

Заказчик - АО «Нефтесервис»

**ОБУСТРОЙСТВО КП №11 ТАШЛИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО
УЧАСТКА**

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. Автоматизированные системы, используемые в производственном процессе

НС02/22-6/П-97-ИОС7.3

Том 5.7.3

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

Заказчик - АО «Нефтесервис»

**ОБУСТРОЙСТВО КП №11 ТАШЛИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО
УЧАСТКА**

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. Автоматизированные системы, используемые в производственном процессе

НС02/22-6/П-97-ИОС7.3

Том 5.7.3

Директор

А. В. Бессонов

Главный инженер проекта

Е. Н. Пешина



Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Состав проектной документации приведен в томе НС02/22-6/П-97-СП.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Пешина		<i>Пешина</i>	11.22
Н. контр.		Кибукевич		<i>Кибукевич</i>	11.22

НС02/22-6/П-97-ИОС7.3-СП			
СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов
	П	1	1
	ООО «РСК-Инжиниринг»		

Содержание

1	Исходные данные.....	2
2	Основные технические решения и их обоснование.....	2
2.1	Объекты автоматизации.....	2
2.2	Объем автоматизации.....	3
2.3	Сбор и передача данных.....	5
2.4	Приборы и средства автоматизации.....	5
2.5	Размещение, монтаж средств КИП и А.....	6


Согласовано

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

НС02/22-6/П-97-ИОС7.3.ТЧ

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Кленов			11.22
Проверил		Кленов			11.22
Н.контр.		Кибукевич			11.22
ГИП		Пешина			11.22

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	7

ООО «РСК-Инжиниринг»

1 Исходные данные

Проектная документация выполнена на основании:

- Договора между АО «Нефтесервис» и ООО «РСК-Инжиниринг» на выполнение ПИР № НС02/22-6 от 13.05.2022 г.;
- задания на проектирование, подписанного Генеральным директором АО «Нефтесервис» С.П. Стуковым (приложение А тома 1 (НС02/22-6/П-97-ПЗ));
- дополнения №1 к заданию на проектирование, подписанного Генеральным директором АО «Нефтесервис» С.П. Стуковым (приложение А.1 тома 1 (НС02/22-6/П-97-ПЗ));
- дополнения №2 к заданию на проектирование, подписанного Генеральным директором АО «Нефтесервис» С.П. Стуковым (приложение А.2 тома 1 (НС02/22-6/П-97-ПЗ)).
- технических условий на систему контроля загазованности, оборудования КИП и противопожарную автоматику, систему передачи данных (в составе приложения А тома 1 (НС02/22-6/П-97-ПЗ));
- технических условий на выполнение работ по установке системы охранной телевизионной на объектах ООО «Сладковско-Заречного» (в составе приложения А тома 1 (НС02/22-6/П-97-ПЗ));
- технических решений технологического отдела.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденное постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г.;
- ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- ГОСТ 21.208-2013 «Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»;
- ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- ГОСТ Р 51558-2014 «Средства и системы охранные телевизионные. Классификация. Общие технические требования. Методы испытаний (с изменением №1)»;
- Приказ от 12 марта 2013 года № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

2 Основные технические решения и их обоснование

2.1 Объекты автоматизации

Данным разделом согласно заданию на проектирование предусматривается автоматизация куста добывающих скважин КП№11 Ташлинского ЛУ с выделением этапов:

Этап строительства «Обустройство первой скважины с сетями инженерного обеспечения»:

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
			НС02/22-6/П-97-ИОС7.3.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- Скважина № 638;
- Канализационная емкость.

Этап строительства «Блок дозирования приготовления реагента (БДПР)»:

- БДПР (блок дозирования приготовления реагента).

Этап строительства «Автоматизированная групповая измерительная установка»:

- АГЗУ (автоматизированная групповая замерная установка);
- Дренажная емкость;
- Блок-бокс АСУТП.

Этап строительства «Узел переключающей арматуры»:

- Блок-бокс АСУТП.

Этап строительства «Обустройство второй скважины с сетями инженерного обеспечения»:

- Скважина № 640.

Этап строительства «Обустройство третьей скважины с сетями инженерного обеспечения»:

- Скважина № 641.

Этап строительства «Обустройство четвертой скважины с сетями инженерного обеспечения»:

- Скважина № 642.

Этап строительства «Обустройство пятой скважины с сетями инженерного обеспечения»:

- Скважина б/н.

Этап строительства «Нефтегазопровод от КП-11 Ташлинского ЛУ до т.вр. в «Нефтегазопровод от скважины №635 Кошинского лицензионного участка до площадки переключающих задвижек в районе КП №17 Кошинского месторождения нефти»:

- Задвижка с электроприводом на узле подключения в существующий трубопровод.

Схема автоматизации представлена на листах НС02/22-6/П-97-ИОС7.3.ГЧ-1,2.

2.2 Объем автоматизации

Добывающая скважина

Для каждой скважины предусматривается:

- измерение температуры жидкости на выкиде скважины;
- измерение давления на выкиде насоса;
- измерение затрубного давления;
- измерение буферного давления.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			НС02/22-6/П-97-ИОС7.3.ТЧ				3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Станция управления ЭЦН

Для станции управления насосом (ЭЦН) предусматривается местное (со станции управления) и дистанционное управление (с АРМ оператора).

Также предусматривается контроль параметров работы станции управления.

Для насосного агрегата предусматривается автоматический останов:

- при давлении на выкиде насоса ниже допустимого (0,3 МПа);
- при давлении на выкиде насоса выше допустимого (4,0 МПа).

При автоматическом останове насосного агрегата на АРМ оператора включается сигнализация с указанием причины останова.

Опрос и управление СУ ЭЦН предусматривается по интерфейсу RS-485, протокол MODBUS RTU.

Дренажная емкость

Для дренажной емкости предусматривается контроль:

- верхнего аварийного уровня в емкости;
- текущего уровня в емкости.

Канализационная емкость

Для емкости предусматривается местное измерение уровня.

Блок дозирования приготовления реагента (БДПР).

Для установки предусматривается контроль параметров работы в объеме поставки. Опрос и управление СУ БДПР предусматривается по интерфейсу RS-485, протокол MODBUS RTU.

Автоматизированная групповая измерительная установка (АГЗУ).

Для установки предусматривается контроль параметров работы в объеме поставки. Опрос и управление СУ АГЗУ предусматривается по интерфейсу RS-485, протокол MODBUS RTU.

Система охранно-пожарной сигнализации

С модуля ОПС предусматривается выдача в АСУТП дискретных сигналов:

- «Пожар»;
- Неисправность системы ОПС;
- Несанкционированный доступ.

Система газоанализа

Предусматривается контроль загазованности в районе АГЗУ / узла переключающей арматуры (в зависимости от реализованного этапа). Предусматривается установка газоанализатора со встроенным светозвуковым оповещателем.

Источник бесперебойного питания

Предусматривается контроль состояния ИБП (сигналы «работа» и «неисправность»).

Задвижка с электроприводом

Для задвижки с электроприводом предусматривается местное (с блока управления) и дистанционное управление (с АРМ оператора). Управление с АРМ оператора предусматривается по дискретным сигналам, либо по интерфейсу RS-485. Также предусматривается контроль положения («открыта», «закрыта») и состояния задвижки («местный/дистанционный» режим и «авария»).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Предусматривается автоматическое закрытие задвижки при давлении после нее ниже 0,5 МПа (установка электроконтактного манометра).

2.3 Сбор и передача данных

Для сбора, обработки информации и выдачи управляющих воздействий предусматривается установка шкафа телемеханики на базе «Провенто». Шкаф устанавливается в блоке местной автоматики (БМА) на площадке куста скважин №11 Ташлинского ЛУ. Система реализована на базе контроллера ПЛК «Нефтеавтоматика» серии МКLogic-200 (или аналог со схожими характеристиками).

Датчики давления, температуры и уровнемер предусматриваются беспроводного исполнения. Для сбора и передачи параметров давления и температуры со скважин, а также уровня в дренажной емкости на внешней стене блока БМА предусматривается установка базовой станции БИВЗ. Связь базовой станции с контроллером в шкафу телемеханики предусматривается по интерфейсу RS-485, протокол MODBUS RTU.

Для поддержания бесперебойной работы шкафа телемеханики предусматривается установка источника бесперебойного питания, рассчитанного на поддержание работоспособности оборудования не менее 2 часов. Для ИБП предусматривается установка механического байпаса.

Передача данных телесигнализации, телеизмерений, телеуправления на верхний уровень, в существующую систему АСУТП, предусматривается через сетевые коммутаторы Planet ISW-621TS15. Решения по передаче данных приведены в томе 5.5 (НС02/22-6/П-97-ИОС5).

Для подключения СУ АГЗУ, СУ ЭЦН, СУ БДПР к сетевому коммутатору предусматривается установка преобразователей RS-485 в Ethernet.

2.4 Приборы и средства автоматизации

Для осуществления объемов автоматизации и контроля в проекте используются электрические средства и приборы, серийно выпускаемые отечественной и зарубежной промышленностью. Для взрывоопасных помещений и наружных установок классов В-1а и В-1г электрические датчики и сигнализаторы имеют взрывозащищенное исполнение.

Все приборы имеют соответствующие сертификаты РФ.

Проектируемые технические средства АСУ ТП включают себя:

- преобразователь давления АИР10-Ех с беспроводным комплексом передачи данных, производства ОКБ «Вектор» с вентилем БКН2-21;
- манометр МП4А-Кс коррозионностойкий с вентилем БКН2-21, ОАО «Манотомь»;
- электроконтактный манометр ДМ5012СгВнКс коррозионностойкий с вентилем БКН2-21, ОАО «Манотомь»;
- датчик температуры ПТМ с беспроводным комплексом передачи данных, производства ОКБ «Вектор»;
- уровнемер ПЛП с беспроводным комплексом передачи данных, производства ОКБ «Вектор»;
- сигнализатор уровня ВИСУР10, производства ОКБ «Вектор»;
- газоанализатор со встроенным светозвуковым оповещателем ДГС Эрис-210 с контроллером загазованности СГМ Эрис-110, ф. «Эрис».

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	НС02/22-6/П-97-ИОС7.3.ТЧ	Лист	
								5
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

2.5 Размещение, монтаж средств КИП и А

Местные приборы и датчики устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании с помощью закладных монтажных деталей и изделий, которые предусматриваются и учитываются в технологической части проекта.

Прокладка кабельных трасс от датчиков до контроллеров осуществляется по проектируемым кабельным эстакадам в перфорированном коробе горячего цинкования УХЛ-1,5. Участки внешних кабельных линий вне кабельной эстакады выполняются в гибком герметичном металлорукаве в ПВХ-оболочке типа МРПИ. Присоединение металлорукава к кабельному коробу выполняется через вводную муфту. Для герметизации кабелей при вводе в блок-бокс АСУТП предусмотрены кабельные вводы Rohtec.

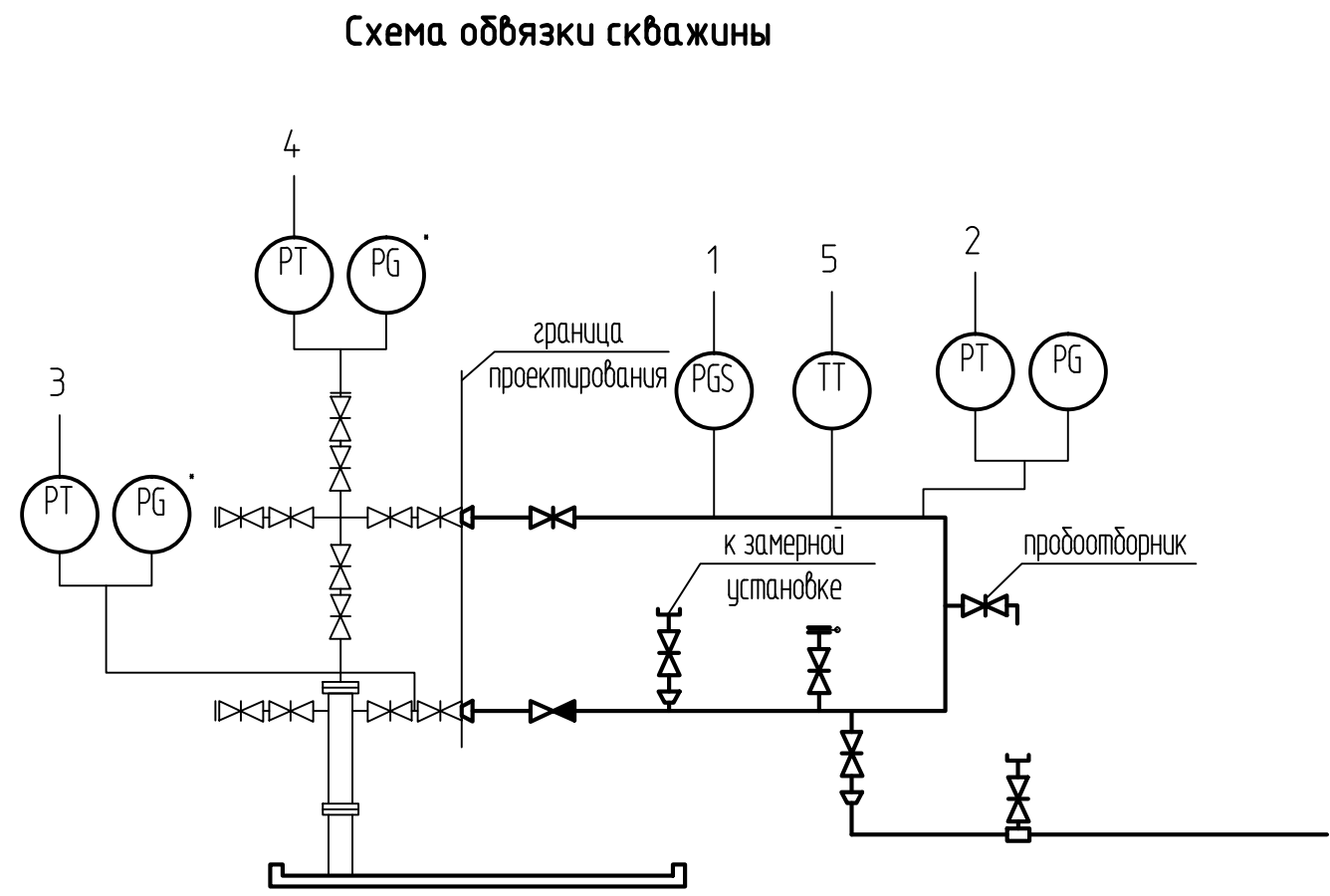
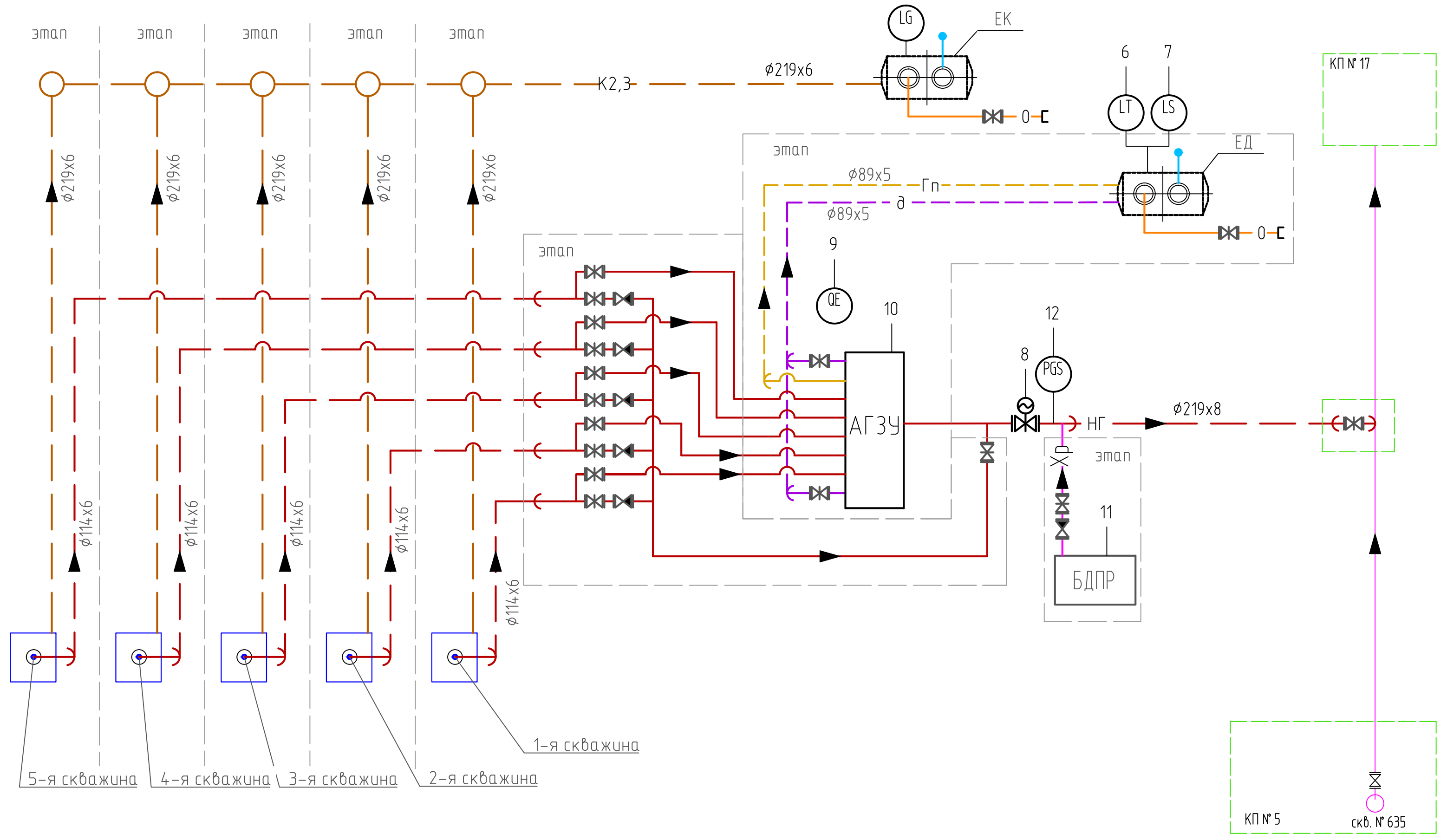
Для подключения контрольно-измерительных приборов и сети промышленного интерфейса предусматриваются кабели «...нг(А)-ХЛ». Кабели пониженной пожарной опасности для групповой прокладки, повышенной холодостойкости. Монтаж электропроводок должен выполняться в соответствии с учетом требований ПУЭ и СП 77.13330.2016. Монтаж электропроводок должен выполняться в соответствии с учетом требований ПУЭ и СП 77.13330.2016.

Приборы и средства автоматизации обслуживаются и ремонтируются существующей службой по обслуживанию и профилактическому ремонту средств КИП и А.

Согласно ПУЭ издание 7 проектом предусматривается заземление по месту приборов и средств автоматизации. Для заземления корпусов приборов и металлорукавов использовать провод ПуГВ 1x2,5 желто-зеленый. Контур информационного заземления должен иметь сопротивление растеканию – 4 Ом.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примеч.
АГЗУ	Групповая замерная установка	1	10 подключений	
ЕД	Емкость подземная дренажная	1	V=8 м³	
ЕК	Емкость подземная канализационная	1	V=5 м³	
БДПР	Блок дозирования приготовления реагента	1		

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование обозначения и изображения
	Инженерные сети, прокладываемые:
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Трубопровод химреагента
	Трубопровод дренажа
	Производственно-дождевая канализация
	Трубопровод отчакки
	Дыхательный стояк
	Задвижка с электроприводом
	Задвижка с ручным приводом
	Обратный клапан

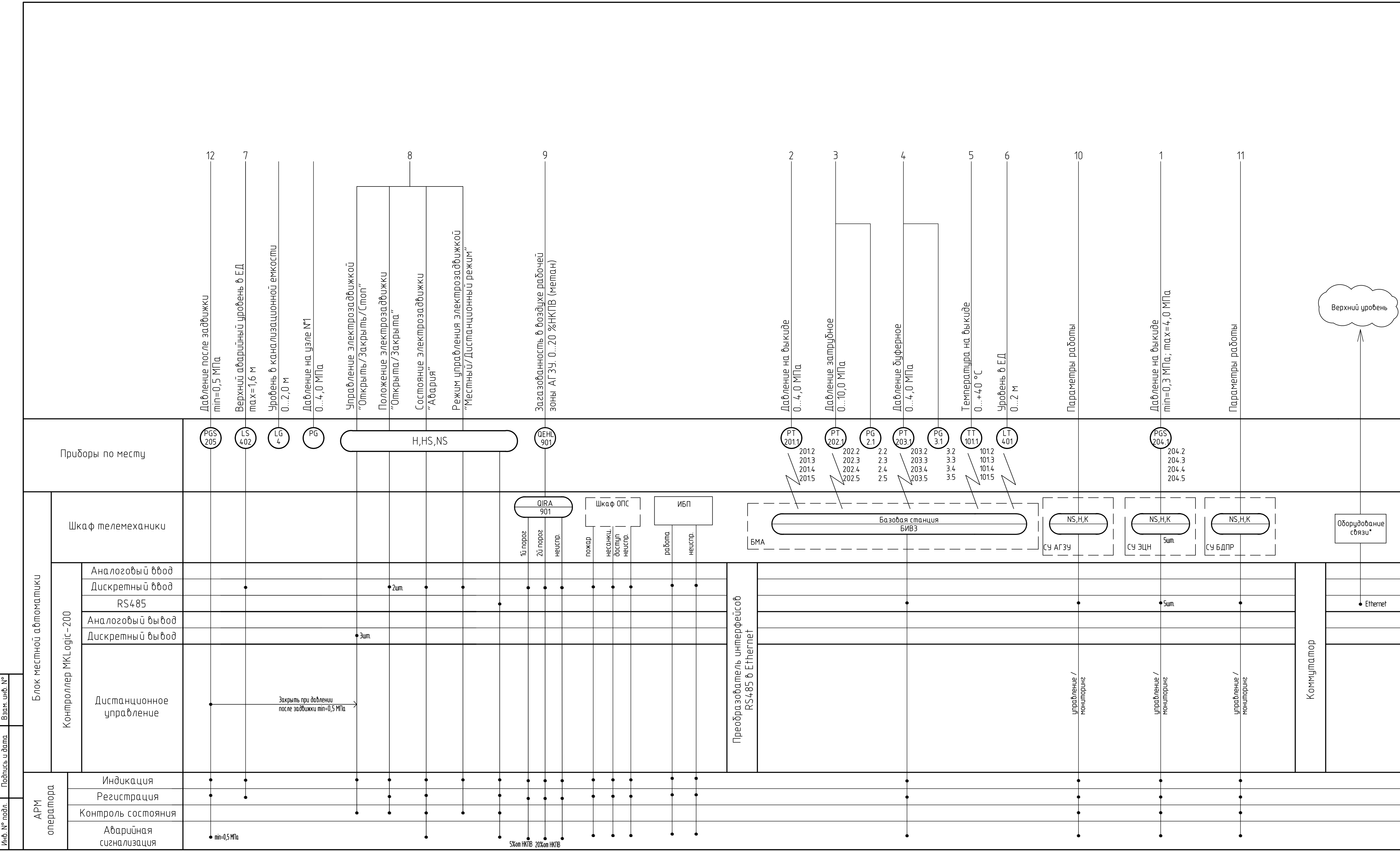
1. Номер скважин могут быть изменены по результатам проведения освоения.
2. Нумерация этапов не указывает на очередность строительства.
3. Проектируемые сети показаны основной линией.

НС02/22-6/П-97-ИОС7.3.ГЧ					
Обустройство КП №11 Ташлинского лицензионного участка					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Кленов			<i>[Signature]</i>	11.22
Проб.	Кленов			<i>[Signature]</i>	11.22
				Стадия	Лист
				П	1
				000	
				"РСК-Инжиниринг"	
				Технологическая схема	
Н. контр.	Кибукевич			<i>[Signature]</i>	11.22
ГИП	Пешина			<i>[Signature]</i>	11.22

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

Спецификация

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Техническая характеристика	Примечание
TT...	Преобразователь температуры	ПТМ			
PT...	Преобразователь давления	АИР10-Ех			
PG...	Манометр коррозионностойкий	МП4А-Кс			
LG...	Поплавковый уровнемер	УПП1			
PGS...	Электроконтактный манометр коррозионностойкий	ДМ5012СГВНКс			
LT...	Уровнемер	ПП			
LS...	Сигнализатор уровня	ВИСУР10			
QENL...	Газоанализатор со встроенным светозвуковым оповещателем	ДГС Эрис-210			
QIRA...	Контроллер загазованности	СГМ Эрис-110			



* Оборудование поставляется сетевым оператором связи.

НС02/22-6/П-97-ИОС7.3.ГЧ				
Обустройство КП №11 Ташлинского лицензионного участка				
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док	Подпись
Разраб.	Кленов			
Проб.	Кленов			
Дата	11.22			
Дата	11.22			
Стация	П	Лист	2	Листов
Н. контр.	Кудрявечич			
ГИП	Пешина			
Дата	11.22			
Дата	11.22			
Схема автоматизации				000
				"РСК-Инжиниринг"