализаторов уровня вид взрывозащиты – Exd.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

12

1.6.5 Приборы для измерения расхода

В качестве приборов измерения расхода нефти используется массовый кориолиссовый расходомер фланцевого монтажа, с интегральным монтажом преобразователя.

Вид взрывозащиты – Exi.

1.6.6 Газоанализаторы

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

1.6.7 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;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

13

- 3) противоаварийную защиту;
- 4) самодиагностику и пр.

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

- 1) Предусматривается постоянный автоматический контроль наличия в воздухе рабочей зоны дозврывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов;
- 2) Все приборы, устанавливаемые на периферии, (приборы в поле) имеют вид взрывозащиты – «искробезопасная электрическая цепь» - Exi;
- 3) 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 дополнительный 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;
- для сигналов ПАЗ (загазованность, пожарная сигнализация) – кабель монтажный, с общим экраном, с оболочкой из самозатухающих полимерных материалов нг(А)- FRLS 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 водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262-75, металлорукав.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

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 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.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.				
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист
15

2 Объемы автоматизации

2.1 Комплекс термического обезвреживания ТКО и твердых промышленных отходов

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».

2.2 Установка по утилизации нефтесодержащих отходов

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.

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

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

2.4 Пункт редуцирования давления газа

- местный и дистанционный контроль давления газа на входе;
- местный контроль давления газа на выходе;
- местный контроль давления газа на фильтре;
- дистанционное измерение расхода газа на СИКГ в рабочих условиях с приведением к стандартным условиям;
- местный и дистанционный контроль температуры газа на СИКГ;
- местный и дистанционный контроль давления газа на СИКГ;
- местный и дистанционный контроль и сигнализация загазованности в пункте редуцирования давления газа.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

16

2.5 Емкость дождевых сточных вод, V=100 м³, емкость хозяйственно-бытовых сточных вод, V=8 м³,

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

2.6 Резервуар пожарного запаса воды, V=100 м³

- 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.

2.7 КТП

- сигнализация наличия напряжения на вводе в КТП;
- сигнализация наличия напряжения на секции в КТП.

2.8 Автовесы

Измерение массы автомобиля осуществляет панель оператора, поставляемая комплектно заводом-изготовителем. Панель оператора размещена в помещении КПП с операторной (поз. 41).

2.9 Сети технологические

- дистанционный контроль массового расхода нефти в нефтесборном коллекторе.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ			

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ	Лист
										18
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

4 Перечень принятых сокращений

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

БАУ – блок автоматического управления

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.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ			

Перечень нормативно-методической литературы

- 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»;
- 19 [СП 77.13330.2016](#) «Системы автоматизации»;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

20 [СП 12.13130.2009](#) Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;

21 СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 Стандарт ПАО «Лукойл» Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа;

22 [ТР ТС 004/2011](#). О безопасности низковольтного оборудования;

23 [ТР ТС 012/2011](#). О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах;

24 [ТР ТС 020/2011](#). Электромагнитная совместимость технических средств.

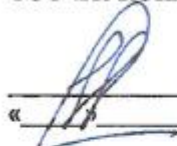
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Приложение А. Технические условия на автоматизацию и метрологию

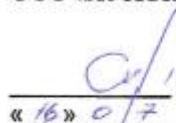
СОГЛАСОВАНО:

Начальник отдела
автоматизации и метрологии
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 С.В. Хахриков
« _____ » 2021г.

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. главного инженера
ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 С.Ф. Зубанков
« 16 » 07 / 2021г.

Технические условия на автоматизацию и метрологию

Наименование проекта: Реконструкция полигона Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения

Наименование объектов: полигон Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения

1. Общие требования к применяемому оборудованию

Все проектные решения в обязательном порядке согласовать с Заказчиком.

Проектная документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору N534-ФЗ от 15.12.2020.
- Федеральный закон "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 N 102-ФЗ.
- Федеральный закон от 26.07.2017 N 187-ФЗ "О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации".
- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ.
- СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 АСУТП «Автоматизированная система управления технологическими процессами добычи нефти и газа».
- СТО ЛУКОЙЛ 1.14-2013 «Система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в группе «ЛУКОЙЛ». Основные положения».
- СП 77.13330.2016. СВОД ПРАВИЛ. Системы автоматизации.
- Правила устройства электроустановок (7 издание).
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
- ГОСТ 34.602-89. ГОСТ 21.408-93. Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации. Автоматизации технологических процессов.
- ГОСТ 24.104-85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- СНиП 23-01-99. Строительная климатология.
- ГОСТ 15150-69. Исполнение для различных климатических районов.
- Архитектура сетевого взаимодействия между АСУ ТП и ЛВС Требования по обеспечению ИБ при подключении к АСУ ТП.

Объем автоматизации в том числе установок блочно-комплектной поставки должен соответствовать СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015.

Комплекс программно-технических средств в том числе в том числе установок блочно-комплектной поставки должен быть включен в перечень программных и технических средств ПАО «ЛУКОЙЛ» (ППТС). Применение прочих программно-технических средств, требует обоснования и положительного заключения Департамента ИТО ПАО «ЛУКОЙЛ».

1

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

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

22

Тип средств АСУ ТП и КИПиА согласовать с Заказчиком.
 В документации предусмотреть ЗИП средств КИПиА и АСУТП на 2 года эксплуатации.

2. Объекты контроля и управления и разделы проектирования

Объектами контроля и управления является технологическое оборудование, средства контроля качества и учета полигона Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения.

В объем проектирования не входит разработка разделов: математическое, информационное обеспечение (за исключением перечня входных/выходных сигналов), проектом предусмотреть разработку сметной документации (определение стоимости) по разработке данных разделов в том числе прикладного программного обеспечения для ПЛК и АРМ.

Все технические решения, средства КИПиА, кабельную продукцию согласовать с Заказчиком.

3. Требования к оборудованию автоматизации и метрологии

Заказчик оставляет за собой право изменить модификацию приборов КИП и А в процессе разработки рабочей документации.

Устанавливаемое во взрывоопасных зонах оборудование и приборы КИП и А должны быть взрывозащищенного исполнения, преимущественным видом взрывозащиты принять Ехia, в случае отсутствия технической возможности Ехd.

Степень защиты оболочки контрольно-измерительных приборов, распределительных коробок и т.д., включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые на открытом воздухе, должна быть не ниже IP65, а для оборудования, размещаемого в укрытии, не ниже IP42 в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-2015.

Проектом предусмотреть следующие типы управляющих и информационных сигналов:

- выходной сигнал аналоговых датчиков: 4-20 мА;
- выходной сигнал счетчиков расхода: частотно-импульсный;
- вторичные приборы СИ и СА (вычислители, системы учета) должны иметь возможность передачи данных по интерфейсу RS485 (протокол ModBus RTU/TCR) с индикацией мгновенного и накопительного расхода по мосту и возможности крепления на din рейку.

Предпочтительным интерфейсом подключения преобразователей расхода является интерфейс RS485 (протокол ModBus RTU/TCR).

Для средств измерений давления в обязательном порядке применить единицу измерения паскаль (Па), либо кратные и дольные ей единицы (МПа, кПа и т.д.).

Шкалы средств измерений давления должны быть подобраны так, чтобы значения измеряемого давления находились в пределах от 1/3 до 2/3 шкалы, а при импульсном изменяющемся давлении – в пределах от 1/3 до 1/2 шкалы датчика.

Средства измерений температуры необходимо выбирать таким образом, чтобы нормальное значение измеряемой величины находилось в пределах от 60 % до 75% от их диапазона измерений.

Средства измерений расхода необходимо выбирать таким образом, чтобы нормальное значение измеряемой величины находилось в пределах рабочего диапазона измерений, указанного в технической документации завода-изготовителя средства измерений.

Нормы точности измеряемых параметров должны соответствовать требованиям технологии и техники безопасности.

Измерительные каналы должны обеспечивать получение результатов измерения с нормируемой точностью и иметь единый состав метрологических характеристик (ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.).

Погрешность применяемых средств измерений согласовать с Заказчиком.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Технические СИ давления (манометры) должны иметь межповерочный интервал не менее 2 лет.

Средства КИПиА должны проектироваться с комплектом монтажных частей, отсечной арматурой.

Все применяемые средства измерений, измерительные системы должны быть сертифицированы в России и иметь действующие свидетельства утверждения типа средств измерений, аттестованные МИ и соответствовать требованиям технических регламентов.

Все внешние элементы технических средств, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства - иметь защитное заземление в соответствии с ПУЭ.

4. Технические требования к применяемым исполнительным механизмам

Электроисполнительные механизмы ЗРА должны быть преимущественно производства РФ, климатическое исполнение и степень взрывозащиты – согласно категории помещения и взрывоопасной среды. Разработку опросных листов на запорную арматуру выполнить согласно Технической инструкции по заказу трубопроводной арматуры для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ». Опросные листы согласовать с Заказчиком.

Тип управляющих сигналов для привода запорной арматуры:

- управление: дискретный (-24В);
- положение: дискретный (-24В).
- Тип управляющих сигналов для запорно-регулирующей арматуры:
- управление: аналоговый (4-20мА);
- положение: аналоговый (4-20мА).

Предусмотреть сигнализацию аварийных состояний ЗРА.

5. Технические требования к применяемой кабельной продукции и соединительным коробкам, кабеленесущим системам

Кабельная продукция, соединительные коробки должны соответствовать требованиям: Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; ГОСТ Р 53315-2009 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»; действующим ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Проектом предусмотреть применение экранированной кабельной продукции. Монтаж кабельной продукции предусмотреть в лотках или кабель-каналах. От кабель-канала до датчика предусмотреть прорезиненный металлорукав. Корпуса первичных датчиков должны быть заземлены.

Предусмотреть кабеленесущие системы Российского производителя без ухудшения качества конечной продукции, но со снижением ценовой политики по сравнению с импортными производителями.

Предусмотреть соединительные клеммные коробки, обеспечивающие требования взрывозащиты, повышенную пылевлагозащищенность, надежность соединения, удобство монтажа и укладки проводников. Монтаж клеммных коробок для подключения датчиков следует монтировать на оптимальной высоте и оптимальном расстоянии от места установки датчиков на опорах кабельной эстакады, на стойках, рамах и др. металлоконструкциях. Степень защиты соединительных коробок, включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые на открытом воздухе, должна быть не ниже IP65, а для оборудования, размещаемого в укрытии, не ниже IP42.

В местах прохода кабелей, предусмотреть унифицированные кабельные вводы с уплотнениями согласно требований ВСН 332-74 и ВНТП 01/87/04-84.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

6. Технические требования к шкафам контроля и управления, АСУТП и телемеханики

Проектом предусмотреть шкаф телемеханики на базе ПЛК с учетом 20% запаса по всем типам каналов I/O, интерфейс связи с верхним уровнем Ethernet/ModbusTCP, проектное решение предварительно согласовать с Заказчиком.

Приоритетным является применение шкафов в общепромышленном исполнении с размещением шкафа в операторной или вне взрывоопасной зоны. На улице использовать обогреваемые шкафы с защитой от влияния внешних факторов (антивандальное исполнение).

Комплекс Технических должен строиться на базе следующих компонентов:

1. средства КИПиА, в том числе датчики, исполнительные механизмы, преимущественно производства РФ;

2. программные и технические средства включенные в Перечень ППТС ПАО «ЛУКОЙЛ»; и на этапе разработки документации согласовываться с группой АиМ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Перед началом проектирования проектная организация разрабатывает и согласовывает с Заказчиком структурную схему АСУТП, границы проектирования.

Шкафы управления, в т.ч. ЛСУ, должны компоноваться в унифицированных шкафах стандартной конструкции производства РФ, шкафы управления должны быть установлены вне взрывоопасной зоны.

Система должна предусматривать передачу данных в АСУТП УПН Южно-Шапкинское месторождения и прочие внешние системы по протоколу Modbus TCP, интерфейсам OPC, OLE DB.

Источники бесперебойного питания ЛСУ блочно-поставляемых технологических установок должны обеспечить их работу в течение не менее 60 минут при аварийном отключении электроэнергии.

7. Требования к структуре Системы

Комплекс Технических должен строиться на базе следующих компонентов:

1. Средства КИПиА, в том числе датчики, исполнительные механизмы, преимущественно производства РФ;

2. Шкафы АСУТП в том числе шкафы управления блочно-комплектно поставляемых установок;

3. Промышленная сеть передачи данных;

4. АРМ оператора с функциями индикации, сигнализации, управления, архивирования (реляционная БД) значений технологических параметров.

8. Требования к программному обеспечению

Программное Обеспечение АСУТП должно обеспечить конфигурирование требуемых алгоритмов контроля, регулирования и защиты, отображения информации, сигнализации и архивирования данных.

Система управления должна иметь возможность оперативного конфигурирования Прикладного Программного Обеспечения в процессе функционирования АСУТП.

Проектом предусмотреть наиболее актуальные на момент проектирования версии системного и прикладного программного обеспечения верхнего уровня Системы.

В состав обеспечения Системы, при необходимости, должны быть включены специальные программные продукты, используемые для наладки и диагностирования технических и программных средств Системы включая каналы информационного обмена.

Прикладное программное обеспечение всех уровней Системы должно быть открытым для дальнейшей модернизации и расширения Системы в процессе ее эксплуатации и снабжено подробными комментариями с описанием используемых процедур, функций и пермиссий.

4

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

25

снабжено подробными комментариями с описанием используемых процедур, функций и переменных.

Ко всем видам 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) предусмотреть требование о передаче в собственность Заказчику по окончании пуско-наладочных работ с документальным оформлением приема-передачи продуктов интеллектуальной собственности.

Предусмотреть средства по антивирусной защите.

В комплект поставки должны входить дистрибутивы средств разработки прикладного программного обеспечения всех уровней системы.

9. Электроснабжение

Выполнить электроснабжение аппаратуры КИПиА. За источник электроснабжения принять шины НКУ через автоматические выключатели. Требования по электробезопасности выполнять в соответствии с ПУЭ. Электропроводки выполнить на площадке по существующим эстакадам. Электропроводки низковольтных измерительных и интерфейсных каналов выполнить по отдельным лоткам, удаленным от лотков с силовыми кабелями на расстояние не менее 0,4 м.

10. Требования к документированию

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

Состав документации:

- схемы функциональные автоматизации, с указанием контуров контроля, управления, регулирования;
- разделы КА и АСУ в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.602-89, ГОСТ 21.408-93, ГОСТ 24.104-85, РД 50-34.698-90;
- сметная документация, в том числе сметные расчеты на разработку ПО для ШТМ, АРМ пуско-наладочные работы.

11. Требования к проектной организации

Для разработки проектной, рабочей документации в части КИПиА привлекать специализированную организацию по согласованию с профильными руководителями подразделений Заказчика. 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.

В случае отсутствия согласования исполнителя работ, представленная документация на согласование Заказчиком не рассматривается.

Руководитель группы АИМ
ТНП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

Ведущий инженер
Отдел автоматизации и метрологии
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Вечер И.А.

Улядаров Э.Ю.

5

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

Лист

26

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изменённых	заменённых	новых	аннулированных				

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ТЧ

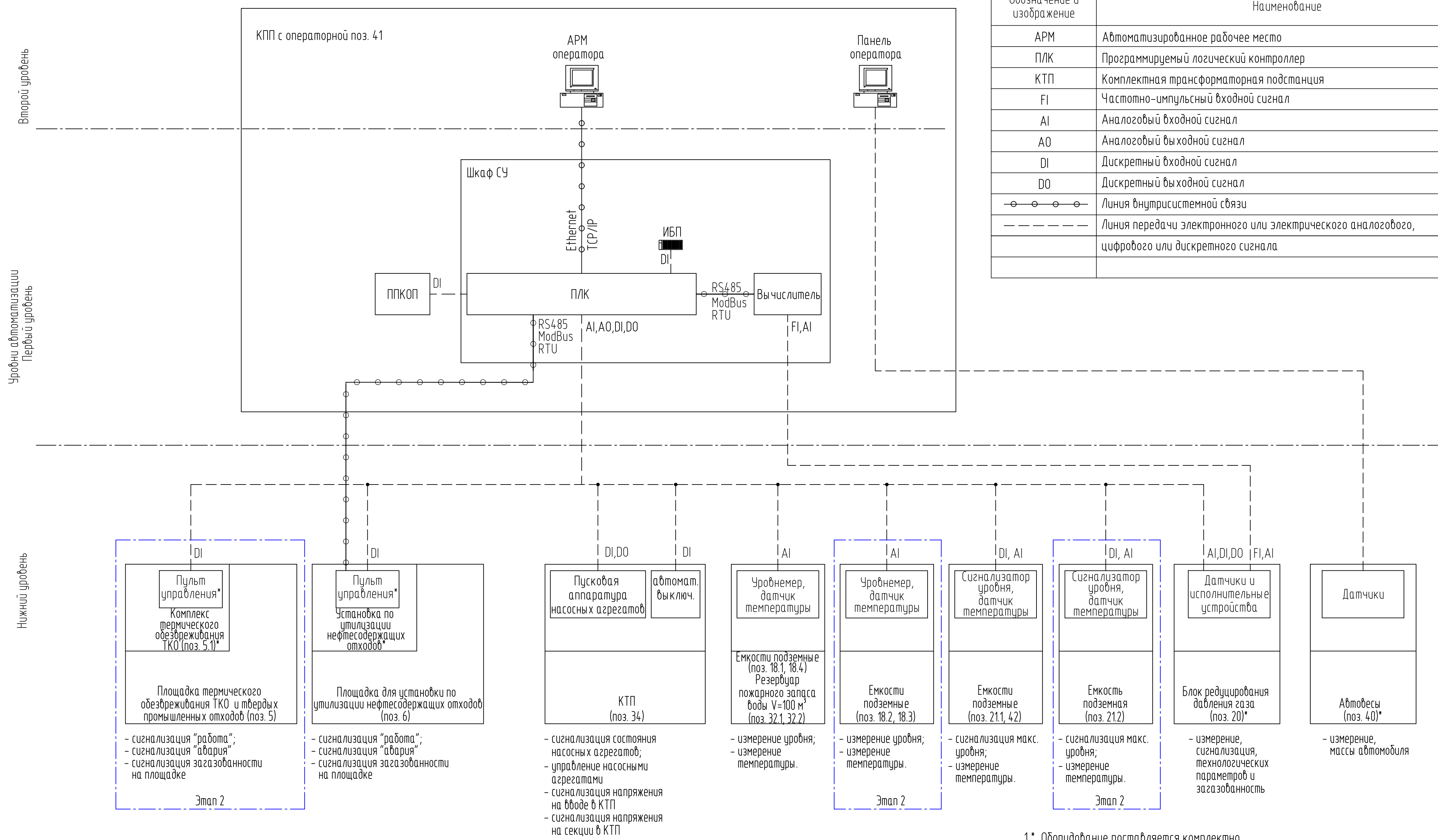
Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2	Структурная схема комплекса технических средств АСУТП	
3	Схема автоматизации	
4	КПП с операторной поз. 41. План расположения оборудования (1:100)	
5	Сети контроля и автоматики. План трасс (1:500)	

Взам. инв. №								
Подп. и дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ГЧ							
	Реконструкция полигона Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения							
Инв. № подл.	Изм.	Колуч	Лист	№дк	Подп.	Дата		
	Разраб.		Караваев			10.05.22		
	Проб.		Турсанов			10.05.22		
	Н. контр.		Турсанов			10.05.22		
	ГИП		Функ			10.05.22		
	Технологические решения. Автоматизация технологических процессов					Стадия	Лист	Листов
						П	1	5
	Ведомость графической части					ООО «ПроектИнжинирингНефть»		

Условные обозначения и изображения

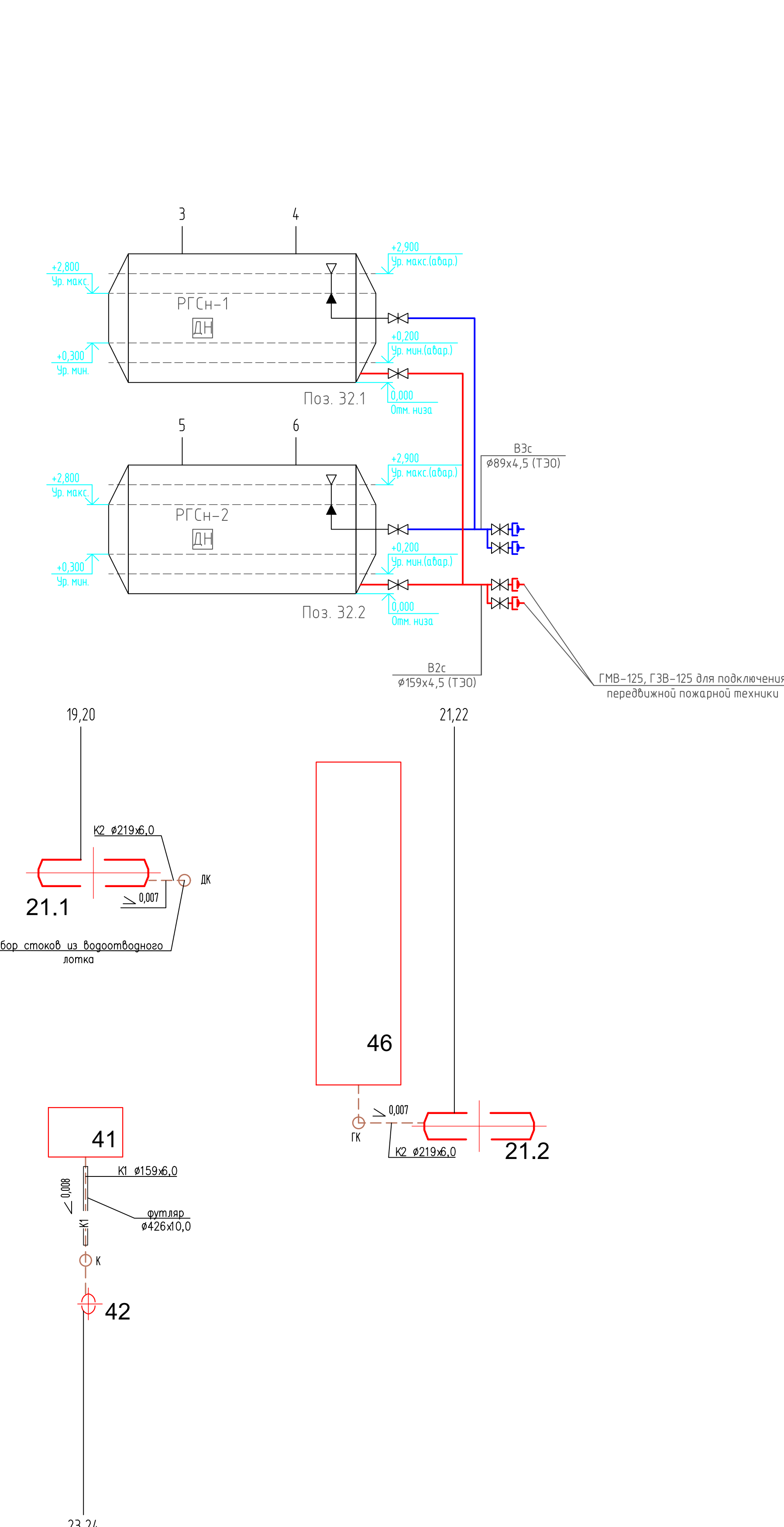
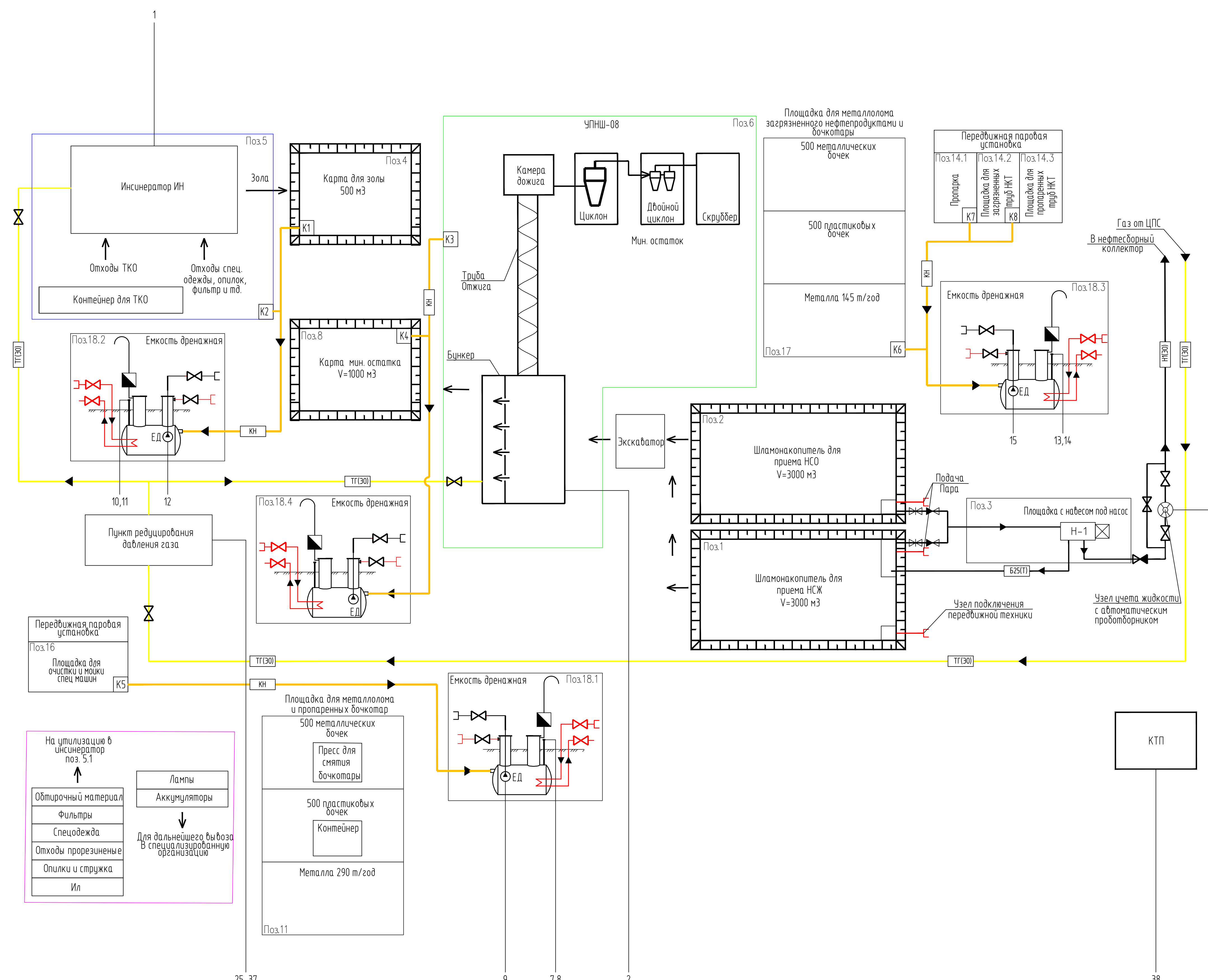
Обозначение и изображение	Наименование
АРМ	Автоматизированное рабочее место
ПЛК	Программируемый логический контроллер
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
FI	Частотно-импульсный входной сигнал
AI	Аналоговый входной сигнал
AO	Аналоговый выходной сигнал
DI	Дискретный входной сигнал
DO	Дискретный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



1* Оборудование поставляется комплектно

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

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ГЧ					
Реконструкция полигона Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Карабаев			10.05.22
Проб.		Турсанов			10.05.22
Н. контр.		Турсанов			10.05.22
ГИП		Функ			10.05.22
Технологические решения. Автоматизация технологических процессов			Стадия	Лист	Листов
Структурная схема комплекса технических средств АСУТП			П	2	
ООО "ПроектИнжинирингНефть"					



Условные обозначения

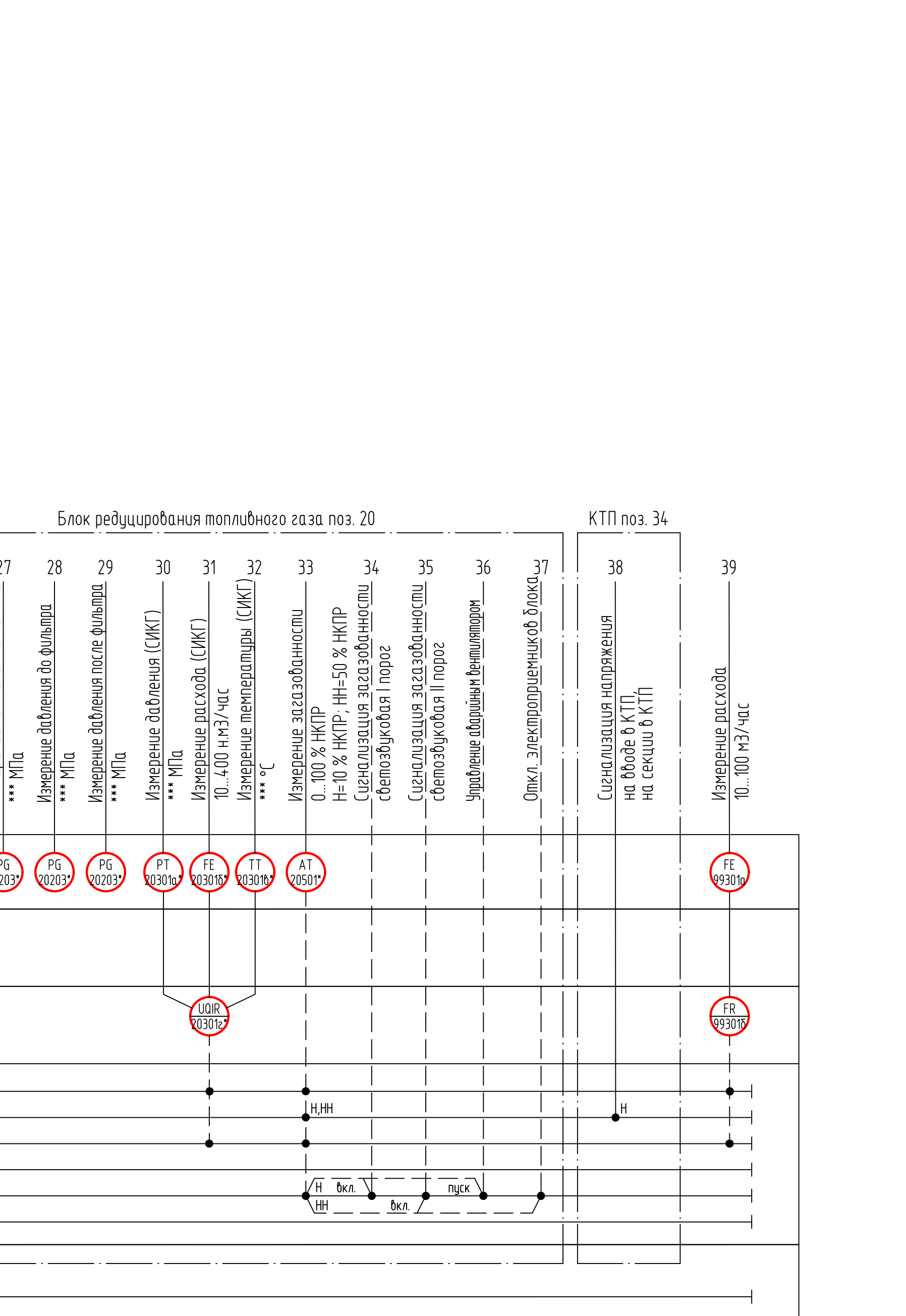
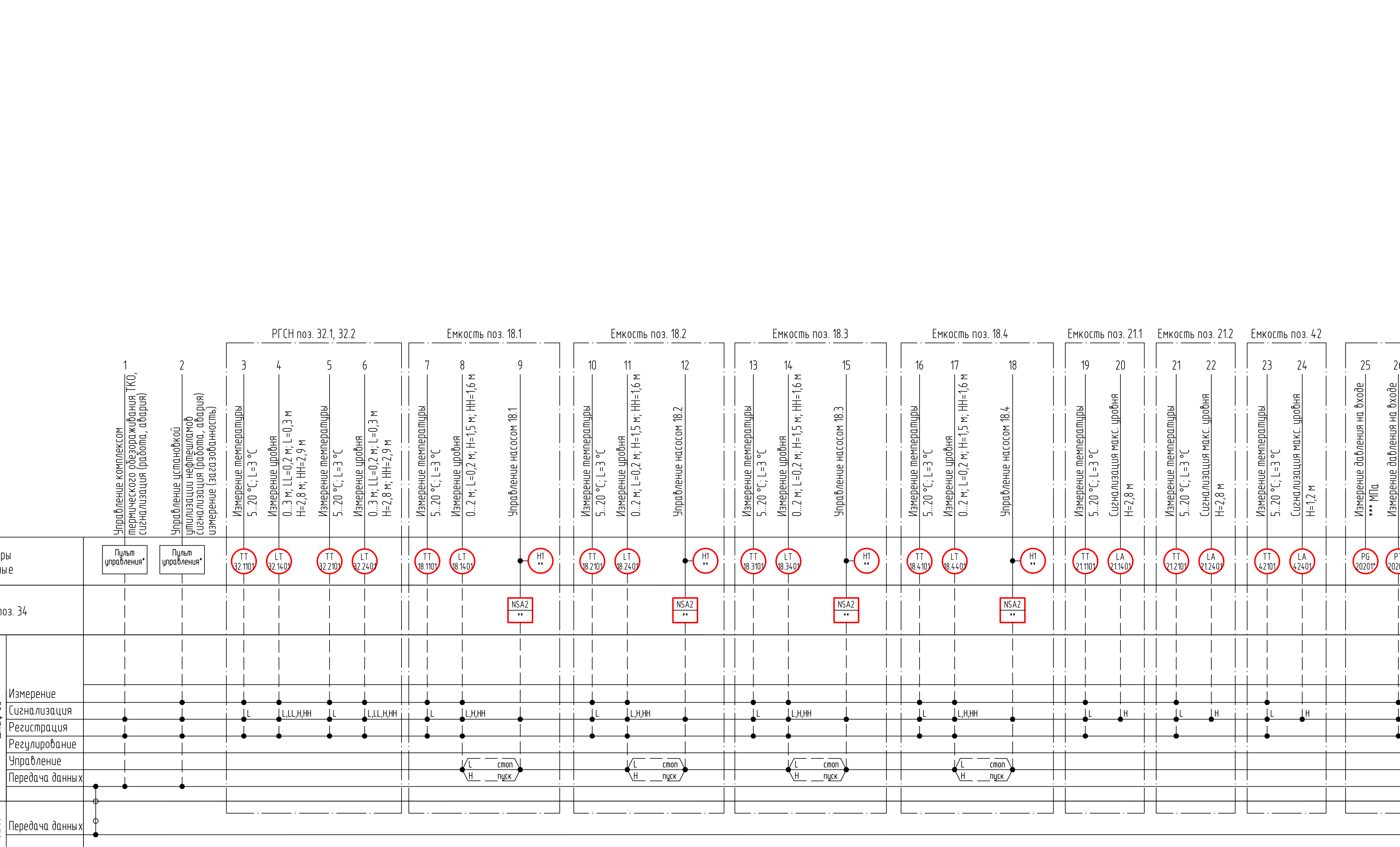
Обозначение	Наименование
⊠	Зернистая арматура
⊞	Обратный клапан
⊞	Быстроразъемное соединение
⊞	Вибратор
⊞	Вентиль
⊞	Колодец
→	Направление потока
—	Газ
—	Нефть
—	Канализационные сети
—	Пар

Экспликация трубопроводов

Обозначение	Наименование
ТГ	Полупроводящий газ
НТ	Льдильные стоки в коллектор
К1	Льдильные стоки в насос
К1	Канализационные сети
Б25	Противодивные стоки

Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
УФНВ-08	Установка утилизации нефтепродуктов в ямы	1	производительность по илтант - 1.8 м3/ч.	
Н-1	Насос горизонтальный вращательный, абразивостойкий	1	Q=9.0м3/ч, H=3.4м, Pmax=4.8МПа	
	из нержавеющей стали		Высота всасывания насоса - 3м	
	из нержавеющей стали		Удельная нагрузка - 32.0 кВт	
ИИ	Инсинератор	1	Объем камеры сгорания 2.5 м3	
			Масса загрузки 1000 кг	
ЕД	Емкость дренажная	3	Объем емкости 12.5 м3	
			Рабочее давление 0.05 МПа	
			Производительность по отходам 250кг/ч.	



1 - схема автоматизации выполнена по ГОСТ 21408-2013 развернутым способом на схеме технологической принципиальной. Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствуют ГОСТ 21408-2013.
 2 - оборудование поставляется комплектом с технологическим оборудованием.
 3 - оборудование учтено в электротехнической части.
 4 - значение параметра уточняется заводом-изготовителем технологического оборудования.

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2

Док.	Кодиф.	Лист	Полн.	Дата
Разраб.	Кодиф.	Лист	Полн.	01.05.22
Проб.	Кодиф.	Лист	Полн.	01.05.22

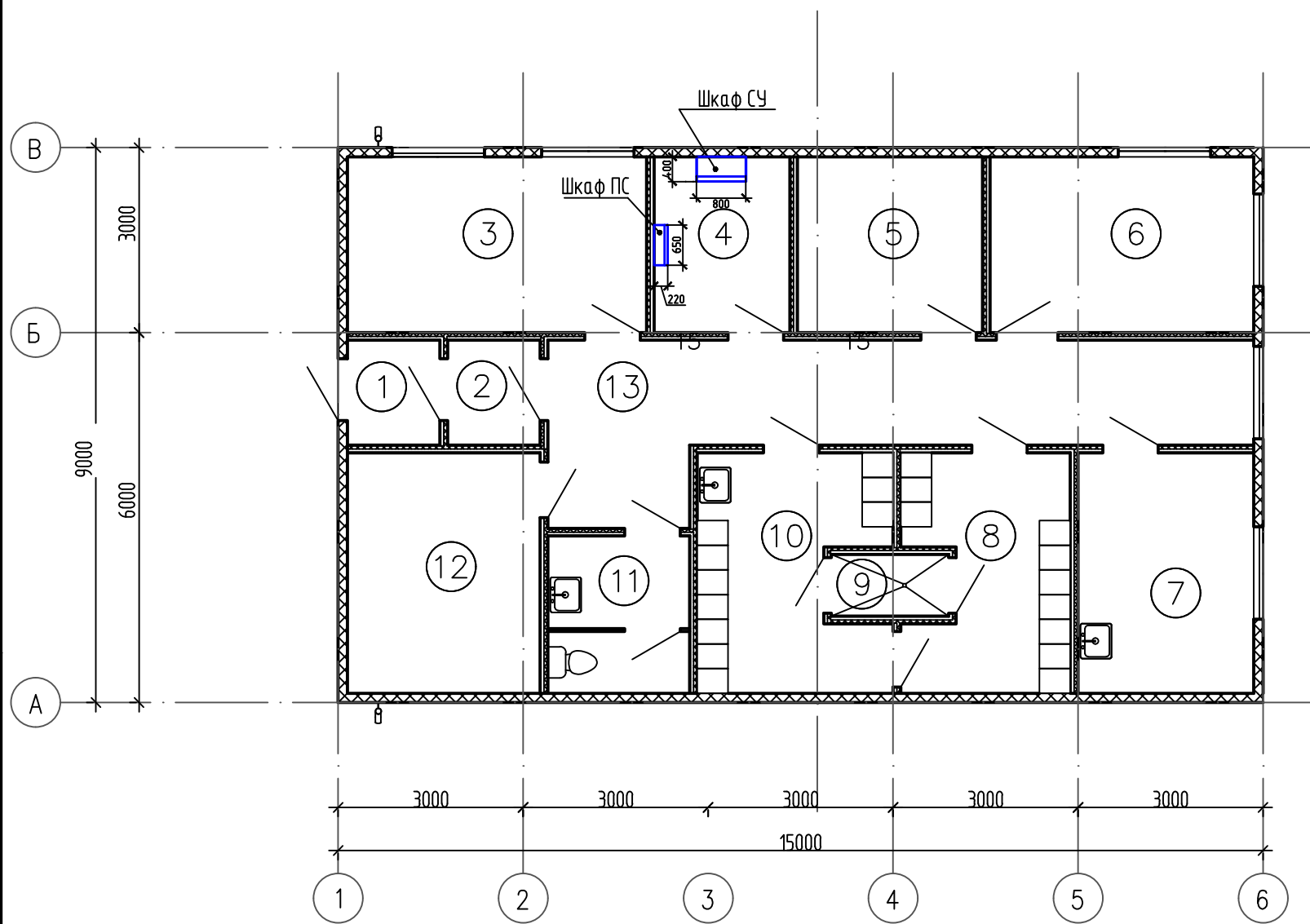
Технологическая документация
 Автоматизация технологических процессов

И.контр.	Т.контр.	И.контр.	Т.контр.
И.контр.	Т.контр.	И.контр.	Т.контр.

Схема автоматизации
 ООО "Проектировщики"

Экспликация помещений

№ помещ.	Наименование	Площадь, м ²	Кат. помещ.
1	Тамбур	2,6	-
2	Тамбур	2,6	-
3	Операторная	13,8	
4	Отсек аппаратный	6,3	ВЗ
5	Электрощитовая	8,6	ВЗ
6	Комната мастера	12,2	-
7	Комната приема пищи и отдыха	11,1	-
8	Гардеробная спецодежды на 10 чел(груп. 1б, 1б, 3б)	9,6	
9	Душевая	1,9	-
10	Гардеробная домашней одежды на 10 чел(груп. 1б, 1б, 3б)	11,0	
11	Санузел с КУИ	5,9	-
12	Насосная хозяйственно-питьевого водоснабжения	12,2	Д
13	Коридор	22,6	-



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

Условные обозначения и изображения

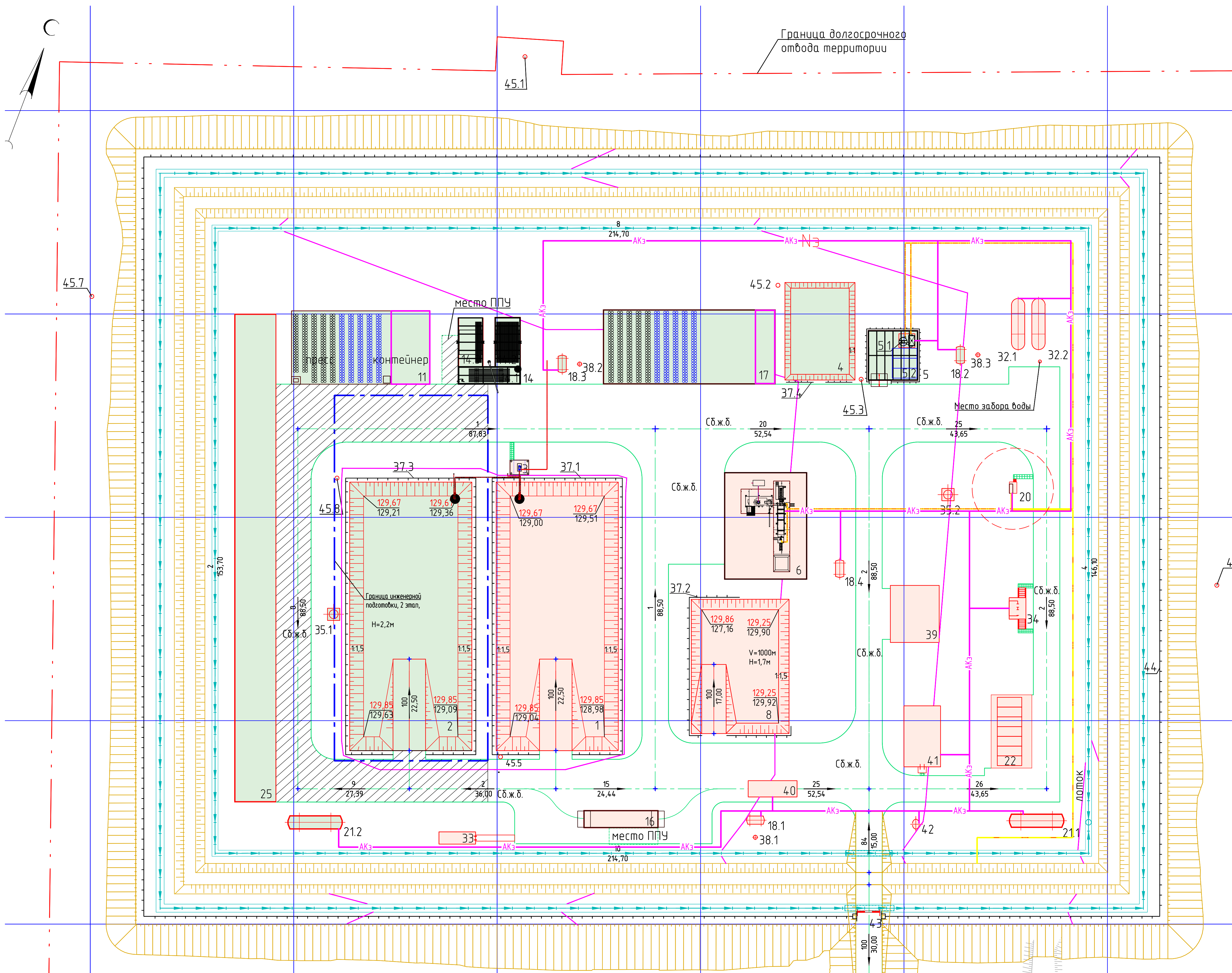
Обозначение и изображение	Наименование
АРМ	Автоматизированное рабочее место
СУ	Станция управления
ПС	Пожарная сигнализация
	Шкаф, панель, пульт, щиток одностороннего обслуживания

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.3-ГЧ					
Реконструкция полигона Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Караваев			10.05.22
Проб.		Турсанов			10.05.22
Н. контр.		Турсанов			10.05.22
ГИП		Функ			10.05.22
Технологические решения. Автоматизация технологических процессов				Стадия	Лист
КПП с операторной поз. 41. План расположения оборудования (1:100)				П	4
ООО "ПроектИнжинирингНефть"				Листов	

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Этап 1		
1	Шламоотделитель для приема НСЖ, НСО, 3000м³	0А+50;1Б+50
3	Площадка с набегом под насос для откачки нефтесодержащих вод	1А+50;1Б+50
6	Площадка для установки утилизации нефтесодержащих отходов	1А,2Б
7	Номер не использован	-
8	Карта для минерального остатка, 1000м²	1А,2Б
9,10	Номер не использован	-
16	Площадка для чистки и мойки спецмашин и контейнеров	0А+50;1Б+50
18.1	Емкость производственно-дождевых сточных вод, V=12,5м³	0А+50;2Б
18.4	Емкость производственно-дождевых сточных вод, V=12,5м³	1А,2Б
20	Пункт регулирования давления газа	1А+50;2Б+50
21.1	Емкость дождевых сточных вод, V=100м³	0А+50;2Б+50
22	Контейнеры для отходов (7 шт.)	0А+50;2Б+50
31,32	Резервуар пожарного запаса воды, V=100м³	1А+50;2Б+50
33	Блок-бокс пожаринвентаря	0А+50;1Б
34	КТП	1А,2Б+50
35.2	Мачта прожекторная (сущ.)	1А+50;2Б+50
37.1-37.2	Колесоотбойное ограждение	1А+50;1Б+50, 1А;1Б+50
38.1	Молниеотвод	0А+50;2Б
39	Открытая стойка спецтехники	1А,2Б+50
4.0	Автобусы	0А+50;2Б
4.1	КТП с операторной	0А+50;2Б+50
4.2	Емкость хозяйственно-бытовых сточных вод, V=8м³	0А+50;2Б+50
4.3	Шлабзаум	0А,2Б
4.4	Ограждение	1А,3Б
45.1	Наблюдательная скважина	2А+50;1Б+50
45.2	Наблюдательная скважина	2А,2Б
45.4	Наблюдательная скважина	1А,3Б
45.5	Наблюдательная скважина	0А+50;1Б+50
45.6	Наблюдательная скважина	0А,2Б
45.7	Наблюдательная скважина	2А,0Б+50
Этап 2		
2	Шламоотделитель для приема НСЖ, НСО, 3000м³	0А+50;1Б
4	Карта для золь, 500м²	1А+50;2Б
5	Площадка термического обезвреживания ТКО и твердых промышленных отходов	1А+50;2Б
5.1	Комплекс термического обезвреживания ТКО и твердых промышленных отходов	1А+50;2Б
5.2	Площадка ТКО	1А+50;2Б
11	Площадка для металлолома и пропаренных бочкозат	1А+50;1Б
12,13	Номер не использован	-
14	Площадка для пропарки труб НКТ, металлолома и бочкозат	1А+50;1Б+50
14.1	Пропарка	1А+50;1Б+50
14.2	Площадка для загрязненных труб НКТ	1А+50;1Б+50
14.3	Площадка для пропаренных труб НКТ	1А+50;1Б
15	Номер не использован	-
17	Площадка для металлолома загрязненного нефтепродуктами и бочкозат	1А+50;2Б
18.2	Емкость производственно-дождевых сточных вод, V=12,5м³	1А+50;2Б+50
18.3	Емкость производственно-дождевых сточных вод, V=12,5м³	1А+50;1Б+50
19	Номер не использован	-
21.2	Емкость дождевых сточных вод, V=100м³	0А+50;1Б
23,24	Номер не использован	-
25	Площадка для снега	0А+50;0Б+50
26-31	Номер не использован	-
35.1	Мачта прожекторная	1А,1Б
36	Номер не использован	-
37.3	Колесоотбойное ограждение	1А+50;1Б
37.4	Колесоотбойное ограждение	1А+50;2Б
38.2	Молниеотвод	1А+50;1Б+50
38.3	Молниеотвод	1А+50;2Б+50
45.3	Наблюдательная скважина	1А+50;2Б
45.8	Наблюдательная скважина	1А+50;1Б

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Проводки систем автоматизации на эстакаде
	Зона действия датчика контроля загазованности на открытой площадке



65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ГЧ					
Реконструкция полигона Южно-Шахтинского нефтегазоконденсатного месторождения					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Каравайев				10.05.22
Проб.	Турсанов				10.05.22
Технологические решения Автоматизация технологических процессов				Страница	Лист
Сети контроля и автоматики План трасс (1:500)				П	5
ООО "ПроектИнжинирингНефть"					
Формат А1					

Всех шиф. №
План и дата
Мас. № подл.