

Заказчик – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

**ОБУСТРОЙСТВО МОРОЗНОГО ПОДНЯТИЯ МОРОЗНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ.
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 3. Автоматизация

2935-3200-ЕН-24-ТХР3

Том 6.3

**Первый заместитель
генерального директора**

14.09.23


Р. З. Бадртдинов

Главный инженер проекта

14.09.23

А. Ф. Шафиков



Изм.	№ док.	Подпись	Дата
1	241-23		17.07.23

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

Разрешение		Обозначение	2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ		
241-23 от 17.07.23		Наименование объекта строительства	Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
1	1	2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-С Внесены изменения. Лист заменен.			на основании замечаний ФАУ "Главгосэкспертиза России" от 14.07.2023 № 64429-23/ГГЭ-40617/11
	Все	2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ Внесены изменения. Листы заменены. Представлены решения по исполнению приборов, кабелей, заземлению жил и экранов. Добавлена информация по противопожарным мероприятиям при прокладке кабелей, при проходах кабелей через стены зданий и сооружений. Добавлена информация по контролю уровня в емкости канализационной 4м ³ , емкостях сбора стоков 12,5 м ³			
	1	2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ Заменен. Добавлена отметка о внесении изменений			
	8, 11	Заменены. Добавлена сигнализация максимального уровня в емкости сбора стоков 12,5 м ³			

Согласовано
Н. контр.

Изм. внес	Хилаева		17.07.23
Составил	Хилаева		17.07.23
ГИП	Шафиков		17.07.23
Утв.			

ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»
Отдел КИПиА

Лист	Листов
	1

Содержание

1 Исходные данные	2
2 Существующие положения.....	3
3 Основные технические решения по автоматизации	4
3.1 Автоматизируемые сооружения.....	4
3.2 Состав сооружений	4
3.3 Объемы автоматизации.....	4
3.4 Сбор информации.....	8
3.5 Состав устройств контроля и управления	10
4 Размещение и монтаж средств автоматизации	13
5 Электропитание и заземление средств автоматизации	14
6 Требования к монтажу	15
6.1 Производство монтажных работ	15
6.2 Техника безопасности при производстве электромонтажных работ	16
7 Ссылочные нормативные документы	19
Приложение А (справочное) Опросные листы на оборудование КИПиА	21
Таблица регистрации изменений	29

Согласовано					

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	241-23	Подп.	17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Ефимова		<i>[подпись]</i>	19.01.23
Проверил		Соколова		<i>[подпись]</i>	19.01.23
Нач. отдела		Соколова		<i>[подпись]</i>	19.01.23
Н. контр.		Соколова		<i>[подпись]</i>	19.01.23
ГИП		Шафиков		<i>[подпись]</i>	19.01.23

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ


Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	29
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

1 Исходные данные

Исходными данными для разработки проекта по созданию автоматизированной системы управления и контроля по объекту «Обустройство скважин Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины» являются:


- задание на проектирование объекта капитального строительства «Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины», утвержденное начальником отдела техники и технологии добычи СВН – заместителем начальника УДНГ по СВН СП «Татнефть - Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина;
- задания смежных отделов (технологические решения);
- технические условия на автоматизацию по объекту «Обустройство скважин Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины», согласованные начальником отдела АСУТП, М и ИТ УСПП ДДНИГ СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» Ю.А. Тряпочкиным;
- Технические решения приняты на основании следующих нормативных документов:
 - РД 153-39.1-458-06 Руководящий документ «Основные положения по автоматизации и автоматизированному управлению нефтегазодобывающим производством ПАО «Татнефть», утверждённый главным инженером ПАО «Татнефть» 18.07.2006г.;
 - 12312-2.2-ТПР типовые проектные решения по обустройству скважин месторождений СВН.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ	Лист
			1	-	Зам.	241-23		17.07.23		2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата					

2 Существующие положения

Дополнительные скважины Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти подлежат обустройству в соответствии с настоящим проектом.

Куст скважин 28000 – полностью проектируемый, на кусте скважин 28006 предусматривается обустройство 6 дополнительных скважин.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ	Лист
			1	-	Зам.	241-23		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

3 Основные технические решения по автоматизации

3.1 Автоматизируемые сооружения

3.1.1 Рассматриваются:

- кусты скважин № 28000, 28006 – 2 шт.;
- УЗА №1 на нефтепроводе от кустов скв. № 28000, 28006 до УПСВН – 1 шт.

3.2 Состав сооружений

3.2.1 Куст скважин № 28000 в составе:

- скважина добывающая № 28000, 28002, 28004 – 3 шт.;
- скважина паронагнетательная № 28001, 28003, 28005 – 3 шт.;
- щитовая КИП – 1 шт.;
- станция управления ЭЦН – 3 шт.
- ёмкость сбора дождевых стоков – 1 шт.

3.2.2 Куст скважин № 28006 в составе:

- скважины добывающие № 28010, 28012, 28014 – 3 шт.;
- скважины паронагнетательные № 28011, 28013, 28015 – 3 шт.;
- станция управления ЭЦН – 3 шт.


3.2.3 Нефтеесборный трубопровод

- Узел запорной арматуры № 1 – 1 шт.;

3.3 Объемы автоматизации

3.3.1 В проекте предусматривается решение вопросов автоматизации технологических процессов и объектов в объеме основных положений по обустройству нефтяных промыслов с использованием контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации промышленного производства.

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Лист

4

3.3.2 Решения осуществляются в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», соблюдение которых должно обеспечить:

- безаварийную эксплуатацию технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем инженерного обеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за пределы уставок;
- локализацию аварий и режимов работы оборудования при отключении от нормы технологических параметров;
- выдачу информации о состоянии безопасности на объекте в вышестоящую систему управления.

3.3.3 Ниже рассматриваются объекты автоматизации по проектируемому объекту (состав сооружений п. 3.2).

Кусты скважин

3.3.3.1 Скважина добывающая № 28000, 28002, 28004, 28010, 28012, 28014:
добывающая часть

а) местный контроль:

- давление нефти на устье скважины до запорной арматуры;
- давление нефти на устье скважины после запорной арматуры;
- давление нефти в кольцевом пространстве скважины;

б) измерение дистанционное:

- давление нефти на устье скважины;
- измерение температурных возмущений среды в стволе скважины;
- измерение дебита, плотности, температуры нефти на устье скважины;

нагнетательная часть (на этапе первоначального прогрева пласта)

а) местный контроль:

- давление пара, нагнетаемого в скважину, на устье скважины до запорной арматуры;
- давление пара, нагнетаемого в скважину, на устье скважины после запорной арматуры;

б) измерение дистанционное:

- давление пара, нагнетаемого в скважину, на устье скважины до запорной арматуры;
- давление пара, нагнетаемого в скважину, на устье скважины после запорной арматуры;

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ

- измерение расхода пара, нагнетаемого в скважину, на устье скважины;
- измерение температуры пара, нагнетаемого в скважину, на устье скважины.

3.3.3.2 Скважина паронагнетательная № 28001, 28003, 28005, 28011, 28013, 28015:

а) местный контроль:

- давление нагнетаемого пара на устье скважины до гребенки «носок»-«пятка»;
- давление пара на устье скважины на каждой линии «носок» и «пятка» после запорной арматуры;

б) измерение дистанционное:

- давление пара на устье скважины на каждой линии «носок» и «пятка» до запорной арматуры;
- давление пара на устье скважины на каждой линии «носок» и «пятка» после запорной арматуры;
- измерение расхода нагнетаемого пара на устье скважины на каждой линии «носок» и «пятка» до запорной арматуры;
- измерение температуры нагнетаемого пара на устье скважины на каждой линии «носок» и «пятка» до запорной арматуры.

3.3.3.3 Щитовая КИП

а) измерение дистанционное:

- температура воздуха в щитовой КИП;

б) сигнализация дистанционная:

- несанкционированный доступ в щитовую КИП;
- температура воздуха ниже + 5 °С;
- температура воздуха выше + 25 °С.

3.3.3.4 Станция управления ЭЦН:

а) измерение дистанционное:

- частота рабочего напряжения РЭП ЭЦН;
- текущее значение тока;
- загрузка электродвигателя;
- частота питающего тока;
- давление на приеме насоса;
- температура на приеме насоса;
- температура обмотки электродвигателя;

б) сигнализация дистанционная:

- состояние работы станции управления ЭЦН (включен, отключен);
- состояние работы РЭП ЭЦН (включен, отключен);
- причина остановки ЭЦН.

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Передача указанных параметров осуществляется от контроллера станции управления ЭЦН в систему телемеханики кустовой площадки по интерфейсу RS-485.

Измерение давления и температуры среды на приеме насоса и вывод этой информации на станцию управления ЭЦН осуществляется комплектными средствами СУ ЭЦН.

Для защиты погружного насоса скважины предусматривается автоматическое отключение электродвигателя насоса по сигналу телеуправления от контроллера телемеханики, формируемого на основании измеренного значения давления в выкидном трубопроводе скважины.

3.3.3.5 Ёмкость сбора дождевых стоков

На кустах № 28000, 28006 технологической частью проекта предусматривается установка емкости сбора дождевых стоков.

В части автоматизации предусматривается дистанционная сигнализация максимального уровня в емкостях.

Для емкостей сбора стоков 12,5 м³, установленных на въезде на куст, у дороги, проектом в части автоматизации предусматривается дистанционная сигнализация максимального уровня.

Для емкости $V = 4 \text{ м}^3$, предназначенной для сбора производственно-дождевых сточных вод с приустьевых бетонных площадок добывающих скважин кустов и с участка автодороги на куст №28000 (28006), предусматривается периодический визуальный контроль уровня при помощи метроштока.

По результатам визуального контроля по мере наполнения емкостей производственно-дождевые стоки через люк откачиваются и вывозятся на существующий узел слива технологической жидкости на Кичуйской УПН ЦКППН.

3.3.3.6 Контроль загазованности

На площадках кустов скважин предусмотрено измерение загазованности по метану и сероводороду (молярная доля сероводорода в составе нефтяного газа составляет 2,28%) переносными сигнализаторами.

При достижении концентрации 10 % НКПРП, 20 % НКПРП, ПДК (H₂S) более 3 мг/м³ на приборе контроля срабатывает сигнализация.

3.3.3.7 Узел запорной арматуры № 1

а) местный контроль:

- давление нефти до и после задвижек.

3.3.3.8 Контроль расхода со всего поднятия

Узел учета, измеряющий расход со всего Морозного поднятия, предусмотрен проектом 2083-3200-ЕН-1-ИОС7.4, см. 2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ГЧ л.7.

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

3.4 Сбор информации

Сбор информации с кустов скважин Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти осуществляется системой телемеханики с использованием контроллеров, расположенных на каждой кустовой площадке, с последующей передачей информации по каналам связи (см. 2935-3200-ЕН-24-ИОС5).

Для куста скважин 28000 шкаф контроллера проектируемый, для куста 28006-шкаф контроллера предусмотрен проектом 2083-3200-ЕН-1-ИОС7.4.

Информация с кустовых контроллеров, через шкафы связи (см. 2935-3200-ЕН-24-ИОС5), передается на АРМ оператора, расположенный в ДП ЦДСВН НГДУ «Елховнефть», оттуда по существующим каналам - в ЦИТС НГДУ «Елховнефть», на информационно-аналитический портал «Ашальчи» вкладка НГДУ «Елховнефть», в КИС АРМИТС и УСОИ.

Согласно ТУ на автоматизацию на верхний уровень (АРМ оператора) передается следующая информация:

- данные с узла учета пара: массовый и объемный расход пара, давление, температура, тепло Гк);
- данные с массового кориолисового расходомера жидкости (массовый и объемный расход, плотность, температура жидкости);
- данные с системы волоконно-оптической термометрии;
- давление добываемой жидкости;
- давление закачиваемого пара.

Измерение температурных возмущений среды в стволе скважины осуществляется системой термометрии волоконно-оптической. Система состоит из волоконно-оптического кабеля датчика, погружаемого в ствол скважины и анализатора оптического сигнала (многоканального), располагаемого в отдельном шкафу телекоммуникационном в щитовой КИПиА. Информация от шкафа телекоммуникационного передается на АРМ оператора, расположенный в ДП ЦДСВН НГДУ «Елховнефть».


Внешние электрические проводки от измерительных преобразователей с аналоговым выходным сигналом выполняются экранированным кабелем, не распространяющим горение категории А (исполнение -нг(А)).

Для цепей управления и сигнализации, прокладываемых по наружным площадкам используется кабель контрольный, не распространяющий горение категории А (исполнение -нг(А)).

Внешние электрические проводки по площадкам кустов скважин прокладываются в коробах по проектируемой эстакаде. Кабели от ёмкости сбора дождевых стоков прокладываются в траншее в трубе на глубине 0,7 м до проектируемой эстакады. Электрические проводки внутри помещений – в защитных коробах по стенам.

Вводы кабелей в помещения, проходы через стены, необходимо выполнять в трубе либо в коробе.

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Зазоры (заделка) между кабелем и трубой (проемом) заполняются огнестойкими проходками допускающие замену либо дополнительную прокладку новых кабелей и обеспечивают предел огнестойкости проема не менее предела огнестойкости стены.

Кабели прокладываются по кабельной эстакаде на высоте не менее 2,5 м от уровня земли на отдельной от электрических кабелей кабельной полке в стальном коробе (п.п. 2.1.11, 2.1.46, 2.1.47, 2.3.15 ПУЭ). Предусмотрен резерв жил кабеля в количестве 10% от количества рабочих, но не менее одной жилы.

Кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов и у соединительных и стопорных муфт (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

Кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, должны быть закреплены так, чтобы была предотвращена деформация оболочек и не нарушались соединения жил в муфтах под действием собственного веса кабелей (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

Конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, должны быть выполнены таким образом, чтобы была исключена возможность механического повреждения оболочек кабелей; в местах жесткого крепления оболочки этих кабелей должны быть предохранены от механических повреждений и коррозии при помощи эластичных прокладок (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

В целях пожарной безопасности внутри коробов должны устанавливаться огнепреградительные пояса: на вертикальных участках - на расстоянии не более 20 м, а также при проходе через перекрытие; на горизонтальных участках - при проходе через перегородки (п. 2.3.124 (5) ПУЭ) .

В местах прохода кабелей через стены или выхода их наружу проход должен быть выполнен в трубе с заделкой зазоров между кабелями и трубой легкоудаляемой массой из негоряемого материала (огнестойким герметиком) с обеспечением предела огнестойкости проёма не менее предела огнестойкости стены (п. 7 ст. 82 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ, п. 2.1.58, п. 7.3.112 ПУЭ, п. 6.7.1 СП 77.13330.2016).


Кабели (в том числе бронированные), расположенные в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), должны быть защищены по высоте на 2 м от уровня пола или земли и на 0,3 м в земле (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

На пересечениях с автодорогой кабели прокладываются по кабельной эстакаде на высоте 6,0м (не менее 4,5м) от полотна автомобильной дороги (пожарного проезда) (п.п. 2.3.133, 2.3.134 ПУЭ, п. 5.42 СП 18.13330.2011).

Контрольные и силовые кабели прокладываются на разных кабельных полках, искробезопасные цепи прокладываются в отдельных коробах от искроопасных цепей.

Прокладка кабеля по территории куста скважин, выход из траншеи и подъем на эстакаду выполняется в стальной защитной трубе. При пересечениях с другими

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ

кабельными линиями в траншее, переходах через обвалование, пересечении с автодорогой проектируемый контрольный кабель защищается хризотилцементной трубой.

При параллельной прокладке расстояние по горизонтали в свету от кабеля до нефтепровода составляет не менее 1 м согласно ПУЭ п.2.3.88.

Расстояние между кабелями с искробезопасными, измерительными цепями и цепями общего назначения не менее 100 мм согласно ПУЭ п.2.3.123 (7-е издание).

Расстояние между контрольными и силовыми кабелями согласно ПУЭ п.2.3.86:

- до 10 кВ – не менее 100 мм;
- 20 – 35 кВ – не менее 250 мм.

Выбор конкретных марок и типов проводов и кабелей систем автоматизации и телемеханизации выполнен с учетом требований заводов-изготовителей оборудования и ГОСТ 31565-2012.

Концы свободных жил контрольных кабелей, прокладываемых во взрывоопасных зонах изолируются с использованием термоусадочных материалов.

Неиспользуемые жилы в многожильном кабеле искробезопасных цепей соединяются с точкой заземления, используемой для заземления других искробезопасных цепей в том же кабеле (через связанное оборудование), на другом конце неиспользуемые жилы изолируются с помощью термоусадочных материалов.

Сечение жил всех кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах, принято равным 1,0 мм². Жильность кабеля выбирается с учетом резерва не менее 1 жилы.

3.5 Состав устройств контроля и управления

Для выполнения объемов автоматизации используются средства, выпускаемые отечественными и импортными производителями.

Степень защиты IP по ГОСТ 14254-2015 для приборов, расположенных на открытых площадках, не ниже IP 65 (манометров – IP53).

Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые во взрывоопасной зоне, применены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ (вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси). Вид взрывозащиты выбирается преимущественно Exd для приборов, имеющих соответствующее исполнение, и Exia для приборов, не имеющих исполнения Exd. Приборы, имеющие вид взрывозащиты Exia «искробезопасная цепь», используются с соответствующими барьерами искрозащиты.

Приборы и средства автоматизации во взрывозащищенном исполнении (Exd), устанавливаемые на открытом воздухе, имеют степень защиты от пыли и влаги не ниже IP 65.

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ

Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые в помещениях, имеют степень защиты от пыли и влаги не ниже IP 20.

Применяемые датчики КИП и А «полевого уровня» работают в диапазоне температур от минус 40 до +50 °С (в соответствии с п. 5.3 ТУ на автоматизацию).

Оборудование телемеханики, расположенное в щитовых КИПиА функционирует при температуре от +5 до +40 °С (в соответствии с п. 5.3 ТУ на автоматизацию).

Измерительные каналы и средства измерений, входящие в состав измерительного канала систем автоматизации, во время эксплуатации должны подвергаться поверке (калибровке).

По приборам и оборудованию кустов скважин предусматривается:

1. Местное измерение давления в трубопроводах манометрами класса точности не ниже 1,0.

2. Дистанционное измерение давления в трубопроводе преобразователями давления с выходным сигналом 4...20 мА, с пределом допускаемой относительной погрешности $\pm 0,5\%$, вид взрывозащиты Exd, IP65 по ГОСТ 14254-2015.

3. Измерение расхода нефти кориолисовым расходомером с пределом допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,5\%$, со встроенным датчиком температуры, с выходным интерфейсным сигналом RS-485, вид взрывозащиты Ex ia, IP65 по ГОСТ 14254-2015.

4. Измерение расхода пара узлом учета пара с погрешностью не более 2,5 %, вид взрывозащиты Ex ia, IP65 по ГОСТ 14254-2015, в комплекте:

- вихревой расходомер фланцевого исполнения, состоящий из первичного и электронного преобразователей, выполненных в одном корпусе, а также, встроенного датчика температуры (выходной сигнал 4...20 мА);

- прямые участки трубопровода;

- датчик давления с пределом допускаемой относительной погрешности $\pm 0,5\%$.

Для контроля температуры среды в стволе скважины применяется система температурного мониторинга, состоящая из анализатора оптического сигнала, кабель-датчика и гибкой трубы с длинами, соответствующими длине эксплуатационного ствола скважины, соединительного кабеля, оптической муфты.

Допускаемая погрешность измерения температуры в стволе скважины во всем диапазоне измерений при времени измерений 600 с составляет не более 1 °С.

Кабель-датчик системы температурного мониторинга скважина применен в климатическом исполнении УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

В комплекте с блочной щитовой поставляется датчик для сигнализации понижения температуры в блок-боксе, а также концевой выключатель для контроля несанкционированного доступа в щитовую КИПиА. В щитовой дополнительно устанавливается датчик для дистанционного измерения температуры.

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата


2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ

Измерение концентрации газов на территории кустовой площадки, в помещениях осуществляется с помощью переносных приборов. При достижении концентрации взрывоопасных веществ 10 % НКПРП (порог срабатывания «1»), 20 % НКПРП (порог срабатывания «2»), ПДК свыше 3 мг/м³ на приборе контроля загазованности срабатывает звуковой и световой сигнал.

Для сигнализации уровня в ёмкости дождевых стоков применены вибрационные сигнализаторы **вид взрывозащиты Exd, IP65 по ГОСТ 14254-2015.**

На нефтепроводах до и после УЗА предусмотрено местное измерение давления манометрами класса точности не ниже 1,0.

Все приборы и средства автоматизации должны быть сертифицированы на соответствие требованиям промышленной безопасности и требованиям нормативных документов по стандартизации Ростехнадзором.


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ	Лист
			1	-	Зам.	241-23		17.07.23		12
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата					

4 Размещение и монтаж средств автоматизации

Монтаж средств автоматизации на проектируемых технологических объектах предусмотрен при помощи закладных конструкций, учтенных в технологическом разделе проекта. Расходомеры для измерения количества нефти поставляются с ответными фланцами для монтажа на трубопроводе. Узел учета пара для измерения расхода пара поставляется в заводской сборке с прямыми участками и закладной конструкцией для комплектного датчика давления, с ответными фланцами для монтажа на трубопроводе. Для защиты приборов КИПиА от агрессивного воздействия среды и высоких температур, предусматривается установка приборов через разделители сред.

Шафы контроллеров, телекоммуникационные шкафы устанавливаются в проектируемых блочных щитовых КИПиА, размещаемых на площадках кустов скважин. Для кустов скважин размеры щитовых выбраны 3000х3000.

Блочная щитовая укомплектована щитом питания, освещением, обогревом, системой кондиционирования, антивандальным замком, а также датчиками контроля температуры внутри блок-бокса и концевым выключателем для контроля несанкционированного доступа в щитовую.


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ	Лист
			1	-	Зам.	241-23		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

5 Электропитание и заземление средств автоматизации

Электропитание устройств автоматизации и телемеханизации предусмотрено от сети ~220 В, 50Гц через источник бесперебойного питания (см. 2935-3200-ЕН-24- ИОС1). Технические средства системы управления относятся к электроприемникам 1 категории надежности электроснабжения.

Средства автоматизации заземляются в соответствии с информацией на приборы и действующими нормами при помощи заземляющих медных проводников П-550 и проводников заземления из стали полосовой 4x14 по ГОСТ 103-2006 к шине контура заземления. Средства микропроцессорной техники подключаются к шине отдельного контура защитного и рабочего заземления, предусмотренного в 2935-3200-ЕН-24-ИОС1.

Экраны контрольных кабелей, соединяющих датчики и клеммные колодки системы телемеханики заземляют с одной стороны, а именно со стороны клеммных колодок шкафа ТМ, расположенного во взрывобезопасной зоне (п. 6.7.21.2.3 СП 77.13330.2016 , п.13.8 СП 423.1325800.2018).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ	Лист
			1	-	Зам.	241-23		17.07.23		14
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата					

6 Требования к монтажу

6.1 Производство монтажных работ

Монтаж систем автоматизации и кабельной продукции выполняется в соответствии с рабочей документацией, с учетом требований заводов-изготовителей приборов и средств автоматизации, с соблюдением требований нормативных документов ПУЭ, СП 77.13330.2016.

Все изменения, возникающие в период производства СМР, производятся только после согласования с Проектной организацией.

Работы по монтажу следует выполнять индустриальным методом с использованием средств малой механизации, механизированного и электрифицированного инструмента и приспособлений.

Производство строительного-монтажных работ в условиях реконструкции объектов должно быть увязано с производственной деятельностью реконструируемого предприятия. Заказчик и подрядчик должны определить порядок согласованных действий и ответственного за оперативное руководство работами.


При реконструкции объектов надлежит учитывать данные обследования технического состояния конструкций, внутрицеховых и внутри-площадочных транспортных средств и коммуникаций, оборудования и инженерных сетей, условий производства демонтажных и строительного-монтажных работ (загазованность, запыленность, взрыво- и пожароопасность, повышенный шум, стесненность и т.п.).

Заказчику и подрядчику совместно с генеральной проектной организацией необходимо:

1. согласовать объемы, технологическую последовательность, сроки выполнения строительного-монтажных работ, а также условия их совмещения с работой производственных цехов и участков реконструируемого предприятия;
2. определить порядок оперативного руководства, включая действия строителей и эксплуатационников при возникновении аварийных ситуаций;
3. определить последовательность разборки конструкций, места и условия подключения временных сетей водоснабжения, электроснабжения и др.;
4. составить перечень услуг заказчика и его технических средств, которые могут быть использованы строителями в период производства работ;
5. определить условия организации комплектной и первоочередной поставки оборудования и материалов, организации перевозок и складирования грузов и передвижения строительной техники по территории реконструируемого предприятия, а также размещения мобильных (инвентарных) зданий и сооружений.

При монтаже оборудования и трубопроводов должен осуществляться

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ

Лист

15

операционный контроль качества выполненных работ. Выявленные дефекты подлежат устранению до начала последующих операций.

Окончанием работ по монтажу систем телемеханизации является завершение индивидуальных испытаний оборудования с оформлением комплекта исполнительной документации.

При индивидуальном испытании следует проверить:

1. соответствие смонтированных систем телемеханизации рабочей документации и требованиям настоящих правил;
2. сопротивления изоляции электропроводок.

Измерение сопротивления изоляции электропроводок систем телемеханизации (цепей измерения, управления, питания, сигнализации) производится мегомметром на напряжение 500 -1000 В и не должно быть менее 0,5 МОм.

В случае проведения реконструкции на действующем объекте по мере окончания СМР отдельных узлов телемеханизации допускается передача данных узлов в пуско-наладочные работы (ПНР) с оформлением соответствующих актов.

При монтаже и наладке систем автоматизации и телемеханизации согласно СП 77.13330.2016_составляется следующая производственная документация:

1. акт передачи рабочей документации для производства работ;
2. акт готовности объекта к производству работ по монтажу систем телемеханизации;
3. акт перерыва монтажных работ;
4. акт освидетельствования скрытых работ;
5. протокол измерения сопротивления изоляции;
6. акт проверки приборов и средств телемеханизации;
7. разрешение на монтаж приборов и средств телемеханизации;
8. ведомость смонтированных приборов и средств телемеханизации;
9. акт приемки смонтированных систем телемеханизации;
10. разрешение на внесение изменений в рабочую документацию;
11. акт приемки в эксплуатацию систем телемеханизации;
12. акт о приемке систем телемеханизации в эксплуатацию.

После окончания пуско-наладочных работ проводится комплексное испытание системы телемеханизации. Для проведения испытаний остановка объекта не требуется.

6.2 Техника безопасности при производстве электромонтажных работ

При производстве электромонтажных работ следует выполнять требования ГОСТ 12.3.032-84, СНиП-12-03-2001, СНиП-12-04-2002.

Электромонтажные работы на строительных объектах следует проводить после приемки по акту готовности помещений или их части, сооружений, территорий или

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ

участков под монтаж электроустановок.

До начала электромонтажных работ строительные леса и подмости должны быть убраны, кроме обеспечивающих эффективное и безопасное ведение работ; территория, помещения, кабельные каналы очищены от строительного мусора; люки, ямы, проемы, траншеи и кабельные каналы - закрыты или ограждены; открытые кабельные каналы должны иметь переходы с перилами.

Опасные зоны, где проводятся электромонтажные работы, должны быть ограждены, обозначены плакатами, знаками безопасности по ГОСТ Р 12.4 026-2015 и надписями или снабжены средствами сигнализации ограждения - по ГОСТ 12.4.059-89 и ГОСТ 23407-78.

Все рабочие места в темное время суток должны быть освещены.

Средства индивидуальной защиты должны соответствовать виду электромонтажных работ, условиям их проведения, применяемым машинам, механизмам, инструменту, приспособлениям и материалам.

Лица, занятые в электромонтажном производстве, должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в соответствии с отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке.

Персонал электромонтажных организаций перед допуском к работе в действующих электроустановках должен быть проинструктирован по вопросам электробезопасности на рабочем месте ответственным лицом, допускающим к работе.

Совмещать электромонтажные работы с другими работами, в том числе проводимыми одновременно несколькими организациями, допускается только при наличии и соблюдении графика совмещенного проведения работ, предусматривающего общие мероприятия по технике безопасности.

Персонал, проводящий электромонтажные работы, не должен выполнять работы, относящиеся к эксплуатации электроустановок.


В процессе монтажа электроустановок необходимо выполнять правила пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных работ и правила пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства, утвержденные МЧС России.

Последовательность проведения электромонтажных работ необходимо соблюдать таким образом, чтобы предыдущая операция не являлась источником опасных и вредных производственных факторов при выполнении последующих.

Затягивание проводов через протяжные коробки, ящики, трубы, блоки, в которых уложены провода, находящиеся под напряжением, а также прокладка проводов и кабелей в трубах, лотках и коробках, не закрепленных по проекту, не допускаются.

При прокладке кабельных линий необходимо выполнять требования ПУЭ.


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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ

Размотка кабеля с барабана разрешается только при наличии тормозного приспособления.


Прокладка кабеля, находившегося в эксплуатации, разрешается только после его отключения и заземления.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ	Лист
			1	-	Зам.	241-23		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

7 Ссылочные нормативные документы

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, приложения документа, на который дана ссылка
№69-ФЗ от 21.12.1994 г. О пожарной безопасности	
№116-ФЗ от 21.07.1997 г. О промышленной безопасности опасных производственных объектов	
№123-ФЗ от 22.07.2008 г. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности	
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
ГОСТ 12.2.007.0-75	Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
ГОСТ 34.601-90	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы стадии создания
ГОСТ 59792-2021	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем
ГОСТ 30852.16-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)
ГОСТ Р 52931-2008	Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия
ГОСТ Р 53195.2-2008	Безопасность функциональная связанных с безопасностью зданий и сооружений систем. Часть 2. Общие требования


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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ТЧ

ГОСТ 14254-2015 (ред. от 01.11.2019)	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)	
СП 18.13330.2019 (ред. от 24.12.2019)	Генеральные планы промышленных предприятий	
СП 4.13130.2013	Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям	
СП 231.1311500.2015	Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности	
СП 60.13330.2020	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	
СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства	
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации	
ПУЭ (7-е издание)	Правила устройства электроустановок	
ТУ-ГАЗ-86	Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов	
РД 153-39.1-458-06	Руководящий документ. Основные положения по автоматизации и автоматизированному управлению нефтегазодобывающим производством ПАО «Татнефть»	
12312-2.2-ТПР	Типовые проектные решения по обустройству скважин месторождений СВН	

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Лист

20

Приложение А

(справочное)

Опросные листы на оборудование КИПиА



ООО "ЭлМетро-Инжиниринг"
РФ, 454138, г. Челябинск, Комсомольский пр-т, 29
Тел.: +7-351-2200601, Факс: +7-351-7426884.
www.elmetro.ru, info@elmetro.ru

Версия 04.2017

Опросный лист многопараметрический кориолисовый расходомер Элметро-Фломак

Общая информация

Предприятие-заказчик: **НГДУ «Елхобнефть» ПАО «Татнефть», Генподрядчик ООО СМУ №7, Проектная фирма ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"**

Контактное лицо: _____ Количество: _____

Город: _____ Позиция по проекту: **мз. 1-15, 3-15, 5-15, 7-15**

Тел., Факс: _____ Дата заполнения: _____

Информация об измеряемой среде

Измеряемая среда: **Эмульсия сверхвязкой нефти** Фазовое состояние: **Жидкость**

Плотность при 20° С: **936-985 кг/м³** Наличие газа (% объема в рабочих условиях): _____

Характеристики рабочей среды:

Агрессивная Склонность к налипаниям Абразивная до _____ % твердых частиц

Информация о процессе

Измеряемый расход: Мин.: **5000** Ном.: **6250** Макс.: **6250** **кг/ч** Допустимое падение давления на расходомере: _____

Давление среды: Мин.: **0,3** Ном.: **1,6** Макс.: **1,6** **МПа** _____

Плотность: Мин.: **936** Ном.: _____ Макс.: **985** **кг/м³** _____

Температура среды: Мин.: **90** Ном.: _____ Макс.: **110** °С _____

Вязкость: Мин.: **181,6** Ном.: _____ Макс.: **773,3** **МПа*с** _____

Соединение с трубопроводом

Внутренний диаметр: **49** мм Стандарт фланцев: _____

Толщина стенки: **4** мм Ответные фланцы в комплекте: **Да**

Материал: **Сталь 20** Форма уплотнительной поверхности фланцев: _____

Заполненный опросный лист отправить на электронную почту info@elmetro.ru или по факсу +7-351-7426884.
Пункты, отмеченные знаком *, обязательны для заполнения.

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

2935-3200-ЕН-24-ТХР3.0/1					
"Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины"					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Ефинова	1	241-23	<i>[Подпись]</i>	19.01.23
Проб.	Соколова	1	241-23	<i>[Подпись]</i>	19.01.23
Нач. отд.	Соколова	1	241-23	<i>[Подпись]</i>	19.01.23
Н. контр.	Ефинова	1	241-23	<i>[Подпись]</i>	19.01.23
ГИП	Шафиков	1	241-23	<i>[Подпись]</i>	19.01.23
Расходомер жидкости (массомер). Опросный лист №1				Страница	Лист
ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"				Р	1 / 2

2935-3200-ЕН-24-ТХР3.0/1.dwg

Формат А4

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

1	-	Зам.	241-23	<i>[Подпись]</i>	17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Требования к исполнению расходомера

Погрешность измерения массового расхода (не более):* %

Погрешность измерения плотности (не более): кг/м3

Диапазон температур окружающей среды: от до °C

Категория газовой смеси:

Класс взрывоопасной зоны:

Конструктивное исполнение расходомера:

Длина кабеля (до 150 м): м

Тип защиты кабеля:

Питание расходомера:

Наличие графического индикатора и сенсорной клавиатуры (ЖКИ до минус 20 °C, OLED - до минус 40 °C):

Используемые выходные сигналы:

4-20 mA HART цифровой RS-485 (Modbus RTU) импульсный

частотный (кол-во); дискретный выход сигнализации (кол-во);

Количество кабельных вводов для подключения расходомера к вторичной аппаратуре: (диаметр кабеля от 6 до 12 мм)

Кабельный ввод 1 под кабель.

Кабельный ввод 2 под кабель.

Дополнительные услуги и оборудование

Датчик давления Монтажная вставка Термочехол

Преобразователь интерфейсов USB/RS-485 HART/RS485-USB модем ЭлМетро-808М

Шефмонтаж и пусконаладочные работы Конфигурация прибора под требования Заказчика

Примечание

Заполненный опросный лист отправить на электронную почту info@elmetro.ru или по факсу +7-351-7426884. Пункты, отмеченные знаком *, обязательны для заполнения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3.0Л1

Лист
2

Формат А4

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

1	-	Зам.	241-23	<i>[Signature]</i>	17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Лист
22

Опросный лист для подбора расходомеров жидкости, газа и пара

Предприятие-заказчик*: НГДУ «Елхобнефть» ПАО «Татнефть», Генподрядчик СМУ №7
 Контактное лицо* (Ф.И.О., Должность) Проектная организация ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"
 Тел./Факс*: _____ E-mail*: _____
 Позиционное обозначение и кол-во приборов: поз. 1-1б, 3-1б, 5-1б (нагнетательная часть добывающих скважин)


Задача* Измерение Сигнализация
 Необходимая погрешность измерения* % от измерения
 Размеры и материал трубопровода в месте установки прибора
 Внешний диаметр мм Стенка мм
 Материал трубопровода
 Наличие теплоизоляции Нет Да Толщина мм
 Вибрации трубопровода Нет Да ампл., частота
 Возможность сужения трубопровода Нет Да возможно сужение до мм
 Направление потока Горизонтальное Вверх Вниз
 Прямые участки на месте установки расходомера до расходомера, м после расходомера, м

Название, состав рабочей среды (для растворов укажите концентрацию)
 Фазовое состояние среды* Жидкость, содержит до % газа
 Газ Насыщенный пар Перегретый пар
 Характеристики рабочей среды* Коррозивная Имеет тенденцию к налипанию
 Абразивная, содержит до % твердых частиц
 Единицы измерения расхода* м³/час кг/час м³/мин Другое, укажите
 Диапазон значений рабочего расхода* мин. ном. макс.
 Давление рабочей среды* мин. ном. макс. единица измерения
 Температура рабочей среды*, °C мин. ном. макс.
 Плотность рабочей среды, кг/м³ мин. ном. макс.
 Вязкость раб. среды при раб. тем-ре мин. ном. макс. единица измерения
 Проводимость рабочей среды, мкСм/см² мин. ном. макс.
 Температура окружающей среды*, °C мин. ном. макс.
 Допустимая потеря давления на приборе укажите ед. измерения

Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

2935-3200-EN-24-ТХР3.0Л2					
"Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Ндоп	Подпись	Дата
Разраб.	Ефимова				19.01.23
Проб.	Саколова				19.01.23
Нач. отд.	Саколова				19.01.23
Н. контр.	Саколова				19.01.23
ГИП	Шафиков				19.01.23
Расходомер пара (для добывающих скважин). Опросный лист №2				Стадия	Лист
P				1	2
ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"					

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Исполнение прибора* Компактное Раздельное, длина кабеля метров

Местная индикация* Да Нет

Тип рабочего соединения на приборе* Требования к присоединению:

Взрывобезопасное исполнение.*
Если выбрано - классификация взрывоопасной зоны. Нет EEx i EEx d
Зона Связь

Тип и количество выходных сигналов* Profibus PA 4...20 мА HART +1 +2
 Profibus DP Частотно-импульсный +1
 Modbus RS485 1 x Реле 2 x Реле
 Foundation Fieldbus Дискретный вход Вход 4...20 мА

Электропитание*

Дополнительные функции Нормальный расход газа Теплосчетчик
 Измерение концентрации Дозирование

Источник питания -220В / +24В

Дополнительные принадлежности ПО для настройки Модем HART-USB

Прямой участок, струеуловитель, датчик давления, кабель для подключения датчика давления, ответные фланцы, прокладки, шпильки, гайки, кабельные вводы

Схема установки (если имеется в электронном виде)

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

Дополнительные требования по комплектации, пусконаладочным работам и монтажу:

Для защиты от негативных погодных условий предусмотреть защитный козырек, оставив минимальные свободные пространства в размере 222 мм

Стр. 2 из 2 Дата заполнения* * - поля, обязательные для заполнения

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист
						2
2935-3200-ЕН-24-ТХР3.0/2						

Формат А4

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Опросный лист для подбора расходомеров жидкости, газа и пара

Предприятие-заказчик: НГДУ «Елховнефть» ПАО «Татнефть», Генподрядчик СМУ №7

Контактное лицо* Проектная организация ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»
(Ф.И.О., Должность)

Тел./Факс*: _____ E-mail*: _____

Позиционное обозначение и кол-во приборов: поз. 2-16, 2-17, 4-16, 4-17, 6-16, 6-17

Задача* Измерение Сигнализация

Необходимая погрешность измерения* 10 % от измерений

Размеры и материал трубопровода в месте установки прибора
 Внешний диаметр: 89 мм Стенка: 4 мм
 Материал трубопровода: сталь В 10 Г2С

Наличие теплоизоляции Нет Да Толщина: 180 мм

Вибрации трубопровода Нет Да ампл, частота: _____

Возможность сужения трубопровода Нет Да возможно сужение до: _____ мм

Направление потока Горизонтальное Вверх Вниз

Прямые участки на месте установки расходомера до расходомера, м: _____ после расходомера, м: _____

Название, состав рабочей среды (для растворов укажите концентрацию) Насыщенный пар

Фазовое состояние среды* Жидкость, содержит до _____ % газа
 Газ Насыщенный пар Перегретый пар

Характеристики рабочей среды* Коррозионная Имеет тенденцию к налипанию
 Абразивная, содержит до _____ % твердых частиц

Единицы измерения расхода* м³/час кг/час м³/мин Другое, укажите: _____

Диапазон значений рабочего расхода* мин. _____ ном. _____ макс. 5000

Давление рабочей среды* мин. 2,5 ном. _____ макс. 2,5 единица: МПа

Температура рабочей среды*, °C мин. 55 ном. _____ макс. 230

Плотность рабочей среды, кг/м³ мин. 7,452 ном. _____ макс. 12,515

Вязкость раб. среды при раб. тем-ре мин. _____ ном. _____ макс. _____ единица: _____

Проводимость рабочей среды, мксм/см² мин. _____ ном. _____ макс. _____

Температура окружающей среды*, °C мин. -40 ном. _____ макс. +40

Допустимая потеря давления на приборе _____ укажите вид материала: _____

Стр. 1 из 2

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

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

2935-3200-EH-24-TXP3.0L3					
"Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Издк	Подпись	Дата
Разраб.		Ефинова			19.01.23
Проб.		Соколова			19.01.23
Нач. отд.		Соколова			19.01.23
Н. контр.		Соколова			19.01.23
ГИП		Шафиков			19.01.23
Расходомер пара (для нагнетательных скважин). Опросный лист №3			Стандия	Лист	Листов
			P	1	2
			ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"		

2935-3200-EH-24-TXP3.0L3.dwg

Формат А4

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-EH-24-TXP3-T4

Исполнение прибора*	<input checked="" type="checkbox"/> Компактное	<input type="checkbox"/> Раздельное, длина кабеля <input type="text"/> метров
Местная индикация*	<input checked="" type="checkbox"/> Да	<input type="checkbox"/> Нет
Тип рабочего соединения на приборе*	<input type="text"/>	Требования к присоединению: <input type="text"/>
Взрывобезопасное исполнение. * Если выбрано - классификация взрывоопасной зоны.	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> EEx i <input checked="" type="checkbox"/> EEx d
Тип и количество выходных сигналов*	<input type="checkbox"/> Profibus PA	<input checked="" type="checkbox"/> 4...20 мА HART <input type="checkbox"/> +1 <input type="checkbox"/> +2
Электропитание*	<input type="checkbox"/> Profibus DP	<input type="checkbox"/> Частотно-импульсный <input type="checkbox"/> +1
Дополнительные функции	<input type="checkbox"/> Modbus RS485	<input type="checkbox"/> 1 x Реле <input type="checkbox"/> 2 x Реле
Источник питания	<input type="checkbox"/> Foundation Fieldbus	<input type="checkbox"/> Дискретный вход <input type="checkbox"/> Вход 4...20 мА
Дополнительные принадлежности	<input type="text"/> 24 В	
Дополнительные функции	<input type="checkbox"/> Нормальный расход газа	<input type="checkbox"/> Теплосчетчик
Источник питания	<input type="checkbox"/> Измерение концентрации	<input type="checkbox"/> Дозирование
Дополнительные принадлежности	<input type="checkbox"/> -220В / = 24В	
	<input type="checkbox"/> ПО для настройки	<input type="checkbox"/> Модем HART-USB

Ответные части или фланцы, крепёж и прокладки для монтажа

Прямой участок, труевы-прямитель, датчик давления Cerabar, кабель для подключения датчика давления, ответные фланцы, прокладки, шпильки, гайки, кабельные вводы

Схема установки (если имеется в электронном виде)

Согласовано	<input type="text"/>
	<input type="text"/>
Взам. инв. N	<input type="text"/>
	<input type="text"/>
Подпись и дата	<input type="text"/>
	<input type="text"/>
Инв. N подл.	<input type="text"/>
	<input type="text"/>

Дополнительные требования по комплектации, пусконаладочным работам и монтажу:

Для защиты от неблагоприятных погодных условий предусмотреть защитный козырек, оставив минимальное свободное пространство в размере 222 мм

Стр. 2 из 2

Дата заполнения*

* - поля, обязательные для заполнения

Распечатать

Изм.	Кол.уч	Лист	Идент.	Подпись	Дата	2935-3200-ЕН-24-ТХР3.0Л3	Лист
							2

Формат А4

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Лист
26

**СИСТЕМА ТЕРМОМЕТРИИ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКАЯ
РАСПРЕДЕЛЕННОГО ТИПА ММК-IS**

Заказчик	НГДУ «Елховнефть» ПАО «Татнефть»
Генеральный подрядчик	ООО «СМУ №7»
Генеральный проектировщик	ООО ПФ «УТПСП»

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ И ТРЕБОВАНИЯ

Назначение	Измерение температурных возмущений среды в стволе скважины
ПОГРУЖНАЯ ЧАСТЬ (БЛОК ДАТЧИКОВ)	
Чувствительный элемент, тип	Оптическое многомодовое волокно (кабель-датчик 2 G.651 14 кН)
Измеряемые параметры:	
Способ размещения датчика (на НКТ, на обсадной колонне, подвесной, на колонне гибких труб)	НКТ
Глубина/глубины, на которых необходимо измерять температуру	3 скважины с длиной ствола глубиной: скв. 28000 – 922 м; скв. 28002 – 1028 м; скв. 28004 – 1088 м;

УСЛОВИЯ РАБОТЫ

Давление на устье (ожидаемое, МПа)	0,03...0,15 МПа
Информация по НКТ и обсадной колонне - диаметр, тип, резьба (только при установке на НКТ или колонне)	НКТ 25,4x2,77 QT-1000
Способ передачи данных на поверхность	По отдельному кабелю
Длина глубинного кабеля, м (на каждую систему)	скв. 28000 – 942 м; скв. 28002 – 1048 м; скв. 28004 – 1108 м;
Длина поверхностного кабеля - расстояние от устья (соединительной муфты) до блока обработки, м (на каждую систему)	скв. 28000 – 175 м; скв. 28002 – 210 м; скв. 28004 – 255 м;
Тип скважины, вертикальная или горизонтальная	Горизонтальная
Ожидаемое рабочее давление, МПа, до	1,6 МПа

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

						2935-3200-ЕН-24-ТХР3.ОЛ4			
						"Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Обустройство эксплуатационных скважин	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Ефимова			<i>[Подпись]</i>	19.01.23		Р	1	2
Проверил	Соколова			<i>[Подпись]</i>	19.01.23	Система термометрии волоконно-оптическая. Опросный лист	ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		
Нач. отдела	Соколова			<i>[Подпись]</i>	19.01.23				
Н. Контр.	Соколова			<i>[Подпись]</i>	19.01.23				
ГИП	Шафиков			<i>[Подпись]</i>	19.01.23				

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

1	-	Зам.	241-23	<i>[Подпись]</i>	17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Ожидаемая рабочая температура, град. °С, до	110 °С
БЛОК ОБРАБОТКИ	
Тип отображения информации	Передача данных на АРМ оператора
Кол-во подключаемых глубинных приборов, шт.	3
Максимальная частота опроса датчика, Гц	1
Кол-во блоков обработки	1 на 3 скважины
Тип поддерживаемых устройств связи	Ethernet (для связи с АРМ оператора)
Питающее напряжение	220VAC
Рабочая температура блока обработки информации, °С	от +5 до +45 гр.С
КОМПЛЕКТНОСТЬ	
Комплект поставки	<ol style="list-style-type: none"> 1. Волоконно-оптический кабель датчик 2 G.651 14 кН (или аналог) – 3098 м; 2. Блок обработки (анализатор оптического сигнала) на 3 канала; 3. Соединительный оптический кабель – 640 м 4. Оптическая муфта проходная - GРJ-A- 3 шт.;
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	
Обеспечить вывод сигнала типа «сухой контакт» об отсутствии входного напряжения шкафа телекоммуникационного для передачи в контроллер	-
ПО на диске	Да
Паспорт и инструкция по эксплуатации на русском языке на каждый комплект	Да
Ф.И.О. ответственного:	
Должность:	
Телефон/факс:	
Электронный адрес:	
Подпись, печать:	
2935-3200-ЕН-24-ТХР3.ОЛ4	
Лист	
2	


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

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


1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	Все	-	-	29	241-23		17.07.23

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

1	-	Зам.	241-23		17.07.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ТЧ

Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	изм.1 (зам.)
2	Куст скважин 28000. Схема структурная	
3	Куст скважин 28006. Схема структурная	
4	Добывающая скважина (добывающая часть). Схема автоматизации	
5	Добывающая скважина (нагнетательная часть). Схема автоматизации	
6	Паронагнетательная скважина. Схема автоматизации	
7	УЗА. Схема автоматизации	
8	Емкость сбора дождевых стоков. Схема автоматизации	изм.1 (зам.)
9	Щитовая КИП. Схема автоматизации	
10	Щитовая КИП. План расположения оборудования	
11	Куст скважин №28000. План расположения оборудования и прокладки кабелей	изм.1 (зам.)
12	Куст скважин №28006. План расположения оборудования и прокладки кабелей	

Согласовано	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2935-3200-ЕН-24-ПЗУ1-ГЧ						
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины						
1	-	Зам.	241-23	<i>[Подпись]</i>	15.08.23	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	
Разраб.	Ефимова		<i>[Подпись]</i>	19.01.23		
Проверил	Соколова		<i>[Подпись]</i>	19.01.23		
Нач. отдела	Соколова		<i>[Подпись]</i>	19.01.23		
Н. контр.	Соколова		<i>[Подпись]</i>	19.01.23		
ГИП	Шафиков		<i>[Подпись]</i>	19.01.23		
Ведомость графической части				Стадия	Лист	Листов
				П	1	12
				ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»		

Уровень "2"

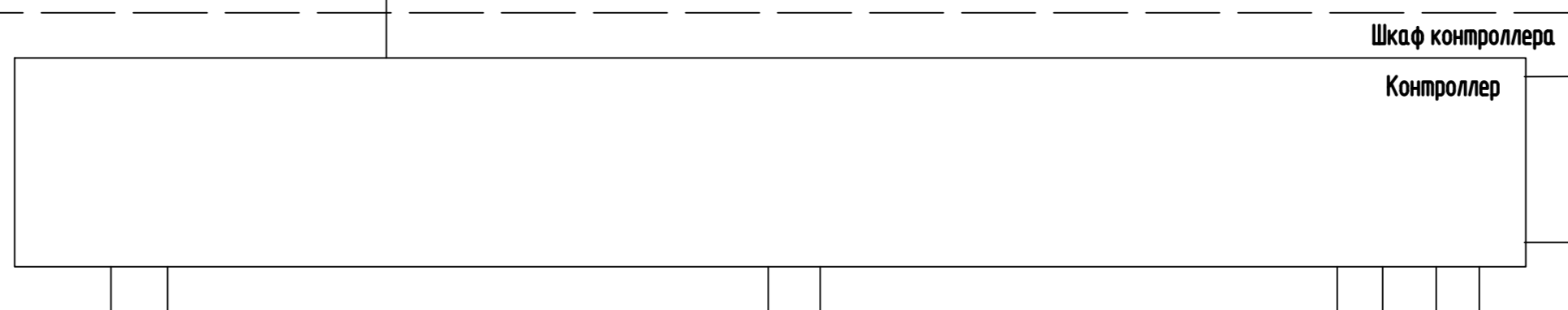
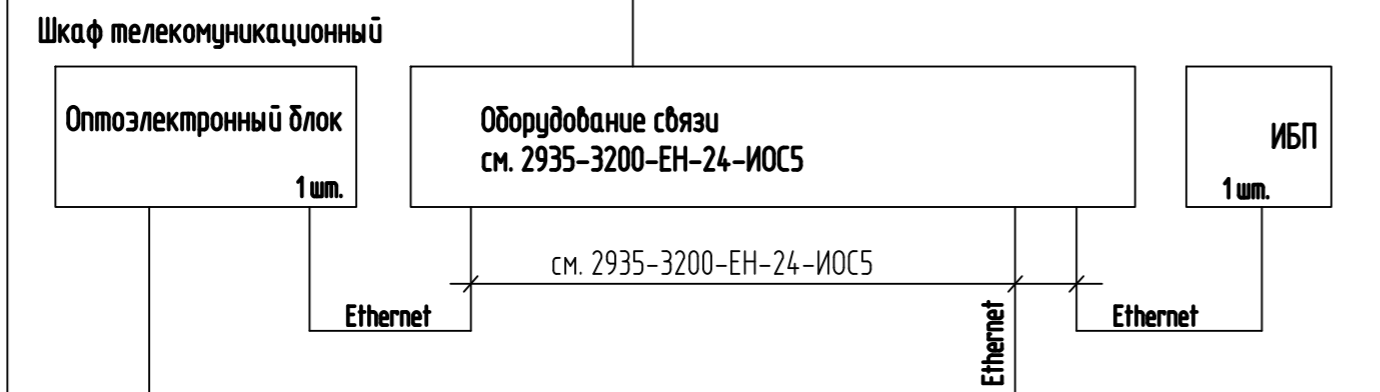
АРМ оператора ДП ЦДСВН НГДУ «Елховнефть»

см. 2935-3200-ЕН-24-ИОС5

Уровень "1"

Кустовая площадка № 28000

Щитовая КИП



Термопреобразователь

- контроль температуры в помещении щитовой КИП
- температура низкая в помещении щитовой КИП
- температура высокая в помещении щитовой КИП

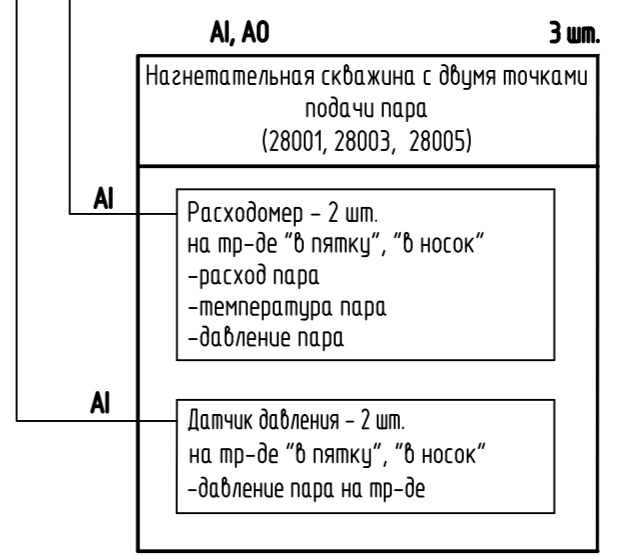
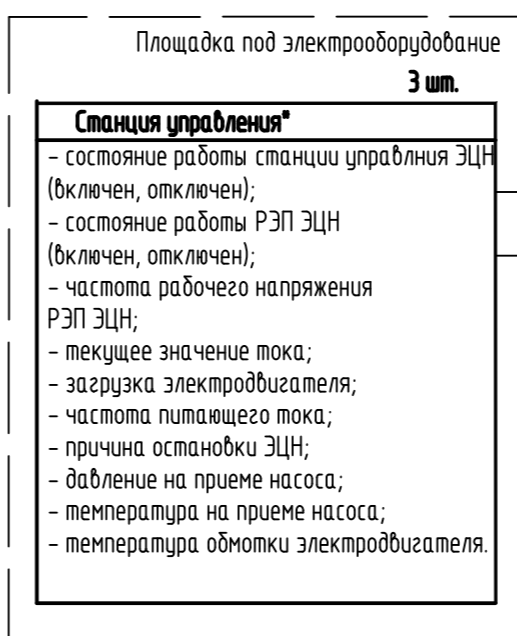
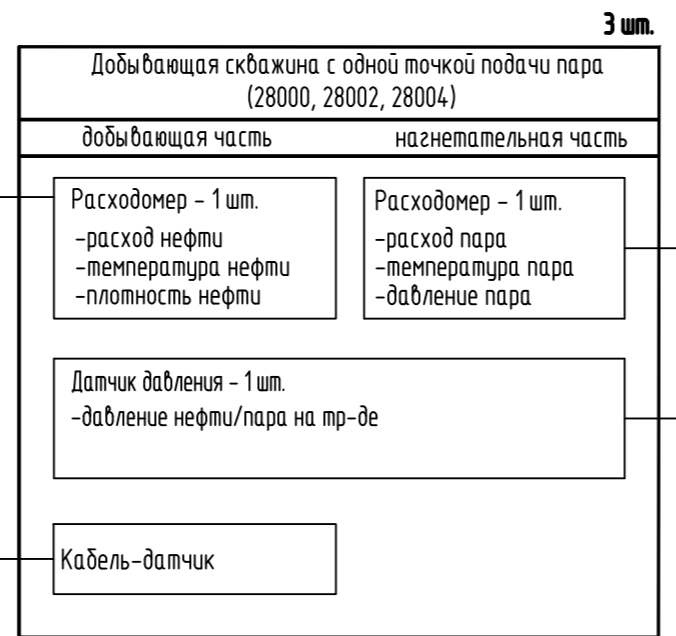
Щиток распределительный**

- несанкционированный доступ в щитовую КИП
- температура низкая в помещении щитовой КИП

Уровень "0"

Емкости сбора дождевых стоков (63м³, 12,5 м³)

- максимальный уровень в емкости сбора дождевых стоков



* станция управления поставляется комплектно с технологическим оборудованием;

** оборудование поставляется комплектно с щитовой КИП.

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ГЧ

Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины

Изм.	Колуч	Лист	Вдок	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ефимова				19.01.23	Куст скважин 28000	П	2
Проб.	Соколова				19.01.23			
Нач. отд.	Соколова				19.01.23			
Н. контр.	Соколова				19.01.23	Куст скважин 28000. Схема структурная	000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"	
ГИП	Шафиков				19.01.23			

Согласовано

Взам. инб. N

Подпись и дата

Инф. N подл.

Уровень "2"

АРМ оператора ДП ЦДСВН НГДУ «Елховнефть»

см. 2083-3200-ЕН-3-ИОС5

Уровень "1"

Кустовая площадка № 28006

Шкаф телекоммуникационный по проекту 2083-3200-ЕН-3-ИОС7.4

Оптоэлектронный блок 1 шт.

Оборудование связи см. 2083-3200-ЕН-3-ИОС5

ИБП 1 шт.

Ethernet

см. 2083-3200-ЕН-3-ИОС5

Ethernet

Ethernet

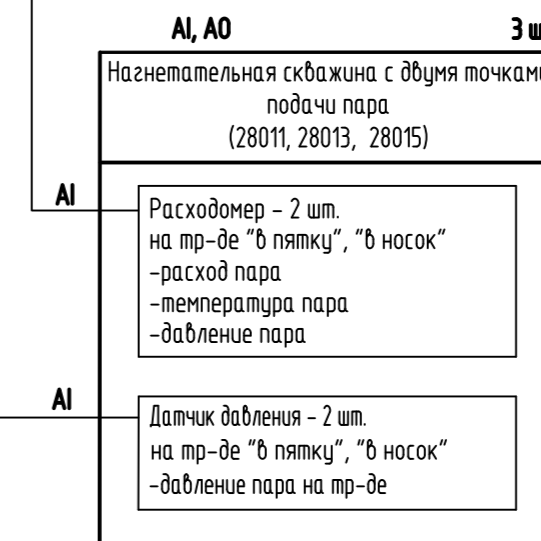
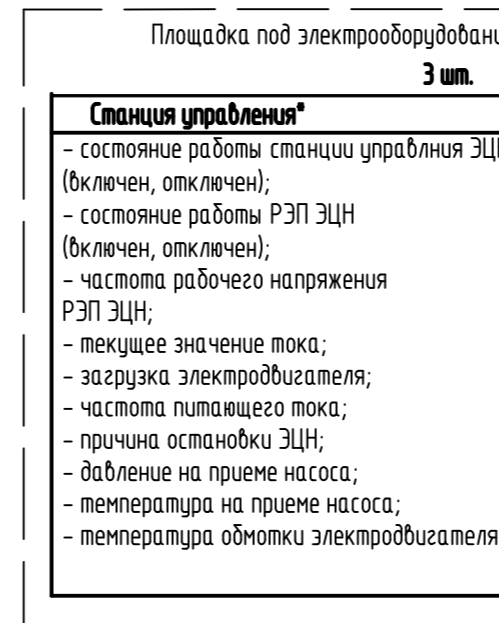
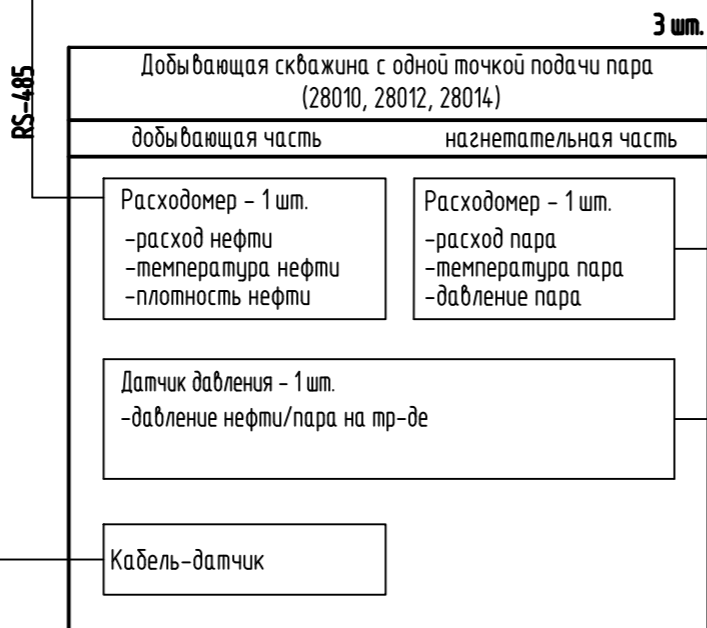
Шкаф контроллера (см. 2083-3200-ЕН-3-ИОС7.4)

Контроллер

Термопреобразователь
- контроль температуры в помещении щитовой КИП
- температура низкая в помещении щитовой КИП
- температура высокая в помещении щитовой КИП

Щиток распределительный**
- несанкционированный доступ в щитовую КИП
- температура низкая в помещении щитовой КИП

Уровень "0"



* станция управления поставляется комплектно с технологическим оборудованием;
** оборудование поставляется комплектно с щитовой КИП.

— проектируемое оборудование
— оборудование, предусмотренное проектом 2083-3200-ЕН-3

2935-3200-ЕН-24-ТХР3-ГЧ

Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины

Изм.	Колуч	Лист	Вдок	Подпись	Дата	Куст скважин 28006	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ефимова	19.01.23							
Проб.	Соколова	19.01.23							
Нач. отд.	Соколова	19.01.23							
Н. контр.	Соколова	19.01.23							
	Шафиков	19.01.23							

Согласовано

Взам. инв. N

Подпись и дата

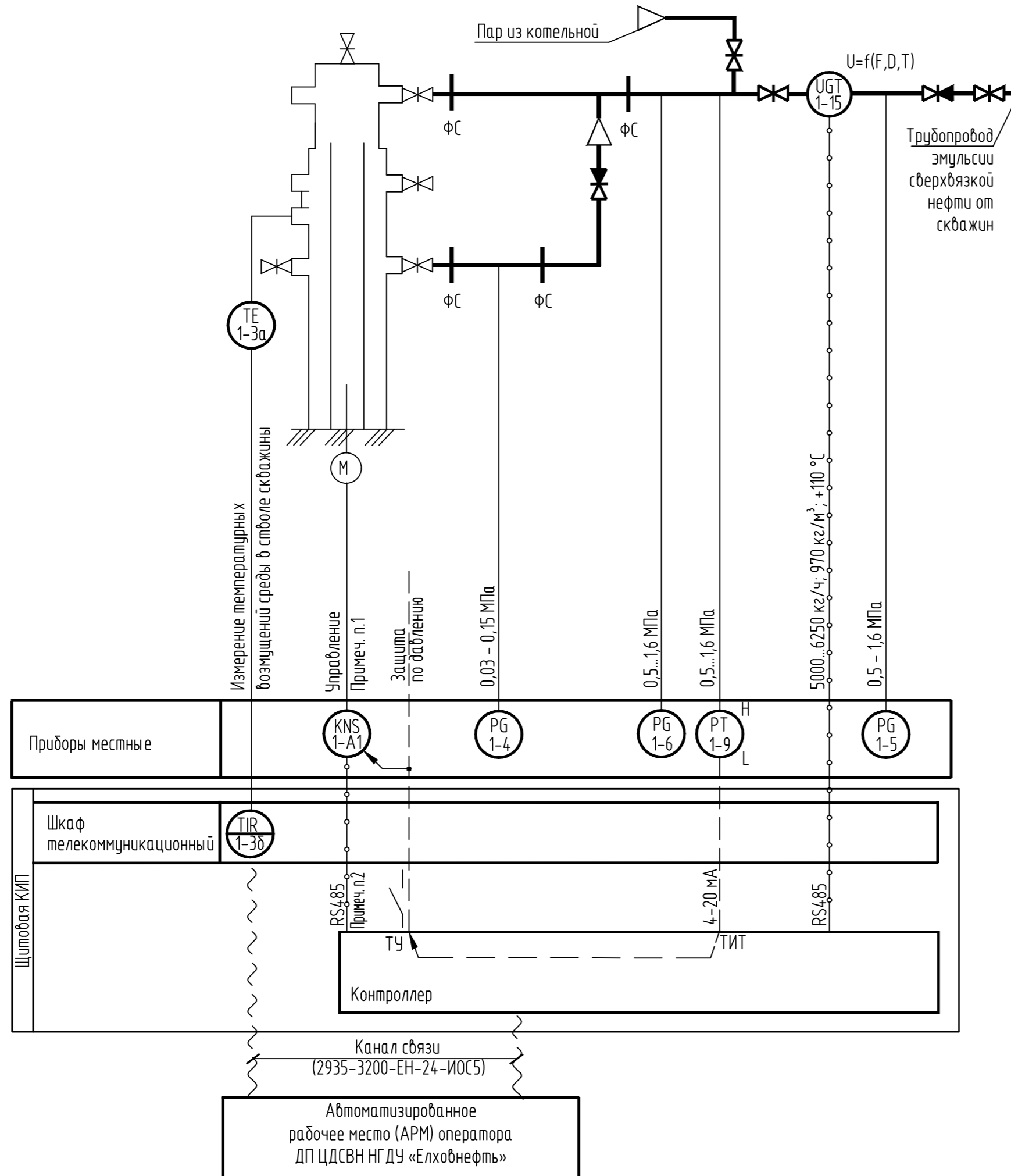
Инв. N подл.

Добывающая скважина №28000 (28002, 28004, 28010, 28012, 28014) – добывающая часть.

Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1-3а	Волоконно-оптический кабель-датчик	1	
1-3б	Блок обработки на 8 каналов (анализатор оптического сигнала)	1	
1-4, 1-5, 1-6	Манометр показывающий диапазон измерения: 0 – 2,5 МПа	3	
1-9	Датчик избыточного давления диапазон измерения: 0 – 4,0 МПа	1	
1-15	Расходомер жидкости (массомер)	1	
1-А1	Станция управления	1	Комплектно с технологическим оборудованием

1. Станция управления обеспечивает включение и отключение электродвигателя насоса, местное и дистанционное управление электродвигателем с диспетчерского пункта и отключение электродвигателя при недопустимых снижениях или превышениях давления в нефтепроводе;
2. Вид и количество параметров работы станции управления определяются комплектацией станции;
3. Прибор поз. 1-9 – общий для добывающей и нагнетательной части скважин;
4. D – функция плотности;
5. Схема автоматизации выполнена для добывающей скважины №28000. Для остальных добывающих скважин схема аналогична с заменой маркировки в обозначении приборов;
6. Условные обозначения приборов и средств автоматизации приняты по ГОСТ 21.208–2013.



2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок	Подпись	Дата
Разраб.	Ефимова				19.01.23
Проб.	Соколова				19.01.23
Нач. отд.	Соколова				19.01.23
Н. контр.	Соколова				19.01.23
ГИП	Шафиков				19.01.23

Стадия	Лист	Листов
П	4	

Добывающая скважина (добывающая часть). Схема автоматизации

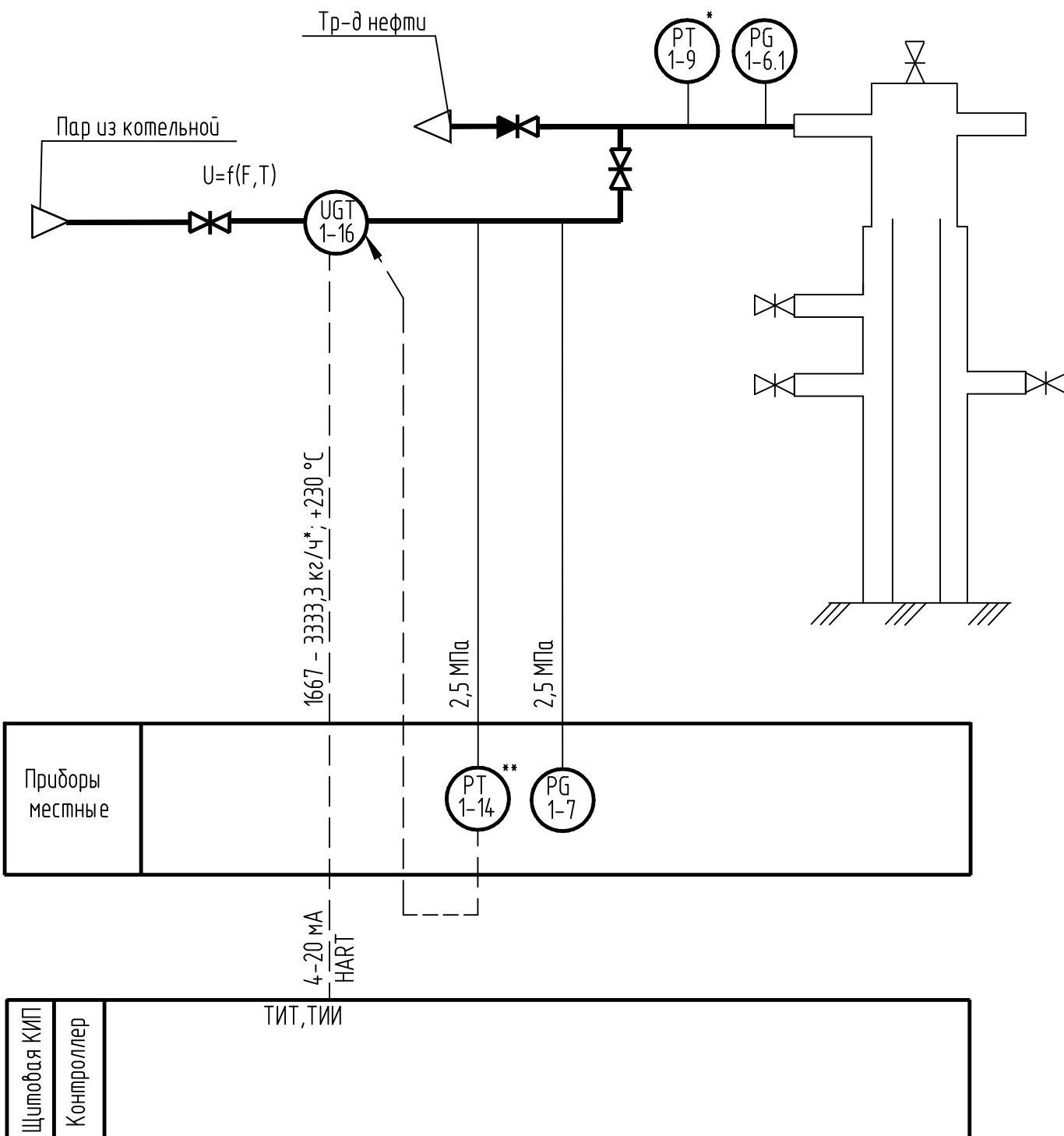
ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"

Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

Добывающая скважина с одной точкой подачи пара №28000
(28002, 28004, 28010, 28012, 28014) – нагнетательная часть

Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1-6.1 1-7	Манометр показывающий диапазон измерения: 0 – 4,0 МПа	2	
1-16	Расходомер пара в комплекте с прямыми участками	1	
1-14	Датчик давления из комплекта расходомера пара	1	



1. Схема автоматизации выполнена для добывающей скважины №28000. Для остальных добывающих (пароциклических) скважин схема аналогична с заменой маркировки приборов;
 2. Условные обозначения приборов и средств автоматизации приняты по ГОСТ 21.207-2013;
- * – прибор поз. 1-9 – общий для добывающей и нагнетательной частей скважины;
** – прибор PT 1-14 поставляется в комплекте с расходомером пара.

Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Кол.уч	Лист	Идок	Подпись	Дата
Разраб.		Ефимова		<i>[Signature]</i>	19.01.23
Проб.		Соколова		<i>[Signature]</i>	19.01.23
Нач. отд.		Соколова		<i>[Signature]</i>	19.01.23
Н. контр.		Соколова		<i>[Signature]</i>	19.01.23
ГИП		Шафиков		<i>[Signature]</i>	19.01.23
Добывающая скважина (нагнетательная часть). Схема автоматизации					000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"

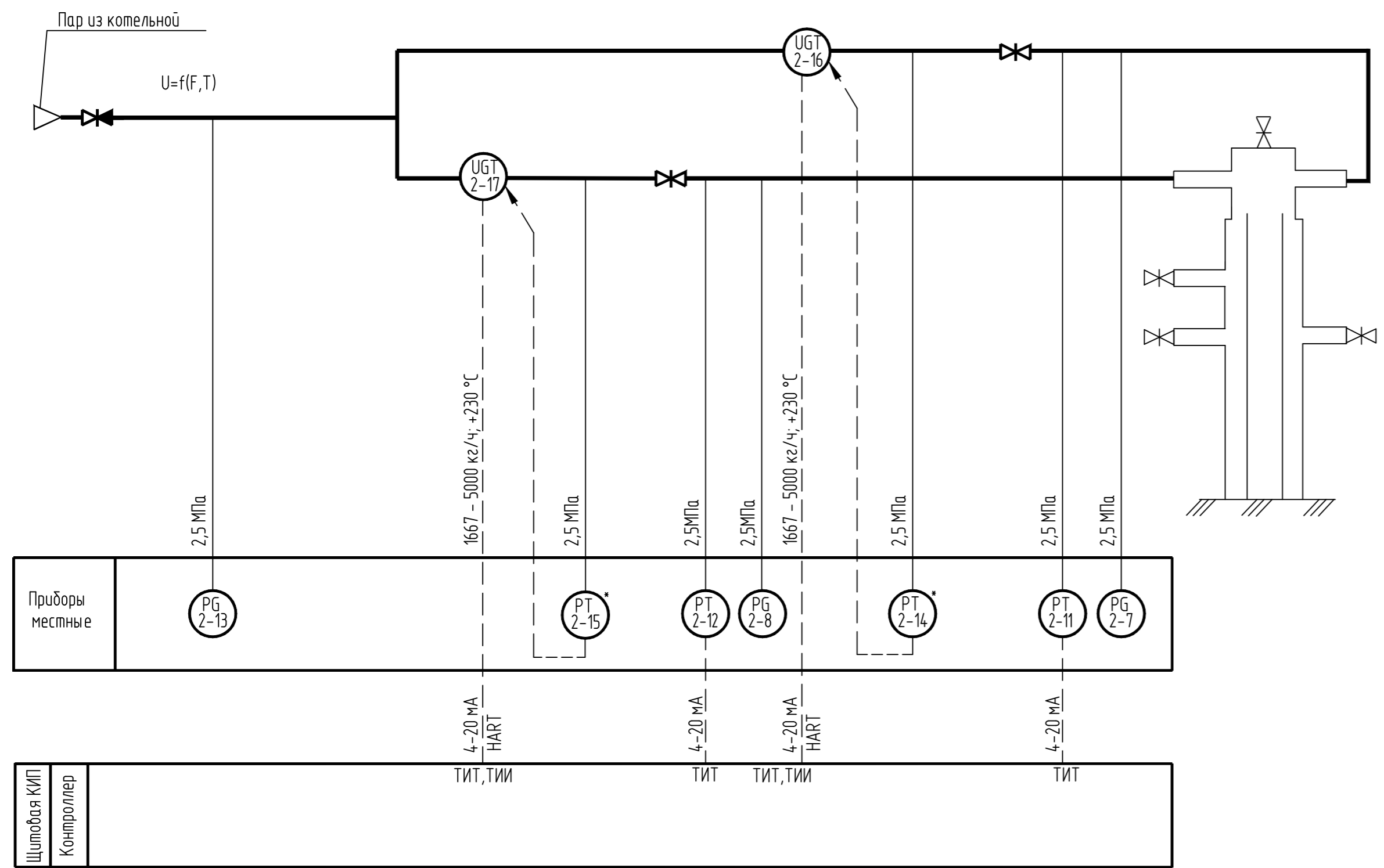
Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
2-7, 2-8, 2-13	Манометр показывающий диапазон измерения 0...4,0 МПа	3	
2-16, 2-17	Расходомер в комплекте с прямыми участками	2	
2-14, 2-15	Датчик давления из комплекта расходомера	2	
2-11, 2-12	Датчик избыточного давления	2	

Технические требования

1. Схема автоматизации выполнена для нагнетательной скважины №28001. Для остальных скважин схема аналогичная;
 2. Условные обозначения приборов и средств автоматизации приняты по ГОСТ 21.208-2013;
- * - приборы PT-14, 2-15 поставляются в комплекте с расходомерами UGT-16 и UGT-17 соответственно.

Нагнетательная скважина № 28001 (28003, 28005, 28011, 28013, 28015)



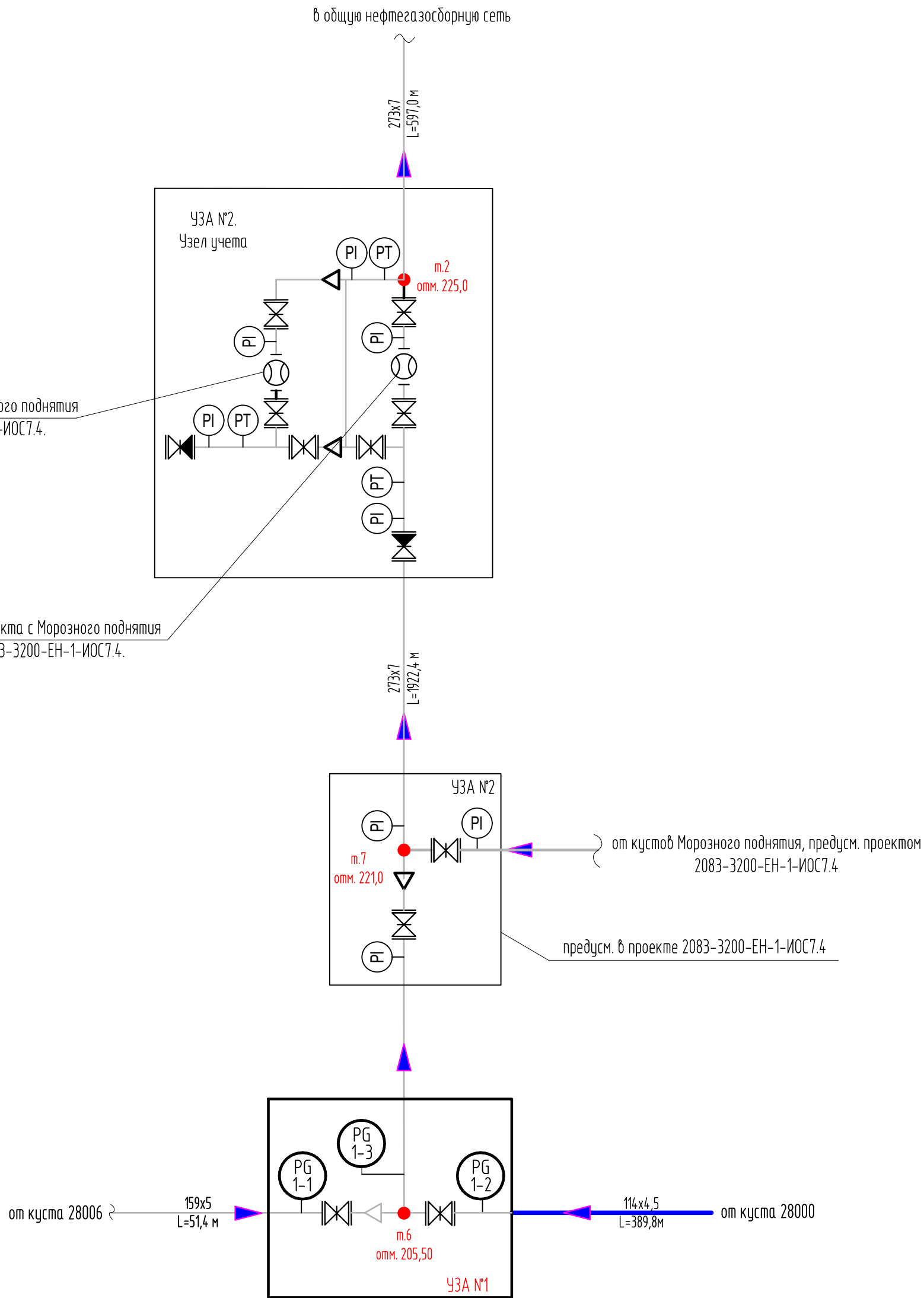
Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Кол.уч	Лист	Ндок	Подпись	Дата
Разраб.	Ефимова				19.01.23
Проб.	Соколова				19.01.23
Нач. отд.	Соколова				19.01.23
Н. контр.	Соколова				19.01.23
ГИП	Шафиков				19.01.23
				Стадия	Лист
				П	6
				Листов	
Паронагнетательная скважина. Схема автоматизации				ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"	

в общую нефтегазосборную сеть

Расходомер для учета продукта с Дымного поднятия
предусм. в проекте 2081-3200-ЕН-1-ИОС7.4.

Расходомер для учета продукта с Морозного поднятия
предусм. в проекте 2083-3200-ЕН-1-ИОС7.4.



Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1-1...1-3	Манометр показывающий диапазон измерения: 0 - 2,5 МПа	3	

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

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Кол.уч	Лист	Ндок	Подпись	Дата
Разраб.	Ефимова			<i>[Signature]</i>	19.01.23
Проб.	Соколова			<i>[Signature]</i>	19.01.23
Нач. отд.	Соколова			<i>[Signature]</i>	19.01.23
Н. контр.	Соколова			<i>[Signature]</i>	19.01.23
ГИП	Шафиков			<i>[Signature]</i>	19.01.23
				УЗА. Схема автоматизации	
			000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"		

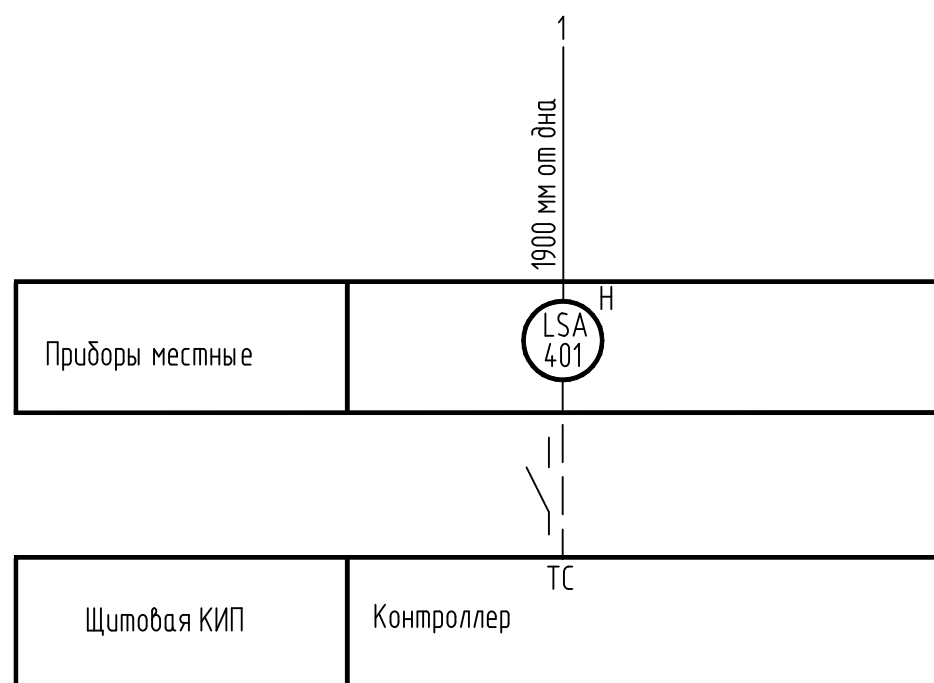
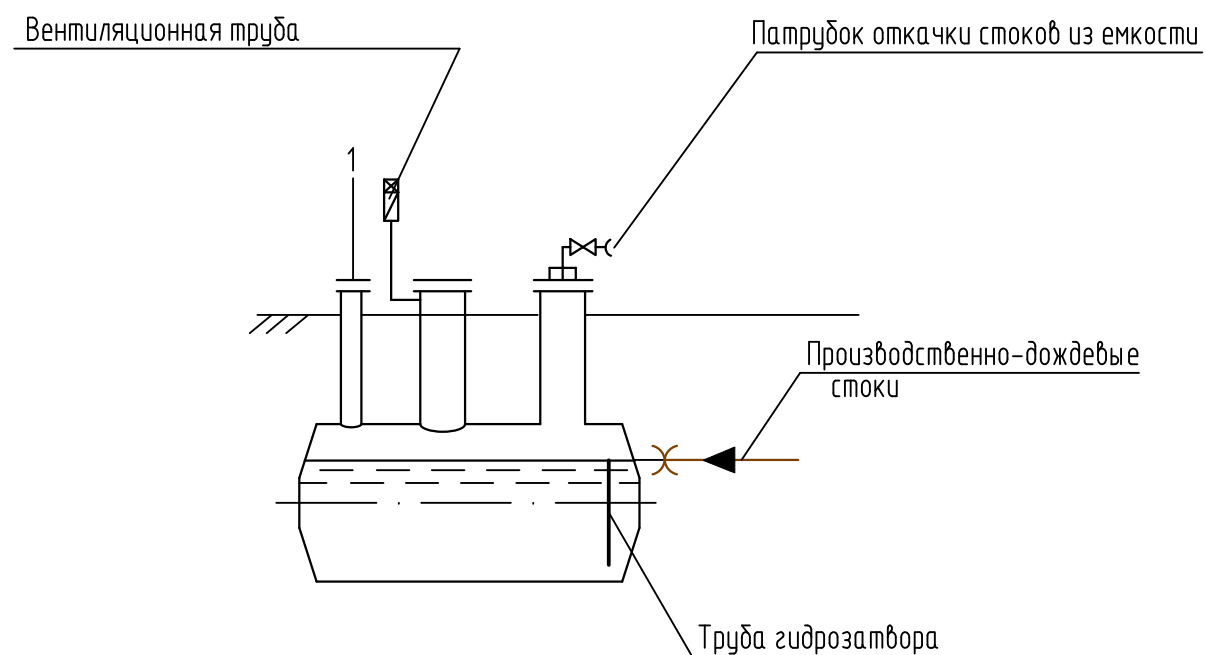
Согласовано

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Ёмкость сбора дождевых стоков



Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
401	Сигнализатор уровня	1	

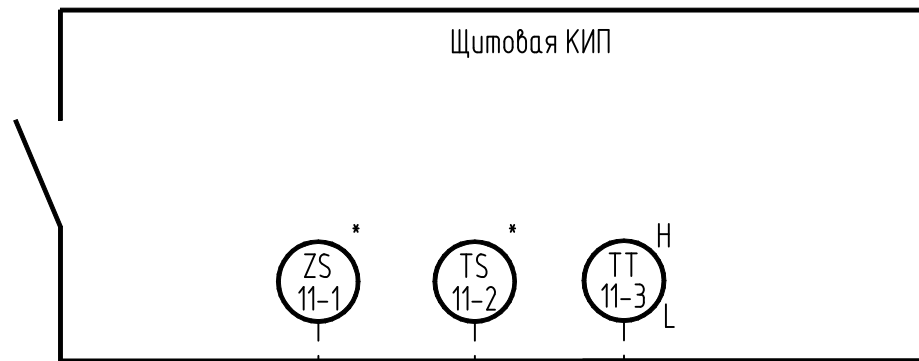
1. Условные обозначения приборов и средств автоматизации приняты по ГОСТ 21.208-2013.
2. Схема автоматизации выполнена для ёмкости сбора дождевых стоков 63 м³ куста скважин №28000, для ёмкости сбора стоков 63 м³ куста скважин №28006, а также для емкостей сбора дождевых стоков 12,5 м³, расположенных на въезде на куст у дороги, схема аналогична

Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

						2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ		
						Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины		
1	-	Зам.	241-23	<i>[Signature]</i>	14.08.23	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол.уч	Лист	Идок	Подпись	Дата			
Разраб.	Ефимова			<i>[Signature]</i>	19.01.23			
Проб.	Соколова			<i>[Signature]</i>	19.01.23	П	8	
Нач. отд.	Соколова			<i>[Signature]</i>	19.01.23			
Н. контр.	Соколова			<i>[Signature]</i>	19.01.23	Ёмкость сбора дождевых стоков. Схема автоматизации		000 ПФ
ГИП	Шафиков			<i>[Signature]</i>	19.01.23			"Уралтрубопроводстройпроект"

Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
11-3	Термопреобразователь	1	

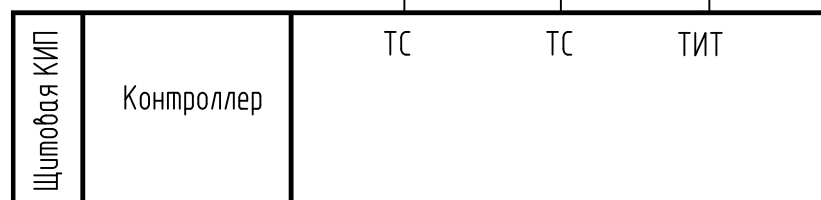


Несанкционированный доступ

+5 °C

+5 - +25 °C

4-20 мА

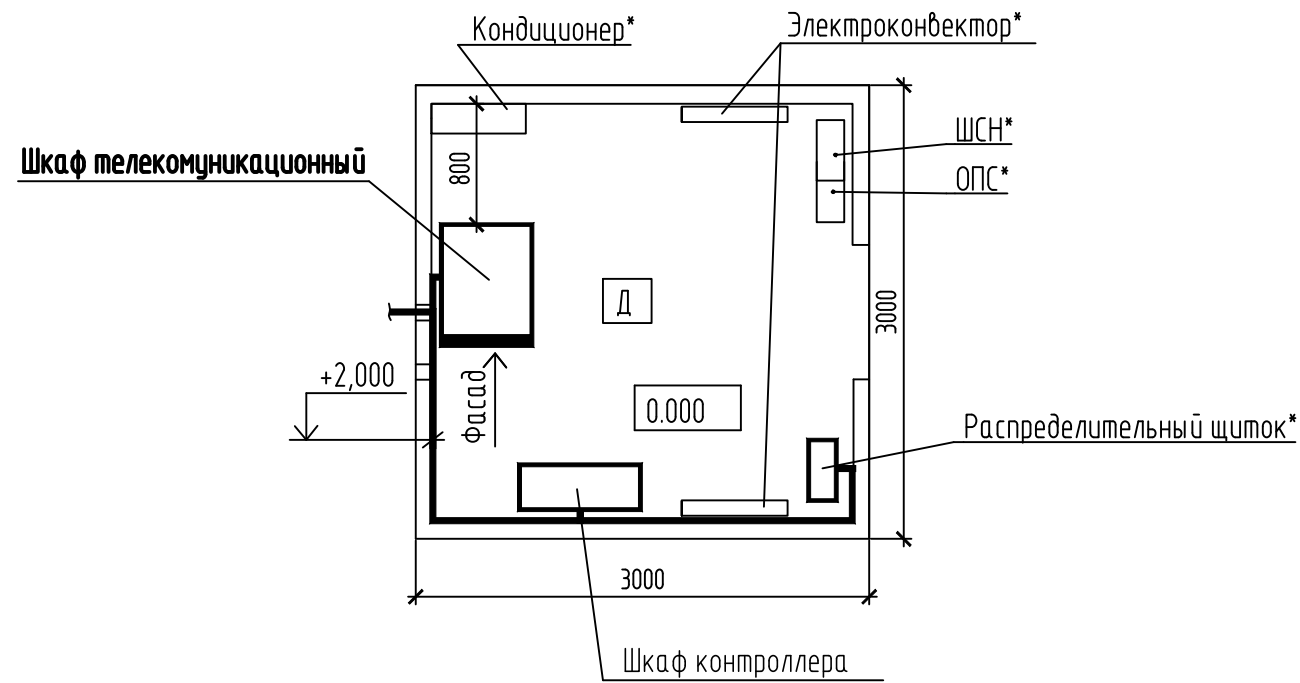


1. Условные обозначения приборов и средств автоматизации приняты по ГОСТ 21.208-2013;
2. * - приборы поставляются комплектно с щитовой КИП.

Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Кол.уч	Лист	Идок	Подпись	Дата
Разраб.		Ефимова		<i>[Signature]</i>	19.01.23
Проб.		Соколова		<i>[Signature]</i>	19.01.23
Нач. отд.		Соколова		<i>[Signature]</i>	19.01.23
Н. контр.		Соколова		<i>[Signature]</i>	19.01.23
ГИП		Шафиков		<i>[Signature]</i>	19.01.23
Щитовая КИП. Схема автоматизации				Стадия	Лист
				П	9
				000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"	

Щитовая КИП (1:50)



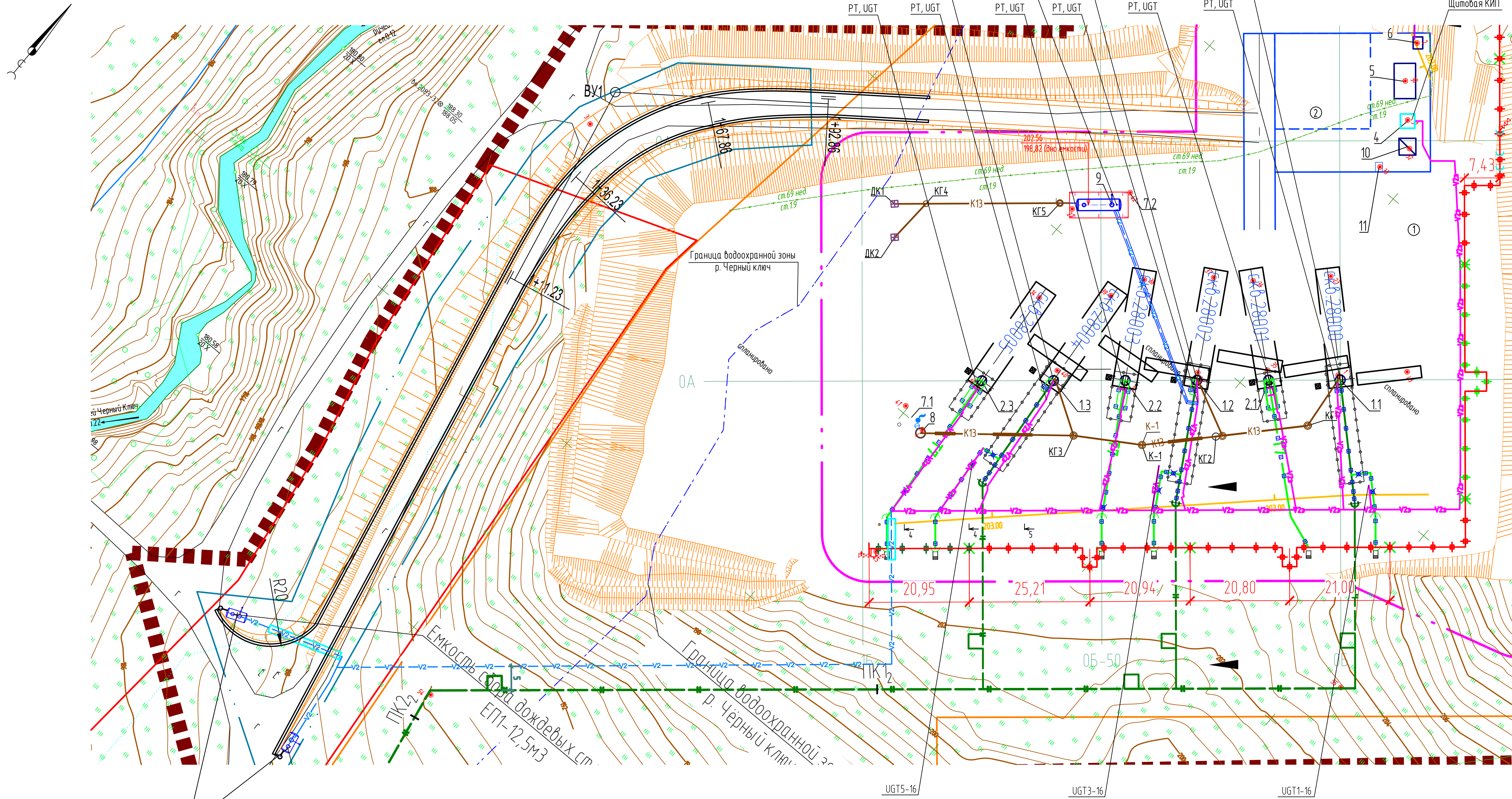
1. Прибор поз. 11-3 следует установить в щитовой КИП на уголке УП35х35 (поз.1);
2. Кабели сигнализации проложить в лотках, отдельно от измерительных и интерфейсных кабелей;
3. * - оборудование, поставляемое комплектно с блок-боксом щитовой КИП, расположение уточнить по месту.

Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Кол.уч	Лист	Идок	Подпись	Дата
Разраб.		Ефимова		<i>[Signature]</i>	20.01.23
Проб.		Соколова		<i>[Signature]</i>	20.01.23
Нач. отд.		Соколова		<i>[Signature]</i>	20.01.23
Н. контр.		Соколова		<i>[Signature]</i>	20.01.23
ГИП		Шафиков		<i>[Signature]</i>	20.01.23
				Щитовая КИП	Стадия
					Лист
					Листов
				Щитовая КИП. План расположения оборудования	П
					10
				000 ПФ	
				"Уралтрубопроводстройпроект"	

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадратов сетки
11-13	Устье добывающей скважины	
2.1-2.3	Устье нагнетательной скважины	
3	Не используется	
4	Щитовая КИПиА	
5	Площадка под электрооборудование	
6	КТП	
7.1, 7.2	Молниеотвод	
8	Емкость с гидрозатвором V=4м³	
9	Емкость сбора дождевых стоков V=40 м³	
10	Мачта связи	
11	Место установки передвижной надворной уборной	

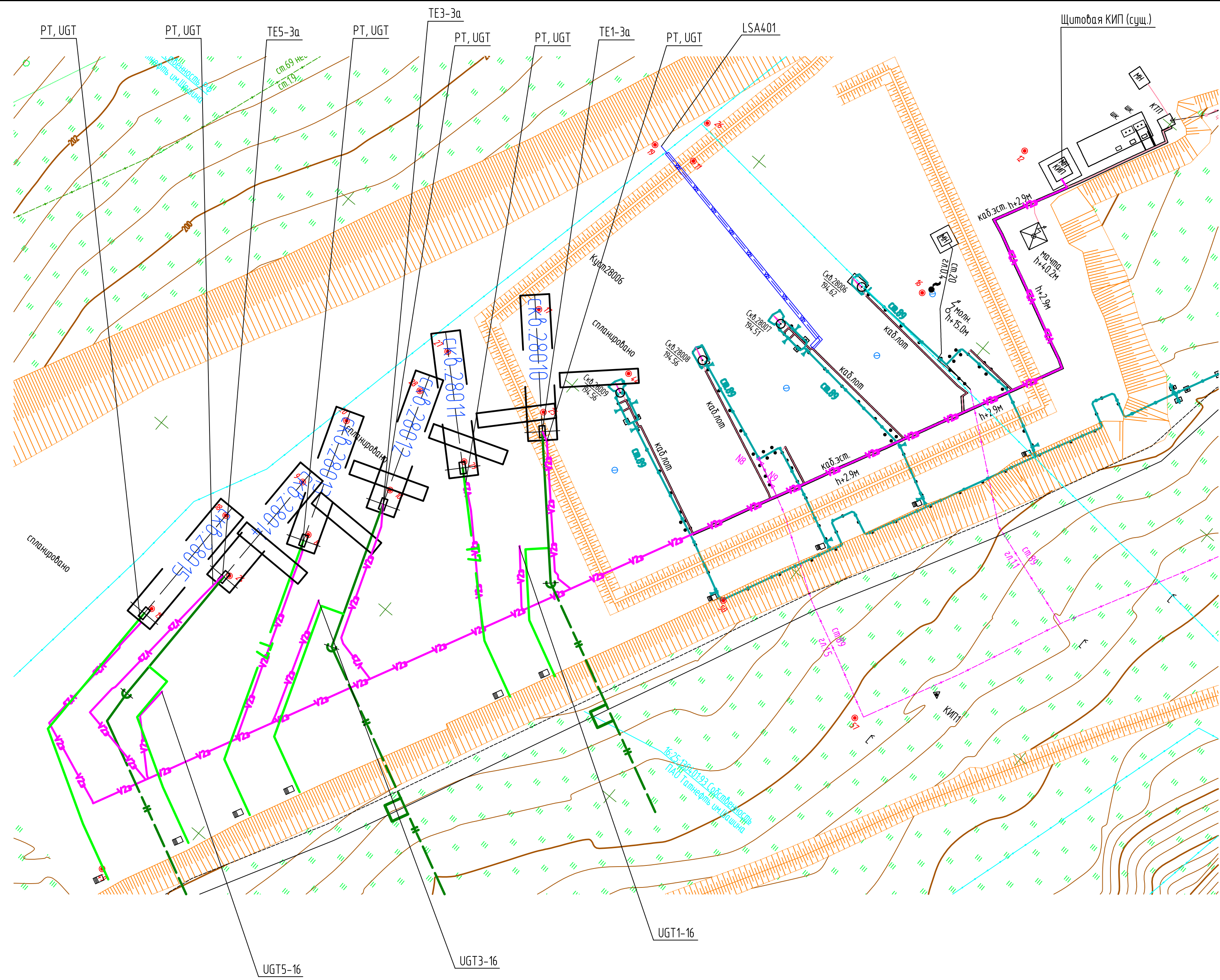


— кабель КИП, проложенный по эстакаде
 — кабель КИП, проложенный в траншее

Емкость сбора дождевых стоков 12,5 м³

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ					
1	Зам.	24.1-23	15.08.23	Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины	
Изм.	Колуч	Лист	Ндок	Подпись	Дата
Разраб.	Ефимова	23.01.23			
Проб.	Соколова	23.01.23			
Нач. отд.	Соколова	23.01.23			
Н. контр.	Соколова	23.01.23			
ГИП	Шафиков	23.01.23			
				Стация	Лист
				П	11
				000 ПФ "Уралтрубопробостройпроект"	
				Куст скважин №28000. План расположения оборудования и прокладки кабелей	

Согласовано
 Взам. инж. Н.
 Подпись и дата
 Инж. Н. подл.



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадратов сетки
Существующие сооружения		
11-12	Устье добывающей скважины	
21-22	Устье нагнетательной скважины	
3	Блок подачи реагента	
4	Щитовая КИПА	
5	Площадка под электрооборудование	
6	КТП	
7.1-7.2	Молниезащитный стержень	
8	Емкость V=4м³	
10	Мачта связи	
11	Место установки передвижной надворной уборной	
Проектируемые сооружения		
1.3-1.5	Устье добывающей скважины	
2.3-2.5	Устье нагнетательной скважины	
9	Емкость сбора дождевых стоков V=63м³	

кабель КИП, проложенный по эстакаде
 кабель КИП, проложенный в траншее

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

2935-3200-ЕН-24-ТХРЗ-ГЧ					
Обустройство Морозного поднятия Морозного месторождения сверхвязкой нефти. Дополнительные скважины					
Изм.	Колуч	Лист	Ндок	Подпись	Дата
Разр.д.	Ефимова				23.01.23
Проб.	Соколова				23.01.23
Нач. отд.	Соколова				23.01.23
Н. контр.	Соколова				23.01.23
ГИП	Шафиков				23.01.23
Куст скважин №28006				Стация	Лист
Куст скважин №28006. План расположения оборудования и прокладки кабеля				П	12
				000 ПФ	Листов
				"Уралтрубопробудстройпроект"	