

Заказчик - ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**КУСТЫ №8, №11 ЗАПАДНО-СЕМИВИДОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ****ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ****Раздел 6. Технологические решения****Часть 2. Автоматизированная система управления технологическими процессами****01-3195.1/20С1775-ТР2****Том 6.2**

Взам. инв. №		Технический директор-главный инженер	09.10.2023	Р.А. Концевич
Подп. и дата		Главный инженер проекта	09.10.2023	М.Е. Демидова
Инв. № подл.	101599			

Разрешение	Обозначение	01-3195.1/20С1775-ТР2
2337-23	Наименование объекта строительства	Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
1	Все	<p align="center"><u>01-3195.1/20С1775-ТР2-С</u></p> <p>Внесены данные об изменениях.</p>	5	Письмо входящее № 06/100-3892 18.12.2023 ТПП «УНГ»
	Все	<p align="center"><u>01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1</u></p> <p>Внесены данные об изменениях. На схеме автоматизации изменена обвязка добывающей скважины. Обновлен генплан, изменены сети автоматики около площадки под электрооборудование (поз. 12) и комплектной трансформаторной подстанции (поз. 12.1), изменена обвязка добывающей скважины.</p>		

Согласовано	Н. контр.	Гафарова	20.12.23
	Изм. внес	Ядришникова	20.12.23
	Составил	Ядришникова	20.12.23
	ГИП	Демидова	20.12.23
Утв.	Демидова	20.12.23	

ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»

Лист	Листов
	1

Обозначение	Наименование	Примечание
01-3195.1/20С1775-ТР2-С	Содержание тома	Изм.1 (Зам.)
01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Текстовая часть	44 л.
	Графическая часть	
01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1	Куст скважин №8. Автоматизация технологических процессов	8 л. Изм.1 (Зам.)
01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2	Куст скважин №11. Автоматизация технологических процессов	8 л.
01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ3	Куст скважин №8. Охранная сигнализация	5 л.
01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ4	Куст скважин №11. Охранная сигнализация	5 л.
	Общее количество листов документов, включенных в том	72

Изм. № подл.	101599	Разраб.	Ядришникова		201223	01-3195.1/20С1775-ТР2-С	Стадия	Лист	Листов	
			Пров.	Шевченко						201223
Изм. № подл.	101599	Нач. отд.	Голик		201223	Содержание тома	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»			
		Н. контр.	Гафарова		201223					
		ГИП	Демидова		201223					
Изм. № подл.	101599	1	-	Зам.	2337-23	201223				
Изм. № подл.	101599	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Изм. № подл.	101599	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Изм. № подл.	101599	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

Содержание

1	Автоматизация технологических процессов	3
1.1	Общие данные.....	3
1.2	Цели создания	5
1.3	Объекты автоматизации	5
1.4	Структура контроля и управления	7
1.5	Объемы автоматизации	8
1.5.1	Устье добывающей скважины.....	9
1.5.2	Устье нагнетательной скважины.....	10
1.5.3	Устье водозаборной скважины.....	10
1.5.4	Измерительная установка	12
1.5.5	Комплектная трансформаторная подстанция	13
1.5.6	Блок дозирования реагентов.....	13
1.5.7	Емкость дренажная, V=8 м ³	14
1.5.8	Блок аппаратурный	15
1.5.9	Трубопровод нефтегазосборный Н1	15
1.6	Комплекс технических средств систем автоматизации	15
2	Размещение КТС АСУ ТП	20
3	Требования к электроснабжению	21
4	Контроль загазованности воздушной среды	22
5	Метрологическое обеспечение.....	25
6	Охранная сигнализация.....	27
7	Монтаж оборудования и проводок	28
8	Охрана труда и техника безопасности.....	31
9	Перечень принятых сокращений	32
10	Ссылочные нормативные документы	33
<p>Приложение А Технические условия на обустройство кустовых площадок и разведочных скважин Андреевского, Среднемулымьинского, Лазаревского, Даниловского, Толумского, Польемского, Западно-Семивидовского, Мортымья-Тетеревского, Мулымьинского, Северо-Семивидовского, Тальникового, Трехозерного, Мансингьянского, Узбекского, Филипповского, Шушминского, Южно-Валового,</p>		

Взам. инв. №		Подп. и дата		01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ						
И Inv. № подл.	101599	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
		Разраб.		Ядришникова			09.10.23	П	1	44
		Пров.		Шевченко			09.10.23	Текстовая часть ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		
		Нач. отд.		Голик			09.10.23			
		Н. конпр.		Гафарова			09.10.23			
		ГИП		Демидова			09.10.23			

Тангинского, Экутальского, Южно-Эйтъянского, Потанай-Картопьянского,
 Пайтыхского, Краснеленинского, Новомостовского, Восточно-Каюмовского,
 Яхлинского, Западно-Новомостовского, Северо-Даниловского, Сыморьяхского
 месторождений ТПП «Урайнефтегаз» в части автоматизации и телемеханизации.35

Иив. № подл.	101599						01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
								2
Иив. № подл.	101599	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Подп. и дата								
Взам. иив. №								

- исполнение команд с пунктов управления и обмен информацией с центральным пунктом управления;
- кабельные и трубные проводки от датчиков и механизмов до шкафа станции телемеханики (ТМ);
- разработка внутривидовых сетей.

Проектной документацией «Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения» предусмотрено выделение отдельных этапов строительства.

Перечень проектируемых объектов и этапов строительства представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых объектов и этапов строительства

№ этапа строительства	Наименование этапов строительства
Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения	
1 этап	Обустройство скважины №1 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
2 этап	Обустройство скважины №2 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
3 этап	Обустройство скважины №3 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
4 этап	Обустройство скважины №4 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
5 этап	Обустройство скважины №5 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
6 этап	Обустройство скважины №6 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
7 этап	Обустройство скважины №7 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
8 этап	Обустройство скважины №8 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
9 этап	Обустройство скважины №9 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
10 этап	Обустройство скважины №10 куста №8 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
11 этап	Установка блока дозирования реагентов

Взам. инв. №	Подп. и дата	Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения								
		1 этап	Обустройство скважины №1 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения							
		2 этап	Обустройство скважины №2 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения							
		3 этап	Обустройство скважины №3 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения							
		4 этап	Обустройство скважины №4 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения							
		5 этап	Обустройство скважины №5 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения							
		6 этап	Обустройство скважины №6 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения							
Инд. № подл.	101599	7 этап	Обустройство скважины №7 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения							

Инд. № подл.	101599
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
							4

№ этапа строительства	Наименование этапов строительства
8 этап	Обустройство скважины №8 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
9 этап	Обустройство скважины №9 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
10 этап	Обустройство скважины №10 куста №11 с сетями и оборудованием инженерного технического обеспечения
11 этап	Установка блока дозирования реагентов

1.2 Цели создания

Основными целями создания автоматизированной системы управления являются:

- комплексная автоматизация кустов скважин №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения, позволяющая вести технологический процесс согласно регламенту в автоматическом и дистанционном автоматизированном режиме без постоянного пребывания обслуживающего персонала на площадке;
- снижение непроизводительных потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, сокращение эксплуатационных расходов;
- обеспечение противоаварийной защиты объектов с целью повышения экологической безопасности производства;
- обеспечение надежной и эффективной работы основных производственных объектов за счет оптимального управления режимами их работы в соответствии с требованиями технологического регламента, своевременного обнаружения и ликвидации отклонений и предупреждения аварийных ситуаций.

Основными методами, позволяющими осуществить поставленные цели и задачи, являются:

- оптимизация структуры АСУ ТП, исключая избыточность технических средств, снижение трудоемкости технического и ремонтного обслуживания систем управления;
- выявление предаварийных и аварийных ситуаций в оперативном режиме;
- автоматизация сбора, обработки и представления информации оперативному персоналу, располагаемому в диспетчерском пункте ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения;
- подготовка и обучение эксплуатирующего персонала, повышение квалификации работников промысла.

1.3 Объекты автоматизации

К объектам автоматизации куста скважин №8 Западно-Семивидовского месторождения:

- устье добывающей скважины поз. 1.1...1.7 (7 шт.);

Ивл. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ						Лист
				5						5
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

– измерительная установка поз. 4 полной заводской готовности в комплекте со средствами измерения, приборами, станцией телемеханики и блоком измерений и обработки информации (БИОИ);

– блок дозирования реагентов поз. 5 полной заводской готовности в комплекте со средствами измерения, приборами и станцией управления блока дозирования реагентов (СУ БДР);

– емкость дренажная, $V=8 \text{ м}^3$ поз. 6;

– блок аппаратурный поз. 11, поставляемый комплектно с измерительной установкой;

– комплектная трансформаторная подстанция поз. 12.1;

– трубопровод нефтегазосборный Н1 (участок от ИУ до границы куста);

К объектам автоматизации куста скважин №11 Западно-Семивидовского месторождения относятся:

– устье добывающей скважины поз. 1.1...1.6 (6 шт.);

– устье нагнетательной скважины поз. 2.1, 2.2 (2 шт.), в том числе с отработкой на нефть 2.1, 2.2 (2 шт.);

– устье водозаборной скважины поз. 3.1, 3.2 (2 шт.);

– измерительная установка поз. 4 полной заводской готовности в комплекте со средствами измерения, приборами, станцией телемеханики и блоком измерений и обработки информации (БИОИ);

– блок дозирования реагентов поз. 5 полной заводской готовности в комплекте со средствами измерения, приборами и станцией управления блока дозирования реагентов (СУ БДР);

– емкость дренажная, $V=8 \text{ м}^3$ поз. 6;

– блок аппаратурный поз. 8, поставляемый комплектно с измерительной установкой;

– комплектная трансформаторная подстанция поз. 9.1;

– трубопровод нефтегазосборный Н1 (участок от ИУ до границы куста);

Позиционные обозначения зданий и сооружений указаны согласно тому 2 «Схема планировочной организации земельного участка».

Ивл. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ				

1.4 Структура контроля и управления

Структура АСУ ТП кустов скважин №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения, обеспечивает выполнение функций контроля и оптимального управления производством в целом, а также управление отдельными установками, как при нормальной работе, так и в нештатных ситуациях.

Контроль за режимами работы оборудования, управление технологическим процессом на объектах кустов скважин №8, №11 осуществляются автоматически локальными станциями управления (СУ ЭЦН, СУ БДР, БИОИ), станцией телемеханики на основании заложенных алгоритмов управления. Станция телемеханики располагается в блоке аппаратурном поз. 11 на площадке куста скважин №8. Станция телемеханики располагается в блоке аппаратурном поз. 8 на площадке куста скважин №11.

Оперативному персоналу предоставляется возможность наблюдения за ходом процесса и управление режимами работы оборудования с автоматизированного рабочего места (АРМ оператора) производственного персонала, располагаемого в диспетчерском пункте ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения. На АРМ оператора отображается текущий режим работы технологического оборудования, аварийные и предупредительные сообщения системы при отклонениях наиболее важных технологических параметров за допустимые границы, диагностическая информация о работоспособности комплекса технических средств, а также отчеты установленной формы.

Структура АСУ ТП в соответствии с объемами решаемых задач и возможностями влияния на технологический процесс разделена на три уровня:

- нижний уровень («полевой») – полевое оборудование КИПиА (первичные датчики, преобразователи, исполнительные механизмы);
- первый уровень (уровень контроллерного оборудования) – программно-технический комплекс (станции управления ЭЦН, СУ БДР, БИОИ, станция ТМ с микропроцессорными контроллерами);
- второй уровень – уровень диспетчерского пункта ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения. Включает в себя оперативно-производственную службу, реализованную на базе персональных компьютеров с организацией АРМ оператора. Уровень оперативно-производственной службы – существующий, размещается в диспетчерском пункте ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения.

Распределенные АСУ ТП кустов скважин №8, №11 сконфигурированы из следующего набора локальных станций управления:

- станция управления из комплекта ЭЦН;
- станция телемеханики (ТМ);

Ивв. № подл.	101599
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
							7

- блок измерений и обработки информации (БИОИ);
- станция управления блока дозирования реагентов (СУ БДР).

Станции ТМ кустов скважин №8, №11 обеспечивают:

- реализацию алгоритмов управления электроприводной задвижкой на нефтегазосборном трубопроводе куста скважин при аварийных ситуациях;
- сбор информации от оборудования нижнего и первого уровня, оборудования охранно-пожарной сигнализации (ОПС);
- сопряжение с оборудованием сети связи для передачи данных на второй уровень.

Станция ТМ поставляется комплектно с измерительной установкой.

Для обмена данными со вторым уровнем управления (уровень диспетчерского пункта) применяется оборудование связи (см. том 5.5 «Сети связи»).

Разработка АСУ ТП второго уровня в рамках данного проекта не осуществляется.

Доработка аппаратного и программного обеспечения существующего оборудования второго уровня АСУ ТП и интеграция в него вновь проектируемого оборудования осуществляется во время пуско-наладочных работ.

Схему структурную автоматизированной системы управления куста скважин №8 см. 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1, лист 2.

Схему структурную автоматизированной системы управления куста скважин №11 см. 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2, лист 2.

1.5 Объемы автоматизации

Данным разделом проектной документации рассматривается следующее технологическое оборудование:

- устье добывающей скважины;
- устье нагнетательной скважины;
- устье водозаборной скважины;
- измерительная установка полной заводской готовности в комплекте со станцией телемеханики и блоком измерений и обработки информации;
- комплектная трансформаторная подстанция;
- блок дозирования реагентов полной заводской готовности в комплекте с локальной станцией управления;
- емкость дренажная, $V=8 \text{ м}^3$;
- блок аппаратурный;
- трубопровод нефтегазосборный Н1 (участок от ИУ до границы куста);

Объемы автоматизации для технологических и электротехнических установок, размещаемых на площадках кустов скважин, приведены далее.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
											8

1.5.1 Устье добывающей скважины

Для добывающих скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН.

Добывающие скважины оборудованы электроцентробежными насосными агрегатами со станциями управления, которые поставляются комплектно заводом-изготовителем и обеспечивают бесперебойную работу насосных агрегатов в автоматическом режиме. Станции управления располагаются на площадках под электрооборудование.

Объемы автоматизации для добывающих скважин:

- местный контроль буферного избыточного давления добываемой жидкости (нефтегазоводяная эмульсия);
- сигнализация наличия напряжения питания станции управления ЭЦН;
- автоматическое отключение всех ЭЦН при пожаре на кусте скважин (при срабатывании автоматических пожарных извещателей в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5, блоке аппаратурном, а так же при срабатывании ручного извещателя), загазованности 50 % НКПР в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5, аварийном максимальном или аварийном минимальном избыточном давлении нефтегазоводяной эмульсии на выходе измерительной установки поз. 4.

Станции управления ЭЦН обеспечивают:

- подачу сигнала на включение и отключение аппарата управляющего электродвигателем насосной установки (автоматически от станции ТМ, дистанционно из диспетчерского пункта ЦДНГ-3);
- работу электродвигателя насосной установки в режимах «останов», «автоматический» (непрерывный) и «автоматический по заданной программе» (по таймеру);
- защиту и контроль параметров работы электродвигателя;
- измерение текущего значения сопротивления изоляции электродвигателя;
- измерение текущего значения частоты вращения электродвигателя;
- измерение текущей потребляемой мощности, отображение количества потребленной электроэнергии;
- вычисление текущего значения фактической загрузки электродвигателя;
- возможность настройки установок на месте эксплуатации при наличии пароля доступа;
- возможность деблокировки защиты;
- сигнализацию о нормальной работе или аварийном отключении электродвигателя;
- контроль времени наработки насосной установки;
- контроль тока двигателя по фазам;
- контроль температуры масла двигателя;
- контроль избыточного давления пластовой жидкости на приеме насосного агрегата;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	101599	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
											9

- контроль состояния насоса (включен/отключен);
- измерение текущего значения турбинного вращения двигателя;
- измерение мощности (ваттметрирование);
- измерение напряжения по фазе А, В, С;
- измерение частоты сети;
- учет электроэнергии.

Интеграция сигналов системы автоматического управления ЭЦН в станцию ТМ осуществляется по интерфейсу RS-485.

1.5.2 Устье нагнетательной скважины

Для нагнетательных скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации: в первоначальный период (на период отработки на нефть) с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН, в дальнейшем – перевод скважин на закачку воды в пласт. Перечень нагнетательных скважин, для которых предусмотрен механизированный способ эксплуатации см.п.1.3.

Объемы автоматизации нагнетательных скважин в период отработки на нефть аналогичны объемам автоматизации добывающих скважин см. п. 1.5.1.

Объемы автоматизации нагнетательных скважин в последующие периоды после отработки на нефть обеспечивают:

- местный контроль буферного избыточного давления закачиваемой жидкости (вода пресная);
- местный контроль линейного избыточного давления закачиваемой жидкости (вода пресная);
- измерение объемного расхода воды пресной (м³/ч) по каждой скважине.

1.5.3 Устье водозаборной скважины

Для водозаборных скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН.

Водозаборные скважины оборудованы электроцентробежными насосными агрегатами со станциями управления, которые обеспечивают бесперебойную работу насосных агрегатов в автоматическом режиме. Станции управления располагаются на площадке под электрооборудование.

Объемы автоматизации для водозаборных скважин:

- местный контроль буферного избыточного давления добываемой жидкости (вода пресная);
- местный контроль линейного избыточного давления добываемой жидкости (вода пресная) до и после фильтра;

Изм. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ						Лист
										10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

- сигнализацию наличия напряжения питания станции управления ЭЦН;
- измерение объемного расхода воды пресной (м³/ч) по каждой скважине;
- автоматическое отключение ЭЦН водозаборных скважин при пожаре на кусте №11 (при срабатывании автоматических пожарных извещателей в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5, блоке аппаратурном поз. 8, а также при срабатывании ручного извещателя), загазованности 50 % НКПР в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5.

Станция управления ЭЦН обеспечивает:

- подачу сигнала на включение и отключение аппарата управляющего электродвигателем насосной установки (автоматически от станции ТМ, дистанционно из диспетчерского пункта ЦДНГ-3);
- работу электродвигателя насосной установки в режимах «останов», «автоматический» (непрерывный) и «автоматический по заданной программе» (по таймеру);
- защиту и контроль параметров работы электродвигателя;
- измерение текущего значения сопротивления изоляции электродвигателя;
- измерение текущего значения частоты вращения электродвигателя;
- измерение текущей потребляемой мощности, отображение количества потребленной электроэнергии;
- автоматическое отключение электродвигателя при срабатывании параметров аварийной защиты электродвигателя (в том числе при падении уровней воды в скважинах ниже допустимого);
- вычисление текущего значения фактической загрузки электродвигателя;
- возможность настройки установок на месте эксплуатации при наличии пароля доступа;
- возможность деблокировки защиты;
- сигнализацию о нормальной работе или аварийном отключении электродвигателя;
- контроль времени наработки насосной установки;
- контроль тока двигателя по фазам;
- контроль температуры масла двигателя;
- контроль избыточного давления пластовой жидкости на приеме насосного агрегата;
- вычисление уровня пластовой жидкости над приемной сеткой;
- контроль состояния насоса (включен/отключен);
- измерение текущего значения турбинного вращения двигателя;
- измерение мощности (ваттметрирование);
- измерение напряжения по фазе А, В, С;
- измерение частоты сети;
- учет электроэнергии.

Ивл. № подл.	101599
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ

Интеграция сигналов системы автоматического управления ЭЦН в станцию телемеханики осуществляется по интерфейсу RS-485.

1.5.4 Измерительная установка

Измерительная установка позволяет проводить замер дебита скважин, основанный по принципу измерения разделенных потоков газа и жидкости массовыми кориолисовыми расходомерами и определения обводненности продукции скважин косвенным (расчетным) методом, с применением прямого метода измерения плотности жидкости массовым расходомером и лабораторного метода определения объемной доли нефти сырой обезвоженной и плотности нефти сырой обезвоженной.

Объемы автоматизации обеспечивают:

- выдача сигнала «Авария» в БИОИ при аварийном состоянии установки;
- выдача информации в БИОИ о работе скважин;
- автоматическое управление гидравлическим переключателем скважин на замер по заложенной программе или оператором для поочередного подключения скважин к измерительному модулю;
- местное измерение избыточного давления масла в гидроприводе ПСМ;
- программное или по команде измерение дебита по жидкости и газу, отдельно по каждой скважине или в целом по установке измерительной путем периодического измерения массового расхода (кг/ч), плотности, температуры жидкости и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям ($m^3/ч$), абсолютного давления и температуры газа;
- измерение избыточного давления жидкости в выходном коллекторе ИУ с сигнализацией предельных значений;
- местное измерение избыточного давления жидкости в выходном коллекторе ИУ;
- измерение температуры жидкости в выходном коллекторе ИУ;
- измерение температуры на жидкостной линии перед расходомерами на выходе сепаратора;
- измерение перепада давления жидкости до и после фильтра на линии выхода жидкости с ПСМ на замер;
- местное измерение избыточного давления газа в сепараторе;
- контроль и сигнализация загазованности;
- автоматическое включение вытяжного вентилятора в блок-боксе при достижении концентрации паров взрывоопасных смесей 10 % НКПР;
- включение резервного вытяжного вентилятора при выходе из строя рабочего;
- местное управление вентиляцией и включение вытяжного вентилятора от кнопки дистанционного управления;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. инв. №	101599	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
											12

- автоматическое управление светозвуковой сигнализацией загазованности;
- отключение электроприемников (кроме аварийной вентиляции) при загазованности 50 % НКПР в блок-боксе;

- пожарная сигнализация;
- отключение электроприемников при пожаре в блок-боксе;
- автоматическое управление электрообогревом по температуре воздуха в блок-боксе;
- местное управление отоплением, освещением;
- сигнализация несанкционированного доступа;
- сигнализация низкой температуры воздуха в блок-боксе.

Измерительная установка куста скважин №8 имеет в своем составе блок измерений и обработки информации (БИОИ) и станцию телемеханики (ТМ) располагаемые в блоке аппаратурном поз. 11, которые обеспечивают бесперебойную работу установки в автоматическом режиме.

Измерительная установка куста скважин №11 имеет в своем составе блок измерений и обработки информации (БИОИ) и станцию телемеханики (ТМ) располагаемые в блоке аппаратурном поз. 8, которые обеспечивают бесперебойную работу установки в автоматическом режиме.

Станции телемеханики, БИОИ производят обработку измерительной информации, поступающей от первичных преобразователей, индикацию и передачу значений измеряемых и определяемых параметров по коммуникационным каналам, а также управление процессом измерений (переключение скважин, сигнализация положения переключателя скважин).

Интеграция сигналов БИОИ в станцию ТМ осуществляется по интерфейсу RS-485.

1.5.5 Комплектная трансформаторная подстанция

Объемы автоматизации обеспечивают:

- учет электроэнергии на вводах КТП.

1.5.6 Блок дозирования реагентов

Объемы автоматизации блока дозирования реагентов обеспечивают:

- местный контроль перепада давления реагента на фильтрах;
- местное и автоматическое управление насосами-дозаторами;
- местное управление шестеренчатым насосом;
- местный контроль уровня реагента в расходной емкости;
- контроль уровня реагента в расходной емкости с сигнализацией предельных значений;
- контроль температуры реагента в расходной емкости с сигнализацией предельных значений;

значений;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	101599	Взам. инв. №	Подп. и дата	Ивв. № подл.	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
											13

- автоматическое управление нагревателем в расходной емкости по температуре реагента в емкости;
- контроль объемного расхода реагента (м³/ч);
- контроль избыточного давления реагента на выкиде насосов-дозаторов (в общем коллекторе) с сигнализацией предельных значений;
- автоматическое отключение насоса-дозатора при достижении минимального или максимального значения избыточного давления реагента на выкиде насоса, снижении уровня реагента до минимального значения;
- автоматическое повторное включение насоса-дозатора при восстановлении питающей сети;
- исполнительная сигнализация состояния насосов-дозаторов, шестеренчатого насоса, аварийного вентилятора, ТЭНа в расходной емкости, электронагревателей в помещении;
- контроль и сигнализация загазованности;
- автоматическое включение вытяжного вентилятора в технологическом отсеке при достижении концентрации паров взрывоопасных смесей 10% НКПР;
- местное управление вентиляцией и включение вентилятора от кнопки дистанционного управления (в технологическом отсеке БДР);
- включение резервного вентилятора при выходе из строя рабочего (в технологическом отсеке БДР);
- автоматическое управление светозвуковой сигнализацией загазованности;
- отключение электроприемников (кроме аварийной вентиляции) при загазованности 50 % НКПР в блок-боксе;
- пожарная сигнализация;
- отключение электроприемников при пожаре в блок-боксе;
- контроль температуры воздуха в помещении с сигнализацией минимального значения;
- автоматическое управление электрообогревом по температуре воздуха в помещении;
- местное управление отоплением, освещением;
- сигнализация несанкционированного доступа в помещение.

Блок дозирования реагентов имеет в своем составе станцию управления СУ БДР, поставляемую комплектно заводом-изготовителем, которая обеспечивает бесперебойную работу в автоматическом режиме. СУ БДР размещена в отсеке автоматики блока дозирования реагента. Интеграция сигналов СУ БДР в станцию телемеханики осуществляется по интерфейсу RS-485 и физическим линиям связи (аналоговые, дискретные сигналы).

1.5.7 Емкость дренажная, V=8 м³

Объемы автоматизации емкости дренажной обеспечивают:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
													14
Ивв. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №										

- дистанционная сигнализация максимального уровня дренажных стоков в емкости.

1.5.8 Блок аппаратурный

Для блока аппаратурного предусмотрены объемы автоматизации:

- пожарная сигнализация;
- отключение электроприемников при пожаре в блоке;
- автоматическое управление электрообогревом по температуре воздуха в блоке;
- местное управление отоплением, освещением;
- сигнализация несанкционированного доступа и низкой температуры воздуха в блоке.

1.5.9 Трубопровод нефтегазосборный Н1

Объемы автоматизации обеспечивают:

- местный контроль избыточного давления нефтегазоводяной эмульсии в нефтегазосборном трубопроводе после задвижки Зд1;
- местное управление задвижкой с электроприводом Зд1;
- дистанционное управление задвижкой с электроприводом Зд1, контроль состояния запорной арматуры;
- автоматическое закрытие задвижки с электроприводом Зд1 при пожаре на кусте скважин (при срабатывании автоматических пожарных извещателей в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5, блоке аппаратурном, а так же при срабатывании ручного извещателя), загазованности 50 % НКПР в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5, аварийном максимальном или аварийном минимальном избыточном давлении нефтегазоводяной эмульсии на выходе измерительной установки поз. 4.

1.6 Комплекс технических средств систем автоматизации

Для проектируемых объектов предусматриваются приборы и средства автоматизации российского производства.

Все применяемые приборы и средства автоматики имеют требуемые виды климатического исполнения и взрывозащиты, а также сертификаты, подтверждающие правомочность их применения на объекте. Виды климатического исполнения и взрывозащиты представлены в таблице 2.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
							15
Ивв. № подл.	101599						
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

Таблица 2 – Виды взрывозащиты, климатическое исполнение средств автоматики

Производства (отдельные помещения) и сооружения	Вид среды в помещениях, аппаратах и трубопроводах	Категория помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности по ФЗ №123-ФЗ ст. 25, 27; СП 12.13130.20 09	Наименование оборудования	Вид взрывозащиты	Степень защиты оболочки от проникновения внутрь пыли и влаги	Климатическое исполнение
Устье добывающей скважины, устье нагнетательной скважины в период отработки на нефть	Нефтегазовая эмульсия	АН	Манометр	-	IP54	УХЛ1 (от минус 70 °С до плюс 50 °С)
Устье нагнетательной скважины	Вода пресная	ДН	Манометр	-	IP54	УХЛ1 (от минус 70°С до плюс 50°С)
			Расходомер	1ExdIICT5 X	IP67	УХЛ1 (от минус 60°С до плюс 70°С)
Устье водозаборной скважины	Вода пресная	ДН	Манометр	-	IP54	УХЛ1 (от минус 70°С до плюс 50°С)
			Расходомер	1ExdIICT5 X	IP67	УХЛ1 (от минус 60°С до плюс 70°С)
Емкость дренажная, V=8 м³	Дренажные стоки	АН	Сигнализатор уровня	1ExdIICT6 Gb X	IP67	УХЛ1 (от минус 60°С до плюс 60°С)
Трубопровод нефтегазосборный (участок от измерительной установки до границы куста)	Нефтегазовая эмульсия	-	Манометр	-	IP54	УХЛ1 (от минус 70°С до плюс 50°С)
Измерительная установка	Нефтегазовая эмульсия	A	*	Exd, Exi	не менее IP54	не менее УХЛ1
Блок дозирования реагентов	Ингибитор парафино-(соле)-отложения	A	*	Exd, Exi	не менее IP54	не менее УХЛ1
Комплектная трансформаторная подстанция	-	B	*	-	не менее IP44	не менее УХЛ1
Блок аппаратный	-	B4	*	-	не менее IP44	не менее УХЛ1

* - блок выполнен по принципу максимальной заводской готовности и комплектуется приборами автоматики с необходимым уровнем взрывозащиты и климатическим исполнением на заводе-изготовителе.

Средства измерений, применяемые для измерения технологических параметров, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и имеют сертификаты соответствия Таможенного союза.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм. № подл. 101599

01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ

Лист 16

контроллера. Станция ТМ входит в комплект поставки ИУ. Станция телемеханики и БИОИ для измерительной установки поз. 4 устанавливается в блоке аппаратурном поз. 11.

Измерительная установка куста №11 (блок технологический, блок аппаратурный) комплектуется средствами автоматизации заводом-изготовителем. Для сбора информации с первичных датчиков и преобразователей в состав каждой установки входят станция телемеханики и БИОИ, выполненные на базе микропроцессорного контроллера. Для сбора информации и управления прочим технологическим оборудованием куста скважин в блоке аппаратурном поз. 4 дополнительно предусмотрена станция ТМ на базе микропроцессорного контроллера. Станция ТМ входит в комплект поставки ИУ. Станция телемеханики и БИОИ для измерительной установки поз. 4 устанавливается в блоке аппаратурном поз. 8.

Блок дозирования реагентов комплектуется средствами автоматизации заводом-изготовителем. Для сбора информации с первичных датчиков и преобразователей в состав блока входит станция управления (СУ БДР), выполненная на базе микропроцессорного контроллера. СУ БДР устанавливается в отсеке автоматики блока дозирования реагента поз. 5.

Контроль за работой оборудования прочих объектов куста скважин №8 осуществляется станцией телемеханики из помещений блоков аппаратурных поз. 11.

Контроль за работой оборудования прочих объектов куста скважин №11 осуществляется станцией телемеханики из помещений блоков аппаратурных поз. 8.

В блоке аппаратурном поз. 11 куста скважин №8 размещаются:

- станция телемеханики (ТМ) комплектной поставки с измерительной установкой поз. 4;
- блок измерений и обработки информации (БИОИ) с микропроцессорным контроллером, поставляемый комплектно с измерительной установкой поз. 4;
- оборудование ОПС комплектной поставки с измерительной установкой поз. 4.

В блоке аппаратурном поз. 8 куста скважин №11 размещаются:

- станция телемеханики (ТМ) комплектной поставки с измерительной установкой поз. 4;
- блок измерений и обработки информации (БИОИ) с микропроцессорным контроллером, поставляемый комплектно с измерительной установкой поз. 4;
- оборудование ОПС комплектной поставки с измерительной установкой поз. 4.

Обмен информацией между общей станциями телемеханики и станциями управления ЭЦН, БИОИ осуществляется по интерфейсному сигналу RS-485 ModBus RTU.

Обмен информацией между станцией телемеханики куста скважин и станцией управления блока дозирования реагентов (СУ БДР) осуществляется по интерфейсному сигналу RS-485 ModBus RTU и физическим линиям связи.

Передача данных от полевого оборудования КИП (датчики, преобразователи, исполнительные механизмы) до станции телемеханики осуществляется по физическим и интерфейсным линиям связи.

Изм. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ				

Для передачи в диспетчерский пункт ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения предусматривается организация радиоканала связи (см. том 5.5 «Сети связи»).

Иив. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ						19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.							Подп.

2 Размещение КТС АСУ ТП

Первичные преобразователи, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются с помощью закладных деталей (внутри измерительной установки, блока дозирования реагентов закладные детали смонтированы на заводе изготовителе, вне блоков - учитываются в томе 6.1 «Технологические решения»).

Манометры вне помещений устанавливаются на трубопровод без применения импульсных трубок. Участки с отборными устройствами теплоизолируются и максимально используется для их обогрева тепло технологической среды в трубопроводе.

Отборные устройства, импульсные трубки, приборы, устанавливаемые внутри блок боксов с электрическим отоплением, обогреву не подлежат.

Станция телемеханики куста №8 размещена в блоке аппаратурном поз. 11, там же размещены БИОИ измерительной установки поз. 4 и оборудование охранно-пожарной сигнализации. Температура окружающей среды в помещении блоков аппаратурных от плюс 10 °С до плюс 35 °С.

План расположения оборудования в блоке аппаратурном куста №8 представлен на чертеже 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1, лист 7.

Станция телемеханики куста №11 размещена в блоке аппаратурном поз. 8, там же размещены БИОИ измерительной установки поз. 4 и оборудование охранно-пожарной сигнализации. Температура окружающей среды в помещении блоков аппаратурных от плюс 10 °С до плюс 35 °С.

План расположения оборудования в блоке аппаратурном куста №11 представлен на чертеже 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2, лист 7.

Станции управления ЭЦН куста скважин №8 располагаются на площадке под электрооборудование поз. 12 в утепленных обогреваемых шкафах, в которых автоматически поддерживается температура от плюс 5 °С до плюс 20 °С, необходимая для работы оборудования в соответствии с требованиями к его эксплуатации.

Станции управления ЭЦН куста скважин №11 располагаются на площадке под электрооборудование поз. 9 в утепленных обогреваемых шкафах, в которых автоматически поддерживается температура от плюс 5 °С до плюс 20 °С, необходимая для работы оборудования в соответствии с требованиями к его эксплуатации.

Существующие автоматизированные рабочие места, станции оператора, серверы и коммуникационное оборудование верхнего уровня являются действующими и размещаются в диспетчерском пункте ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения. Температура окружающей среды в помещении диспетчерского пункта от плюс 18 °С до плюс 28 °С.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
											20

3 Требования к электроснабжению

Подвод электропитания предусматривается в томе 5.1 «Система электроснабжения».

Категорийность электроприемников по надежности электроснабжения определена в соответствии с ПУЭ.

КТС АСУ ТП является электроприемником первой категории.

Для электропитания КТС АСУТП на кустах скважин №8, №11 используются переменный ток напряжением 220 ± 10 В и частотой 50 ± 1 Гц, от автоматических выключателей станции телемеханики, а также постоянный ток напряжением (24 ± 1) В от блока питания станции телемеханики.

Подвод электропитания предусматривается в электротехнической части проекта.

Функционирование АСУ ТП куста скважин №8, №11 в условиях полного исчезновения питания осуществляется от источников бесперебойного питания (ИБП) с установленными аккумуляторными батареями. ИБП обеспечивают питание системы в течение не менее 30 мин согласно п. 6.6.4 СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015. Время восстановления нормального режима электроснабжения объекта меньше времени, которое обеспечивают для работы АСУ ТП источники бесперебойного питания.

Программно-технические средства АСУ ТП обеспечивают сигнализацию наличия электропитания от основного и аварийного источника, сигнализацию о скором прекращении работы ИБП. В нормальном режиме работы ИБП подзарядка аккумуляторных батарей осуществляется автоматически. ИБП оснащен устройством автоматического байпасирования при неисправности.

Источники бесперебойного питания с аккумуляторными батареями поставляются комплектно с КТС АСУ ТП.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ивв.№ подл. 101599	Подп. и дата	Взам. инв.№	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
										21

4 Контроль загазованности воздушной среды

Классификация проектируемых установок на площадках кустов скважин №8, №11 по взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 2.

Контроль воздушной среды сигнализаторами дозврывоопасных концентраций, осуществляется в помещениях категории В-1а.

Датчики ДВК определяют присутствие основных видов углеводородов и измеряют дозврывоопасные концентрации метана, пропана, бутана, изобутана, пентана, циклопентана, гексана, пропилена, паров нефти и нефтепродуктов, паров этилового или метилового спиртов в смеси с азотом или воздухом.

На рассматриваемом объекте в помещениях (кроме блока дозирования реагентов) контролируется легкий газ (метан), так как в компонентном составе контролируемой газовой смеси его наибольшая концентрация. Компонентный состав нефти и растворенного газа представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Компонентный состав нефти и растворенного газа

Наименование параметров, компонентов	Месторождение				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1. Молярная концентрация компонентов, %:					
- сероводород	не обнаружен				
- двуокись углерода	67,23	1,03	75,76	-	21,07
- азот+редкие газы (в т.ч. гелий)	2,45	-	2,45	-	2,04
- метан	11,24	0,17	11,43	-	8,15
- этан	3,00	0,30	3,07	-	2,36
- пропан	4,99	1,63	3,37	-	3,92
- изобутан	1,20	0,70	0,55	-	1,11
- нормальный бутан	3,47	2,73	1,28	-	3,34
- изопентан	1,31	1,70	0,32	-	1,37
- нормальный пентан	1,71	3,31	0,32	-	1,98
- гексаны	3,40	-	1,45	-	-
- гептаны	-	-	-	-	-
01-3195.1/20C1775-TP2.TЧ					
					Лист
					22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

- октаны	-	-	-	-	-
- остаток C9+	-	88,43	-	-	54,66
2. Молекулярная масса	42,80	171,50	47,10	-	59,26
3. Плотность:					
- газа, кг/м ³	1,789		1,958		
- газа относительная (по воздуху), единиц	1,485		1,625		
- нефти, кг/м ³		827,0		814,0	605,0

Плотность попутного нефтяного газа равна 1,958 кг/м³ (пласт П), что соответствует относительной плотности газа по воздуху 1,625 и, вследствие этого, газ является тяжелым (более 0,8). В соответствии с этим были приняты соответствующие технические решения.

В помещении блока дозирования реагента контролируется наличие паров метанола, так как в блоке предусмотрено присутствие ингибитора парафинообразования, пары которого содержат метанол.

Установка датчиков ДВК в блок-боксах выполняется заводом-изготовителем.

В помещении измерительной установки датчики ДВК, исходя из плотности метана (плотность по воздуху 0,6), устанавливаются на высоте от 0,5 до 0,7 м над источником.

В помещении блока дозирования реагента датчики ДВК, исходя из плотности паров метанола (плотность пара по воздуху 1,1), устанавливаются на высоте источника или ниже его не более чем на 0,7 м.

Датчик сигнализирует два порога концентраций: нижний (10 % НКПР); верхний (50 % НКПР). При достижении нижнего/верхнего порога концентрации газа в контролируемой воздушной среде включается предупредительная/аварийная световая и звуковая сигнализация у входа снаружи помещения, дополнительно при 10 % НКПР включается аварийная вентиляция.

При загазованности 50 % НКПР на объектах куста скважин (измерительная установка, блок дозирования реагентов) общая станция управления автоматически осуществляет алгоритмы по управлению исполнительными механизмами для безопасного вывода из технологического процесса объектов с высокой концентрацией газа в воздухе и дальнейшие мероприятия по аварийному снятию электропитания с этих объектов.

Сигналы (аналоговые, дискретные) от датчиков ДВК передается в станцию телемеханики и далее по каналам связи в диспетчерский пункт ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения на АРМ производственного персонала.

В качестве стационарных сигнализаторов дозврывоопасных концентраций (ДВК) используются датчики типа ДГС ЭРИС-210 IR (или аналог). Газосигнализатор дозврывоопасных концентраций ДГС ЭРИС-210 IR (или аналог) имеет сертификат соответствия и разрешение Федеральной службы по техническому надзору на применение, предназначен для измерения

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
							23

довзрывоопасных концентраций метана, пропана, бутана, изобутана, пентана, циклопентана, гексана, этана, этилена, пропилена, паров ацетона, бензола, толуола, метилтретбутилового эфира, этилового или метилового спиртов в смеси с азотом или воздухом в диапазоне температур от минус 60 °С до плюс 65 °С. Газосигнализатор ДГС ЭРИС-210 IR (или аналог) является стационарным прибором, выполнен в взрывозащищенном исполнении, применяется во взрывоопасных зонах в соответствии с маркировкой взрывозащиты 1Exd[ia]IICT6X.

На наружных площадках кустов скважин обслуживающим персоналом осуществляется контроль воздушной среды газоанализатором портативным ПГ ЭРИС-414 с маркировкой взрывозащиты 1ExdiaIICT4GbX. Измеряемые газы - горючие газы и пары.

Иив. № подл. 101599	Подп. и дата	Взам. инв. №					01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
								24
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

5 Метрологическое обеспечение

Основными целями и задачами метрологического обеспечения АСУ ТП является измерение количества извлекаемой из недр сырой нефти, выполняемое по отдельным скважинам, контроль приемистости нагнетательных скважин.

Замер добываемой нефти, нефтяного газа кустов скважин №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения осуществляется измерительными установками с массовыми кориолисовыми расходомерами, расположенными на территории куста скважин.

Настоящей проектной документацией решения по автоматизации измерительных установок не разрабатываются. Средства измерений входящие в состав измерительной установки имеют свидетельство об утверждении типа средств измерений и предназначены для измерения массы жидкости, добываемой с отдельной скважины. Метод измерений регламентируется методикой выполнения измерений, разработанной заводом-изготовителем.

Измерительные каналы АСУ ТП по сферам Государственного регулирования обеспечения единства измерений разделены по следующим сферам: обеспечения безопасных условий и охраны труда, государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов, вне сферы регулирования. Характеристика измерительных каналов представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики измерительных каналов

Назначение	Место установки	Диапазон изменения контролируемых параметров	Наименование и тип СИ	Тип выходного сигнала	Диапазон измерений	Погрешность измерения	Контроль метрологических характеристик
Сфера обеспечения безопасных условий и охраны труда							
Контроль загазованности воздушной среды	В зоне В1-а (помещения измерительной установки, блока дозирования реагента)	от 0 до 50 % НКПР	ДГС ЭРИС-210 IR или аналог	от 4 до 20 мА, сухой контакт	от 0 до 50 % НКПР	абсолютная ± 5 % НКПР	Поверка
Измерение загазованности	Наружные площадки	от 0 до 100 % НКПР	ПГ ЭРИС или аналог	-	от 0 до 50 % НКПР	приведенная ± 5 % НКПР	Поверка
Сфера государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов							
Измерение расхода пресной воды	Устьевая арматура нагнетательных скважин (куст скважин №11)	3,75 м ³ /ч	Расходомер*	импульсный	от 0,5 до 8 м ³ /ч	относительная ± 1,0 %	Поверка
Измерение расхода пресной воды	Устьевая арматура водозаборных скважин (куст скважин №11)	7,50 м ³ /ч	Расходомер*	импульсный	от 0,7 до 20 м ³ /ч	относительная ± 1,0 %	Поверка
01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ							Лист
01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ							25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Назначение	Место установки	Диапазон изменения контролируемых параметров	Наименование и тип СИ	Тип выходного сигнала	Диапазон измерений	Погрешность измерения	Контроль метрологических характеристик
Вне сферы регулирования							
Измерение буферного избыточного давления нефтегазоводяной эмульсии	Устьевая арматура добывающих скважин	от 0,4 до 4,05 МПа	Манометр	-	от 0 до 6,0 МПа	приведенная ±1,5 %	Калибровка
Измерение буферного избыточного давления пресной воды	Устьевая арматура нагнетательных скважин (куст скважин №11)	от 15 до 21 МПа	Манометр	-	от 0 до 40,0 МПа	приведенная ±1,5 %	Калибровка
Измерение линейного избыточного давления пресной воды	На подводящем водоводе нагнетательных скважин (куст скважин №11)	от 15 до 21 МПа	Манометр	-	от 0 до 40,0 МПа	приведенная ±1,5 %	Калибровка
Измерение буферного избыточного давления пресной воды	Устьевая арматура водозаборных скважин (куст скважин №11)	от 15 до 21,05 МПа	Манометр	-	от 0 до 40,0 МПа	приведенная ±1,5 %	Калибровка
Измерение избыточного давления нефтегазоводяной эмульсии	Трубопровод нефтегазосборный (после задвижки с электроприводом)	от 0,4 до 4,05 МПа	Манометр	-	от 0 до 6,0 МПа	приведенная ±1,5 %	Калибровка

* – тип оборудования и его характеристики уточняются после окончательного согласования ТКП Заказчиком.

Монтаж обслуживаемых приборов должен обеспечивать возможность свободного доступа к ним, в том числе для проведения работ по демонтажу приборов при эксплуатации. Монтаж, применение и демонтаж СИ должны соответствовать технической и эксплуатационной документацией на СИ.

Поверка средств измерения проводится по методике поверки, установленной при утверждении типа средств измерений.

Калибровка средств измерения проводится по методике калибровки, разработанной заводом-изготовителем, согласно ГОСТ Р 8.879-2014.

Средства измерений, применяемые для измерения технологических параметров, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и имеют сертификаты соответствия, декларации о соответствии Таможенного союза.

Изм. № подл.	101599
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
							26

6 Охранная сигнализация

Целью разработки охранной сигнализации является организация обнаружения несанкционированного проникновения в помещения защищаемых объектов Сыморьяхского месторождения.

Предусматривается оснащение охранной сигнализацией следующих объектов:

- измерительная установка;
- блок дозирования реагентов;
- блок аппаратурный.

Для блока аппаратурного и блока дозирования реагентов кустов скважин предусмотрена установка извещателей охранных точечных магнитоконтактных ИО 102 (по количеству дверей).

Для измерительной установки предусмотрена установка выключателей путевых взрывозащищенных ВПВ-1А-11 (по количеству дверей).

Извещатели охранные точечные магнитоконтактные срабатывают на открывание или смещение дверей, с выдачей сигнала «Тревога» в БИОИ, схема расположения технических средств и устройств, предусмотренных проектными решениями, направленными на предотвращение несанкционированного доступа см. 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ3, 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ4.

Объекты проектирования не попадают под критерии объектов, рекомендованных к включению в перечень объектов ТЭК, подлежащих категорированию, в соответствии с ст. 5 Федерального закона Российской Федерации от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

В соответствии с СП 132.13330.2011 принять категорию значимости объектов в зависимости типа и размера ущерба - 3 (низкая значимость).

Ивв. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ				

7 Монтаж оборудования и проводок

Условия эксплуатации средств измерений, размещаемых на открытой площадке, представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Условия эксплуатации средств измерений

Наименование показателя	Единица измерения	Значение	Примечания
Абсолютная минимальная температура воздуха	°С	Минус 52	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92	°С	Минус 40	
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98	°С	Минус 49	
Абсолютная максимальная температура воздуха	°С	37	
Климатическое исполнение, категория размещения		УХЛ 1	Согласно ГОСТ 15150-69
Класс взрывоопасной зоны		В-1г	Согласно ПУЭ

Трассы КИП для полевых приборов на кустах скважин №8, №11 выполнены следующими кабелями:

– для подключения датчиков с аналоговым выходным сигналом от 4 до 20 мА и электроаппаратуры с дискретным выходным сигналом - кабелем КВВГЭнг(А)-ХЛ (кабель с медными жилами с ПВХ изоляцией, экранированный, с заполнением из поливинилхлоридного пластиката, не распространяющий горение, в холодостойком исполнении);

– для интерфейсных каналов – кабелем ИнСил-ОЭнг(А)-ХЛ (кабель с медными жилами с ПВХ изоляцией, экранированный, не распространяющий горение, в холодостойком исполнении);

– для подключения электроаппаратуры с интерфейсным сигналом, используемой внутри помещений - кабелем ИнСил-ОЭнг(А)-LS (кабель с медными жилами с ПВХ изоляцией, экранированный, не распространяющий горение, с пониженным дымо- и газовыделением);

– для подключения охранных извещателей - кабелем ИнСил-ОЭнг(А)-LS (кабель с медными жилами с ПВХ изоляцией, экранированный, не распространяющий горение, с пониженным дымо- и газовыделением).

Кабели предназначены для прокладки внутри и вне помещений в кабельной канализации и в открытом грунте, в том числе во взрывоопасных зонах классов 0, 1, 2 согласно ГОСТ 30852.13-2002.

Резервные неиспользуемые жилы кабелей во взрывоопасных зонах изолируются с помощью концевых заделок. Резервные неиспользуемые жилы в кабелях искробезопасных цепей должны быть соединены с точкой заземления, используемой для заземления других жил в том

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
							28

нормируемым пределом огнестойкости предусматриваются кабельные проемы (ввода) с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций с герметизацией легко удаляемой массой несгораемого материала.

План трасс (сети контроля и автоматики) куста скважин №8 представлен на чертеже 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1, лист 8.

План трасс (сети контроля и автоматики) куста скважин №11 представлен на чертеже 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2, лист 8.

Экран кабеля во взрывоопасных зонах должен быть электрически соединен с заземлителем, расположенным вне взрывоопасной зоны, только в одной точке, обычно на конце цепи.

Смонтированные приборы и средства автоматизации, электрические проводки присоединены к общему контуру заземления или к металлическим конструкциям, имеющим надежную электрическую связь с общим контуром. Корпуса приборов и средств автоматизации подлежат заземлению в соответствии с требованиями инструкций предприятий изготовителей и СП 77.13330.2016. Заземление оборудования КТС предусматривается путем его подключения к общему контуру заземления, который разрабатывается в томе 5.1, с сопротивлением растеканию не более 4,0 Ом.

Ивл. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ				

8 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 проводом ПуГВ 1х4,0.

Монтаж приборов выполнить согласно строительным нормам и правилам СП 77.13330.2016, инструкциям заводов-изготовителей.

Ивл. № подл. 101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 31
			01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

9 Перечень принятых сокращений

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

БИОИ – блок измерений и обработки информации

ДВК – дозрывоопасные концентрации

ИУ – измерительная установка

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

ОПС – охранно-пожарная сигнализация

ПВХ – поливинилхлорид

ПСМ – переключатель скважин многоходовой

СИ – средства измерений

СУ – станция управления

СУ БДР – станция управления блока дозирования реагентов

ТКП – технико-коммерческое предложение

ТМ – телемеханика

ТПП – территориально-производственное предприятие

ТЭН – термоэлектрический нагреватель

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

ЭЦН – электрический центробежный насос

Ивв. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ				

10 Ссылочные нормативные документы

1 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 533 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств;

2 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

3 ВНТП 01/87/04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования;

4 ГОСТ 34.201-2020 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;

5 ГОСТ 21.208-2013 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах;

6 ГОСТ 21.408-2013 СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;

7 ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;

8 ГОСТ Р 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

9 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;

10 ГОСТ Р 8.879-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики калибровки средств измерений. Общие требования к содержанию и изложению;

11 ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений;

12 ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);

13 ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия;

14 ГОСТ Р 50571.5.54-2013 (МЭК 60364-5-54:2011) Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов;

15 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание 6. Глава 7.3 Электроустановки во взрывоопасных зонах;

Изм. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ				

16 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание 6. Глава 7.4 Электроустановки в пожароопасных зонах;

17 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание 7;

18 СП 76.13330.2016 «СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;

19 СП 77.13330.2016 «СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;

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.

Ивл. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ				

Приложение А

Технические условия на обустройство кустовых площадок и разведочных скважин Андреевского, Среднемулымьинского, Лазаревского, Даниловского, Толумского, Польемского, Западно-Семивидовского, Мортымья-Тетеревского, Мулымьинского, Северо-Семивидовского, Тальникового, Трехозерного, Мансингьянского, Узбекского, Филипповского, Шушминского, Южно-Валового, Тангинского, Экутальского, Южно-Эйтьянского, Потанай-Картопьянского, Пайтыхского, Красноленинского, Новомостовского, Восточно-Каюмовского, Яхлинского, Западно-Новомостовского, Северо-Даниловского, Сыморьяхского месторождений ТПП «Урайнефтегаз» в части автоматизации и телемеханизации.

Утверждаю:
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ТПП «Урайнефтегаз»

 В.Н. Балыкин
« ____ » _____ 2021г.

Технические условия

на обустройство кустовых площадок и разведочных скважин Андреевского, Среднемулымьинского, Лазаревского, Даниловского, Толумского, Польемского, Западно-Семивидовского, Мортымья-Тетеревского, Мулымьинского, Северо-Семивидовского, Тальникового, Трехозерного, Мансингьянского, Узбекского, Филипповского, Шушминского, Южно-Валового, Тангинского, Экутальского, Южно-Эйтьянского, Потанай-Картопьянского, Пайтыхского, Красноленинского, Новомостовского, Восточно-Каюмовского, Яхлинского, Западно-Новомостовского, Северо-Даниловского, Сыморьяхского месторождений ТПП «Урайнефтегаз» в части автоматизации и телемеханизации.

ТУ № 55-22-255У от 30.04.2021г. на 9 листах

2021г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
											35

Принятые сокращения:

БМА	- блок местной автоматики;
ТБ	- технологический блок;
БГ	- блок гребенки;
БДР	- блок дозирования реагента;
ДВК	- дозрывоопасная концентрация;
ДП	- диспетчерский пункт;
ИУ	- измерительная установка;
КИПиА	- контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КП	- кустовая площадка;
КТПН	- комплектная трансформаторная подстанция;
НКПВ	- нижний концентрационный предел воспламенения;
НТД	- нормативно-техническая документация;
ОАМС	- отдел автоматизации метрологии и связи;
ППО	- прикладное программное обеспечение;
ППД	- поддержание пластового давления;
ППКОП	- прибор приемно-контрольный охранно-пожарный;
ПСМ	- переключатель скважин многоходовой;
СИ	- средства измерения;
СУ ТМ	- станция управления телемеханики;
ТМС	- термоманометрическая система;
ТС	- телесостояние скважины;
ТПП	- территориальное производственное предприятие;
ШГН	- штанговый глубинный насос;
ЦДНГ	- цех добычи нефти и газа;
ЭЦН	- электроцентробежный насос.

Ивл. № подл. 101599	Подп. и дата	Взам. инв. №					01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
								36
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

1. Общие требования.

1.1. При разработке проектно-сметной документации (ПСД) руководствоваться:

- Настоящими техническими условиями;
- Требованиями действующих норм и правил, а также действующих ГОСТ, ПУЭ, РД, СН и П;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020г. №534;
- Требованиями Технической политики в области ИТО для организаций группы ПАО «ЛУКОЙЛ»;
- Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 от 23.12.2015г. №223 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа»;
- Стандарт ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» СТП 02-28-09 от 24.12.2009г. №110 «Обеспечение безопасности при автоматическом и дистанционном запуске оборудования»;
- СП 77.13330.2016 от 20.10.2016г. «Системы автоматизации»;
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности» от 17.06.2015г. №302.

1.2 Вывод информации с кустовой площадки осуществить в существующую систему телемеханики ЦДНГ, номер цеха принять согласно технологических решений. Технические решения в части автоматизации, в том числе состав и комплектность СУ ТМ, опросные листы на оборудование согласовать на этапе проектирования с Заказчиком на стадии проработки основных технических решений (ОТР), с дальнейшей разработкой проектной документации.

2. Объекты автоматизации и телемеханизации.

2.1. Для автоматизации и телемеханизации замера дебита добывающих скважин на площадке куста применить измерительную установку (ИУ) типа АГЗУ, согласно принятым технологическим решениям. АГЗУ должна состоять из технологического блока (БТ) и блока местной автоматики (БМА).

- 2.2. Скважина добывающая, оснащённая ЭЦН.
- 2.3. Скважина добывающая, оснащённая ШГН.
- 2.4. Шурфовые скважины (при необходимости).
- 2.5. Скважина водозаборная (при необходимости).
- 2.6. БДР (при необходимости).
- 2.7. Скважина нагнетательная системы ППД (при необходимости).
- 2.8. БГ (при необходимости).
- 2.9. Дренажная емкость (при необходимости).
- 2.10. КТПН.

Ивл. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. ивл. №							Лист
				01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

3. Объёмы автоматизации и телемеханизации.

3.1 Технологический блок ИУ:

- Измерение дебита жидкости добывающих скважин.
- Измерение величины избыточного давления в выходном коллекторе ИУ.
- Сигнализация ДВК (концентрации горючих газов 10% и аварийного - при 50% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ)).
- Сигнализация события «ПОЖАР» в помещении ИУ.
- Управление электроприводом ПСМ.
- Сигнализация номера скважины, установленной на замер.
- Сигнализация события «Несанкционированный доступ» в помещении ИУ.

3.2 Блок автоматики (БМА):

- Сигнализация события «Несанкционированный доступ» в помещении БМА.
- Сигнализация события «ПОЖАР», неисправность пожарной сигнализации в помещении БМА.

3.3 Комплектная трансформаторная подстанция (КТПН.)

- Вывод данных в систему ТМ выполнить согласно ТУ на электроснабжение.

3.4 Скважина добывающая, оснащённая ЭЦН:

- Сигнализация телесостояния («Работа» - «Выключен») насоса.
- Регистрацию отработанного скважиной времени.
- Получение данных с контроллера СУ.

3.5 Скважина добывающая, оснащённая ШГН.

- Сигнализация телесостояния («Работа» - «Выключен») насоса.
- Регистрацию отработанного скважиной времени.

3.6 Дренажная емкость.

- Сигнализация верхнего аварийного уровня в дренажной емкости.

3.7 Скважина нагнетательная системы ППД.

- Учёт количества воды, закачанной в нагнетательные скважины.
- Измерение величины избыточного давления на входном коллекторе водовода высокого давления.

3.8 Шурфовые скважины.

- Учет количества добытой воды.
- Сигнализация телесостояния («Работа» - «Выключен») насоса.
- Получение данных с контроллера СУ.

3.9 Скважина водозаборная.

- Учет количества добытой воды в скважине.
- Сигнализация телесостояния («Работа» - «Выключен») насоса.
- Получение данных с контроллера СУ.

3.10 БДР.

- Уровень реагента.
- Температура реагента.
- Состояние дозирующего насоса.
- Расход реагента.
- Сигнализация события «ПОЖАР» в помещении БДР.

Ивл. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. ивл. №							Лист
				01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

- Сигнализация ДВК (концентрации горючих газов 10% и аварийного - при 50% от НКПВ);
- Получение данных с контроллера СУ.

4. Требования к применяемым средствам измерения, автоматизации и телемеханизации.

4.1. В качестве средств измерений аналогового типа использовать датчики с унифицированными токовыми сигналами 4-20 мА.

4.2. В качестве прибора учета закачиваемой жидкости по направлению каждой скважины ППД применить датчик расхода с частотно-импульсным выходным сигналом и с RS-485.

4.3. Программно-технические решения согласовать с заказчиком.

4.4. Средства КИПиА должны быть выбраны с учетом межповерочного интервала не менее 3 лет, технические манометры не менее двух лет и соответствовать климатическому исполнению УХЛ по ГОСТ 15150-69, вид взрывозащиты ExiaII по ГОСТ Р 51330.10-99. Допускается применение оборудования во взрывонепроницаемой оболочке вида [Ex d]. Предусмотреть 10% КИПиА в обменный фонд.

5. Обязательные требования по метрологическому обеспечению.

В документации на поставку, должно быть предусмотрено метрологическое обеспечение поставляемых систем управления и противоаварийной защиты по ГОСТ Р 8.596-2002 включающее:

- определение полного перечня измерительных каналов (ИК) систем и отдельных средств измерений (СИ) с разделением на измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (охрана окружающей среды, обеспечение безопасных условий и охраны труда, производственный контроль за соблюдением установленных законодательством Российской Федерации требований промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта), и измерения вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Отдельно на каждый тип ИС и СИ поставляются:

- сертификаты (свидетельства) об утверждении типа СИ (ИС), описания типа СИ (ИС) и комплект документов, предусмотренный в описании типа СИ (ИС);
- методики поверки (калибровки) средств измерений;
- сертификаты соответствия или Свидетельства о взрывозащищенности;
- сертификаты соответствия Техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011);
- сертификаты соответствия Техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
											39

- инструкции по монтажу, наладке, эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, консервации и утилизации средств измерений.

- паспорта, свидетельства о поверке.

Срок действия свидетельств поверки (калибровки) СИ на момент передачи оборудования заказчику не менее 80% от поверочного интервала.

6. Дополнительные требования.

6.1. БМА с мачтой под антенну установить на расстоянии не ближе 10 метров от высоковольтных воздушных линий.

6.2. Датчики, электронные преобразователи и электронные средства измерения при установке на открытых блоках и непригодные к эксплуатации в условиях низких температур окружающего воздуха разместить в термочехлах.

6.3. Помещение БМА оборудовать дымовыми извещателями, технологический блок ИУ оборудовать ручными и тепловыми взрывозащищенными извещателями с выводом сигналов в БМА на ППКОП. Сигналы «ПОЖАР» и «Неисправность ППКОП» вывести в ДП системы ТМ.

6.4. Систему пожарной сигнализации выполнить согласно требований НТД.

6.5. Цепи аналоговых сигналов взрывоопасных зон, имеющие вид «Искробезопасная электрическая цепь», должны подключаться к входам контроллера через барьеры искрозащиты с гальванической развязкой.

6.6. Цепи дискретных сигналов управления и сигнализации по входу и выходу со стороны Di, Do модулей должны иметь гальваническую развязку, реализованную релейной защитой и установкой плавких предохранителей или модулей защиты от перенапряжения.

6.7. Предусмотреть передачу данных со СУ ЭЦН в том числе с ТМС до кустового контроллера по интерфейсу RS-485, с последующей передачей данных в систему ТМ.

6.8. Для защиты контроллера по интерфейсной линии RS-485 использовать устройства защиты от импульсных напряжений.

6.9. Предусмотреть передачу сигнала «сухой контакт» о телесостоянии насосов ЭЦН, ШГН, Шурф с применением индикатора тока.

6.10. Для организации каналов передачи данных, измерения и управления предусмотреть кабельную продукцию:

- для средств КИПиА - кабель экранированный в исполнении нг(А)-ХЛ сечением не менее 1,0 мм²;

- для интерфейсных сигналов по RS-485 – кабель симметричный парной скрутки экранированный с волновым сопротивлением 120 Ом в исполнении нг(А)-ХЛ.

6.11. Прокладку кабельной продукции по территории кустовой площадки выполнить по кабельным эстакадам (без прокладки подземно) в лотках. Предусмотреть отдельные полки для силовых и контрольных кабелей. В местах пересечения кабельных эстакад с переездами предусмотреть арочные переходы с соответствующими габаритами, позволяющие проезд спецтехники. Прокладку кабельной продукции для сигналов выполнить с применением магистральных участков (для однотипных, равных потенциалов и т.д.). Прокладку кабельной

Изм. № подл.	101599
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ	Лист
							40

продукции от приборов, средств КИПиА и СУ до клеммных коробок предусмотреть небронированные экранированные кабели. Защиту кабельной продукции от механических повреждений выполнить с применением защитного металлорукава в ПВХ оболочке марки МРПИ, стальных водогазопроводных труб или стальных коробов.

6.12. Подключение счетчиков учета воды выполнить через клеммную коробку. Клеммную коробку запроектировать на максимально близком расстоянии к счетчику.

6.13. Предусмотреть заземление всех средств КИПиА и металлорукава вне зависимости от применяемого напряжения. Точки присоединения заземляющих проводников обозначить знаками «заземление».

6.14. При расчёте длин кабельной продукции предусмотреть резерв не менее 10 % на изгибы, повороты, отходы и заделку кабеля.

6.15. Организацию канала передачи данных от кустовой площадки до ДП выполнить по отдельным техническим условиям на выполнение раздела «Сети связи».

6.16. Все технические решения и выбор оборудования автоматизации при выполнении проектных работ согласовать с ОАМС ТПП «Урайнефтегаз».

6.17. Разработать сметную документацию по всем направлениям СМР и ПНР, затратам на оборудование и материалы.

6.18. Предусмотреть вывод необходимых данных для АСПДА мех.фонда в существующую систему телемеханики, согласно технических условий группы энергообеспечения.

7. Требования к документации.

7.1. Документация должна соответствовать требованиям по составу, содержанию, правилам оформления стандартов СПДС в том числе ГОСТ 21.101-2020, ГОСТ 21.408-2013, ГОСТ 21.208-2013, ЕСКД, комплекса стандартов на автоматизированные системы серии ГОСТ 34, входящих в систему документации на АСУ ТП.

7.2. В состав документации должны входить, но не ограничиваться:

- схемы автоматизации функциональные;
- схемы внешних соединений;
- схемы размещения оборудования внутри помещений и на технологической площадке;
- общие виды и схемы электрических соединений, подключения щитов управления;
- кабельный журнал;
- спецификация на оборудование и материалы КИПиА с указанием полной модификации и завода изготовителя;
- опросные листы на:
 - оборудование КИП и А;
 - оборудование связи (в рамках отдельного раздела проекта на сети связи);

Изм. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

- ИУ, БГ, БРХ по типовым опросным листам Заказчика;
- СУ ТМ согласно типового опросного листа Заказчика.

Сметы затрат на СМР и ПНР, стоимости оборудования. Произвести расчеты в базисных уровнях цен и в текущем-прогнозном (на предполагаемый период строительства).

8. Срок действия ТУ.

Срок действия настоящих технических условий – 3 года с момента подписания.

Разработал:

Ведущий инженер ОРП АСУ ТП
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

В.В. Скачков

Ведущий инженер ОАМС
ТПП «Урайнефтегаз»

В.Н. Лесков

Ивл. № подл.	101599	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ				

**Лист согласования
Технических условий**

на обустройство кустовых площадок и разведочных скважин Андреевского, Среднемулымьинского, Лазаревского, Даниловского, Толумского, Польемского, Западно-Семивидовского, Мортымья-Тетеревского, Мулымьинского, Северо-Семивидовского, Тальникового, Трехозерного, Мансингьянского, Узбекского, Филипповского, Шушминского, Южно-Валового, Тангинского, Экутальского, Южно-Эйтьянского, Логового, Ловинского, Сыморьяхского, Западно-Тугровского месторождений ТПП «Урайнефтегаз» в части автоматизации и телемеханизации.

№ п/п	Должность	Ф.И.О.	Дата	Подпись
1	2	3	4	5
1	Начальник ОАиМ ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	С.А. Чернышков	29.04.21	
2	Начальник ОРП АСУ ТП ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	А.Н. Дмитриев	29.04.2021	
3	Начальник ОАМС ТПП «Урайнефтегаз»	В.И. Анцупов	29.04.2021	

Ивл. № подл. 101599	Подп. и дата	Взам. ивл. №							Лист 43
			01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм. № подл.	101599
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-ТР2.ТЧ

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм.1 (Зам.)
2	Структурная схема комплекса технических средств АСУ ТП	Изм.1 (Зам.)
3	Схема автоматизации	Изм.1 (Зам.)
4	Структурная схема контура 9 (BS)	Изм.1 (Зам.)
5	Схема автоматизации измерительной установки	Изм.1 (Зам.)
6	Схема автоматизации блока дозирования реагента	Изм.1 (Зам.)
7	Блок аппаратный поз. 11. План расположения оборудования и проводок на отм. 0,000 (1:25)	Изм.1 (Зам.)
8	Сети контроля и автоматики. План трасс (1:500)	Изм.1 (Зам.)

Инв. № подл. 101599	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1									
			Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения									
Инв. № подл. 101599	Подп. и дата	Взам. инв. №	1	-	Зам.	2337-23	05.03.24	Куст скважин №8. Автоматизация технологических процессов	Стадия	Лист	Листов	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись					Дата
			Разраб.	Ядришникова			05.03.24		Ведомость графической части	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		
			Пров.	Шевченко			05.03.24					
			Нач. отд.	Галик			05.03.24					
			Н. контр.	Гафарова			05.03.24					
ГИП	Демидова			05.03.24								

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
AI	Аналоговый входной сигнал
DI	Дискретный входной сигнал
DO	Дискретный выходной сигнал
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
БИОИ	Блок измерений и обработки информации
ДП	Диспетчерский пункт
ИБП	Источник бесперебойного питания
ОПС	Охранно-пожарная сигнализация
ПЛК	Программируемый логический контроллер
СУ БДР	Станция управления блока дозирования реагента
СУ ЭЦН	Станция управления электроцентробежного насоса
сущ.	Существующее оборудование
ТМ	Телемеханика
ЦДНГ	Цех добычи нефти и газа
	Линия внутрисистемной связи
	Линия передачи электронного или электрического аналогового, цифрового или дискретного сигнала
	Беспроводная линия связи

1 Доработка аппаратного и программного обеспечения существующего оборудования второго уровня АСУ ТП и интеграция в него вновь проектируемого оборудования осуществляется во время пуско-наладочных работ.

2* - поставляется комплектно с блоком аппаратным поз. 11, измерительной установкой поз. 4, см. том 6.1.

3** - поставляется комплектно с блоком дозирования реагентов поз. 5, см. том 6.1.

4*** - поставляется с комплектной трансформаторной подстанцией поз. 12.1, см. том 5.1

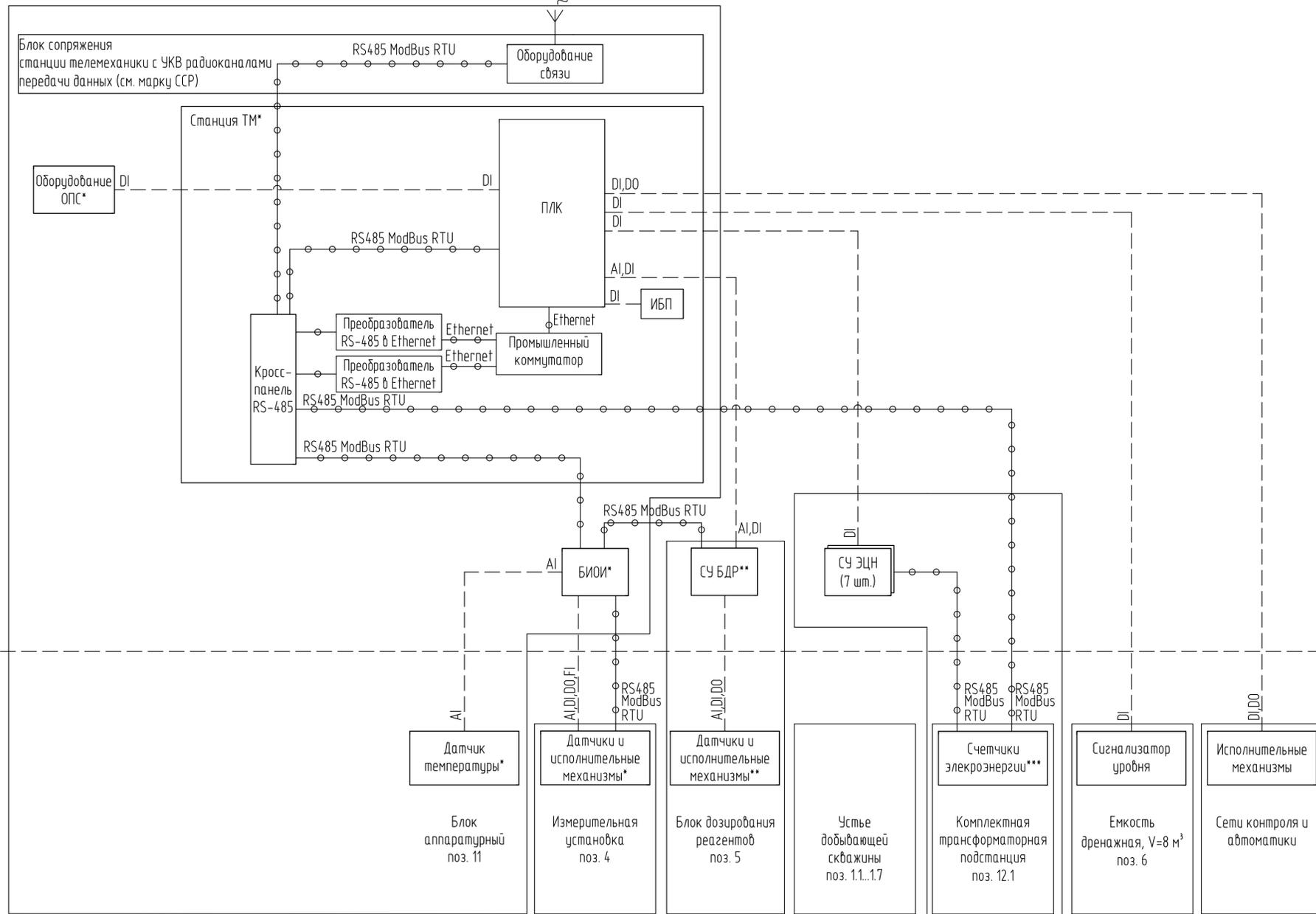
5 Отключение электроприемников в блок-боксах по сигналу "Пожар" по направлению: измерительная установка поз. 4; блок дозирования реагентов поз. 5; блок аппаратный поз. 11; комплектная трансформаторная подстанция поз. 12.1.

						01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1		
1	-	Зам.	2337-23		05.03.24	Кусты №8, №11 Западно-Семибидобского месторождения		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Куст скважин №8. Автоматизация технологических процессов		
Разраб.	Яришников				05.03.24	Стандия	Лист	Листов
Проб.	Шевченко				05.03.24	П	2	
Нач. отд.	Галик				05.03.24	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		
Н. контр.	Гафарова				05.03.24	Структурная схема комплекса технических средств АСУ ТП		
ГИП	Демидова				05.03.24			

Второй уровень



Уровень автоматизации
Первый уровень



Нижний уровень

Инд. № подл.	101599
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

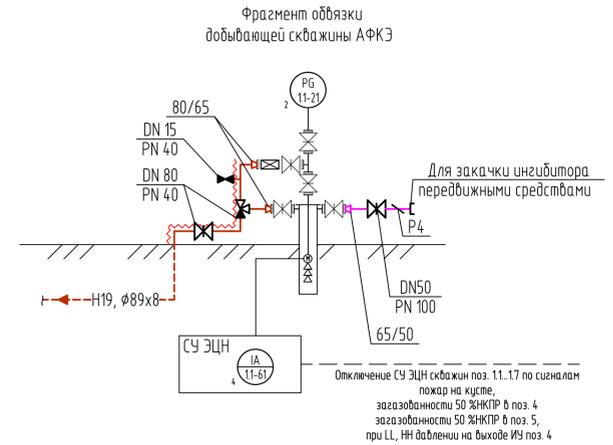
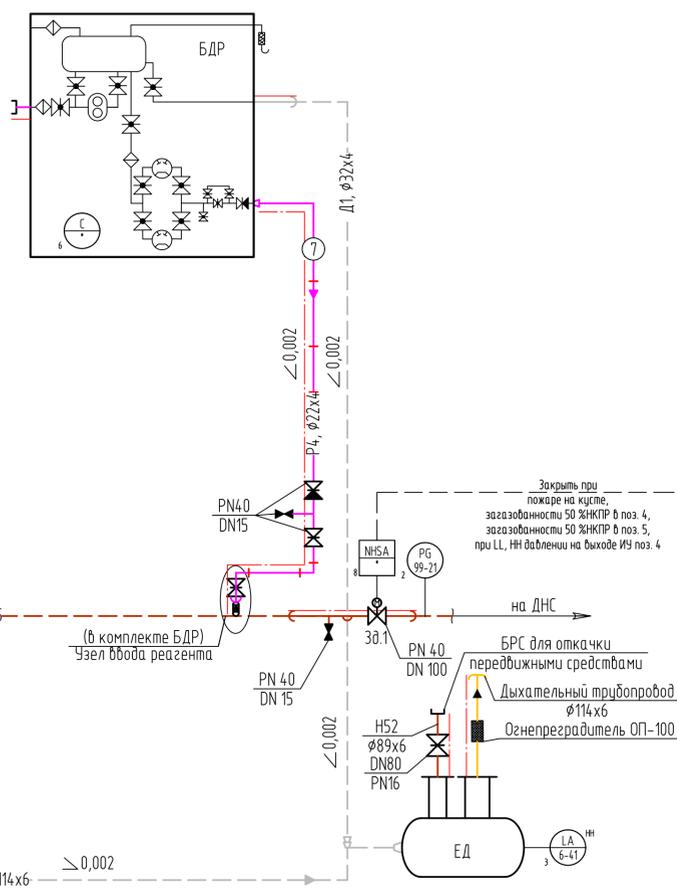
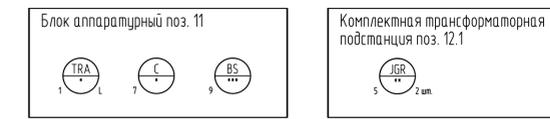
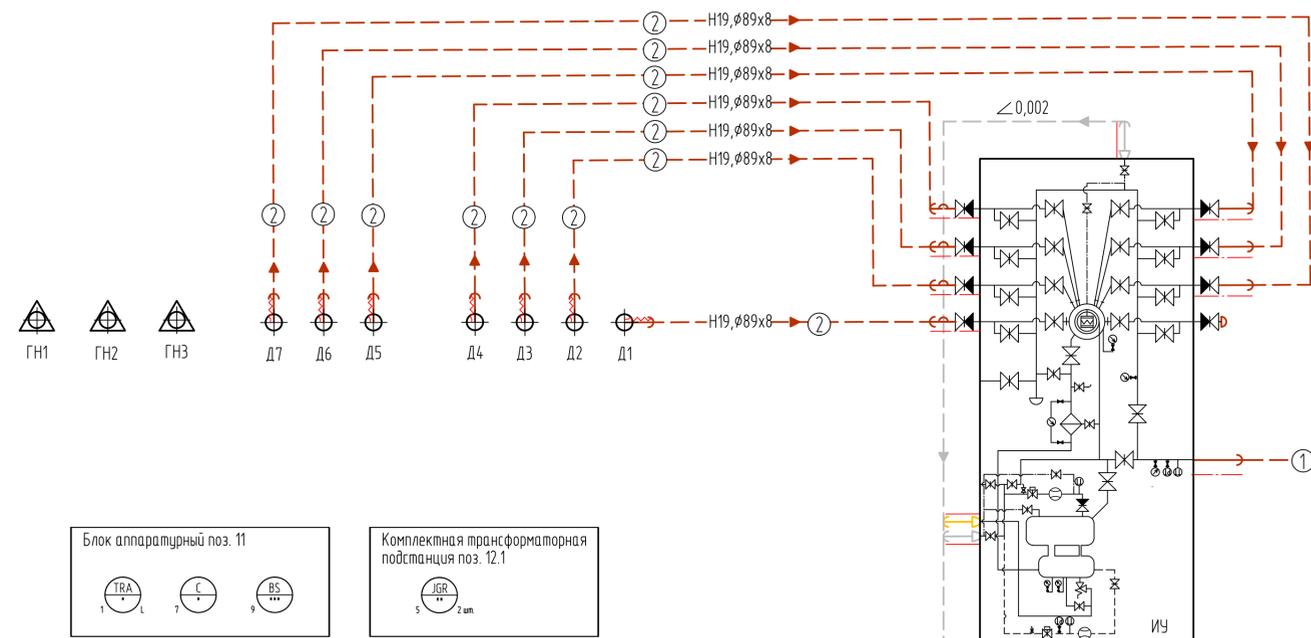


Таблица контуров автоматизации

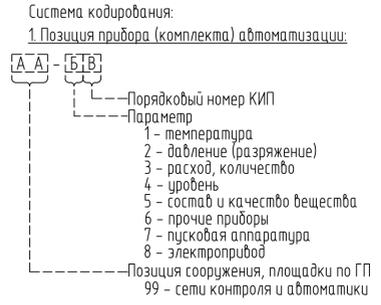
Номер контура	Обозначение контура	Состав контура
1	TRA	Термопреобразователь, БИОИ
2	PG	Манометр
3	LA	Сигнализатор уровня, ПЛК
4	IA	ИТ-2М, ПЛК
5	JGR	Счетчик электроэнергии, ПЛК
6	C	СУ БДР, ПЛК
7	C	БИОИ, ПЛК
8	NHSA	Электроприбор, ПЛК
9	BS	см. лист 4

Экспликация оборудования и аппаратуры

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
D1..D7	Добывающая скважина	7		
ГН1..ГН3	Газонагнетательная скважина	3		
ИУ	Измерительная установка на подключение 8 скважин	1	Давление Pрасч. 4,0 МПа, Расход 400 т/сут.	Поставка по опросному листу
БДР	Блок дозирования реагентов	1	Давление Pрасч. 4,0 МПа, Расход Q=2,5 л/ч.	
ЕД	Емкость дренажная	1	V=8 м3, DN 2000	
	ЕП 8-2000-1300-3		Давление Pрасч. 0,05 МПа	

Таблица материальных потоков

Наименование	Трубопровод нефтегазосборный	Трубопровод выкидной	Трубопровод ингибитора	
			парафино-опложений	солеотложений
Номер потока	1	2	7	
Название потока	H1	H19	P4	
Расход, м³/сут.	150.8	19.3...23.2	-	
Расход, л/час	-	-	0,Х	0,Х
Температура, град. °С	+5...+60	+5...+60	+5...+20	
Рабочее давление, МПа	4,0	4,0	4,0	
Диаметр, мм	114x5	89x8	22x4	



1 Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствуют ГОСТ 21208-2013.
 2 Схема автоматизации разработана на базе технологической схемы 01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1, лист 2.
 3 Схему автоматизации измерительной установки ИУ см. лист 5.
 4 Схему автоматизации блока дозирования реагента см. лист 6.
 5 Перечень элементов контуров приведен в таблице контуров автоматизации, номер контура проставлен ниже изображения контура.
 6 Фрагмент обвязки добывающей скважины разработан для добывающей скважины поз. 11. Объемы автоматизации добывающих скважин поз. 12..17 аналогичен указанным на фрагменте с заменой индекса в позиционном обозначении прибора с "11" на "12".."17".
 7 Для добывающей скважины предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружной насосной установки типа ЭЦН.

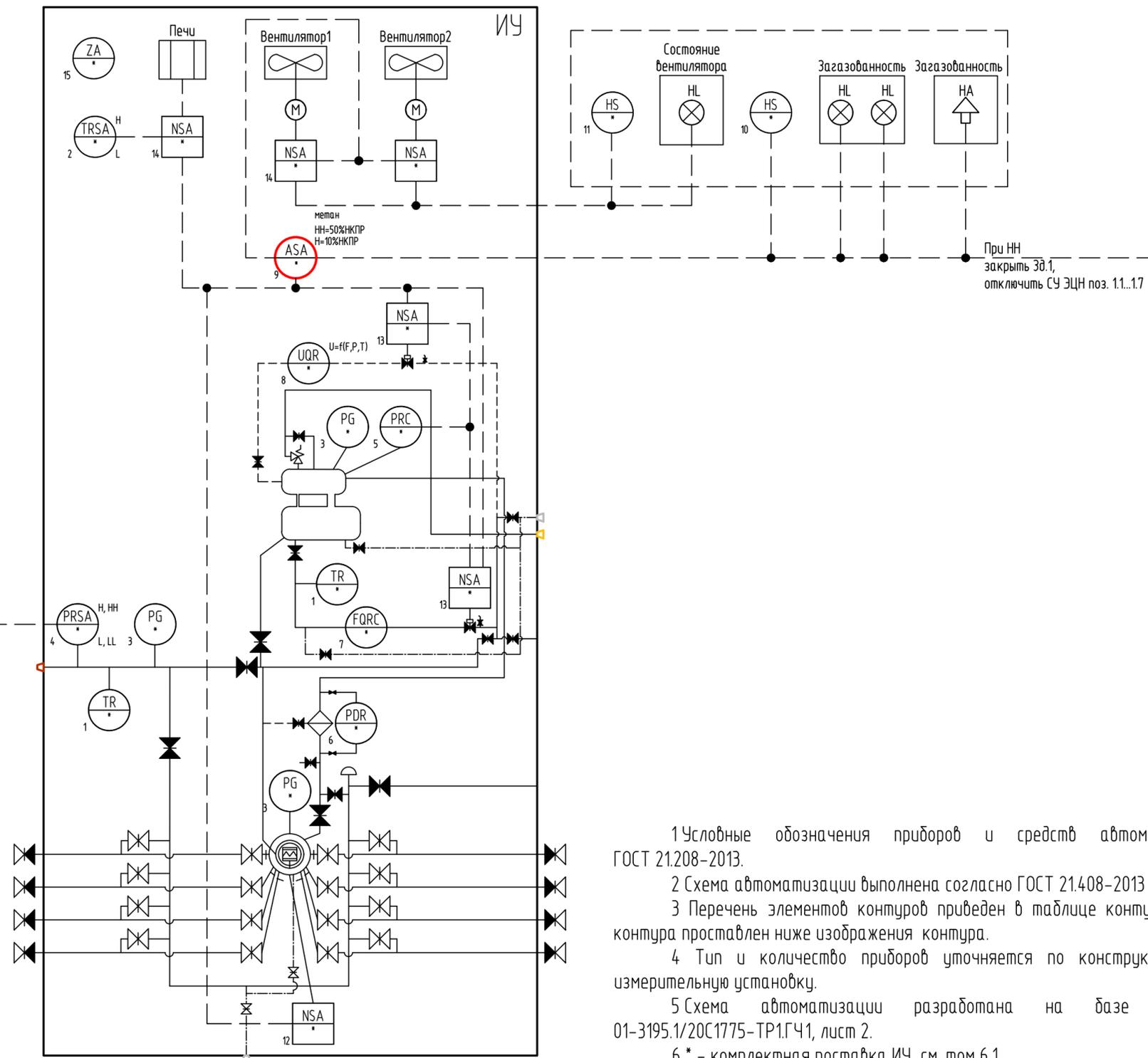
Условные обозначения и изображения	
Обозначение и изображение	Наименование
	Трубопровод нефтегазосборный
	Трубопровод выкидной
	Трубопровод ингибитора парафино-солеотложений
	Дренажный трубопровод с оборудованием
	Заглушка
	Переход концентрический приборной (DN/DN)
	Задвижка с электроприводом
	Задвижка с ручным управлением
	Клапан обратный
	Клапан обратный устьевой
	Клапан запорный
	Арматура нормально-закрывающаяся в рабочем состоянии
	Кран шаровый с ручным управлением
	Клапан регулирующий
	Огнепреградитель
	Головка соединительная напорная
	Штуцер (фроссель)
	Манометр показывающий
	Датчик давления
	Датчик температуры
	Уровнемер
	Устройство измерительное расхода
	Переключатель скважин многоходовой
	Насос-дозатор
	Насос шестеренный
	Емкость мерная
	Фильтр
	Электроцентробежный погружной насос (ЭЦН)
	Блок клапанов предохранительных

8 Автоматическое отключение ЭЦН при пожаре на кусте, загазованности 50 % НКПР в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5, аварийном максимальном или аварийном минимальном избыточном давлении нефтегазодобывающей эмульсии на выходе измерительной установки поз. 4.
 9 Автоматическое закрытие задвижки ЗД.1 при пожаре на кусте, загазованности 50 % НКПР в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5, аварийном максимальном или аварийном минимальном избыточном давлении нефтегазодобывающей эмульсии на выходе измерительной установки поз. 4.
 10 * - комплектная поставка, см. том 6.1.
 11 ** - комплектная поставка, см. том 5.1.
 12 *** - подключение показано в томе 9.2.

01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1			
Кусты №8, №11 Западно-Семибодовского месторождения			
Изм.	Колуч	Лист	№ док.
Разраб.	Варшавская	05.03.24	05.03.24
Проб.	Шевченко	05.03.24	05.03.24
Нач. отд.	Галик	05.03.24	05.03.24
Н. контр.	Гафарова	05.03.24	05.03.24
ГИП	Демидова	05.03.24	05.03.24

Таблица контуров автоматизации

Номер контура	Обозначение контура	Состав контура
1	ТТ	Термопреобразователь, БИОИ
2	ТТ	Термопреобразователь, БИОИ, пусковая аппаратура
3	РГ	Манометр
4	РТ	Датчик давления, БИОИ
5	РТ	Датчик давления, БИОИ, электропривод
6	РДТ	Датчик разности давлений, БИОИ
7	ФОР	Кориолисовый расходомер, ПЛК, электропривод
8	УОР	Кориолисовый расходомер, Термопреобразователь, Датчик давления, вторичный вычислитель, БИОИ
9	АТ	Газоанализатор, БИОИ, пусковая аппаратура /светозвуковая сигнализация загазованности
10	НС	Кнопочный пост, БИОИ, светозвуковая сигнализация загазованности
11	НС	Кнопочный пост, БИОИ, пусковая аппаратура
12	NSA	Гидропривод переключателя скважин многоходового (ПСМ), БИОИ
13	NSA	Электропривод, БИОИ
14	NSA	Пусковая аппаратура, БИОИ
15	ZA	Охранный извещатель, БИОИ



1 Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствуют ГОСТ 21.208-2013.

2 Схема автоматизации выполнена согласно ГОСТ 21.408-2013 упрощенным способом.

3 Перечень элементов контуров приведен в таблице контуров автоматизации, номер контура проставлен ниже изображения контура.

4 Тип и количество приборов уточняется по конструкторской документации на измерительную установку.

5 Схема автоматизации разработана на базе технологической схемы 01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1, лист 2.

6 * - комплектная поставка ИУ, см. том 6.1.

7 Автоматическое включение вытяжного вентилятора в блок-боксе при достижении концентрации паров взрывоопасных смесей 10 % НКПР (Н).

8 Отключение электроприемников (кроме вытяжной вентиляции) при загазованности 50 % НКПР (НН) в блок-боксе.

01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1					
Кусты №8, №11 Западно-Семиводовского месторождения					
1	-	Зам.	2337-23	05.03.24	Куст скважин №8. Автоматизация технологических процессов
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	
Разраб.	Ядришников	05.03.24	05.03.24		Схема автоматизации измерительной установки
Проб.	Шевченко	05.03.24			
Нач. отд.	Голык	05.03.24	05.03.24		ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»
Н. контр.	Гафарова	05.03.24			
ГИП	Демидова	05.03.24	05.03.24		Формат А4х3

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	101599

Таблица контуров автоматизации

Номер контура	Обозначение контура	Состав контура
1	TRSA	Термопреобразователь, СУ БДР, пусковая аппаратура
2	PDG	Манометр дифференциальный
3	PRSA	Датчик давления, СУ БДР, пусковая аппаратура
4	FQR	Расходомер, СУ БДР
5	LG	Байпасный указатель-индикатор уровня
6	LA	Сигнализатор уровня, СУ БДР
7	LRSA	Уровнемер, СУ БДР, пусковая аппаратура
8	ASA	Газоанализатор, СУ БДР, пусковая аппаратура /светозвуковая сигнализация загазованности
9	HS	Кнопочный пост, СУ БДР, светозвуковая сигнализация загазованности
10	HS	Кнопочный пост, СУ БДР, пусковая аппаратура
11	ZA	Охранный извещатель, ПЛК
12	TS	Терморегулятор
13	TA	Сигнализатор температуры, СУ БДР
14	N(H)S(C)A	Пусковая аппаратура, СУ БДР

1 Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствуют ГОСТ 21.208-2013.

2 Схема автоматизации выполнена согласно ГОСТ 21.408-2013 упрощенным способом.

3 Перечень элементов контуров приведен в таблице контуров автоматизации, номер контура проставлен ниже изображения контура.

4 Тип и количество приборов уточняется по конструкторской документации на БДР.

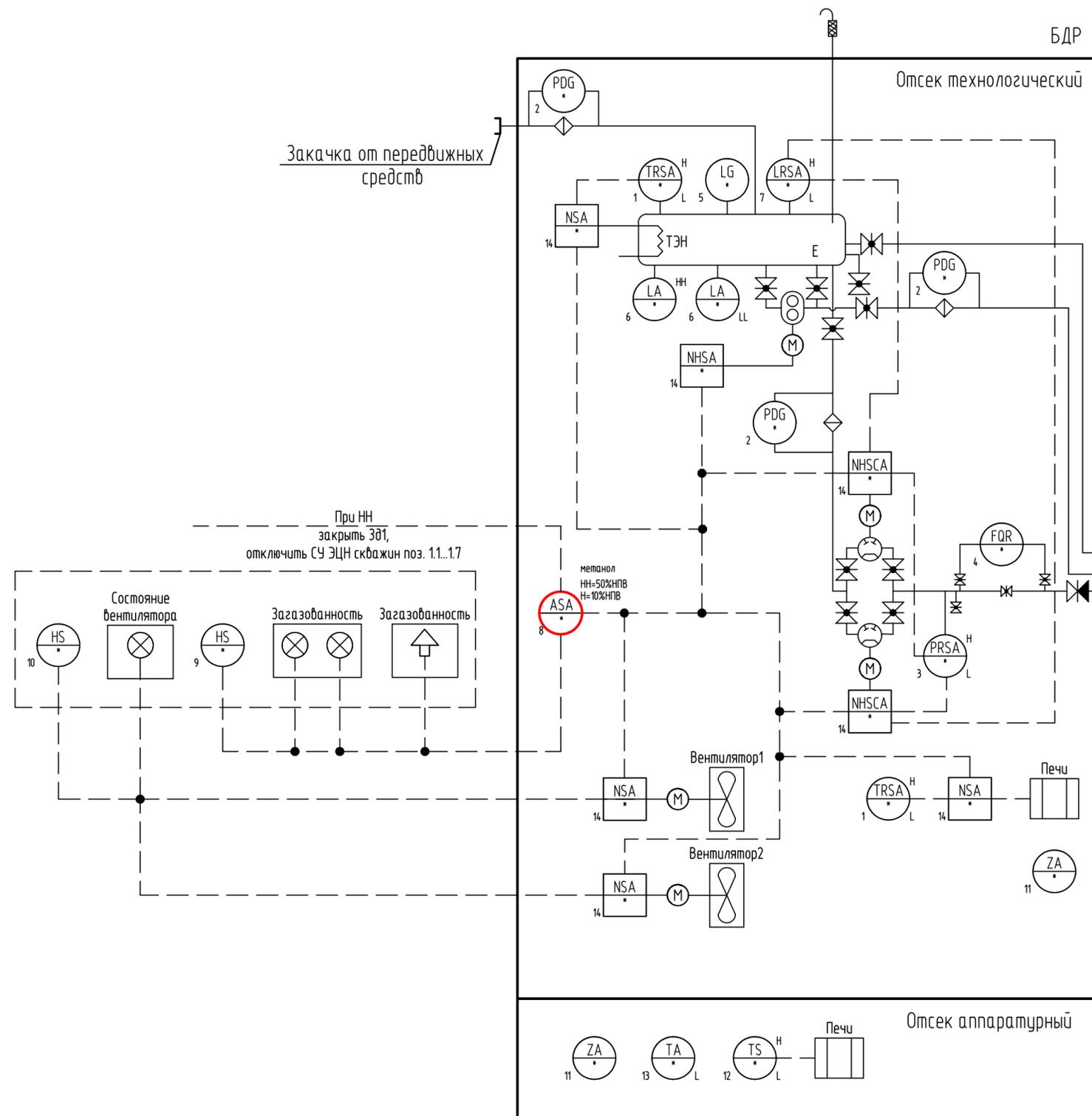
5 Схема автоматизации разработана на базе технологической схемы 01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1, лист 2.

6 Автоматическое включение вытяжного вентилятора в блок-боксе при достижении концентрации паров взрывоопасных смесей 10 % НКПР (Н).

7 Отключение электроприемников (кроме вытяжной вентиляции) при загазованности 50 % НКПР (НН) в блок-боксе.

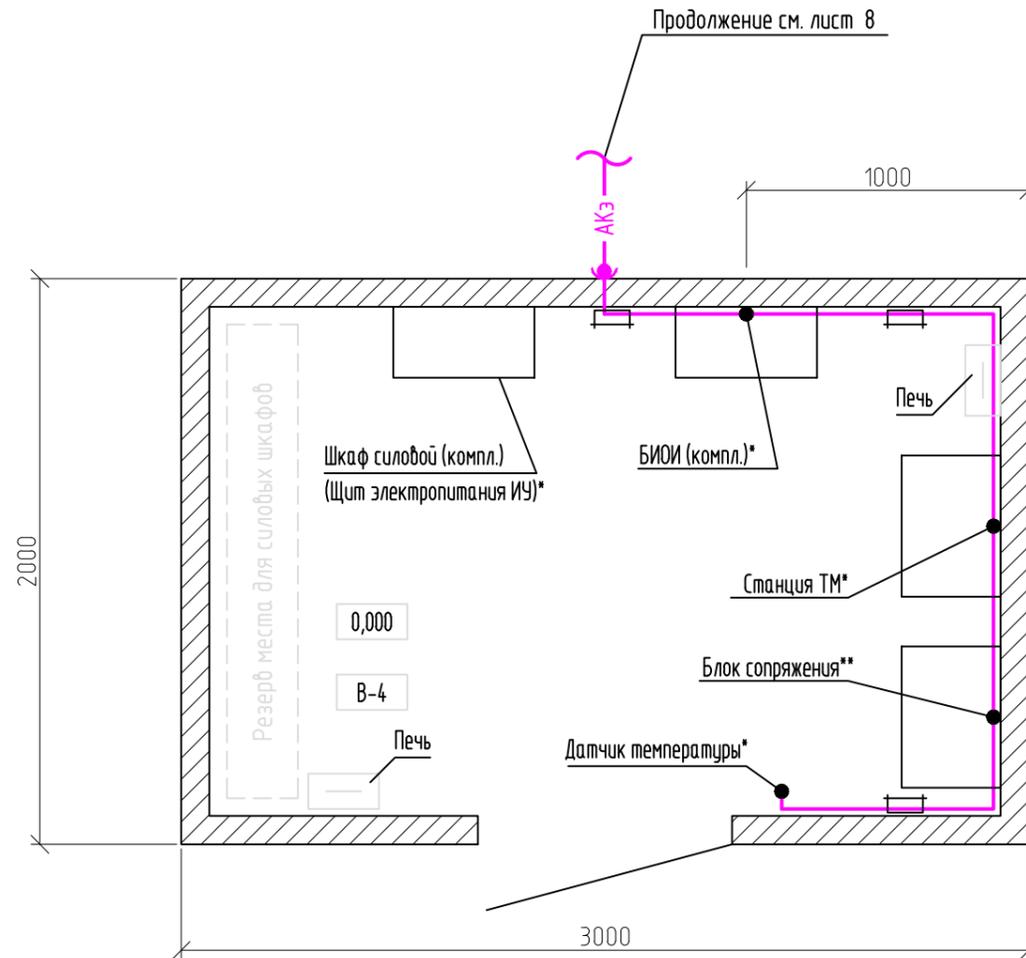
8 * - комплектная поставка, см. том 6.1.

						01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1		
						Кусты №8, №11 Западно-Семиводовского месторождения		
1	-	Зам.	2337-23		05.03.24	Куст скважин №8. Автоматизация технологических процессов		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Ядришникова			05.03.24	П	6	
Проб.		Шевченко			05.03.24			
Нач. отд.		Голук			05.03.24	Схема автоматизации блока дозирования реагента		
Н. контр.		Гафарова			05.03.24			
ГИП		Демидова			05.03.24			
						ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	10/599

Условные обозначения и изображения



Обозначение и изображение	Наименование
БИОИ	Блок измерений и обработки информации
ИУ	измерительная установка
ТМ	Телемеханика
●	Отборное устройство, первичный прибор или датчик, встраиваемый в технологическое оборудование
—●—	Место изменения способа прокладки
—АКэ—	Проводки систем автоматизации на эстакаде
—	Проводки систем автоматизации в кабель-канале

1 Размещение оборудования показано условно.

2 * - оборудование и изделия изготавливаются и поставляются заводом-изготовителем комплектно с блоком аппаратурным поз. 8.

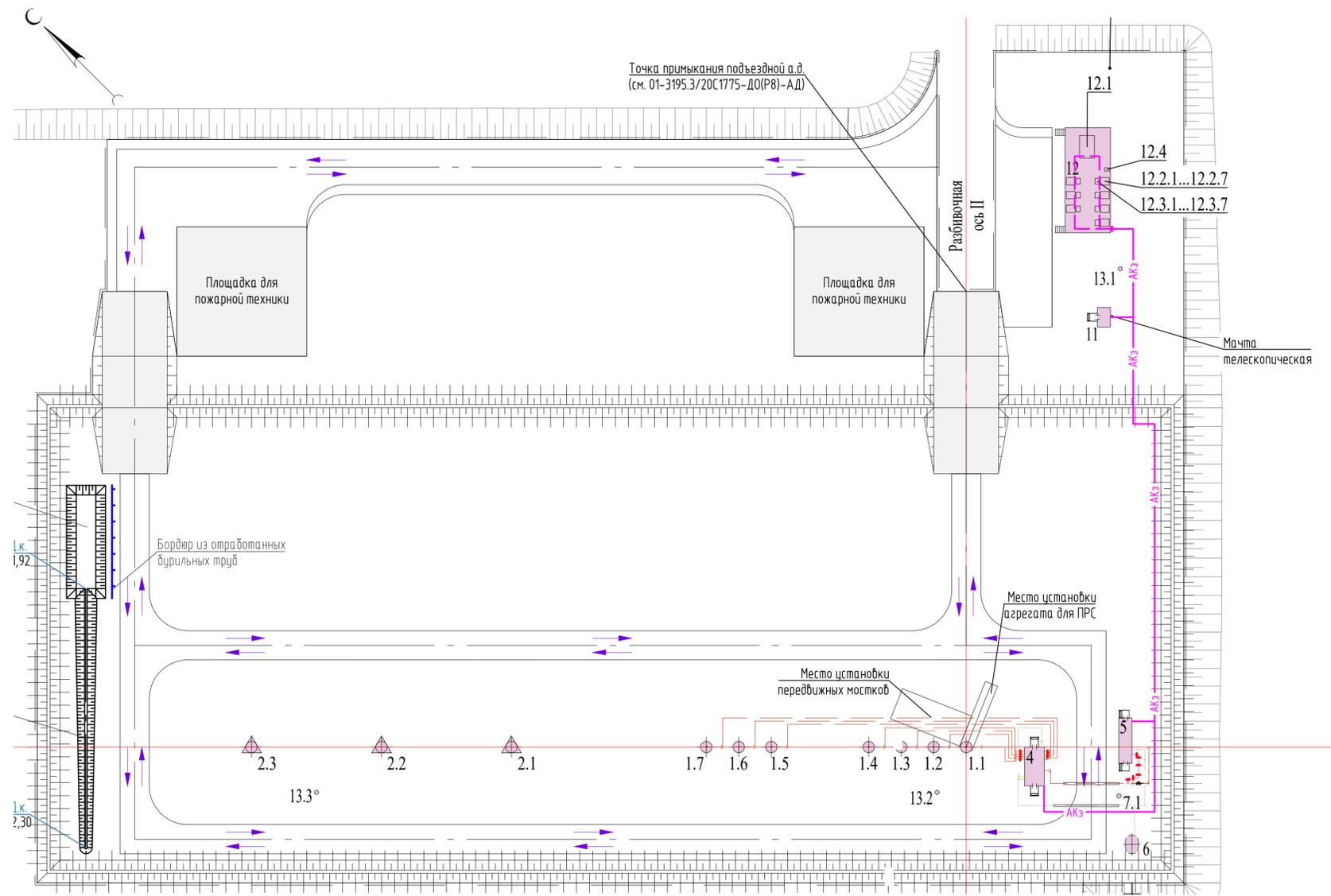
3 ** - оборудование учтено в марке ССР.

4 Кабель в блоке проложить в кабель-канале. Кабель-канал смонтирован на заводе-изготовителе.

5 За относительную отметку 0,000 принята отметка чистого пола.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	101599

01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1							
Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения							
1	-	Зам.	2337-23		05.03.24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Ядришникова			05.03.24		
Проб.		Шевченко			05.03.24		
Нач. отд.		Голук			05.03.24		
Н. контр.		Гафарова			05.03.24		
ГИП		Демидова			05.03.24		
Куст скважин №8. Автоматизация технологических процессов					Стадия	Лист	Листов
					П	7	
Блок аппаратурный поз. 11. План расположения оборудования и проводок на отм. 0,000 (1:25)					ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
1 этап строительства		
11	Устье добывающей скважины	-
3,8,9,10	Номер не использован	-
4	Измерительная установка	-
6	Емкость дренажная, V=8 м³	-
7.1	Молниезвод	-
11	Блок аппаратный	-
12	Площадка под электрооборудование	-
12.1	Комплексная трансформаторная подстанция	-
12.2.1	Станция управления	-
12.3.1	Трансформатор питания погружных насосов	-
12.4	Шкаф УКРМ	-
13.1,13.2	Опора освещения	-
2 этап строительства		
12	Устье добывающей скважины	-
12.2.2	Станция управления	-
12.3.2	Трансформатор питания погружных насосов	-
3 этап строительства		
13	Устье нагнетательной скважины	-
12.2.3	Станция управления	-

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
12.3.3	Трансформатор питания погружных насосов	-
4 этап строительства		
14	Устье добывающей скважины	-
12.2.4	Станция управления	-
12.3.4	Трансформатор питания погружных насосов	-
5 этап строительства		
15	Устье добывающей скважины	-
12.2.5	Станция управления	-
12.3.5	Трансформатор питания погружных насосов	-
6 этап строительства		
16	Устье добывающей скважины	-
12.2.6	Станция управления	-
12.3.6	Трансформатор питания погружных насосов	-
7 этап строительства		
17	Устье добывающей скважины	-
12.2.7	Станция управления	-
12.3.7	Трансформатор питания погружных насосов	-
8 этап строительства		
2.1	Устье нагнетательной скважины	-
9 этап строительства		
2.2	Устье нагнетательной скважины	-
10 этап строительства		
2.3	Устье нагнетательной скважины	-
13.3	Опора освещения	-
11 этап строительства		

- 1 Монтаж приборов выполнить согласно СП 77.13330.2016, инструкциям заводов-изготовителей.
- 2 Кабели проложить по вночь проектируемым и существующим эстакадам в коробах, совместно с кабелями электроснабжения на отдельной полке.
- 3 Заземление оборудования, защитных металлических рукавов, защитных труб, коробов выполнить кабелем ПуГВ 1x4,0, присоединив проводник к металлоконструкциям контура заземления, предусмотренным в томе 5.1. Монтаж защитного заземления выполнить с учетом требований ПУЭ, ГОСТ Р 50571.5.54-2013, СП 76.13330.2016.
- 4 Искробезопасные цепи проложить в отдельном коробе.
- 5 Экраны кабелей заземлить со стороны вторичных приборов.
- 6 Цепи до 42 В с цепями выше 42 В прокладывать в разных коробах.

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Место изменения способа прокладки
	Проводки систем автоматизации на эстакаде
	Проводки систем автоматизации по кабельным конструкциям под площадкой под электрооборудование

01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1

1	-	Зам.	2337-23	05.03.24	Кусты №8, №11 Западно-Семибидобского месторождения
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Яришничкова	05.03.24			Куст скважин №8. Автоматизация технологических процессов
Проб.	Шевченко	05.03.24			Стадия
					Лист
					Листов
Нач. отд.	Галик	05.03.24			ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»
Н. контр.	Гафарова	05.03.24			
ГИП	Демидова	05.03.24			

Ведомость графической части

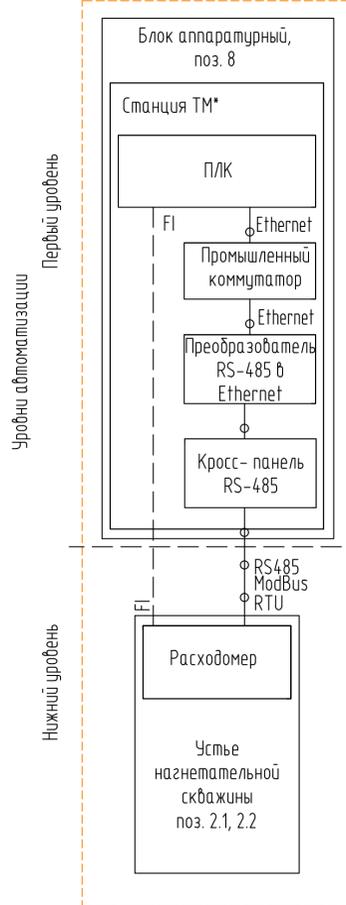
Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2	Структурная схема комплекса технических средств АСУ ТП	
3	Схема автоматизации	
4	Структурная схема контура 10 (BS)	
5	Схема автоматизации измерительной установки	
6	Схема автоматизации блока дозирования реагента	
7	Блок аппаратный поз. 8. План расположения оборудования и проводок на отм. 0,000 (1:25)	
8	Сети контроля и автоматики. План трасс (1:500)	

Инв. № подл.	101599	Подп. и дата		Взам. инв. №		01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2									
						Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения									
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Куст скважин №11. Автоматизация технологических процессов	Стадия	Лист	Листов
													П	1	8
												Ведомость графической части	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		

Словные обозначения и изображения

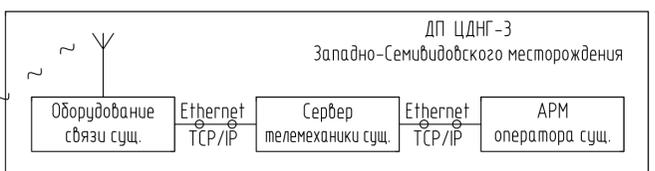
Обозначение и изображение	Наименование
AI	Аналоговый входной сигнал
DI	Дискретный входной сигнал
FI	Импульсный входной сигнал
DO	Дискретный выходной сигнал
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
БИОИ	Блок измерений и обработки информации
ДП	Диспетчерский пункт
ИБП	Источник бесперебойного питания
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ОПС	Охранно-пожарная сигнализация
СУ БДР	Станция управления блока дозирования реагента
СУ ЭЦН	Станция управления электроцентробежного насоса
сущ.	Существующее оборудование
ТМ	Телемеханика
ЦДНГ	Цех добычи нефти и газа
	Линия внутрисистемной связи
	Линия передачи электронного или электрического аналогового, цифрового или дискретного сигнала
	Беспроводная линия связи

Фрагмент 1

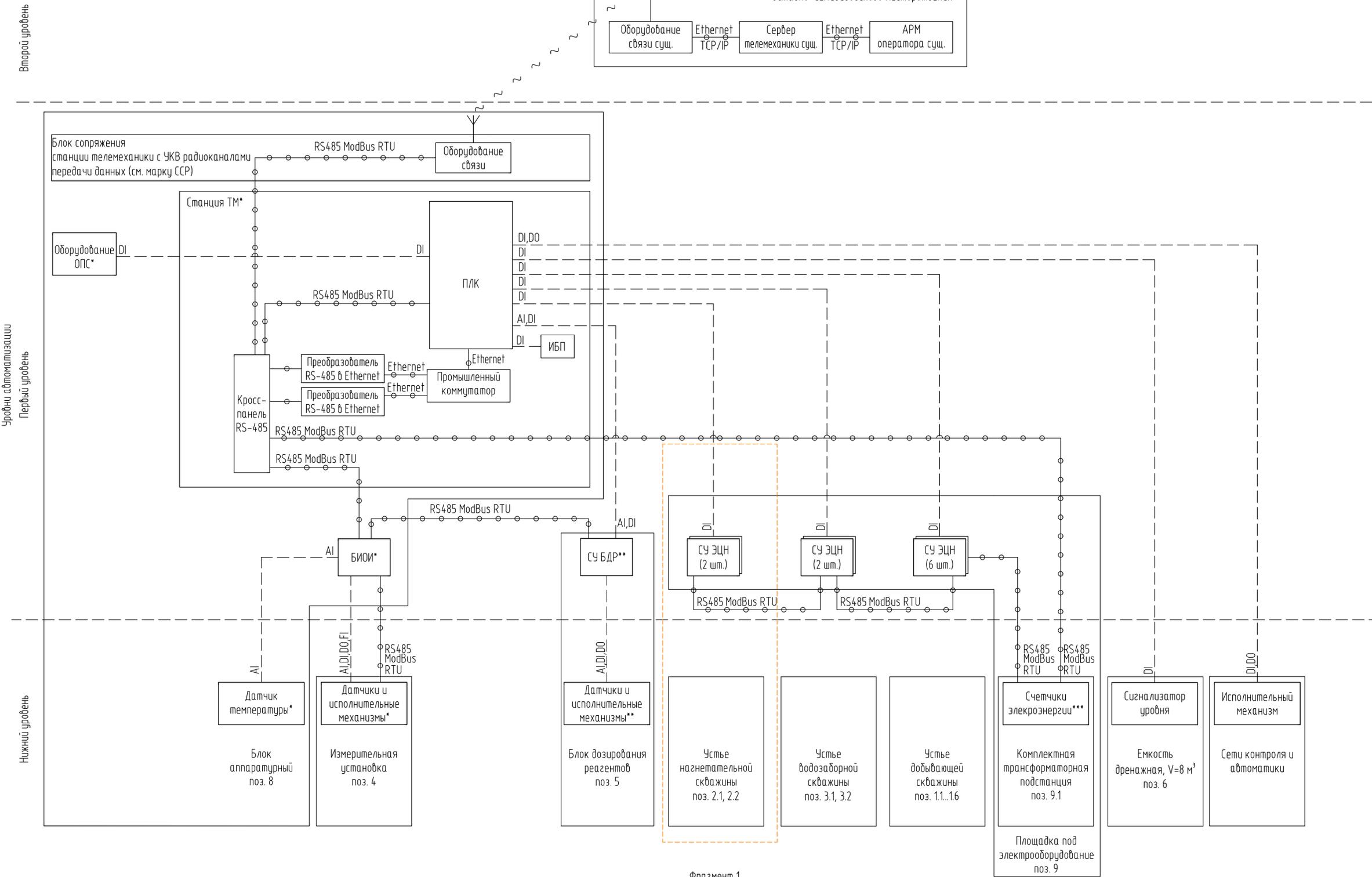


Первый уровень

Нижний уровень



Фрагмент 1

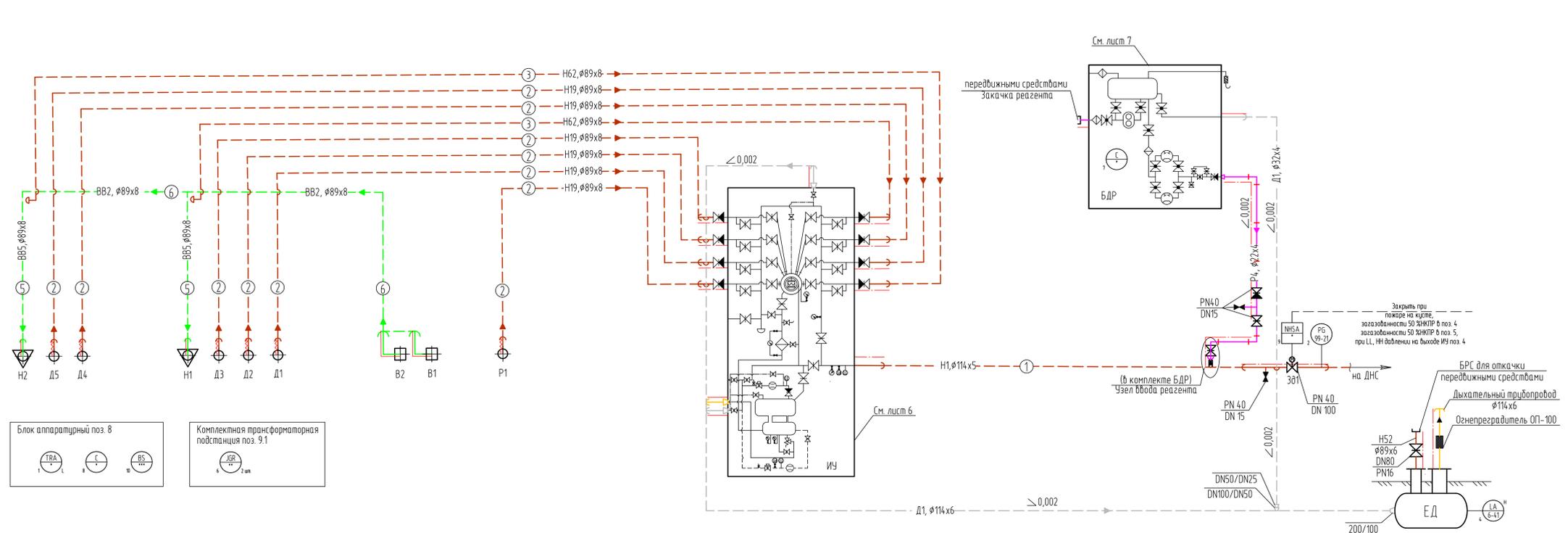
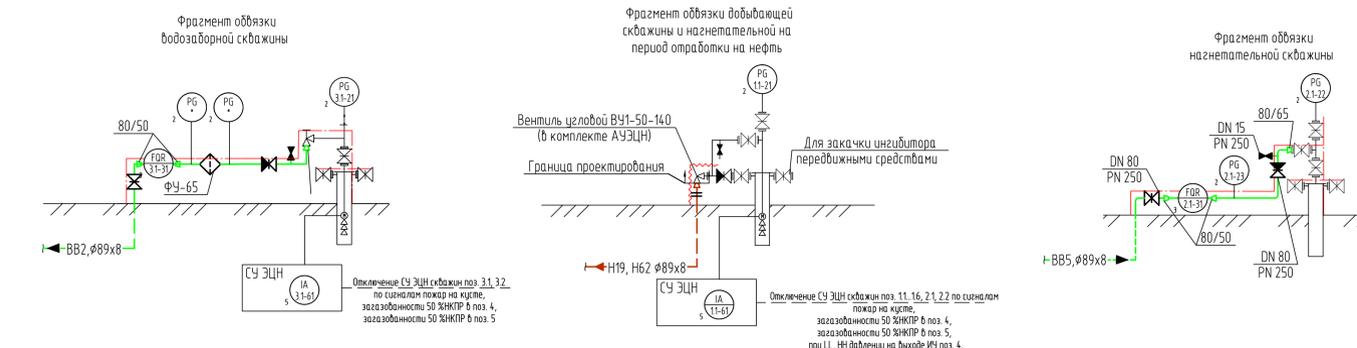


- 1 Доработка аппаратного и программного обеспечения существующего оборудования второго уровня АСУ ТП и интеграция в него вновь проектируемого оборудования осуществляется во время пуско-наладочных работ.
- 2 * - поставляется комплектно с блоком аппаратным поз. 8, измерительной установкой поз. 4, см. том 6.1.
- 3 ** - поставляется комплектно с блоком дозирования реагентов поз. 5, см. том 6.1.
- 4 *** - поставляется с комплектной трансформаторной подстанцией поз. 9.1, см. том 5.1.
- 5 Отключение электроприемников в блок-боксах по сигналу "Пожар" по направлениям: измерительная установка поз. 4; блок дозирования реагентов поз. 5; блок аппаратный поз. 8; комплектная трансформаторная подстанция поз. 9.1.
- 6 Схема структурная представлена на период отработки нагнетательной скважины поз. 2.1, 2.2 на нефть. Последующие периоды эксплуатации нагнетательных скважин см. фрагмент 1.

01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2									
Кусты №8, №11 Западно-Семибидобского месторождения									
Изм.	Копуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Куст скважин №11 Автоматизация технологических процессов		Страница	Лист
Разраб.	Яришничкова				09.10.23			П	2
Проб.	Шевченко				09.10.23				
Нач. отд.	Голук				09.10.23	Структурная схема комплекса технических средств АСУ ТП		ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»	
Н. контр.	Гафарова				09.10.23				
ГИП	Демидова				09.10.23				

Изм. № подл. 10/1599
Листов и дата. Вязки шиф. №

Условные обозначения и изображения	
Обозначение и изображение	Наименование
	Трубопровод нефтегазосборный
	Трубопровод выкидной
	Нефтепровод отработки нагнетательной скважины
	Водовод от водозаборной скважины
	Водовод до нагнетательной скважины
	Трубопровод ингибитора парафино-солеотложений
	Заглушка
	Переход концентрический сварной (DN/DN)
	Заводка с электроприводом
	Заводка с ручным управлением
	Клапан обратный
	Клапан обратный устьевой
	Клапан запорный
	Арматура нормально-закрытая в рабочем состоянии
	Кран шаровый с ручным управлением
	Клапан регулирующий
	Огнетепреградитель
	Головка соединительная напорная
	Штуцер (арросель)
	Манометр показывающий
	Датчик давления
	Датчик температуры
	Устройство измерительное расхода
	Переключатель скважин многоходовой
	Насос-дозатор
	Насос шестеренный
	Ёмкость мерная
	Фильтр
	Электроцентробежный погружной насос (ЭЦН)



- Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствуют ГОСТ 21208-2013.
- Схема автоматизации разработана на базе технологической схемы 01-3195.1/20С1775-ТР1ГЧ2, лист 2.
- Схему автоматизации измерительной установки ИУ см. лист 5.
- Схему автоматизации блока дозирования реагента см. лист 6.
- Перечень элементов контуров приведен в таблице контуров автоматизации, номер контура проставлен ниже изображений контура.
- Фрагмент обвязки добывающей скважины разработан для добывающей скважины поз. 11. Объемы автоматизации добывающих скважины поз. 12, 16 и нагнетательной скважины поз. 21, 22 на период отработки на нефть аналогичен указанному на фрагменте с заменой индекса в позиционном обозначении прибора с "11" на "12", "16" и "21", "22" соответственно.
- Фрагмент обвязки нагнетательной скважины разработан для нагнетательной скважины поз. 21. Объемы автоматизации нагнетательной скважины поз. 22 аналогичен указанному на фрагменте с заменой индекса в позиционном обозначении прибора с "21" на "22" соответственно.
- Фрагмент обвязки водозаборной скважины разработан для водозаборной скважины поз. 31. Объемы автоматизации водозаборной скважины поз. 32 аналогичен указанному на фрагменте с заменой индекса в позиционном обозначении прибора с "31" на "32" соответственно.
- Для добывающей скважины и для нагнетательной скважины в период отработки на нефть предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружной насосной установки типа ЭЦН.
- Автоматическое отключение ЭЦН при пожаре на кусте, загазованности 50 % НКПР в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5, аварийном максимальном или аварийном минимальном избыточном давлении нефтегазодобывной эмульсии на выходе измерительной установки поз. 4 (кроме водозаборных скважин поз. 31, 32).
- Автоматическое закрытие заводки 3В1 при пожаре на кусте, загазованности 50 % НКПР в измерительной установке поз. 4, блоке дозирования реагентов поз. 5, аварийном максимальном или аварийном минимальном избыточном давлении нефтегазодобывной эмульсии на выходе измерительной установки поз. 4.
- * - комплектная поставка, см. том 6.1.
- ** - комплектная поставка, см. том 5.1.
- *** - подключение показано в томе 9.2.

Таблица контуров автоматизации

Номер контура	Обозначение контура	Состав контура
1	TRA	Термообразователь, БИМИ
2	PG	Манометр
3	FGR	Расходомер, ПЛК
4	LA	Датчик положения уровня, ПЛК
5	IA	ИТ-2М, ПЛК
6	JGR	Счетчик электроэнергии, ПЛК
7	С	СУ БДР, ПЛК
8	С	БИМИ, ПЛК
9	МСА	Электропривод, ПЛК
10	BS	см. лист 4

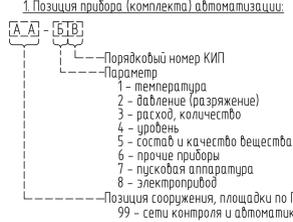
Экспликация оборудования и аппаратуры

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Д1, Д5	Устье добывающей скважины	5		
Н1, Н2	Устье нагнетательной скважины	2	в т.ч. 2 с отработкой на нефть	
В1, В2	Водозаборная скважина	2	1 раб. + 1 резерв	
ИУ	Измерительная установка	1	Давление $Q_{расч}=4,0$ МПа;	Заказ по опросному листу
БДР	Блок дозирования реагентов	1	Давление $Q_{расч}=4,0$ МПа;	
ЕД	Ёмкость дренажная	1	расход $Q=2,5$ л/ч	
ЕП 8-2000-1300-3		1	давление $P_{расч}=0,07$ МПа	

Таблица материальных потоков

Наименование	Трубопровод нефтегазосборный		Трубопровод выкидной	Нефтепровод отработки нагнетательной скважины		Трубопровод ингибитора парафино-солеотложений		Водовод до нагнетательной скважины	Водовод от водозаборной скважины
	1	2		3	4	5	6		
Название потока	Н1	Н19	Н62	Р4	ВВ5	ВВ2			
Расход, м ³ /сут.	158,7	15,5	23,2	-	90,0	180,0			
Расход, л/час	-	-	-	0,Х	0,Х	-			
Температура, град. °С	+5...+60	+5...+60	+5...+60	+5...+20	+5...+40	+5...+40			
Рабочее давление, МПа	4,0	4,0	4,0	4,0	21,0	21,0			
Диаметр, мм	114x5	89x8	89x8	22x4	89x10	89x10			

Система кодирования: 1. Позиция прибора (комплекта) автоматизации:

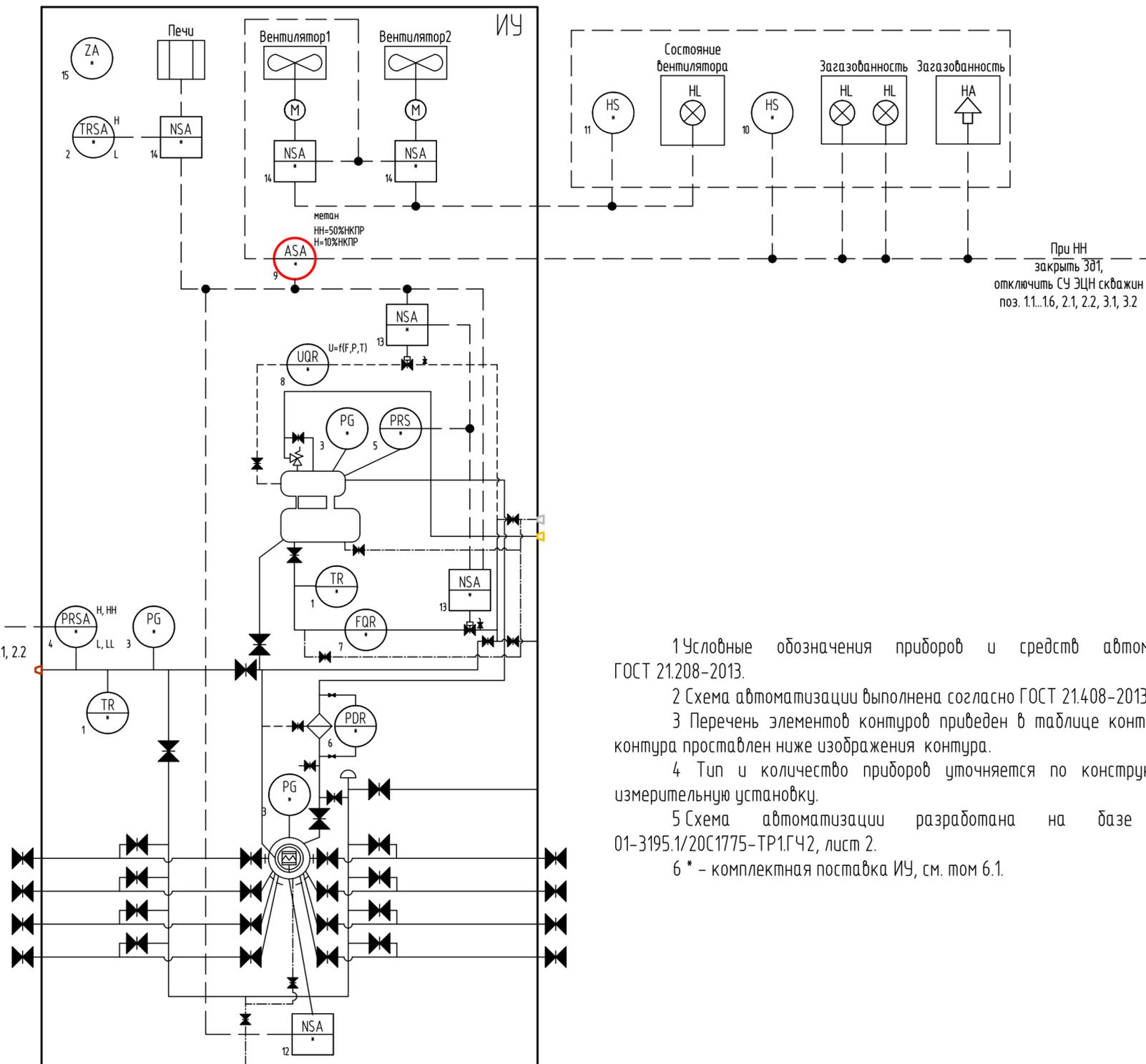


01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2				
Кусты №8, №11 Западно-Семибайского месторождения				
Разраб.	Вводил	Провер.	Свадан	Лист
09.10.23	09.10.23	09.10.23	П	3
Куст скважин №11 Автоматизация технологических процессов				
Нач. отд.	Голов.			
Н. контр.	Генерал			
Г.И.П.	Демидова			
Схема автоматизации			ООО «НИПИ «Нефтегазпрокт»	

Таблица контуров автоматизации

Номер контура	Обозначение контура	Состав контура
1	TR	ТСМУ Метран-274, БИОИ
2	TRSA	ТСМУ Метран-274, БИОИ, пусковая аппаратура
3	PG	МП4-У
4	PRSA	Метран-150TG, БИОИ
5	PRS	Метран-150TG, БИОИ, электропривод
6	PDR	Метран-150SD, БИОИ
7	FQRC	ЭМИС-МАСС, ПЛК, электропривод
8	UQR	ЭМИС-МАСС, ТСМУ Метран-274, Метран-150TG, вторичный вычислитель, БИОИ
9	ASA	ДГС Эрис-210, БИОИ, пусковая аппаратура /светозвуковая сигнализация загазованности
10	HS	Кнопочный пост, БИОИ, светозвуковая сигнализация загазованности
11	HS	Кнопочный пост, БИОИ, пусковая аппаратура
12	NSA	Гидропривод переключателя скважин многоходового (ПСМ), БИОИ
13	NSA	Электропривод, БИОИ
14	NSA	Пусковая аппаратура, БИОИ
15	ZA	Охранный извещатель, БИОИ

7 Автоматическое включение вытяжного вентилятора в блок-боксе при достижении концентрации паров взрывоопасных смесей 10 % НКПР (Н).
 8 Отключение электроприемников (кроме вытяжной вентиляции) при загазованности 50 % НКПР (НН) в блок-боксе.



- 1 Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствуют ГОСТ 21.208-2013.
- 2 Схема автоматизации выполнена согласно ГОСТ 21.408-2013 упрощенным способом.
- 3 Перечень элементов контуров приведен в таблице контуров автоматизации, номер контура проставлен ниже изображения контура.
- 4 Тип и количество приборов уточняется по конструкторской документации на измерительную установку.
- 5 Схема автоматизации разработана на базе технологической схемы 01-3195.1/20С1775-ТР1.Г42, лист 2.
- 6 * - комплектная поставка ИУ, см. том 6.1.

При LL, НН
 закрыть ЗЭТ,
 отключить СУ ЭЦН скважин поз. 11..16, 2.1, 2.2

При НН
 закрыть ЗЭТ,
 отключить СУ ЭЦН скважин
 поз. 11..16, 2.1, 2.2, 3.1, 3.2

Изм. № подл. 10/599

Подп. и дата

Взам. инв. №

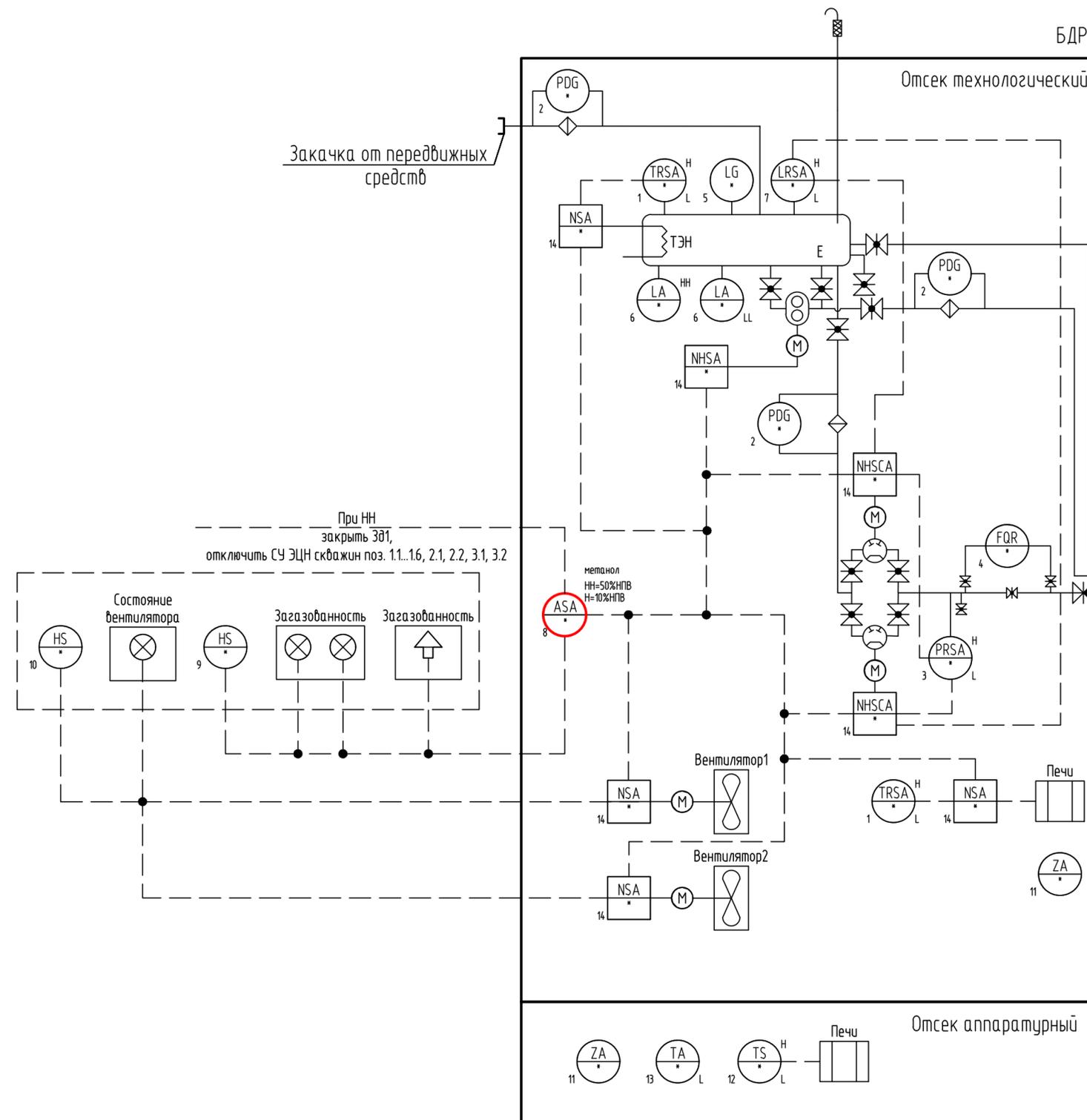
01-3195.1/20С1775-ТР2.Г42					
Кусты №8, №11 Западно-Семиводовского месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Ядришников			09.10.23
Проб.		Шевченко			09.10.23
Нач. отд.		Голк			09.10.23
Н. контр.		Гафарова			09.10.23
ГИП		Демидова			09.10.23
Куст скважин №11. Автоматизация технологических процессов				Стадия	Лист
				П	5
Схема автоматизации измерительной установки				ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»	

Таблица контуров автоматизации

Номер контура	Обозначение контура	Состав контура
1	TRSA	Термопреобразователь, СУ БДР, пусковая аппаратура
2	PDG	Манометр дифференциальный
3	PRSA	Датчик давления, СУ БДР, пусковая аппаратура
4	FQR	Расходомер, СУ БДР
5	LG	Безопасный указатель-индикатор уровня
6	LA	Сигнализатор уровня, СУ БДР
7	LRSA	Уровнемер, СУ БДР, пусковая аппаратура
8	ASA	Газоанализатор, СУ БДР, пусковая аппаратура /светозвуковая сигнализация загазованности
9	HS	Кнопочный пост, СУ БДР, светозвуковая сигнализация загазованности
10	HS	Кнопочный пост, СУ БДР, пусковая аппаратура
11	ZA	Охранный извещатель, ПЛК
12	TS	Терморегулятор
13	TA	Сигнализатор температуры, СУ БДР
14	N(H)S(C)A	Пусковая аппаратура, СУ БДР

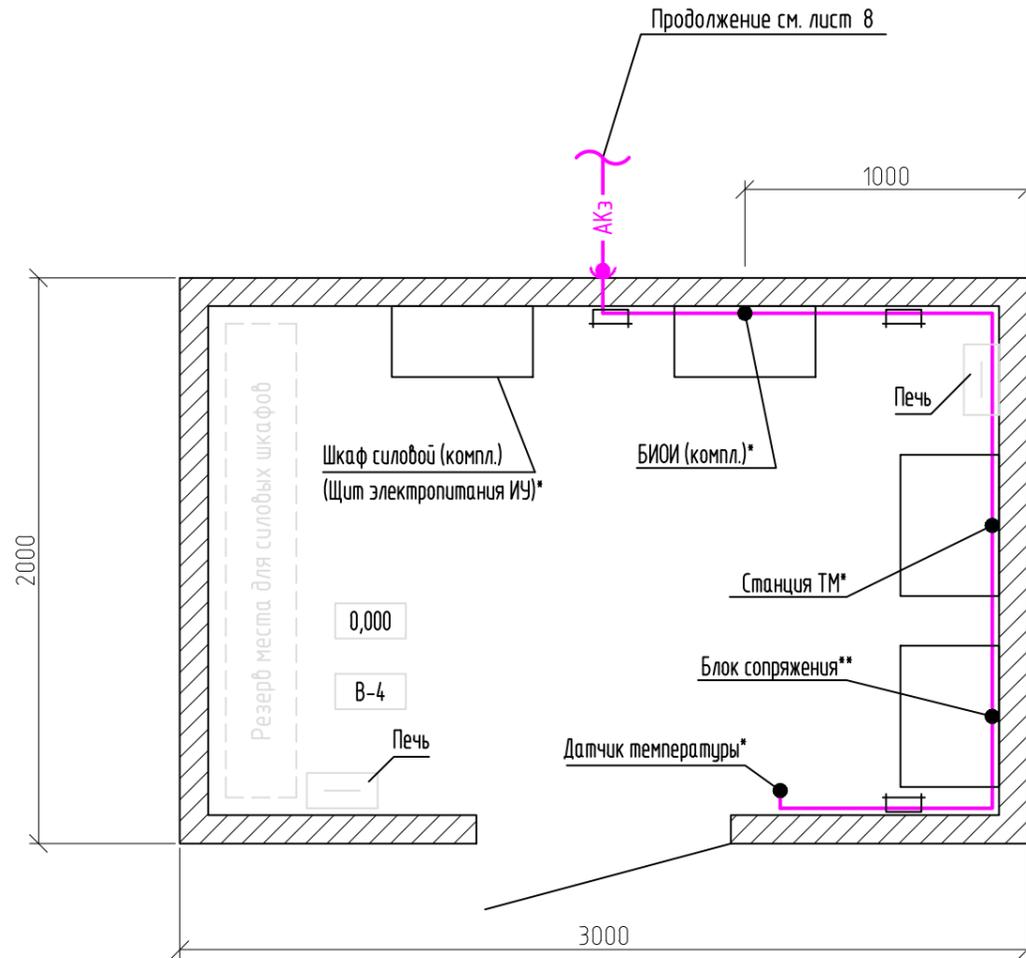
- 1 Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствуют ГОСТ 21.208-2013.
- 2 Схема автоматизации выполнена согласно ГОСТ 21.408-2013 упрощенным способом.
- 3 Перечень элементов контуров приведен в таблице контуров автоматизации, номер контура проставлен ниже изображения контура.
- 4 Тип и количество приборов уточняется по конструкторской документации на БДР.
- 5 Схема автоматизации разработана на базе технологической схемы 01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ2, лист 2.
- 6 Автоматическое включение вытяжного вентилятора в блок-боксе при достижении концентрации паров взрывоопасных смесей 10 % НКПР (Н).
- 7 Отключение электроприемников (кроме вытяжной вентиляции) при загазованности 50 % НКПР (НН) в блок-боксе.
- 8 * - комплектная поставка, см. том 6.1.

						01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2			
						Кусты №8, №11 Западно-Семиводовского месторождения			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Куст скважин №11. Автоматизация технологических процессов	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ядришников				09.10.23		П	6	
Проб.	Шевченко				09.10.23				
Нач. отд.	Голук				09.10.23	Схема автоматизации блока дозирования реагента	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		
Н. контр.	Гафарова				09.10.23				
ГИП	Демидова				09.10.23				



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	10/599

Условные обозначения и изображения



Обозначение и изображение	Наименование
БИОИ	Блок измерений и обработки информации
ИУ	измерительная установка
ТМ	Телемеханика
●	Отборное устройство, первичный прибор или датчик, встраиваемый в технологическое оборудование
—●—	Место изменения способа прокладки
—АКэ—	Проводки систем автоматизации на эстакаде
—	Проводки систем автоматизации в кабель-канале

1 Размещение оборудования показано условно.

2 * - оборудование и изделия изготавливаются и поставляются заводом-изготовителем комплектно с блоком аппаратурным поз. 8.

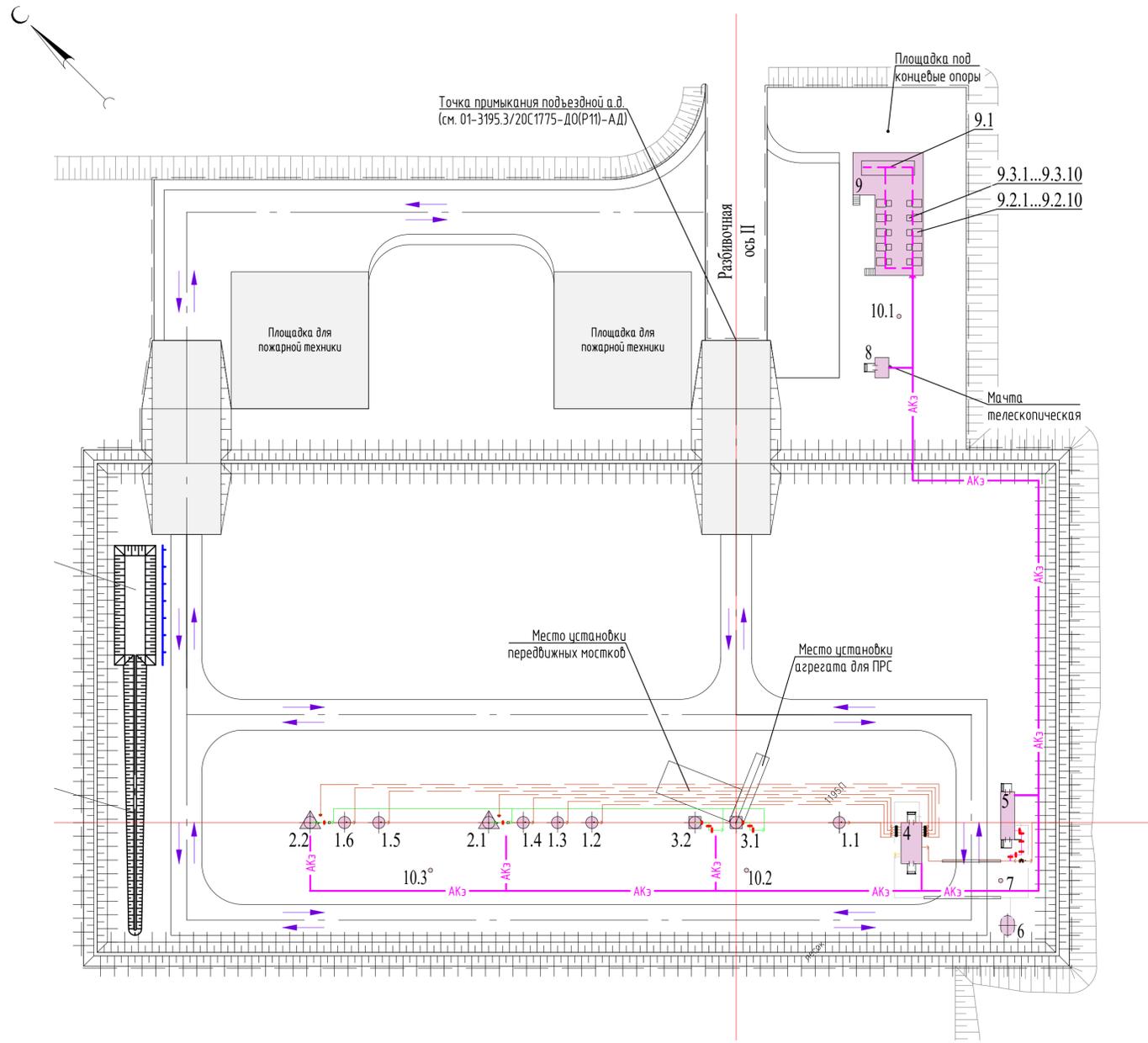
3 ** - оборудование учтено в марке СССР.

4 Кабель в блоке проложить в кабель-канале. Кабель-канал смонтирован на заводе-изготовителе.

5 За относительную отметку 0,000 принята отметка чистого пола.

Инд. № подл.	101599
Подп. и дата	
Взам. инд. №	

01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2					
Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Ядришникова			09.10.23
Проб.		Шевченко			09.10.23
Нач. отд.		Голук			09.10.23
Н. контр.		Гафарова			09.10.23
ГИП		Демидова			09.10.23
Куст скважин №11. Автоматизация технологических процессов					Стадия
					Лист
					Листов
Блок аппаратурный поз. 8. План расположения оборудования и проводок на отм. 0,000 (1:25)					П
					7
ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»					



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
1 этап строительства		
1.1	Чстье добывающей скважины	-
4	Измерительная установка	-
6	Емкость дренажная, V=8 м³	-
7	Молниеотвод	-
8	Блок аппаратный	-
9	Площадка под электрооборудование	-
9.1	Комплектная трансформаторная подстанция	-
9.2.1	Станция управления	-
9.3.1	Трансформатор питания погружных насосов	-
10.1,10.2	Опора освещения	-
2 этап строительства		
3.1	Чстье водозаборной скважины	-
9.2.2	Станция управления	-
9.3.2	Трансформатор питания погружных насосов	-
3 этап строительства		
3.2	Чстье водозаборной скважины	-
9.2.3	Станция управления	-
9.3.3	Трансформатор питания погружных насосов	-
4 этап строительства		
1.2	Чстье добывающей скважины	-
9.2.4	Станция управления	-
9.3.4	Трансформатор питания погружных насосов	-
5 этап строительства		

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
1.3	Чстье добывающей скважины	-
9.2.5	Станция управления	-
9.3.5	Трансформатор питания погружных насосов	-
6 этап строительства		
1.4	Чстье добывающей скважины	-
9.2.6	Станция управления	-
9.3.6	Трансформатор питания погружных насосов	-
7 этап строительства		
2.1	Чстье нагнетательной скважины	-
9.2.7	Станция управления	-
9.3.7	Трансформатор питания погружных насосов	-
8 этап строительства		
1.5	Чстье добывающей скважины	-
9.2.8	Станция управления	-
9.3.8	Трансформатор питания погружных насосов	-
10.3	Опора освещения	-
9 этап строительства		
1.6	Чстье добывающей скважины	-
9.2.9	Станция управления	-
9.3.9	Трансформатор питания погружных насосов	-
10 этап строительства		
2.2	Чстье нагнетательной скважины	-
9.2.10	Станция управления	-
9.3.10	Трансформатор питания погружных насосов	-
11 этап строительства		
5	Блок дозирования реагентов	-

- 1 Монтаж приборов выполнить согласно СП 77.13330.2016, инструкциям заводов-изготовителей.
- 2 Кабели проложить по вновь проектируемым и существующим эстакадам в коробах, совместно с кабелями электроснабжения на отдельной полке.
- 3 Заземление оборудования, защитных металлических рукавов, защитных труб, коробов выполнить кабелем ПУГВ 1х4,0, присоединив проводник к металлоконструкциям контура заземления, предусмотренным в томе 5.1. Монтаж защитного заземления выполнить с учетом требований ПУЭ, ГОСТ Р 50571.5.54-2013, СП 76.13330.2016.
- 4 Искробезопасные цепи проложить в отдельном коробе.
- 5 Экраны кабелей заземлить со стороны вторичных приборов.
- 6 Цепи до 42 В с цепями выше 42 В прокладывать в разных коробах.

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Место изменения способа прокладки
	Проводки систем автоматизации на эстакаде
	Проводки систем автоматизации по кабельным конструкциям под площадкой под электрооборудование

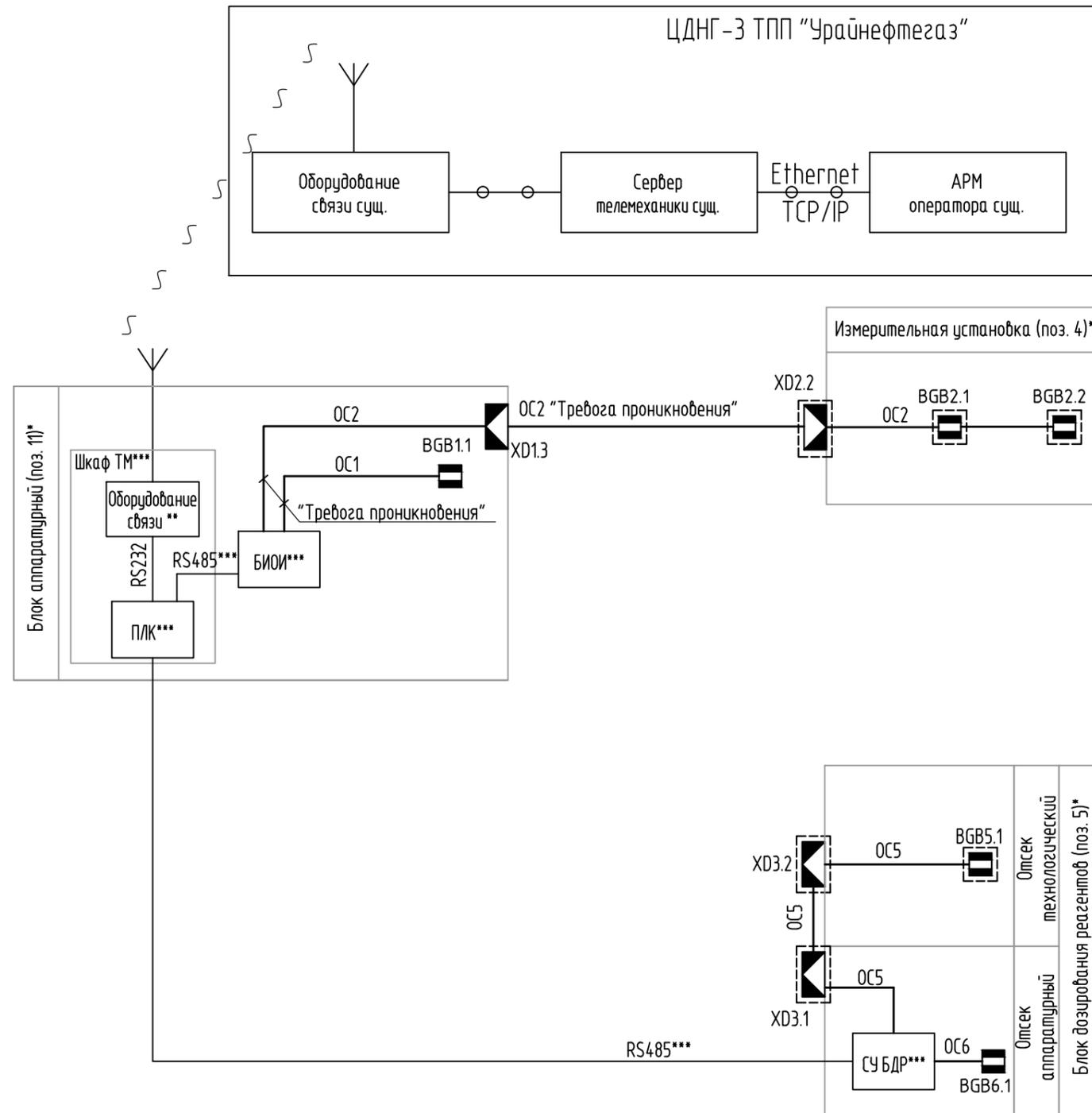
01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ2

Кусты №8, №11 Западно-Семибидобского месторождения

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Куст скважин №11 Автоматизация технологических процессов	Страница	Лист	Листов
Разраб.	Яришничкова				09.10.23				
Проб.	Шевченко				09.10.23				
Нач. отд.	Галик				09.10.23	Сети контроля и автоматики. План трасс (1500)	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»		
Н. контр.	Гафарова				09.10.23				
ГИП	Демидова				09.10.23				

Условные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
BGV	Извещатель охранной точечный магнитоконтактный ИО-102
BGV	Выключатель путевой взрывозащищенный ВПВ-1А-11
XD	Коробка соединительно-разветвительная
XD	Коробка соединительно-разветвительная взрывозащищенного исполнения



1* - блок-боксы изготавливаются по принципу максимальной заводской готовности в соответствии с требованиями опросных листов или технических требований к ним, которые разрабатываются на стадии рабочей документации. В комплект поставки блок боксов входит оборудование охранно-пожарной сигнализации, оповещения при пожаре и кабельная продукция для его подключения. Данное оборудование и кабельные линии внутри блок-блока смонтированы и установлены заводом изготовителем.

2** - решения по беспроводной передаче данных см. 01-3195.1/20С1775-ИОС5.

3*** - см. 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1, л.2.

Перечень элементов

Обозначение и изображение	Наименование	Примечание
	Кабельная продукция	
ОС2	ИнСил-ОЭэнг(А)-LS-ХЛ 2х1,0	Проложить в лотке КИП

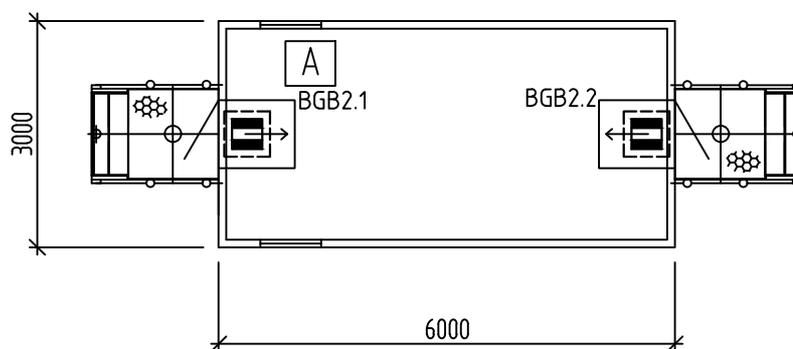
01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ3					
Кусты №8, №11 Западно-Семибидовского месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Ядришникова			09.10.23
Проб.		Шевченко			09.10.23
Нач. отд.		Голук			09.10.23
Н. контр.		Гафарова			09.10.23
ГИП		Демидова			09.10.23
Куст скважин №8. Охранная сигнализация					Стадия
П					Лист
П					Листов
Схема структурная системы охранной сигнализации					ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»

Инд. № подл.	101599
Взам. инд. №	
Подп. и дата	

Экспликация помещений

Номер помещения	Наименование	Площадь, м ²	Кат. помещения
1	Помещение измерительной установки		А

План



Условные обозначения

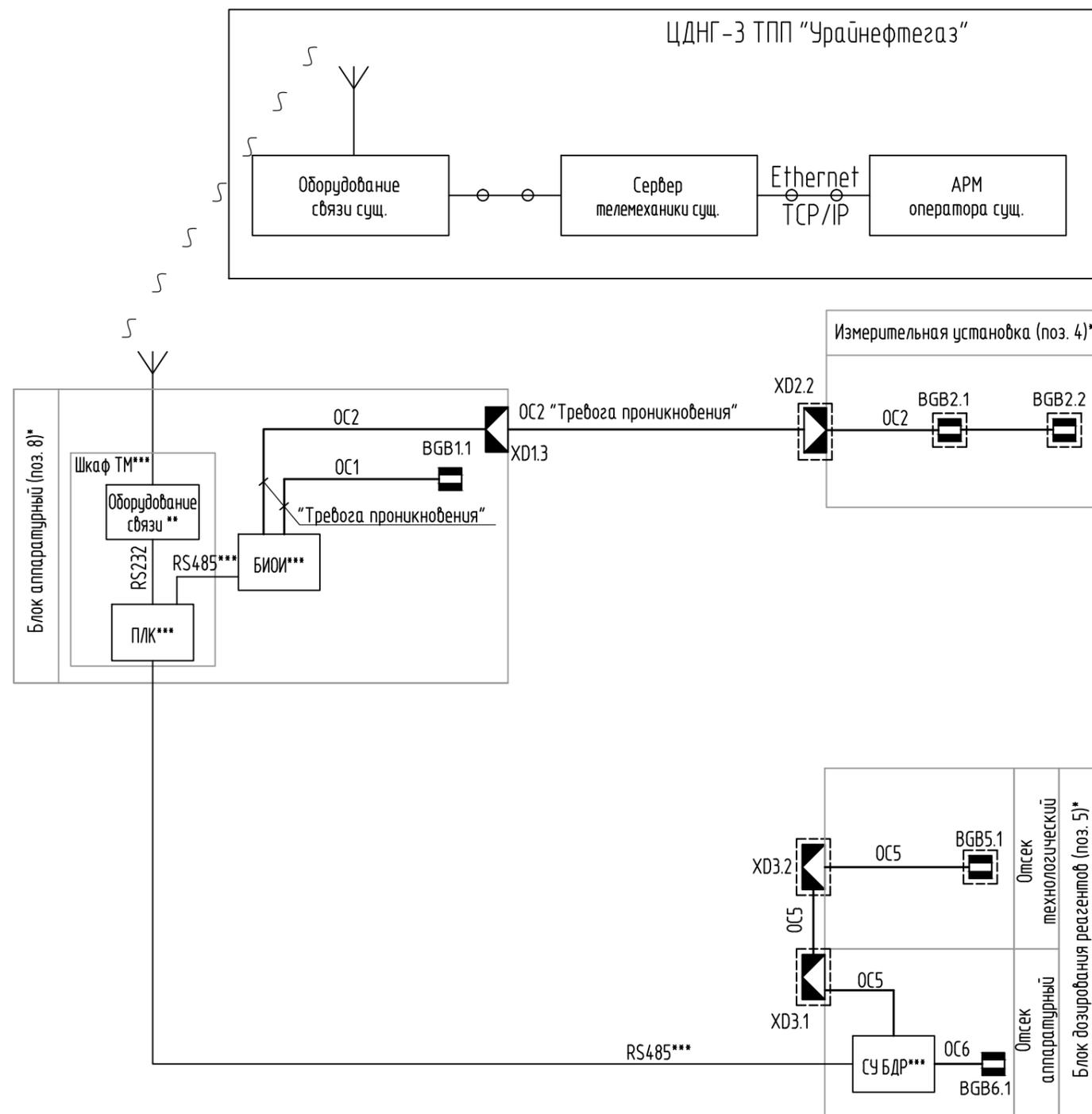
Обозначение и изображение	Наименование
 BGB	Выключатель пусковой взрывозащищенный ВПВ-1А-11

Инв. № подл.	101599
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧЗ						
Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.		Ядришникова			09.10.23	
Пров.		Шевченко			09.10.23	
Нач. отд.		Голук			09.10.23	
Н. контр.		Гафарова			09.10.23	
ГИП		Демидова			09.10.23	
Куст скважин №8. Охранная сигнализация				Стадия	Лист	Листов
Охранная сигнализация. Измерительная установка (поз. 4)				П	4	
ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»						

Условные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
BGB	Извещатель охранной точечный магнитоконтактный ИО-102
BGB	Выключатель путевой взрывозащищенный ВПВ-1А-11
XD	Коробка соединительно-разветвительная
XD	Коробка соединительно-разветвительная взрывозащищенного исполнения



1* - блок-боксы изготавливаются по принципу максимальной заводской готовности в соответствии с требованиями опросных листов или технических требований к ним, которые разрабатываются на стадии рабочей документации. В комплект поставки блок боксов входит оборудование охранно-пожарной сигнализации, оповещения при пожаре и кабельная продукция для его подключения. Данное оборудование и кабельные линии внутри блок-бокса смонтированы и установлены заводом изготовителем.

2** - решения по беспроводной передаче данных см. 01-3195.1/20С1775-ИОС5.

3*** - см. 01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ1, л.2.

Перечень элементов

Обозначение и изображение	Наименование	Примечание
	Кабельная продукция	
ОС2	ИнСил-ОЭэнг(А)-LS-XЛ 2x1,0	Проложить в лотке КИП

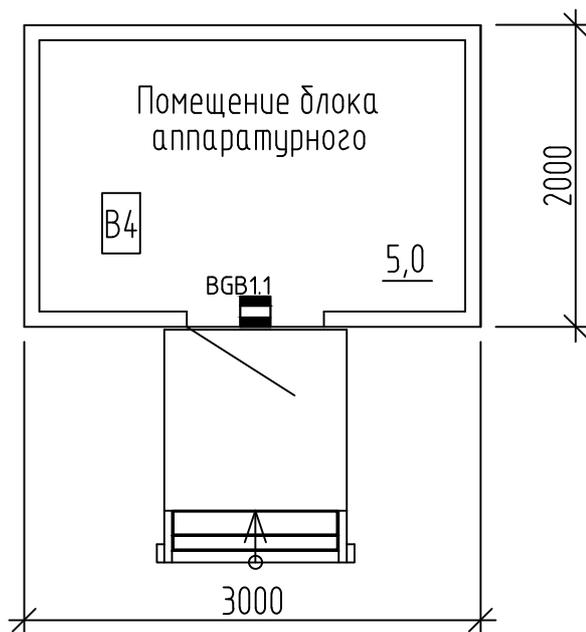
01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ4					
Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Ядришникова			09.10.23
Проб.		Шевченко			09.10.23
Нач. отд.		Голук			09.10.23
Н. контр.		Гафарова			09.10.23
ГИП		Демидова			09.10.23
Куст скважин №11. Охранная сигнализация					Стадия
Куст скважин №11. Охранная сигнализация					Лист
Куст скважин №11. Охранная сигнализация					Листов
Куст скважин №11. Охранная сигнализация					П
Куст скважин №11. Охранная сигнализация					2
Куст скважин №11. Охранная сигнализация					Листов
Куст скважин №11. Охранная сигнализация					ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»

Инд. № подл.	101599
Взаим. инд. №	
Подп. и дата	

Экспликация помещений

Номер помещения	Наименование	Площадь, м ²	Кат. помещения
1	Помещение блока аппаратного		В4

План



Условные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
 ВГВ	Извещатель охранной точечный магнитоконтактный ИО-102

Инв. № подл.	101599
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

01-3195.1/20С1775-ТР2.ГЧ4					
Кусты №8, №11 Западно-Семивидовского месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Ядришникова			09.10.23
Пров.		Шевченко			09.10.23
Нач. отд.		Голук			09.10.23
Н. контр.		Гафарова			09.10.23
ГИП		Демидова			09.10.23
Куст скважин №11. Охранная сигнализация					
		Стадия	Лист	Листов	
		П	3		
Охранная сигнализация. Блок аппаратный (поз.8)					
ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»					

