

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«Самарская нефтегазовая проектная компания»

**ОБУСТРОЙСТВО ВЕРХ-СЫПАНСКОГО Н.М.
КУСТ№1 И ПНН**

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 комплексная»

178П-21-ИОС7-02

Том 5.7.2

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
178П-21-ИОС7-02-С	Содержание тома	
178П-21-ИОС7-02-ТЧ	Текстовая часть	
	Графическая часть	
178П-21-АТХ	Лист 1. Схема структурная	
	Лист 2. Куст скважин №1. Схема автоматизации для 1..3 этапов	
	Лист 3. Куст скважин №1. Схема автоматизации	
	Лист 4. Пункт сбора нефти. Схема автоматизации	2 л.
	Лист 5. План расположения оборудования и проводок	

Состав проектной документации см. Раздел 1 «Пояснительная записка», ш. 178П-21-ПЗ
(Том 1).

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

178П-21-ИОС7-02-С

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.		Камалходжаев		<i>[подпись]</i>	03.22
ГИП		Соколовский		<i>[подпись]</i>	03.22

Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
П		1

ООО «СНГПК»

Содержание

1 Общие сведения.....	4
1.1 Основание для проектирования.....	4
1.2 Общие положения.....	4
1.3 Используемая при проектировании нормативно-техническая документация.....	5
1.4 Принятые сокращения.....	5
2 Цели, назначение и область использования системы.....	7
3 Куст скважин №1.....	8
3.1 Структура контроля и управления.....	8
3.2 Объекты автоматизации.....	9
3.3 Объемы автоматизации.....	9
3.4 Электропитание приборов и системы управления.....	14
4 Пункт налива нефти.....	15
4.1 Структура контроля и управления.....	15
4.2 Объекты автоматизации.....	17
4.3 Объемы автоматизации.....	18
4.4 Электропитание приборов и системы управления.....	22
5 Техническое обеспечение.....	23
5.1 Полевые приборы и исполнительные механизмы.....	23
6 Размещение и монтаж приборов, трубных и электрических проводок.....	25
7 Надежность и безопасность системы.....	28
Приложение А Технические условия.....	29
Приложение Б Сертификаты.....	33

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.		Камалходжаев			03.22
ГИП		Соколовский			03.22

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	34
ООО « СНГПК »		

1 Общие сведения

1.1 Основание для проектирования

Настоящий том проектной документации разработан на основании:

- Задания на проектирование объекта «ОБУСТРОЙСТВО ВЕРХ-СЫПАНСКОГО Н.М. КУСТ№1 И ПНН» – см. 178П-21-ПЗ, приложение А;
- Технических условий на систему автоматизации (Приложение А);
- материалов инженерных изысканий;
- чертежей генеральных и ситуационных планов;
- технологической схемы.

Основанием для проектирования является Бизнес-план ООО «УДС нефть» на 2021-2022гг.

1.2 Общие положения

Объект проектирования включает в себя 2 подобъекта:

1. Куст скважин №1;
2. Пункт налива нефти (ПНН).

В данной документации отражены основные решения по автоматизации проектируемого объекта, в том числе перечень объектов автоматизации, описание структуры управления и объемов автоматизации, краткая характеристика приборов и аппаратуры управления, решения по размещению и монтажу приборов и аппаратуры.

Проектируемая система автоматизации и телемеханизации(Система) обеспечивает выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, а также безопасность эксплуатации.

Принятые технические решения по автоматизации имеют цель:

- повышение качества ведения технологического процесса и его безопасности;
- повышение оперативности действий технологического персонала;
- сокращение потерь нефти и улучшение экологической обстановки на месторождении;
- повышение надежности работы системы автоматизации;
- повышение точности измерения и регулирования технологических параметров;
- оповещение персонала об изменении состояний технологического оборудования и аварийных ситуациях.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

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

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

2

1.3 Используемая при проектировании нормативно-техническая документация

При разработке проекта были использованы действующие нормативно-технические документы, в том числе:

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; ПУЭ (седьмое издание 2002г.). Правила устройства электроустановок.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств";
- РТМ 36.22.13-90 «Системы автоматизации. Монтажно-технологические требования к проектированию»;
- ВСН 205-84 «Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологических процессов»;
- РТМ 36.22.8-90 «Правила проектирования систем автоматизации в ТЭО и проекте»;
- ГОСТ 21.208-2013. Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- РД 50-34.698-90. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
- ГОСТ 21.408-2013. Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов.
- СП 77.13330.2016 Системы автоматизации (Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85).

1.4 Принятые сокращения

В проекте приняты следующие сокращения:

АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

3

ЛСУ	Локальные системы управления
КЗ	Контроль загазованности
ДВК	Довзрывоопасная концентрация
ПДК	Предельно допустимая концентрация
САУ	Система автоматического управления
АГЗУ	Автоматизированная групповая замерная установка
БДР	Блок дозирования реагента
ПСМ	Переключатель скважинный многоходовой
ПНН	Пункт налива нефти
МБСНУ	Модульная блочная сепарационная наливная установка

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			178П-21-ИОС7-02-ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

2 Цели, назначение и область использования системы

Проектируемая система предназначена для дистанционного автоматизированного сбора, обработки и хранения технологической информации, оперативного контроля и управления технологическими объектами Верх-Сыпанского н.м.. Принятый уровень автоматизации обеспечивает надежную, безаварийную и безопасную работу автоматизируемых объектов.

Целями создания системы являются:

- обеспечение надежной и безаварийной работы основных и вспомогательных технологических объектов;
- повышение оперативности сбора, обработки и представления достоверной и своевременной информации оперативному и диспетчерскому персоналу промысла для контроля и принятия решений.

Система предназначена для выполнения следующих функций:

- сбор и обработка информации;
- контроль и управление технологическим процессом и оборудованием;
- отображение информации;
- формирование архивной информации;
- формирование журнала событий;
- контроль доступа в систему.

Система должна обеспечивать:

- автоматический сбор и первичную обработку технологической информации;
- автоматический контроль состояния технологического процесса, предупредительную и предаварийную сигнализацию при выходе технологических показателей за установленные границы («уставки»).

• автоматическое и местное ручное управление, включающее:

- автоматизацию управления технологическими объектами;
- автоматическую защиту технологических объектов и сооружений.

• дистанционное управление, включающее:

- централизованный контроль и управление технологическим процессом;
- централизованное управление технологическими объектами;
- сброс логики отключения (квитирование) функции блокировок и защит, после устранения причин, из централизованного пункта управления.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

3 Куст скважин №1

3.1 Структура контроля и управления

Система телемеханики представляет собой программно-технический комплекс автоматизации диспетчерского контроля и управления и предназначена для дистанционного контроля и управления комплексом системы телемеханики на объекте, а также сбора, хранения, обработки и выдачи технологической информации.

Проектируемые объекты расположены на некоторой отдаленности друг от друга, то есть являются территориально распределенными, в соответствии с этим, принята распределенная архитектура построения системы ТМ.

Система состоит из трех уровней:

Нижний уровень – полевой уровень контрольно-измерительных приборов и щитовой автоматики (КИПиА).

Средний уровень – уровень контроля и управления технологическим процессом. Реализуется на базе контроллерного оборудования. Основная функция - сбор и обработка информации, поступающей с нижнего уровня.

Верхний уровень - уровень человеко-машинного интерфейса (НМИ). Представляет собой диспетчерский пункт с автоматизированными рабочими местами. Основное назначение - сбор, хранение и представление информации о текущем состоянии технологического объекта управления и автоматизированное дистанционное формирование команд управления механизмами и алгоритмами.

Сигналы с полевых приборов КИПиА, приводной арматуры поступают на контроллер шкафа телемеханики куста скважин (Шкаф ТМ), который устанавливается на площадке под СУ и ТМПН УЭЦН.

Шкаф ТМ осуществляет сбор и обработку информации, поступающей с нижнего уровня, оперативный контроль в режиме реального времени, хранение и обработку оперативной информации, создание архивной информации, интерфейс с другими информационными системами.

Шкаф ТМ предусматривается на базе контролируемых пунктов НПП «Авиатрон» с контроллером «Мега12».

Шкаф ТМ обеспечивает выполнение функций подсистемы технологических защит и обеспечивает в автоматическом режиме перевод технологического оборудования в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций, которые могут привести к выходу из строя технологического оборудования, загрязнению окружающей среды, а также угрожать здоровью и жизни людей.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Данные с контроллера Шкафа ТМ передаются с помощью Радиомодуля Mega12-PM2400 по протоколу передачи данных 6LoWPAN в шкаф ШКУ в операторной ПНН и далее на АРМ оператора, с которого осуществляется операторский контроль и управления скважинами.

Схема структурная представлена на листе 1 ГЧ данного раздела.

3.2 Объекты автоматизации

Объектами контроля и управления системы сбора куста скважин №1 являются:

- Скважина, оборудованная ЭЦН – 6 шт.;
- Автоматизированная групповая замерная установка – 1 шт.;
- Установка дозирочная электронасосная (УДЭ) – 1 шт.;
- Арматура с электроприводом – 1 шт.;
- Емкость дренажная, ЕД-1(5м3) – 1 шт.

3.3 Объемы автоматизации

Объемы контроля и автоматизации проектируемых сооружений приняты с учетом требований нормативно-технической документации для нефтегазодобывающих производств.

Схема автоматизации представлена на листах 2 и 3 ГЧ данного раздела.

Ниже приведены объемы автоматизации по основным технологическим объектам.

3.3.1 Скважина, оборудованная ЭЦН

Схемой автоматизации предусматривается:

- местное измерение давления на выкидной линии;
- дистанционное измерение давления на выкидной линии;
- сигнализация min./max. давления на выкидной линии (ЭКМ);
- телесигнализация состояния «УЭЦН включен/отключен»;
- телеуправление (отключение станции управления ЭЦН по сигналу аварии по RS 485 и по технологической защите);
- телеизмерение параметров работы СУ ЭЦН.

Скважина оборудованная высоковольтным насосным агрегатом ЭЦН, комплектуется станцией управления. Все параметры, которые возможно снять по протоколу Modbus RTU, снимаются с контроллера станций управления ЭЦН.

Перечень контролируемых параметров, передаваемых в Шкаф ТМ со станции управления ЭЦН по RS 485 Modbus RTU:

- ток в каждой фазе электродвигателя насоса;
- напряжение каждой фазе электродвигателя насоса;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Лист
7

- сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;
- состояние насоса (включен-отключен);
- коэффициент загрузки;
- турбинное вращение.

Станция управления обеспечивает:

- ручное управление частотой вращения асинхронного двигателя (АД) со встроенного пульта управления (или дистанционного пульта управления) для поддержания оптимального режима откачки;
- режим самозапуска после восстановления питания, плавный разгон АД, плавное торможение АД;
- режим автоматического поддержания значений технологических параметров (давления, температуры);
- возможность запуска насосного агрегата по задаваемой программе в ручном и толчковом режимах, а также стабилизация выходного напряжения;
- контроль за технологическими параметрами работы двигателя погружного насоса;
- отключение насоса по заводским блокировкам;
- отключение насоса при отклонении от нормы давления в выкидном трубопроводе (после штуцера), сопротивления изоляции кабеля, вибрации, при несанкционированном доступе в СУ.

Информация о технологических параметрах работы двигателя погружного насоса по интерфейсу RS-485 поступает на контроллер Шкафа ТМ и далее на диспетчерский пункт.

3.3.2 Автоматизированная групповая замерная установка АГЗУ

Установка измерительная АГЗУ предназначена для периодического определения в автоматическом и ручном режимах количества продукции (жидкости и газа), а также контроля работы нефтяных скважин.

В состав установки входит технологический блок и блок аппаратурный БА, средства жизнеобеспечения приборов и обслуживающего персонала (укрытие, обогрев, освещение, вентиляция, охранно-пожарная сигнализация, сигнализация о загазованности технологического блока 10 % и 50 % НКПР, измерение давления и защита оборудования от превышения давления сверх установленного предела).

Поставка средств контроля и управления осуществляется комплектно с технологическим оборудованием заводом изготовителем.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Станция управления АГЗУ включает в себя блок измерений и обработки информации (БИОИ) с ЖКИ-панелью и шкаф силовой (ШС).

БИОИ предназначен для сбора, обработки измерительной сигнальной информации, поступающей от преобразователей (сигнализаторов) и передачи управляющей информации на ШС и в систему телемеханики.

Установка обеспечивает для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины выполнение следующих функций:

а) поочередное измерение расхода рабочей среды;
 б) автоматическое и ручное управление процессом измерения;
 в) вычисление в соответствии с утвержденной методикой ведения измерений и отображение на дисплее станции управления:

- текущих показаний датчиков;
- пройденное время в серии измерений;
- значений масс и массовых расходов сырой нефти, нефти и воды в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям объемов и среднесуточных объемных расходов нефтяного газа;

- исходные данные для расчетов и измерений - параметры установки, параметры продукции нефтяных скважин;

г) архивирование в энергонезависимой памяти и выдачу по запросу с диспетчерского пункта:

- геологического номера скважины;
- даты и времени окончания серии измерений;
- объемного расхода сырой нефти,
- объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- плотность сырой нефти;

д) обработка и выдача по запросу с диспетчерского пункта сигнальной информации:

- превышение рабочего давления в установке за предельные значения;
- предельная загазованность в технологическом блоке;
- отказ ПСМ;
- отказ токовых датчиков;
- выход температуры газа и жидкости за пределы измерения;
- выход значения перепада давления на фильтрах за пределы;
- выход расхода жидкости за пределы заданного диапазона измерений;
- выход температуры в блоке за пределы заданного диапазона измерений;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

9

- перезапуск контроллера;
- е) обработка и выдача по запросу с диспетчерского пункта информации о текущем состоянии:

- открытие дверей в технологическом блоке и БА;
- положение ПСМ;
- текущий режим работы (ручное / автоматическое управление / переключение ПСМ);

ж) автоматизированное управление:

- системой обогрева технологического блока и БА;
- включением вентилятора при достижении объемной концентрации 10% от нижнего предела воспламенения (НКПР) и включением местной световой звуковой сигнализации;
- отключением всех токоприемников в технологическом блоке при 50% НКПР;
- отключением всех токоприемников с выдержкой времени для передачи аварийного сигнала на диспетчерский пункт при возникновении пожара;

з) контроллер должен хранить данные замеров по каждой подключенной скважине не менее трех месяцев.

ШС осуществляет силовое управление электрическими исполнительными механизмами технологического блока.

Датчики пожарной и охранной сигнализации и прибор приемно-контрольный охранно-пожарный (ППКОП) измерительной установки входят в комплект поставки блоков заводом-изготовителем. При сигнале о пожаре в технологическом блоке и блоке аппаратурном предусмотрено отключение всех электроприемников кустовой площадки и системы вентиляции блока.

Передача информации в систему телемеханики от станции управления (от БИОИ) осуществляется по интерфейсу RS-485 на контроллер Шкафа ТМ.

3.3.3 Установка дозировочная электронасосная

Установка дозировочная электронасосная предназначен для автоматизированного ввода химреагентов в нефтесборный коллектор. УДЭ комплектуется средствами контроля и автоматизации, обеспечивающими поддержание оптимального режима работы и дозированную подачу химреагента.

Технические средства автоматизации, поставляемые комплектно с блоком дозирования реагента, обеспечивают:

- 1) телесигнализацию:
 - повышение давления выше заданного значения в трубопроводе подачи реагента;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

- минимальный уровень реагента в емкости;
- дозатор НД включен;
- загазованность 10%, 50%;
- несанкционированный доступ в блок УДЭ.

2) телеизмерение:

- текущий уровень реагента в емкости;
- расход реагента.

Информация поступает на контроллер Шкафа ТМ от контроллера УДЭ по интерфейсу RS-485 и передается на диспетчерский пункт.

3.3.4 Арматура с электроприводом

Для выполнения п. 6.3.7 СП 231.1311500.2015 на общем нефтегазосборном трубопроводе от АГЗУ на площадке куста скважин установлена задвижка клиновья с электроприводом ЗЗ-1(XV-1) и предназначена для автоматического дистанционного отключения куста скважин в случае пожара, и при превышении давления в общем коллекторе АГЗУ(датчик давления входит в комплект поставки АГЗУ).

Для задвижки с электроприводом предусмотрено:

- контроль состояния электрозадвижки (сигналы – открыта, закрыта, авария, режим управления местный/дистанционный);
- управление электрозадвижкой (сигналы - открыть, закрыть, стоп).

Информация от электрозадвижки передается дискретными сигналами типа «сухой контакт» на контроллер Шкафа ТМ, далее на диспетчерский пульт.

3.3.5 Ёмкость дренажная ЕД-1, V=5 м³

Для ёмкости дренажной предусматривается телесигнализация верхнего предельного уровня.

3.3.7 Система контроля загазованности

Для контроля загазованности в технологическом блоке АГЗУ-1, в блоке УДЭ устанавливаются датчики загазованности и посты световой и звуковой сигнализации, входящие в комплект поставки блоков заводом-изготовителем. Пробоотборные устройства установлены в местах наиболее вероятных источников выделения взрывоопасных газов и паров, но не далее 3 метров от источника (по горизонтали). Посты звуковой и световой сигнализации с тестовой кнопкой для опробования звукового сигнала загазованности устанавливаются у входа вне

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

помещения. Сигналы от датчиков загазованности передаются в комплектные шкафы управления и индикации, где реализуются алгоритмы сигнализации и блокировки технологического оборудования и управления системой вентиляции. С комплектных шкафов сигналы загазованности выводятся по интерфейсу RS-485 в Шкаф ТМ.

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала осуществляется контроль за содержанием вредных веществ в воздушной среде рабочей зоны на территории площадки куста скважин, переносными газоанализаторами.

3.4 Электропитание приборов и системы управления

Электропитание приборов и средств автоматизации напряжением 220В, 50Гц осуществляется от комплексной трансформаторной подстанции, предусмотренной электротехнической частью проекта. Питание оборудования ТМ осуществляется от ИБП предусмотренного в составе шкафов ТМ.

Заземление средств контроля и управления выполнить согласно ПУЭ, документу РМ14-11-92, указаниям в технической документации на оборудование и рабочим чертежам проекта.

Все приборы подключаются к проектируемому контуру заземления, разработанному маркой ЭС.

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

						178П-21-ИОС7-02-ТЧ	Лист
							12
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

4 Пункт налива нефти

4.1 Структура контроля и управления

Структурно проектируемая система автоматизации состоит из трех уровней:

Нижний уровень – полевой уровень контрольно-измерительных приборов и щитовой автоматики (КИПиА).

Средний уровень – уровень контроля и управления технологическим процессом. Реализуется на базе контроллерного оборудования. Основная функция - сбор и обработка информации, поступающей с нижнего уровня.

Верхний уровень - уровень человеко-машинного интерфейса (НМИ). Представляет собой диспетчерский пункт с автоматизированными рабочими местами. Основное назначение - сбор, хранение и представление информации о текущем состоянии технологического объекта управления и автоматизированное дистанционное формирование команд управления механизмами и алгоритмами.

Контроль и управление проектируемыми объектами ПНН предусматривается по месту и из операторной ПНН.

Центральное оборудование среднего уровня, а именно шкафы АСУТП размещаются в здании операторной. В состав шкафов АСУТП входит контроллерное и кроссовое оборудование, вторичные приборы, система бесперебойного питания, коммуникационная аппаратура. Связь контроллеров АСУТП с АРМ предусматривается с использованием Ethernet. АРМ оператора и АРМ налива размещаются в пультовой секции расположенной в помещении комнаты оператора.

Комплектно, с локальными системами управления (ЛСУ) среднего уровня поставляется следующее технологическое оборудование:

- Блок нефтегазового сепаратора С-1;
- Блок накопительной емкости Е-1;
- Блок верхнего налива жидкости в а/ц (АСН);
- Факельная вертикальная установка (ФВУ);
- Путьевой подогреватель нефти (ПП).

Указанное оборудование сгруппировано в соответствии с поставкой в единый комплекс АСУТП МБСНУ. Комплектные ЛСУ из состава АСУТП МБСНУ соответствующего исполнения размещаются на технологических площадках и в операторной.

Для автоматизации технологического оборудования ПНН, не входящего в состав МБСНУ предусматривается шкаф дополнительного оборудования ШКУ, который интегрируется в АСУТП МБСНУ с использованием Ethernet.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Посредством контроллерного оборудования АСУТП обеспечивается автономная реализация следующих функции:

- измерение, первичное преобразование и первичная обработка технологических параметров;
- контроль состояния оборудования, исполнительных механизмов;
- обеспечение управления и защиты в соответствии с установленным алгоритмом;
- технологической защиты – для автоматического обнаружения признаков появления аварийной (предаварийной) ситуации и перевода технологического процесса и оборудования, в соответствии с установленным алгоритмом, в безопасное состояние в случае достижения критичным параметром аварийного уровня, при этом обеспечивается автоматическая сигнализация по месту и на АРМ оператора.

В состав верхнего уровня управления входят:

- Сервер с установленным программным обеспечением;
- АРМ оператора (основной, резервный);
- АРМ налива;
- Принтер(МФУ);

Сервер предназначен для оперативного и долгосрочного ввода, вывода, хранения и обработки всей имеющейся в системе информации и обеспечения взаимодействия с приложениями ЧМИ на АРМ-ах операторов.

Схема структурная представлена на листе 1 ГЧ данного раздела.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	178П-21-ИОС7-02-ТЧ

4.2 Объекты автоматизации

Объектами контроля и управления ПНН являются:

- Блок нефтегазового сепаратора С-1;
- Блок накопительной емкости Е-1;
- Блок верхнего налива жидкости в а/ц (АСН);
- Факельная вертикальная установка (ФВУ);
- Путьевой подогреватель нефти (ПП);
- Емкость дренажная, ЕД-1 (63 м3) – 1 шт.;
- Емкость дренажная, ЕД-2 (12,5 м3) – 1 шт.;
- Газосепаратор щелевой, СЦВ – 1 шт.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			178П-21-ИОС7-02-ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- сигнализация максимального уровня в автоцистерне с закрытием отсечного клапаны и остановом насоса.
- контроль заземления;
- контроль положения консоли;
- измерение отпущенной дозы;
- контроль и сигнализация загазованности.

Автоматизированный стояк налива АСН оснащен датчиками, обеспечивающими автоматическое прекращение налива при:

- при срабатывании датчика ограничения уровня в а/ц;
- при нарушении заземления;
- при отключении налива оператором с поста налива;
- не подключено заземление;
- дистанционно с АРМ, расположенного в операторной, в автоматическом режиме или оператором при аварийной ситуации в соответствии с технологическим регламентом.

Шкаф управления и питания(ЦБУ) АСН размещается на конструкции стояка налива. Управление осуществляется по месту и из операторной с АРМ.

Информационная связь ЛСУ АСН с АСУТП МБСНУ осуществляется по интерфейсу RS-485 по протоколу Modbus RTU.

4.3.4 Факельная вертикальная установка

Факельная установка комплектуется автоматической системой розжига.

Система розжига обеспечивает:

- местный контроль давления в линии топливного газа;
- измерение давления в линии топливного газа;
- автоматический и ручной розжиг пламени дежурных горелок;
- контроль наличия пламени дежурных горелок.
- контроль подачи топливного газа;
- контроля подачи электроискрового разряда.

В состав системы розжига входит шкаф управления розжигом, который осуществляет автоматическое управление подачей искры и контроль пламени дежурных горелок факельной установки, с выдачей соответствующих сигналов в АСУТП МБСНУ по интерфейсу RS-485(Modbus). Шкаф управления розжигом устанавливается за обваловкой ФВУ на единой раме с БРГ.

4.3.5 Путьевой подогреватель нефти

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Печи подогрева нефти поставляются в блочном исполнении стопроцентной заводской готовности, с локальной системой автоматики ПП.

Система обеспечивает автоматизированный (автоматический) пуск и останов печей по заданной программе и с АРМ оператора.

Системой предусматривается автоматический розжиг запальных горелок и камер сгорания, защита, блокировка и сигнализация при отклонении параметров, характеризующих режим работы печей, от заданных значений.

Шкаф системы автоматизации ПП предусматривается утепленным, со встроенным обогревом и устанавливается на открытом воздухе, на стойке у печи.

Обмен данными системы автоматики ПП с АСУТП МБСНУ осуществляется по интерфейсу RS-485 по протоколу Modbus RTU.

АСУТП МБСНУ предусматривается автоматическое отсечение печи задвижками XV-4, XV-5, XV-6 по сигналам аварии в печи, аварии на площадках ПНН, загазованности. Также, предусматривается по месту и дистанционное из операторной управление данными задвижками.

4.3.6 Емкость дренажная, ЕД-1

Схемой автоматизации предусматривается:

- измерение общего уровня;
- сигнализация максимального уровня;
- светозвуковая сигнализация максимального уровня по месту;
- измерение, сигнализация максимального и минимального давления на выкиде насоса

НП-1 датчиком давления, с отключением насоса;

- контроль давления по месту на выкиде насоса НП-1 манометром показывающим;
- контроль и сигнализация загазованности по месту и в операторной ПНН.

4.3.7 Емкость дренажная, ЕД-2

Схемой автоматизации предусматривается:

- измерение общего уровня;
- сигнализация максимального уровня;
- светозвуковая сигнализация максимального уровня по месту;
- измерение, сигнализация максимального и минимального давления на выкиде насоса

НП-2 датчиком давления, с отключением насоса НП-2;

- контроль давления по месту на выкиде насоса НП-2 манометром показывающим;

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

- измерение, сигнализация максимального и минимального давления на выкиде насоса НП-3 датчиком давления, с отключением насоса НП-3;
- контроль давления по месту на выкиде насоса НП-3 манометром показывающим;
- измерение и сигнализация максимальной температуры подшипников термопреобразователем сопротивления ТСМ (при наличии в КД), с отключением насоса.
- автоматическое и дистанционное управление задвижками XV-2, XV-3;
- контроль и сигнализация загазованности по месту и в операторной ПНН.

4.3.8 Газосепаратор щелевой, СЩВ

Схемой автоматизации предусматривается:

- сигнализация максимального уровня;
- сигнализация минимального уровня;
- измерение давления;
- контроль давления по месту;
- управление клапаном отсечным LV-1 по сигналам минимального и максимального уровня;
- контроль и сигнализация загазованности по месту и в операторной ПНН.

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

						178П-21-ИОС7-02-ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

4.4 Электропитание приборов и системы управления

Электропитание приборов и средств автоматизации напряжением 220В, 50Гц осуществляется от комплексной трансформаторной подстанции, предусмотренно электротехнической частью проекта.

В составе шкафов АСУТП предусматривается ИБП с аккумуляторными батареями, для обеспечения бесперебойного питания в течении 120 мин.

Заземление средств контроля и управления выполнить согласно ПУЭ, документу РМ14-11-92, указаниям в технической документации на оборудование и рабочим чертежам проекта.

Все приборы подключаются к проектируемому контуру заземления, разработанному маркой ЭС.

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

						178П-21-ИОС7-02-ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

Лист
20

5 Техническое обеспечение

Все примененные приборы и средства автоматизации серийно выпускаются и имеют сертификаты Госстандарта РФ. Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, выполнены во взрывозащищенном исполнении с уровнем взрывозащиты, отвечающим требованиям ПУЭ, Технического регламента таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» ТР ТС 012/2011 (Статья 3), Технического регламента таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» ТР ТС 004/2011 (Статья 3).

Проектирование выполняется с учетом политики импортозамещения.

5.1 Полевые приборы и исполнительные механизмы

Полевые средства автоматизации должны обеспечивать надежное и точное управление установкой, безопасное протекание процесса, удобное обслуживание. Все приборы КИПиА и оборудование, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, выполнены во взрывозащищенном исполнении с уровнем взрывозащиты Exd.

Степень пылевлагозащиты приборов, расположенных на наружной установке предусматривается не менее IP 65, в помещениях – не менее IP 54. Приборы и средства автоматизации, расположенные на наружной установке, будут предусмотрены для работы при температуре окружающей среды от минус 47°С до плюс 37°С. В исключительных случаях предусмотрен электрообогрев приборов КИПиА.

Все приборы, используемые в проекте, имеют сертификаты на соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора на применение, сертификаты на соответствие требованиям Технических регламентов Таможенного союза (ТР ТС), см. приложение Б.

Для местного контроля давления предусматриваются манометры технические показывающие коррозионностойкие МП4А-Кс производства ОАО "Манотомь" или аналог.

Для сигнализации давления предусматриваются манометры показывающие сигнализирующие ДМ2005Сг1Ех (ОАО «Манотомь», г. Томск) или аналог.

Для дистанционного измерения давления предусматриваются датчики давления фирмы «Метран» модели Метран 75 взрывозащищенного исполнения вида Exd или аналог.

Для местного контроля температуры предусматриваются термометры биметаллические ТБ-2.

Для дистанционного измерения температуры предусматриваются датчики температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы «Метран» модели Метран 274 взрывозащищенного исполнения или аналог.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Для сигнализации уровня используются сигнализаторы уровня ультразвуковые СУР-10 АО «Альбатрос» или аналог.

Для измерения уровня используются датчики уровня (уровнемеры) поплавковые ультразвуковые ДУУ2М АО «Альбатрос» или аналог.

Узлы учета газа применяются на базе счетчиков газа вихревых СВГ.Т ОАО ИПФ "СИБНЕФТЕАВТОМАТИКА" или аналог.

В качестве регулирующей арматуры предусматриваются клапаны ООО «Энергоресурс» с электроприводом серии NL EMICO.

В качестве отсечной арматуры предусматриваются краны шаровые ЭНЕРГОМАШКОМПЛЕКТ с электроприводом серии NA EMICO.

В качестве запорной арматуры предусматриваются задвижки клиновые ЭНЕРГОМАШКОМПЛЕКТ с электроприводом серии MS EMICO.

Соединительные коробки предусматриваются КЗВН фирмы ОАО «ВЭЛАН» или аналогичные.

Для контроля ДВК и ПДК на технологических площадках предусмотрены газоанализаторы ДГС взрывозащищенного исполнения, производства ООО «ЭРИС» или аналогичные.

Комплект ЗИП должен составлять 10% по каждой номенклатуре датчиков, но не менее одного датчика на позицию.

Конкретные типы приборов определяются Заказчиком в результате тендерного отбора.

Технические и метрологические характеристики средств измерений и оборудования отвечают требованиям действующих нормативных документов.

Блочное оборудование поставляется комплектно с необходимыми контрольно-измерительными приборами, ЛСУ.

Детальная проработка необходимого состава, количества и типов оборудования будет проведена при рабочем проектировании.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	178П-21-ИОС7-02-ТЧ

6 Размещение и монтаж приборов, трубных и электрических проводов

Средства автоматизации, монтируемые на трубопроводах и технологическом оборудовании, устанавливаются с помощью закладных деталей, рекомендуемых в нормативных документах и инструкциях на приборы заводов-изготовителей, а также с использованием штуцеров, встроенных в технологическое оборудование. Размещение полевых средств автоматизации производится с учетом обеспечения безопасности при их монтаже, наладке, эксплуатации и техническом обслуживании.

Полевые приборы, исполнительные механизмы, включая соединительные коробки, размещены таким образом, чтобы был обеспечен регламентированный доступ персоналу для обзора шкал приборов, технического обслуживания средств автоматизации с учетом высоты снежного покрова зоны строительства.

Датчики давления и показывающие манометры устанавливаются непосредственно на технологических трубопроводах или на приборных стойках в непосредственной близости к месту отбора. При установках показывающих приборов на стене или на стойках, крепящихся к полу, шкала, запорная арматура и т.д. находится на высоте от 1 до 1,5 м, а органы управления запорной арматурой в одной плоскости со шкалой прибора.

Датчики загазованности устанавливаются в местах возможных появлений газов вблизи технологического оборудования. Датчики загазованности устанавливаются на стойках на отметке плюс 0.5 - 1.000 м.

Звуковые и световые оповещатели загазованности устанавливаются у входов в защищаемые помещения (без постоянного пребывания обслуживающего персонала). На наружных технологических установках предусматриваются предупреждающая и аварийная световая и звуковая сигнализации от каждого или от группы датчиков с установкой поста сигнализации на стойках эстакады или конструкциях площадок обслуживания на отметке плюс 1.800 м- 3.000 м.

Внешние проводки цепей управления и сигнализации от проектируемых объектов прокладываются в коробах по эстакадам и/или в траншеях в земле.

В местах, доступных неквалифицированному персоналу, и в местах возможных механических повреждений, и во взрывоопасных помещениях кабели должны быть защищены.

При этом кабели измерительных цепей прокладываются отдельно от кабелей цепей управления и сигнализации.

При прокладке кабелей автоматики соблюдаются следующие правила:

- цепи сигналов управления и сигнализации напряжением 220В переменного тока и напряжением 24В постоянного тока предусматриваются в разных коробах;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

23

- аналоговые сигналы передаются с помощью экранированных кабелей отдельно от цепей сигналов управления и сигнализации;
- сигналы последовательной передачи данных (интерфейсные соединения) передаются по кабелям типа «витая пара».

Кабельная продукция соответствует требованиям ГОСТ 22483-2012 и ТУ 3581-001-64605700-2013, и обеспечивается защитой от механических повреждений (броня, металлорукав).

Типы используемых кабелей:

<p>Аутфорс КУПЭКШВнг(А)-LS (или аналог)</p>	<p>Кабели контрольные бронированные с медными проволочными жилами с изоляцией и оболочками с низким дымо и газовыделением (нг – не распространяющие горение) по ГОСТ 22483-2012 и ТУ 3581-001-64605700-2013. Класс пожарной опасности по ГОСТ 31565-2012</p>
<p>Аутфорс КУВЭКШВнг(А)-LS (или аналог)</p>	<p>Кабели бронированные, симметричные парной скрутки (2х(2х1,5)э), 5х(2х1,5)э) для промышленного интерфейса RS-485 групповой прокладки, с медными проволочными жилами с изоляцией и оболочками с низким дымо и газовыделением (нг – не распространяющие горение) по ГОСТ 22483-2012 и ТУ 3581-001-64605700-2013. Класс пожарной опасности по ГОСТ 31565-2012</p>

Все электрические проводки выполняются контрольными и силовыми кабелями с медными жилами. Электрические проводки измерительных и искробезопасных цепей выполняются бронированным кабелем.

Защиту кабелей от механических повреждений выполняется с применением защитного герметичного металлорукава в ПВХ оболочке марки МПГ.

Глубина заложения кабельных линий в траншее от планировочной отметки земли должна быть 0,7 м. При параллельной прокладке в траншее расстояние по горизонтали в свету между кабелями должно быть не менее 100 мм для контрольных и силовых кабелей до 10 кВ. При пересечении с автодорогами кабели защищать трубами и на участке пересечения, и по 2 м по обе стороны от полотна дороги.

На наружной установке применяются бронированные кабели исполнения нг (не распространяющие горение при групповой прокладке) и провода с медными жилами. Кабели, вводимые с наружной установки в помещения, применяются исполнения нг-LS (не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	178П-21-ИОС7-02-ТЧ

План трассы контрольных кабелей, приведен на лист 5 ГЧ.

Средства автоматизации заземляются в соответствии с информацией на приборы и действующими нормами при помощи заземляющих проводников ПВ1 1x6,0 к шине защитного заземления 4 Ом, предусмотриваемой в разделе «ЭС».

Монтаж, заземление должны отвечать требованиям ПУЭ, СП 77.13330.2016, ВСН 332-74, Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», РМ14-11-93.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			178П-21-ИОС7-02-ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

7 Надежность и безопасность системы

Система автоматизации является обслуживаемой, восстанавливаемой системой, предназначенной для непрерывной работы с остановками для проведения профилактических работ.

Система сохраняет свое целевое назначение в течении не менее 10 лет с момента внедрения, при выполнении условий, предусмотренных в сопроводительной документации.

Требования к надежности системы установлены согласно ГОСТ 24.701, ГОСТ 24.104, ГОСТ Р 53195.1-2008.

Система отвечает следующим требованиям к надежности:

- среднее время восстановления функций не превышает 8 ч. В это время входит, помимо обнаружения отказа и замены отказавшего сменного блока, организационное время, затрачиваемое на вызов специалиста и на получение и доставку исправного блока из комплекта ЗИП к месту расположения оборудования и его проверку;

- система обладает способностью правильно функционировать при сбоях, отказах части вычислительных средств, ошибках персонала, а также обеспечивать автоматический перезапуск при восстановлении электрического питания после его отключения без выдачи ложных сигналов и управляющих воздействий;

- система допускает восстановление отдельных ее частей без прерывания функционирования всей Системы;

- технические характеристики КТС Системы обеспечивают взаимозаменяемость одноименных технических средств без каких-либо изменений и регулировки в остальных устройствах

Для резервируемых Систем одиночные отказы в различных ее элементах не приводят к потере работоспособности в целом.

Среднее время восстановления (по любой функции) составляет не более 120 мин (без учета времени доставки ЗИП).

Средний межремонтный ресурс - 20 000 ч при коэффициенте готовности не менее 0.99 (99.99 %).

Время наработки на отказ контрольно-вычислительного оборудования – не менее 50000 ч.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Приложение А Технические условия

УТВЕРЖДАЮ
 Заместитель генерального директора -
 глав. инженер
 ООО «ДС нефть»

 А.М. Перминов
 « 14 » 07 2021г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ на систему автоматизации для выполнения проектных работ по объекту «Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куест №1 и ПНН»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Наименование разделов документации	1.1. Автоматизация комплексная.
2.	Краткая характеристика объекта	2.1. Объектом автоматизации являются добывающие скважины и технологические площадки (ТП), обеспечивающие сбор и транспортировку нефти.
3.	Общие требования	3.1. Проектная документация на систему автоматизации (СА) должна быть выполнена в соответствии с действующими Нормами и Правилами проектирования СА и с учетом характеристик и функциональных возможностей современных технических средств. 3.2. СА выполнить на базе микропроцессорных контроллеров и локальных средств автоматизации. 3.3. СА в части программного обеспечения (ПО) должна быть построена с использованием стандартных лицензионных программных средств и должна обеспечивать информационную безопасность. 3.4. Предусмотреть централизованный контроль технологического процесса. 3.5. Средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ, должны иметь сертификат об утверждении типа средства измерения и методику поверки. 3.6. Создаваемая АСУ ТП должна соответствовать ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ «Автоматизированные Системы Управления. Общие требования», с учетом требований, изложенных в настоящем ТУ, а также ПБ и другим действующим нормативным документам, касающихся АСУ ТП.
4.	Объем проектирования	4.1. Предусмотреть контроль работы технологических объектов с выводом информации на АРМ оператора, расположенного на ПНН нефтяного месторождения. Предусмотреть возможность управления технологическими объектами с диспетчерского пункта (при необходимости).
5.	Требования к функциям системы автоматизации и телемеханизации промысла	5.1. СА промысла должна: - обеспечивать передачу информации, контроль и управление за работой технологических объектов; - обеспечивать графическую, текстовую и табличную визуализацию информации, передаваемой от технологических объектов; - обеспечивать создание архива технологической информации с объектов, анализ архивных данных, решение инженерных задач, отслеживание состояния технологического оборудования и т. д. - обеспечивать возможность модернизации и расширения системы с минимальными финансовыми затратами. 5.2. Необходимость установки и количество оборудования определить на стадии разработки документации, согласовать с Заказчиком. 5.3. Перечень контролируемых параметров подлежит уточнению на стадии проектирования и согласовывается с Заказчиком. 5.4. Сформировать обезличенные опросные листы на все оборудование КИП и связи. 5.5. Обеспечить бесперебойную работу контроллеров в течение 120 минут и последующее штатное отключение в случае длительных перебоев с электропитанием, автоматическое восстановление работоспособности без вмешательства персонала в случае восстановления электропитания.

Лист 1 из 4

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

27

Формат А4

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>Кратковременные отключения электропитания (до 120 минут) и броски напряжения в электросети не должны вызывать изменения в работе контроллеров при использовании источника бесперебойного электропитания.</p> <p>5.6. Контроль работы технологических объектов кустовой площадки:</p> <p>5.6.1. По скважине предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ оснащение скважин преобразователем давления и ЭКМ; ▪ телеизмерение накопительного дебита, а также мгновенного приведенного к суточному через индивидуальные замерную установку. ▪ предусмотреть по системе телемеханики контроль состояния нефтяной скважины по дискретным сигналам, с использованием датчиков телеконтроля. ▪ предусмотреть по системе телемеханики телеконтроль работы нефтяной скважины по цифровым каналам RS-485 (протокол Modbus RTU) контроллера телемеханики и СУ ЭЦН и ШГН нефтяных скважин в объёме функциональных возможностей станции управления и телеизмерение токов нагрузки электродвигателя; ▪ телесигнализация состояния связи с микроконтроллером, осуществляющим сбор и обработку данных по добывающим скважинам.
6.	Требования к функциям системы автоматизации ТП	<p>6.1. СА ТП должна обеспечивать:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ контроль работы технологических объектов ТП; ▪ передачу информации в операторную ТП. ▪ управление технологическими объектами ТП. <p>6.2. Контроль работы следующих технологических объектов ТП.</p> <p>6.3. Вывод информации на ДП.</p> <p>6.3.1. Контроль загазованности на площадках и технологических блоков:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ световая телесигнализация загазованности; ▪ телесигнализация загазованности на площадках и технологических блоках; ▪ телесигнализация неисправности прибора контроля загазованности. <p>6.3.2. Емкость дренажная:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ телеизмерение уровня для ёмкости объёмом 8 и более м³; ▪ телесигнализация уровня (перелива) для ёмкости объёмом менее 8 м³; ▪ светозвуковая сигнализация уличного исполнения превышения аварийного уровня ёмкости; ▪ предусмотреть устройство заземления автоцистерн с индикацией по месту в случае откачки жидкости на нефтевоз; <p>6.3.3. Скважина добывающая:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ телеизмерение расхода; ▪ телеизмерение давления на устье скважины; ▪ телеконтроль состояния насоса скважины (работа/останов). <p>6.3.4. Горизонтальный резервуар стальной:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ телеизмерение уровня (взлива); ▪ телеизмерение уровня (межфазный); ▪ телеизмерение давления; ▪ телеизмерение температуры; ▪ светозвуковая сигнализация уличного исполнения превышения аварийного уровня ёмкости; <p>6.3.5. Групповая измерительная установка (ГЗУ)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ телеизмерение массового расхода жидкости; ▪ телеизмерение плотности жидкости; ▪ телеизмерение объёмного расхода газа; ▪ телеизмерение температуры газа; ▪ телеизмерение температуры жидкости; ▪ телеизмерение давления газа; ▪ телеизмерение давления жидкости; ▪ телеизмерение давления жидкости в коллекторе; ▪ телеизмерение уровня жидкости в сепараторе; ▪ телесигнализация положения ПСМ;

Лист 2 из 4

Изм. № подл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

28

Формат А4

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ телесигнализация загазованности в технологическом блоке (ТБ); ▪ телесигнализация «пожар в ТБ»; ▪ телесигнализация «несанкционированный доступ в ТБ, блок аппаратурный (БА)»; ▪ телесигнализация положения крана; ▪ телеуправление положением ПСМ; ▪ телеуправление положением крана. <p>6.3.6. Узел учета газа:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ измерение дебита попутного нефтяного газа (мгновенный и накопительный расход) по месту и телеизмерение; ▪ телеизмерение давления; ▪ телеизмерение температуры; ▪ телесигнализация работы греющего кабеля на газовой линии. <p>6.3.7. Насос внутренней перекачки:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ телеконтроль за состоянием и параметров работы насосного оборудования, сбор и передача сигналов от контроллерного оборудования СУ насосом; ▪ Защита по давлению на выкиде насоса по ЭКМ. <p>6.3.8. Камера запуска (приема) очистного устройства (при наличии):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ измерение давления по месту и телеизмерение; ▪ сигнализация прохождения очистного устройства. <p>6.3.9. Пункт налива нефти:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ предусмотреть устройство заземления автоцистерн с индикацией по месту; ▪ защита и отключение насоса при отсутствии заземления. Предусмотреть возможность отключения защиты на случай временной неисправности УЗА; ▪ телесигнализация перелива автоцистерны с отключением насоса; ▪ измерение расхода водонефтяной эмульсии (мгновенный и накопительный) по месту и телеизмерение.
7.	Требования к размещению компонентов системы автоматизации	<p>7.1. Компонентные решения СА должны обеспечивать непрерывную работоспособность СА на каждом этапе строительства объектов.</p> <p>7.2. Размещение компонентов СА должно обеспечивать рациональное расположение на объекте элементов СА, безопасное обслуживание и управление.</p> <p>7.3. Элементы управления исполнительными механизмами монтировать в непосредственной близости от самих механизмов.</p> <p>7.4. Первичные преобразователи сигнализаторов уровня монтировать на емкости в предусмотренный для этих целей штуцер.</p> <p>7.5. Манометры и датчики давления монтировать с применением запорной арматуры, с возможностью разрядки давления.</p>
8.	Основные технические решения, приборы и оборудование системы автоматизации	<p>8.1. В качестве измерительных установок (далее ИУ) использовать установки соответствующие ГОСТ Р 8.615-2005.</p> <p>8.2. В качестве приборов сигнализации давления использовать манометры сигнализирующие взрывозащищенные ДМ2005СгТEx.</p> <p>8.3. В качестве приборов контроля давления использовать датчики давления Метран-75.</p> <p>8.4. В качестве приборов сигнализации аварийных уровней в емкостях использовать сигнализаторы уровня ПМП-152 или СУР-10.</p> <p>8.5. В качестве запорно-разрядных тройников использовать вентили манометрические ВМ5х35 или аналогичные.</p> <p>8.6. В качестве приборов для автоматического непрерывного контроля дозврывоопасных концентраций использовать СГМ ЭРИС 110 с датчиками СТМ-10 или аналогичные по согласованию с Заказчиком.</p> <p>8.7. Приборы, оборудование и их производители могут быть изменены на стадии разработки документации по согласованию с Заказчиком.</p>
9.	Требования кабельных трасс системы автоматизации	<p>9.1. В качестве контрольных применять кабели с медными жилами в общем экране.</p> <p>9.2. Аналоговые сигналы должны передаваться отдельным от цепей управления и сигнализации кабелем.</p> <p>9.3. Прокладку силовых и контрольных кабелей в шкафах и на кабельных эстакадах осуществлять отдельно.</p> <p>9.4. Для кабельных трасс, прокладываемых на эстакадах, использовать лотки перфорированные оцинкованные.</p>

Лист 3 из 4

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

29

Формат А4

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		9.5. При прокладке кабеля в лотках, переход кабеля к приборам КИПиА предусмотреть в трубной разводке с переходом в металлорукав. 9.6. При прокладке кабеля в земле, выход кабеля на поверхность (к приборам КИПиА) предусмотреть в трубной разводке с переходом в к прокладке в металлорукаве. 9.7. При прокладке кабеля в земле, на труднодоступных участках предусмотреть запас жил в размере 10% от общего количества, но не менее 2х.
10.	Срок действия ТУ	10.1. Срок действия данных технических условия – 2 года с момента подписания.

Разработал:

Начальник службы АСУТП



П.А. Карев

13.07.2021г.

Лист 4 из 4

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

30

Приложение Б Сертификаты



ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель: Открытое акционерное общество «Манотомь»

Основной государственный регистрационный номер: 1027000868685. Место нахождения и фактический адрес: Россия, 634061, город Томск, проспект Комсомольский, дом 62; телефон: 8(3822) 44-26-28, факс: 8(3822) 44-29-06, адрес электронной почты: rietm@manotom-tmz.ru

в лице Генерального директора Гетца Александра Юрьевича

заявляет, что: Оборудование низковольтное: манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие сигнализирующие типов ДМ 2005Сг, ДВ 2005Сг, ДА 2005Сг, ДМ 2010Сг, ДВ 2010Сг, ДА 2010Сг.

Продукция изготовлена в соответствии с техническими условиями ТУ 4212-040-00225590-2001 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие сигнализирующие»

изготовитель: Открытое акционерное общество «Манотомь»

Место нахождения и фактический адрес: Россия, 634061, город Томск, проспект Комсомольский, дом 62

Код ТН ВЭД ТС: 9026 20 4000

Серийный выпуск

соответствует требованиям

ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»

Декларация о соответствии принята на основании

Протокола испытаний №23 от 16.11.2015, №24 от 19.11.2015

центра испытаний Службы надежности Открытого акционерного общества «Манотомь»

Дополнительная информация

Условия и срок хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150-69.

Срок хранения –9 месяцев, срок службы – не менее 10 лет.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 03.04.2021 включительно.





А.Ю. Гец

(инициалы и фамилия руководителя организации-заявителя или физического лица, зарегистрированного в качестве индивидуального предпринимателя)

Сведения о регистрации декларации о соответствии:

Регистрационный номер декларации о соответствии: ТС № RU Д-RU.AT15.B.01287

Дата регистрации декларации о соответствии: 04.04.2016

Изм. № подл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

31


ТехноТестПБ

**СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ
в области промышленной безопасности «ТехноТестПБ»
Регистрационный № РОСС RU.31057.04ЖКШО**

 **СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ**
требованиям промышленной безопасности
№ СДС.ТПБ.1.00301

001018

Выдан органом по сертификации:
Общество с ограниченной ответственностью «ТехноЭксперт» (109316, город Москва, Волгоградский проспект, дом 47; рег. № СДС RU.ТПБ.ОС.00003)

ПОДТВЕРЖДАЕТ, ЧТО
Оборудование (техническое устройство): Манометры, мановакуумметры, вакуумметры, термометры, датчики температуры и давления, вентильные блоки согласно приложению 1. Серийный выпуск.

Код ОКПД2 (КОД ТН ВЭД): 25.51.52.130; 26.51.51.110; 28.14.13.110 (9026 20 400 0; 9026 20 200 8; 9026 20 200 0; 9026 80 800 0)

Изготовитель: ОАО «Манотомь» (634061, Томская область, город Томск, Комсомольский проспект, 62). ИНН: 7021000501 ОГРН: 1027000868685
Веб-сайт: priem@manotom.com Телефон: +7 3822 28 88 88 Факс: +7 3822 28 88 49

Заявитель: ОАО «Манотомь» (634061, Томская область, город Томск, Комсомольский проспект, 62). ИНН: 7021000501 ОГРН: 1027000868685
Веб-сайт: priem@manotom.com Телефон: +7 3822 28 88 88 Факс: +7 3822 28 88 49

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ: Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности: «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом ФСЭТАН от 12.03.2013г. № 101).

Основание выдачи сертификата:
1. Заключение экспертизы промышленной безопасности АО НТЦ «ТехноЭксперт» (лицензия от 30 ноября 2006 г. № ДЭ-00-006869) № 234-ТУ-2019 от 31.10.2019.

Дополнительная информация: Срок службы указан в технической и эксплуатационной документации изготовителя. Условия применения представлены в приложении 2 (бланк № 001022). Проведение планового инспекционного контроля: ежегодно в период действия сертификата. Сертификат соответствия без приложений недействителен.

Срок действия сертификата: с 26.11.2019 по 25.11.2024 включительно

 Руководитель
органа по сертификации
М.П. Эксперт


подпись /И.А. Сапельченков/
инициалы, фамилия


подпись /Л.А. Иванова/
инициалы, фамилия

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Лист

32

Формат А4

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ



Заявитель АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА "МЕТРАН"

Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: 454003, Российская Федерация, Челябинская Область, город Челябинск, проспект Новоградский, дом 15, основной государственный регистрационный номер: 1027402540065, номер телефона: +73517995152, адрес электронной почты: Info.Metran@Emerson.com

в лице Директора по качеству Кондрашова Андрея Ивановича, действующего на основании доверенности № 50 от 01.02.2019 года

заявляет, что Показывающие устройства: Датчики давления Метран-150, предназначенные для применения в составе оборудования, работающего под избыточным давлением (смотри Приложение № 1, количество листов: 3).

изготовитель АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА "МЕТРАН", Место нахождения и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 454003, Российская Федерация, Челябинская Область, город Челябинск, проспект Новоградский, дом 15. Продукция изготовлена в соответствии с Техническими условиями ТУ 4212-022-51453097-2006 «Датчики давления Метран-150».

Код ТН ВЭД ЕАЭС 9026202000. Серийный выпуск соответствует требованиям

ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"

Декларация о соответствии принята на основании

Протокола испытаний № 38-05-2019 от 29.05.2019 года испытательного центра Общества с ограниченной ответственностью "Испытательный Центр", регистрационный номер аттестата аккредитации ESTD.L.012; Документов, сформированных согласно пункту 45 ТР ТС 032/2013 в качестве доказательства соответствия продукции требованиям ТР ТС 032/2013 (смотри Приложение № 2, количество листов: 1)

Схема декларирования 1д

Дополнительная информация

Соответствие оборудования обеспечивается путем непосредственного выполнения требований технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (п.п 13, 16, 17, 25, 26, 28, 29, 30; приложение № 2 п.п. 3, 10, 31, 32а, 33, 34, 37, 38, 42, 43, 92). Условия хранения: группа 3(ЖЗ) (в транспортной таре), группа 1(Л) (без упаковки) по ГОСТ 15150-69. Назначенный срок хранения 20 лет для датчиков моделей 150CDR, 150CGR, 150TAR, 150TGR, 150L, 15 лет для датчиков моделей 150CD, 150CG, 150TA, 150TG, 6 лет для датчиков с ОР. Назначенный срок службы 20 лет для датчиков моделей 150CDR, 150CGR, 150TAR, 150TGR, 150L, 15 лет для датчиков моделей 150CD, 150CG, 150TA, 150TG, 6 лет для датчиков с ОР.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 18.06.2024 включительно


(подпись)

М. П. Кондрашов Андрей Иванович
(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-RU.AB72.B.00341/19

Дата регистрации декларации о соответствии: 19.06.2019

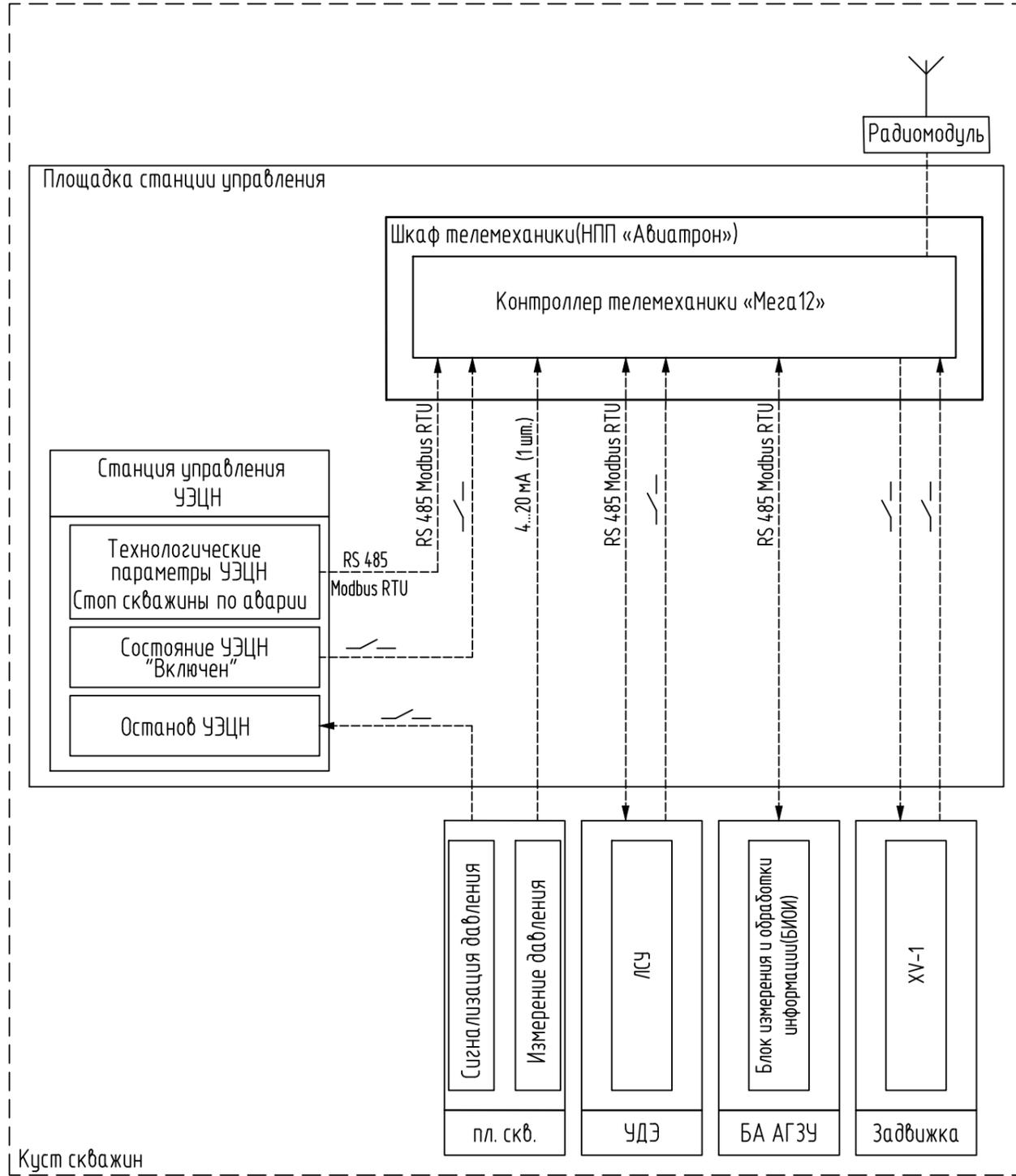
Изн. № подл.
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

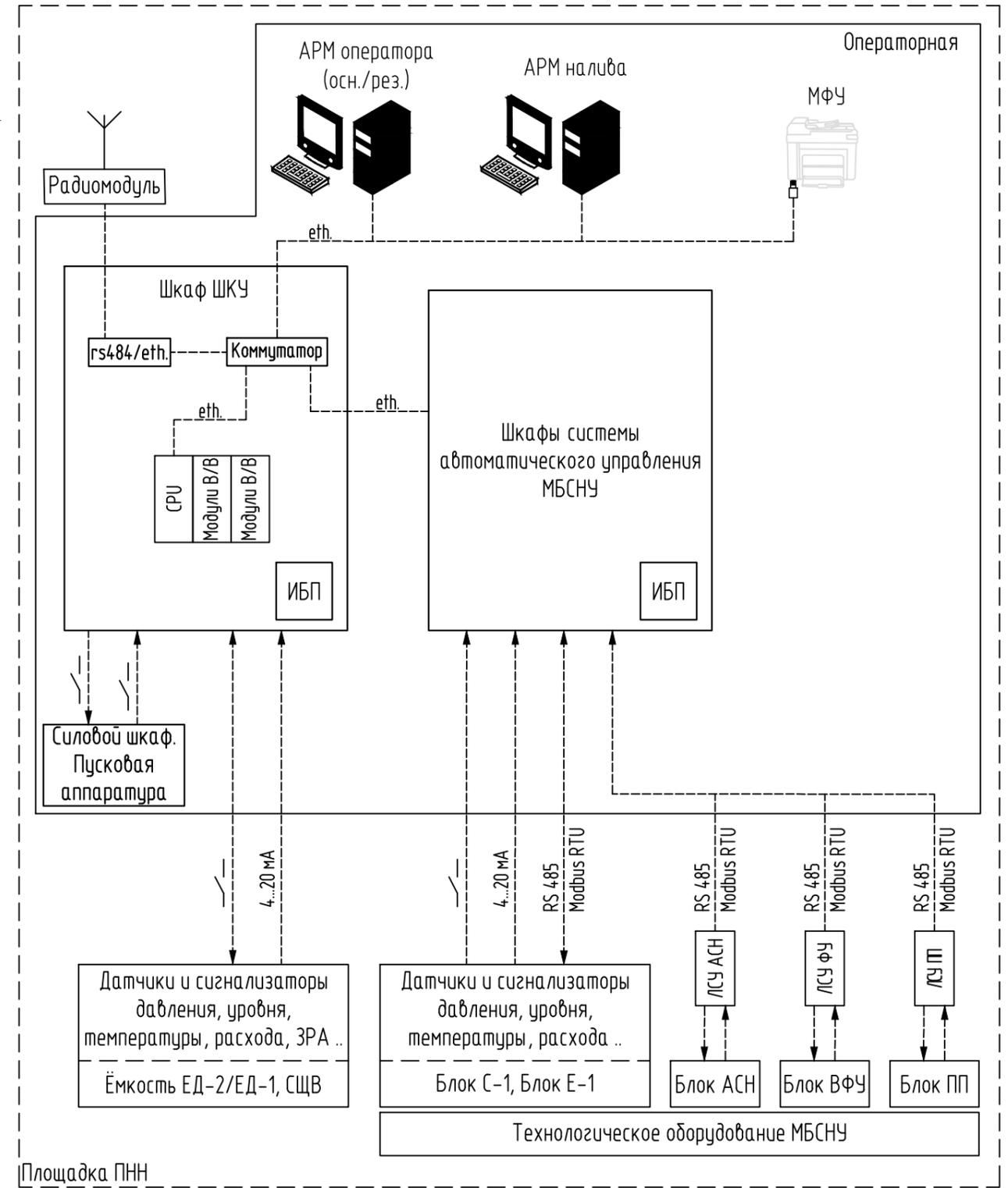
178П-21-ИОС7-02-ТЧ

Согласовано

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

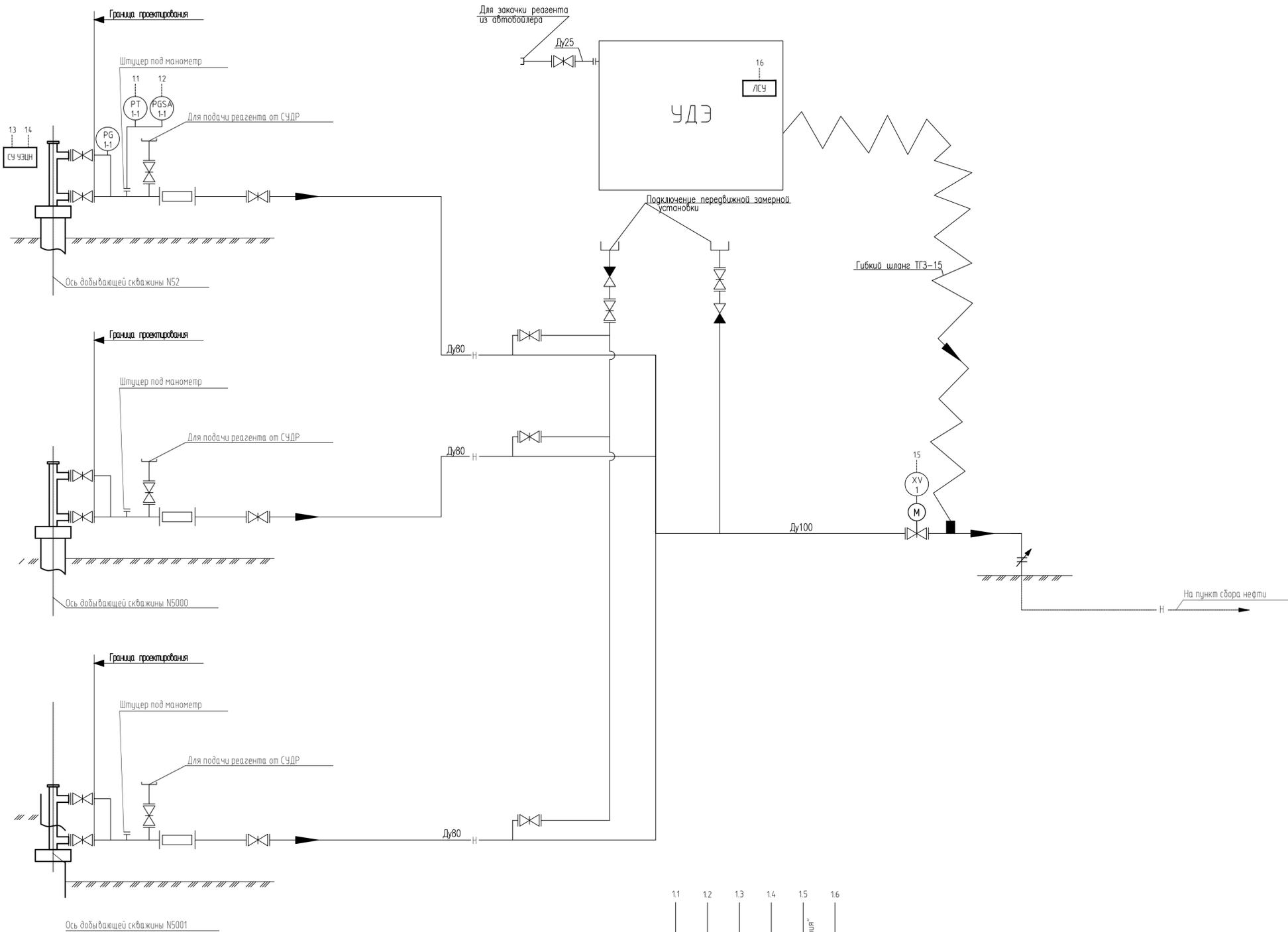


2,4 ГГц
6LoWPAN



Площадка ПНН

						178П-21-АТХ			
						Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст№1 и ПНН			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизация технологических процессов	Стадия	Лист	Листов
Разработал				Камалходжаев	04.22		п	1	
Н.контр.				Зыков	04.22				
ГИП				Соколовский	04.22				
						Схема структурная	ООО "СНГПК"		



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
— Н —	Выходной трубопровод от скважины
—	Надземный трубопровод
— Д —	Дренажный трубопровод
—	Подземный трубопровод
—	Реагентопровод
⊗	Заводка с ручным приводом
⊗	Заводка с электроприводом
⊗	Обратный клапан
┌	Быстроразъемное соединение
▭	Пробоотборник
▭	Изолирующее фланцевое соединение
▭	Нефтегазоотделитель
▭	Газнепреградитель
▭	Гибкий шланг ТГЗ-15 для заправки реагента от УДЭ в нефтегазосборный трубопровод
▭	Устройство ввода реагента в трубопровод

Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
УДЭ	Установка дозирочная электронная	1	Q=1,30 л/ч, Pmax=4,0 МПа	

Оборудование КИПА

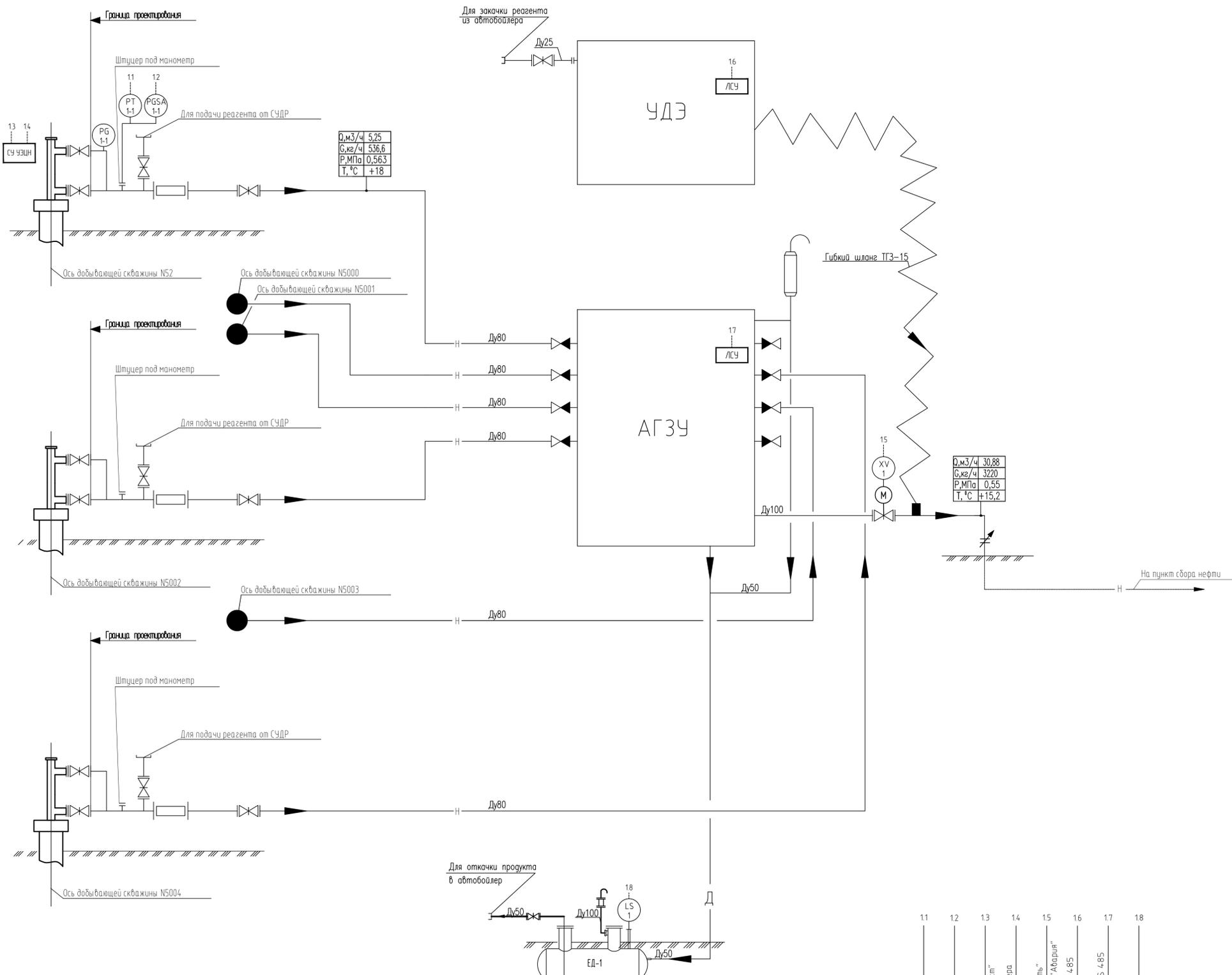
Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр показывающий МПА-Кс	-	или аналог
PT	Датчик давления Метран 75	-	или аналог
PGSA	Манометр показывающий сигнализирующий ДМ2005С1ЕхКс	-	или аналог
XV 1	Заводка с э/п Егисо серии NA	-	или аналог

	11	12	13	14	15	16
Измерение давления	Рmin=0,1 МПа, Рmax= 2,7 МПа	сигнализация давления	Рmin=0,1 МПа, Рmax= 2,7 МПа	Аварийный останов УЭЦН, состояние УЭЦН, "сухой контакт"	Передача данных от контроллера СУ УЭЦН – RS 485	Управление "Открыть", "Закрыть" клапанов "Открыто", "Закрыто", "Авария"
Шкаф ТМ	Ввод/Выход	4-20мА	"с.к." "вкл." "стоп"	rs485	"с.к."	rs485 "с.к."
Операторский ПНН, АРМ опер.	Предупредительная	•	•	•	•	•
	Аварийная	•	•	•	•	•
	Известительная	•	•	•	•	•
	Дистанционное управление	•	•	•	•	•
Архивирование	•	•	•	•	•	•

Примечание:
 1. Схема автоматизации выполнена на основании схемы технологической.
 2. Объем автоматизации скважины приведен для скважины № 52, для остальных скважин аналогичен.
 3. Шкаф ТМ предусматривается один на куст, и устанавливается на площадке для размещения станций управления УЭЦН.
 3. Условные обозначения приняты:
 - для приборов и средств автоматизации по ГОСТ 21208-2013
 - для технологического оборудования по ГОСТам ЕСКД.

178П-21-АТХ					
Обустройство Верх-Сыланского н.м. Куст№1 и ПНН					
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Продл.	Дата
Разработал	Каналовский	Зыков			04.22
Н.контр.	Зыков				04.22
ГИП	Соколовский				04.22
Автоматизация технологических процессов			Стация	Лист	Листов
Куст скважин №1			п	2	
Схема автоматизации для 1.3 этапа.			ООО "СНПК"		

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



Q, м ³ /ч	5,25
G, кг/ч	536,6
P, МПа	0,563
T, °C	+18

Q, м ³ /ч	30,88
G, кг/ч	3220
P, МПа	0,55
T, °C	+15,2

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
— Н —	Выкидной трубопровод от скважины
—	Надземный трубопровод
— Д —	Дренажный трубопровод
—	Подземный трубопровод
—	Реагентопровод
⊗	Задвижка с ручным приводом
⊗	Задвижка с электроприводом
⊗	Обратный клапан
┌	Быстроразъемное соединение
▭	Пробоотборник
▭	Изолирующее фланцевое соединение
▭	Нефтегазоотделитель
▭	Огнепреградитель
▭	Гибкий шланг ТГЗ-15 для заправки реагента от УДЭ в нефтегазосборный трубопровод
▭	Устройство ввода реагента в трубопровод

Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
АГЗУ	Автоматическая группа зачерпывающая	1	Q=400 м ³ /сут P _{расч} =4,0 МПа	
УДЭ	Установка дозирующая электронасосная	1	Q=1,30 л/ч P _{наг} =4,0 МПа	

Оборудование КИПА

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр показывающий МПА-Кс	-	или аналог
PT	Датчик давления Метран 75	-	или аналог
PGSA	Манометр показывающий сигнализирующий ДМ2005СгЕхКс	-	или аналог
LS	Сигнализатор уровня СУР 10	-	или аналог
XV 1	Задвижка с э/п Егиса серии ПА	-	или аналог

Шкаф ТМ	Ввод/Вывод	11	12	13	14	15	16	17	18
		Измерение давления P _{тип} =0,1 МПа, P _{мах} =2,7 МПа	Сигнализация давления P _{тип} =0,1 МПа, P _{мах} =2,7 МПа	Аварийный сигнал ЧЭЦН, состояние ЧЭЦН, "сухой контакт"	Передача данных от контроллера СУ ЧЭЦН - RS 485	Управление "Открыть", "Закрыть" Статус "Открыто", "Закрыто", "Авария"	Передача данных УДЭ, RS 485	Передача данных АГЗУ, RS 485	Сигнализация максимального уровня
Шкаф ТМ	Ввод/Вывод	• -20 мА	• "ск" "вкл"	• "ск" "вкл"	• rs485	• "ск" "вкл"	• rs485	• "ск" "вкл"	• "ск" "вкл"
Шкаф ТМ	Автоматическое управление	•	•	•	•	•	•	•	•
Операторский ПНН АРМ опер.	Предупредительная	•	•	•	•	•	•	•	•
	Аварийная	•	•	•	•	•	•	•	•
	Известельная	•	•	•	•	•	•	•	•
	Дистанционное управление	•	•	•	•	•	•	•	•
Архивирование	•	•	•	•	•	•	•	•	•

Примечание:
 1. Схема автоматизации выполнена на основании схемы технологической.
 2. Объем автоматизации скважины приведен для скважины № 52, для остальных скважин аналогичен.
 3. Шкаф ТМ предусматривается один на куст, и устанавливается на площадке для размещения станций управления ЧЭЦН.
 3. Условные обозначения приняты:
 - для приборов и средств автоматизации по ГОСТ 21208-2013
 - для технологического оборудования по ГОСТ ЕСКД.

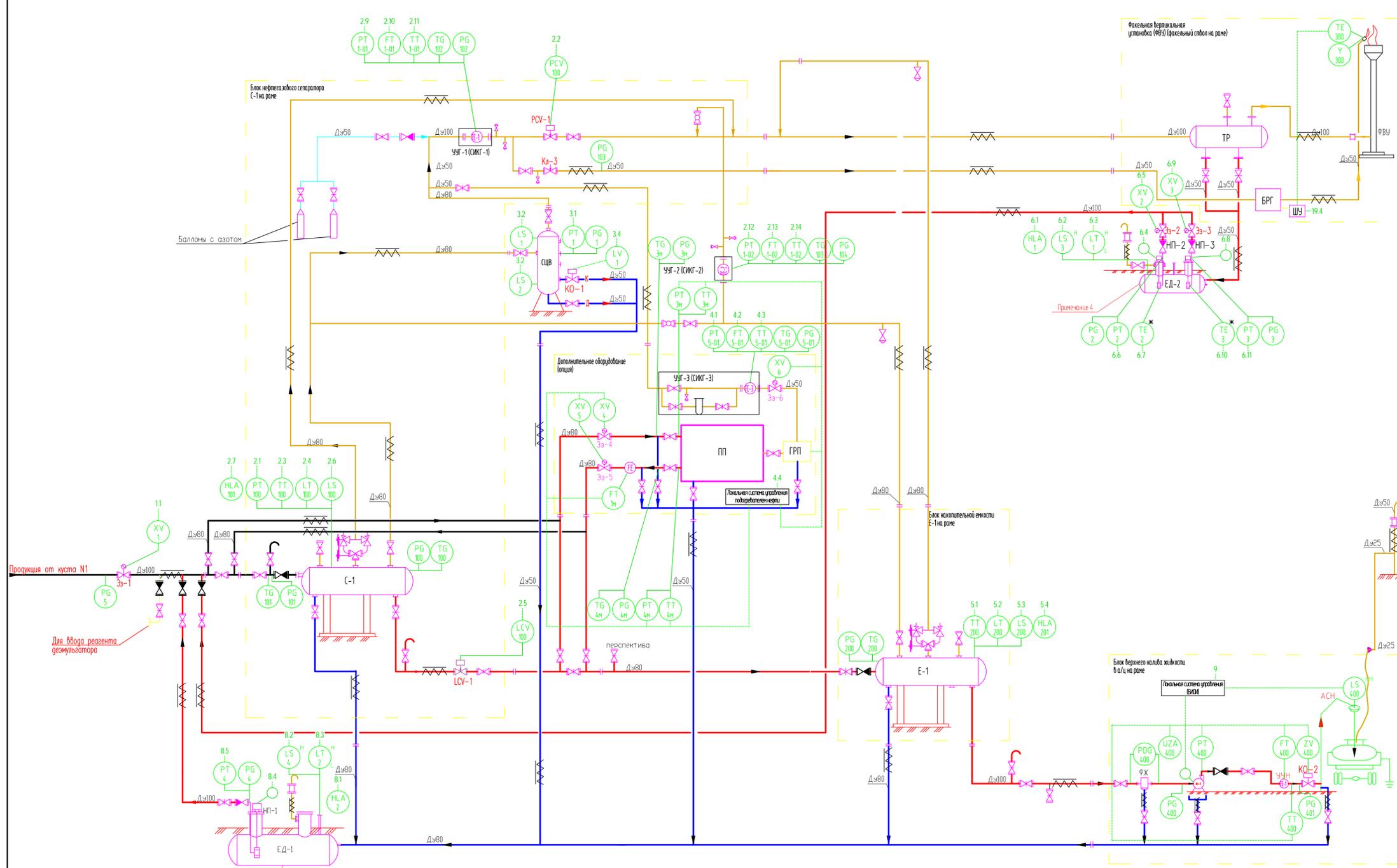
					178П-21-АТХ					
					Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст №1 и ПНН					
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Продл.	Дата	Автоматизация технологических процессов		Стадия	Лист	Листов
Разработал	Каналовский	Лист	№ док.	Продл.	Дата	Куст скважин №1. Схема автоматизации.		П	Э	
Н.контр.	Зыков	Лист	№ док.	Продл.	Дата	ООО "СНГПК"				
ГИП	Соколовский	Лист	№ док.	Продл.	Дата	Формат А1				

Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
C-1	Нефтегазовый сепаратор	1	V=6,3 м ³ , P _{расч} =1,0 МПа	1 этап
СЦВ	Газосепаратор шелевой	1	D=200 мм, P _{расч} =1,0 МПа	1 этап
E-1	Емкость накопительная	1	V=50 м ³ , P _{расч} =0,3 МПа	1 этап
АСН	Автоматизированная система налива	1	Подача 50 м ³ /ч, напор 65 м.ст.ж	1 этап
ЕД-1	Емкость подвешная дренажная (аварийная)	1	V=63 м ³ , P _{расч} =0,07 МПа	1 этап
НП-2,3	Насос погружной типа НВ-Д-1М 6,3/50	2	Подача 6,3 м ³ /ч, давление нагн. 0,8 МПа	1 этап
НП-1	Насос погружной типа НВ-Д-1М 100/50	1	Подача 100 м ³ /ч, давление нагн. 0,8 МПа	1 этап
Н-1	Насос перекачки нефти на АСН КМ 80-65-160Е	1	Подача 50 м ³ /ч, напор 32 м.ст.ж	1 этап
УЧГ-1,2	Узел учета газа	2		1 этап
УЧН	Узел учета нефти	1	Расход до 50 м ³ /ч, P _{расч} =1,0 МПа	1 этап
ФЖ	Фильтр жидкостной	3	Расход до 50 м ³ /ч, P _{расч} =1,0 МПа	1 этап
ФВУ	Факельная вертикальная установка	1	H=10 м	1 этап
ТР	Трубный расширитель	1	DN500, P _{расч} =1,6 МПа	1 этап
ЕД-2	Емкость дренажная	1	V=12,5 м ³ , P _{расч} =0,07 МПа	1 этап
БРГ	Блок регулирования газа	1		1 этап
ШУ	Щит управления	1		1 этап
С	Свеча расейвания	1	H=5,0 м	1 этап
ПП	Путевой подогреватель нефти с промежуточным теплоносителем	1	Q=66,4 кВт, P _{расч} =1,0 МПа	2 этап
ГРП	Газораспределительный пункт для путевого подогревателя нефти	1	P _{расч} =1,0 МПа, G=5,4 кг/ч	2 этап
УЧГ-3	Узел учета газа для подогревателя	1		2 этап

Условные обозначения

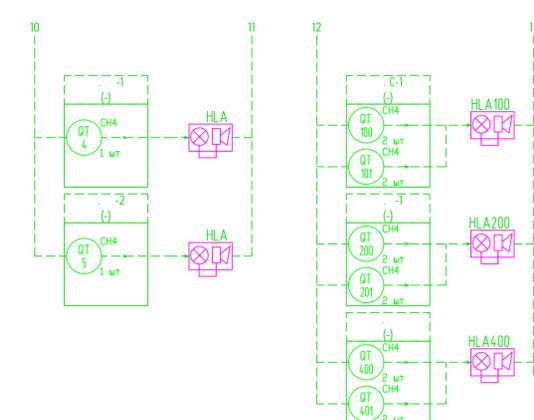
Обозначение	Наименование
	Водонефтегазовая эмульсия
	Нефть
	Дренаж
	Газ
	Пластовая вода
	Задвижка с электроприводом
	Задвижка с ручным приводом
	Обратный клапан
	Огнепреградитель
	Трехходовой переключатель
	Клапан-СПК
	Расходомер
	Вентиль (входит в комплект поставки стояка налива нефти)
	Клапан регулирующий
	Клапан отсечной с электроприводом
	БЗР
	БЗС
	Границы блочной поставки оборудования
	Фланец для соединения блочного оборудования и межплощадочных трубопроводов
	Теплоизоляция и электрообогрев трубопровода



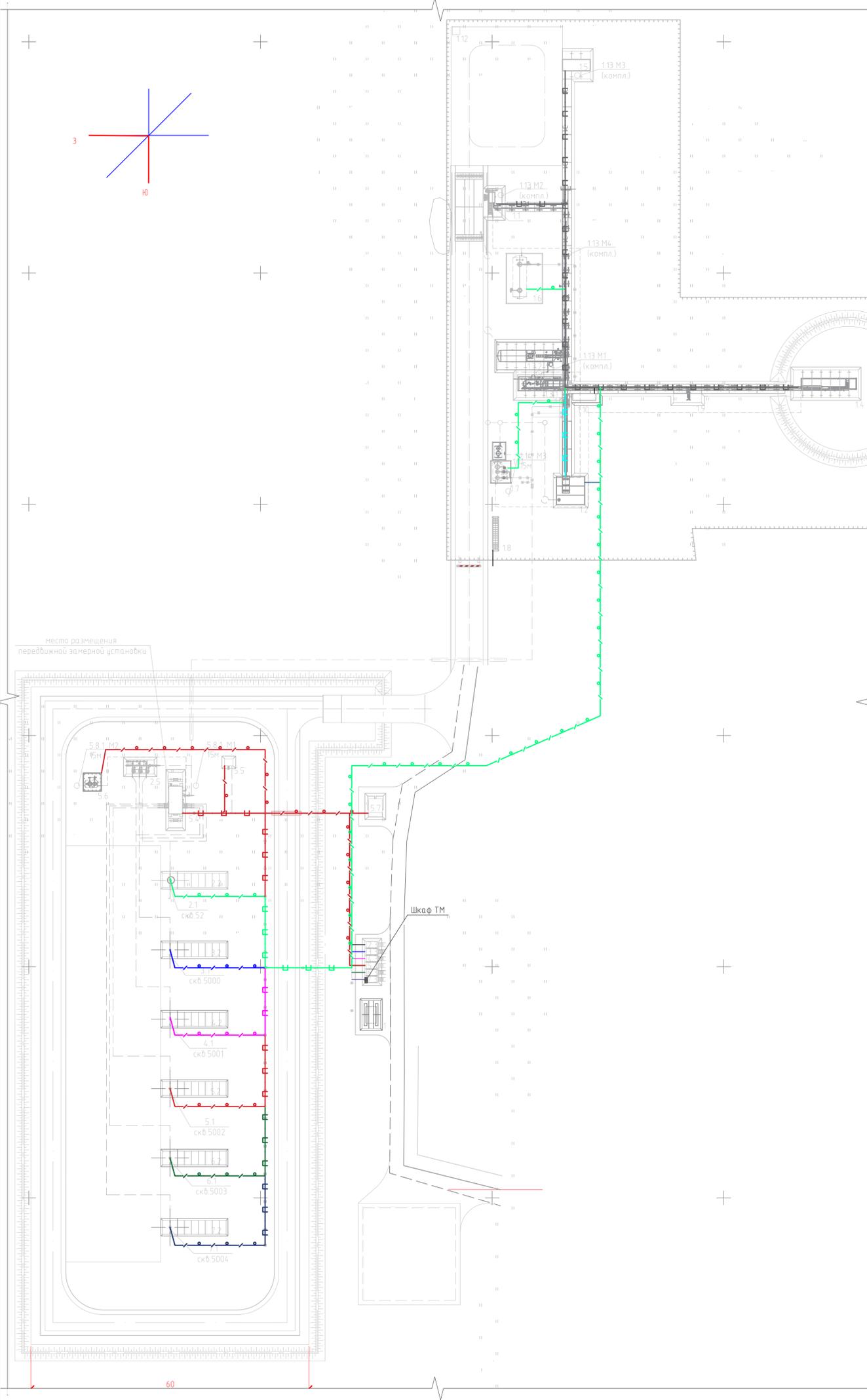
Оборудование КИПиА

PG	4	-	-
TG	2	-	-
PT	75	-	-
LS	C	10	-
LT		2	-
TT		274	-
HLA			-
XV	/ Ertco	NA	-
LCV, PCV	/ Ertco	NL	-
LV	c / Ertco	NA	-
FT-1			-
FOIR		2300	-
		-9204-01	-
QT		-210	-
ZV 400			-
FT400	Metro Matic		-
UZA1		-220	-
LS400			-

Примечание:
 1. Схема автоматизации выполнена на основании схемы технологической ИЛ05-07-4-001.
 2. Условные обозначения приняты:
 - для приборов и средств автоматизации по ГОСТ 21208-2013
 - для технологического оборудования по ГОСТам ЕСКД.
 3. Комплектные ЛСУ систем автоматизации блочного оборудования АСН, ПП, ВФУ размещаются вблизи соответствующих технологических площадок. Полный объем автоматизации и тип оборудования КИПиА уточняются согласно РКД завода-изготовителя.
 4. * КИПиА предусмотрены конструкцией насоса для обеспечения безопасной эксплуатации (температура, уровень затворной жидкости и т.д.) уточняются по документации завода-изготовителя.



178П-21-АТХ			
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст№1 и ПНН			
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.
Разработал	Камалов	Лист	Дата
И.контр.	Зяков	Лист	Дата
ГИП	Соколовский	Лист	Дата
Пункт сбора нефти. Схема автоматизации			000 "СНГПК"



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ		
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Существующие сооружения		
1	КТП	
Проектируемые сооружения 1 этапа строительства		
Площадка ПНН		
1.1	Блок верхнего налива жидкости в а/ц	
1.3	Технологическая площадка в составе:	
1.3.1	Блок сепарационный С-1 на раме	
1.3.2	Блок сепарационный Е-1 (С-2) на раме	
1.4	Блок факельной установки на раме (с ТР)	
1.5	Операторная	
1.6	Дренажная емкость ЕД-1, V=63 м3	
1.7	Дренажная емкость ЕД-2, V=12,5 м3	
1.8	Площадка досмотра автотранспорта	
1.9	Блок подготовки топливного газа	
1.10	СИЖГ-ТГ	
1.11	Емкость канализационная ЕК-1, V=5 м3	
1.12	Туалет	
1.13	Молниезвод (компл.)	4 шт.
1.14	Молниезвод МЗ, h=15м	
Куст скважин №1		
2.1	Приусьбевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЭЦН) №52	
2.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
2.3	Станция управления	
2.4	Место размещения передвижной замерной установки	
2.5	Гребенка	
Проектируемые сооружения 2 этапа строительства		
3.1	Приусьбевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЭЦН) №5000	
3.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
3.3	Станция управления	
Проектируемые сооружения 3 этапа строительства		
4.1	Приусьбевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЭЦН) №5001	
4.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
4.3	Станция управления	
Проектируемые сооружения 4 этапа строительства		
5.1	Приусьбевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЭЦН) №5002	
5.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
5.3	Станция управления	
5.4	АГЗУ	
5.5	ЧД	
5.6	ЕП-1	
5.7	Блок аппаратный	
5.8.1	Молниезвод М1, h=15м	
5.8.2	Молниезвод М2, h=15м	
Проектируемые сооружения 5 этапа строительства		
6.1	Приусьбевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЭЦН) №5003	
6.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
6.3	Станция управления	
Проектируемые сооружения 6 этапа строительства		
7.1	Приусьбевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины (УЭЦН) №5004	
7.2	Площадка под передвижной ремонтный агрегат	
7.3	Станция управления	
Проектируемые сооружения 7 этапа строительства		
1.2	Площадка путевого подогревателя, ППТ-0,2	

Условные обозначения:

- Кабельная эстакада 0,4кВ 1 этап строительства
- Кабель 0,4кВ в земле 1 этап строительства
- Кабель 0,4кВ в земле 1 этап строительства
- Кабельная эстакада 0,4кВ 3 этап строительства
- Кабель 0,4кВ в земле 3 этап строительства
- Кабельная эстакада 0,4кВ 4 этап строительства
- Кабель 0,4кВ в земле 4 этап строительства
- Кабельная эстакада 0,4кВ 5 этап строительства
- Кабель 0,4кВ в земле 5 этап строительства
- Кабельная эстакада 0,4кВ 6 этап строительства
- Кабель 0,4кВ в земле 6 этап строительства
- Кабельная эстакада 0,4кВ 1 этап строительства (комплектная с МБСНУ)
- Кабельная эстакада 0,4кВ 7 этап строительства (комплектная с МБСНУ)

Примечания:
 1. * Высотные отметки уточнить по месту.
 2. Стойки кабельной эстакады крепятся к несущим конструкциям с через 3м по всей длине кабельной эстакады.
 3. Крепление монтажных стоек и скоб к швеллерам строительных конструкций осуществляется сваркой. Для восстановления цинкового покрытия сварочные соединения должны быть покрыты антикоррозионной композицией.
 4. После окончания монтажа трасс КиА произвести антикоррозионную окраску защитных неоцинкованных труб и металлических конструкций.
 5. Кабели в земле проложить в соответствии с типовым альбомом А5-92 и таблицей "Прокладка кабелей в траншеях". Обеспечить защиту кабелей в местах выхода на поверхность.
 6. Расстояние в свету от кабеля, проложенного непосредственно в земле, до фундаментов зданий и сооружений должно быть не менее 0,6 м (п.2.3.85 ПУЭ 7 изд.).
 7. При пересечении с дорогой кабель прокладывается в трубе d110мм на глубину не менее 1м.
 8. При пересечении или параллельном следовании кабельных трасс с трубопроводами соблюдать требования о совместной прокладке кабельных трасс ПУЭ п.7.3.124-7.3.123.
 9. Монтаж электрических проводов и заземление выполнять в соответствии с требованиями ПУЭ "Правила устройства электроустановок", ТИ4 25088 17000 "Монтаж систем автоматизации. Производство работ. Монтаж заземления и защитного заземления. Технологическая инструкция" и инструкциями изготовителем поставляемого оборудования.

178П-21-АТХ					
Обустройство Верх-Сыпанского н.м. Куст№1 и ПНН					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Камалбаев	Лист	№ док.	Лист	Дата
Н.контр.	Зыков	Лист	№ док.	Лист	Дата
ГИП	Соколовский	Лист	№ док.	Лист	Дата
План расположения оборудования и проводов				Стация	Лист
				п	5
				ООО "СНГПК"	
Формат А1					

Создано	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подп.	Дата