



Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

А К Ц И О Н Е Р Н О Е О Б Щ Е С Т В О

Свидетельство № 0002-2012-6315200011-07 от 7 декабря 2012 г.

Заказчик – ООО «Меретояханефтегаз»

**Обустройство Тазовского месторождения.
Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений**

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Технология производства

Книга 2. Куст скважин. Графическая часть

1000/27-П-ИОС7.1.2

Том 5.7.1.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
5	1027-24	<i>Л</i>	15.02.24



Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

А К Ц И О Н Е Р Н О Е О Б Щ Е С Т В О

Свидетельство № 0002-2012-6315200011-07 от 7 декабря 2012 г.

Заказчик – ООО «Меретояханефтегаз»

**Обустройство Тазовского месторождения.
Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений**

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Технология производства

Книга 2. Куст скважин. Графическая часть

1000/27-П-ИОС7.1.2

Том 5.7.1.2

Главный инженер

Главный инженер проекта



Н.П. Попов

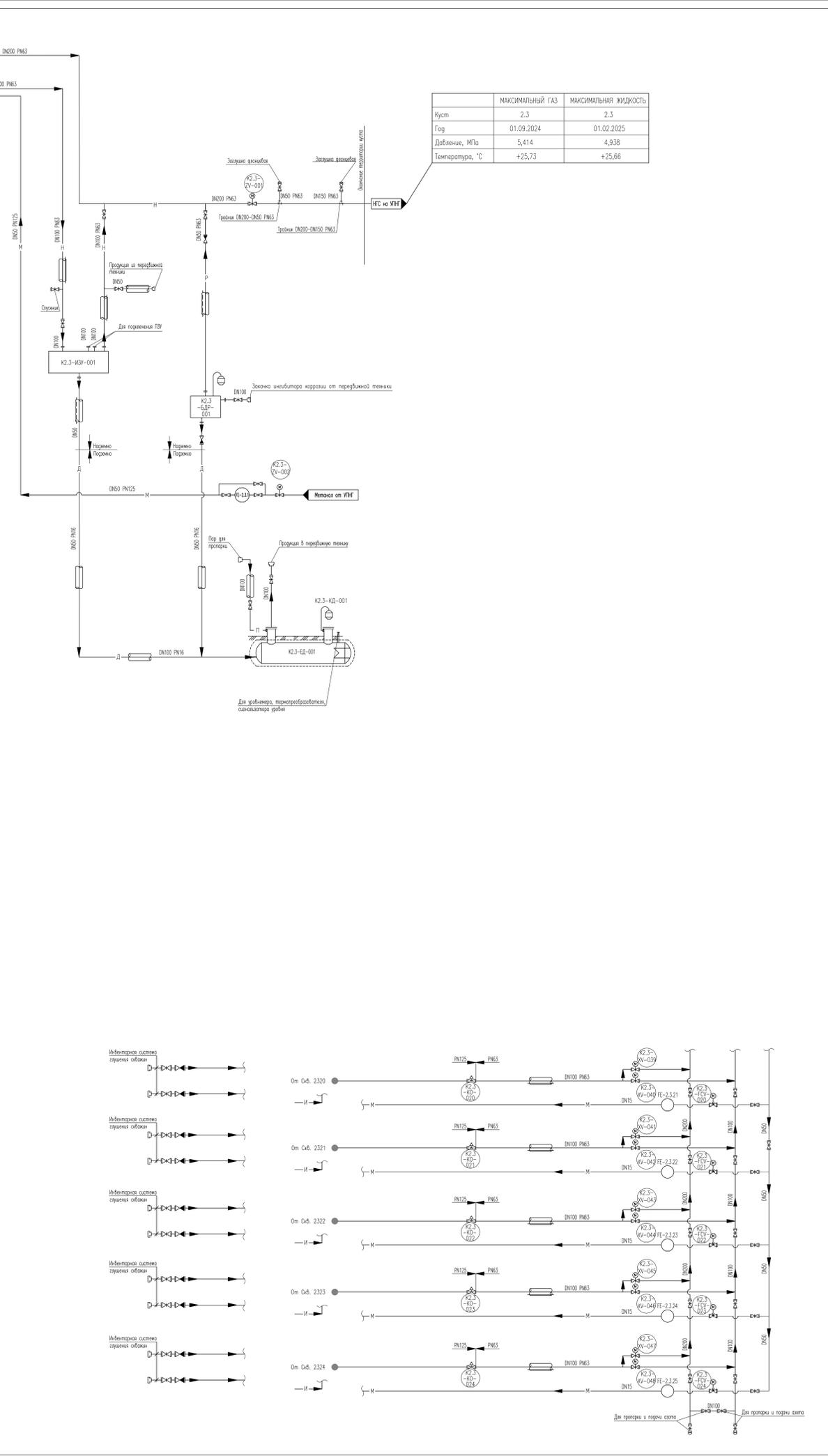
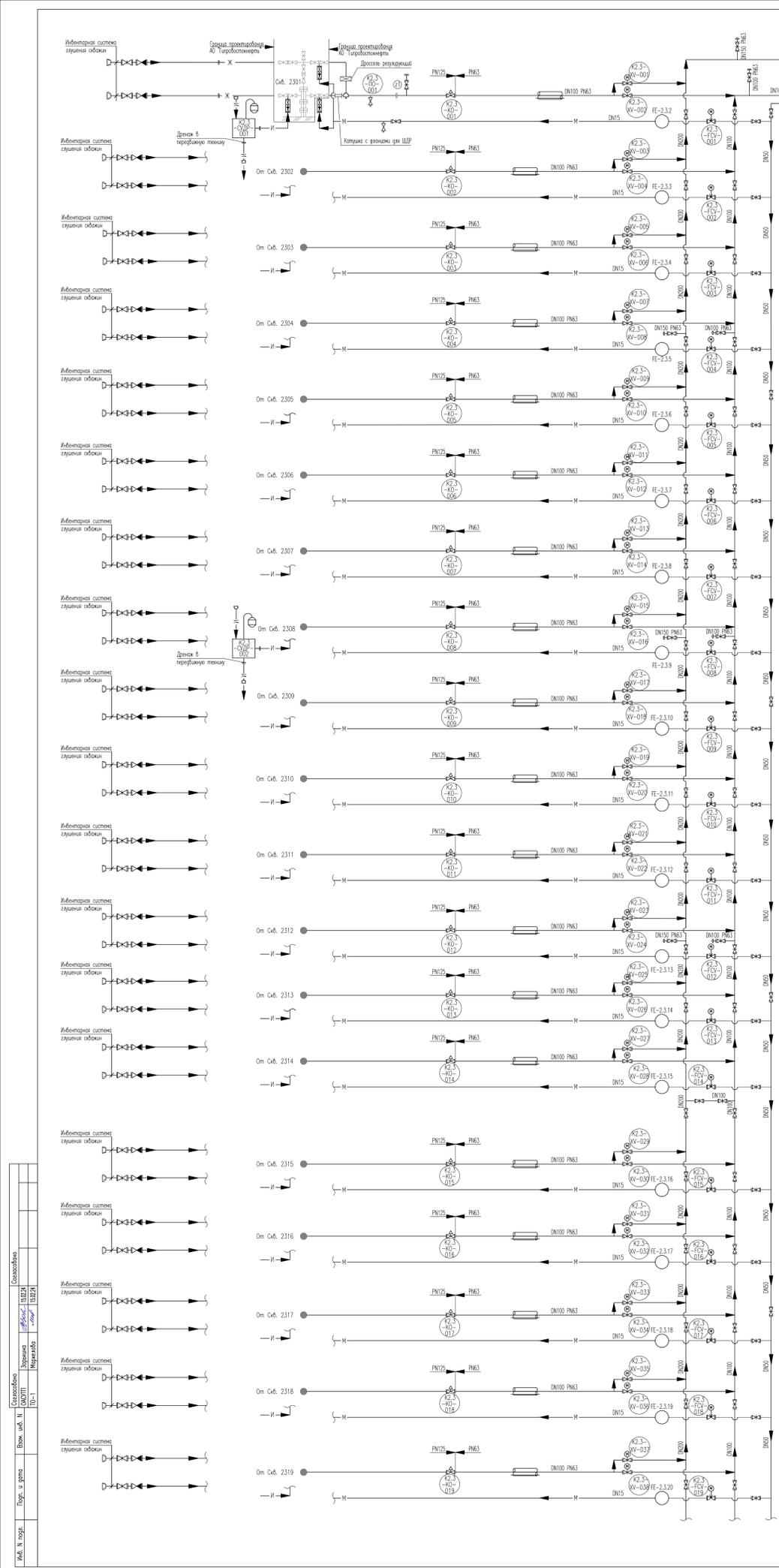
Д.В. Мирошников

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
1000/27-П-ТХ-0053	Емкости подземные дренажные V=12,5 м ³ , V=16 м ³ . План. Вид А	Изм. 3
1000/27-П-ТХ-0054	Кожухи несущие для трубопроводов Ду 50, Ду 300 при надземных переходах. Разрезы	Изм. 5 (Нов.)
1000/27-П-ЭХЗ-0002	Схемы электрохимзащиты кожуха. Вид А	
1000/27-П-ЭХЗ-0003	Узел присоединения двухжильного кабеля к трубопроводу.	
1000/27-П-ЭХЗ-0004	Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу с теплоизоляцией в стальной оболочке. Разрез 1-1	

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист 2
	Подпись и дата					
5	-	Зам.	1027-24		15.02.24	1000/27-П-ИОС7.1.2-С
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	



	МАКСИМАЛЬНЫЙ ГАЗ	МАКСИМАЛЬНАЯ ЖИДКОСТЬ
Куст	2,3	2,3
Год	01.09.2024	01.02.2025
Давление, МПа	5,414	4,938
Температура, °С	+25,73	+25,66

ОБОЗНАЧЕНИЕ И НАЗНАЧЕНИЕ ЛИНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Газопровод
	Газопровод с теплоизоляцией и электрообогревом
	Вентиль
	Металл (ингибитор коррозии)
	Резинит (ингибитор коррозии)
	Резинит (ингибитор АСПО)
	Дренаж
	Пол
	Крыша
	Жирность газопитания

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Клапан фланцевый, соборный с электроприводом
	Зарядка штуцерного типа ЭМС фланцевая с ручным приводом
	Зарядка штуцерного типа ЭМС фланцевая с электроприводом
	Клапан регулирующий с электроприводом
	Распормер
	Обратный клапан фланцевый
	Клапан-отсекатель
	Клапан-отсекатель бастроприводимый с электропитанием прибором
	Устройство ввода резанта в трубопровод
	Клапан обратный утепленный неизолирующий
	Бастроприводное соединение
	Закладка электротехника
	Фланцевая пара
	Штуцер/штуцер с ответным фланцем
	Колпачок в теплоизоляции

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позицион-ное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечания
K2.3-ED-001	Емкость дренажная поливинила	1	V=16 м3, Pmax=0,07 МПа	
K2.3-KI-001	Измерительная установка	1	Qm=507,6 м3/сут Qv=4123,3 см3/сут, Pmax=6,3 МПа	
K2.3-OP-001/002	Сбросная установка газоразбавления резанта	2	Объем танкового емкосты 0,4 м3 Pmax=12,5 МПа	
K2.3-KI-001	Клапан фланцевый соборный с электроприводом	2	DN100	
K2.3-BOP-001	Блок газоразбавления резанта	1	Объем танкового емкосты 4,0 м3 Pmax=6,3 МПа	
K2.3-KO-001,024	Клапан - отсекающий	24	DN100 PN125	
K2.3-PO-001,024	Щитовое приборное устройство	24	DN25 PN125	
K2.3-FCV-001, K2.3-FCV-024	Клапан регулирующий с электроприводом	24	DN15 PN125	
FE-2.3.1	Распормер	1	DN50 PN125	
FE-2.3.2, FE-2.3.25	Распормер	24	DN15 PN125	
K2.3-W-001, K2.3-W-048	Зарядка клиновидная фланцевая с электроприводом	48	DN100 PN6.3	
K2.3-NV-001	Зарядка клиновидная фланцевая с электроприводом	1	DN200 PN6.3	
K2.3-NV-002	Зарядка клиновидная фланцевая с электроприводом	1	DN50 PN125	

1000/27-П-ТХ-0002

Обустройство Газового месторождения.
Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6

Изм.	Кол. изм.	Лист	Изм.	Дата
5	1	107/24	15.02.24	
4	1	107/24	15.02.24	
3	1	107/24	15.02.24	
2	1	107/24	15.02.24	
1	1	107/24	15.02.24	

Имя	Фамилия	Подпись	Дата
Проектировщик	Мурзин		15.02.24
Проверщик	Давыдова		15.02.24
Г.И.С.			15.02.24

Итого: 15.02.24
ГИП: Мухоморова 15.02.24

Формат А0 Файл 1000_27-П-ТХ-0002_5.dwg

Составлено: 15.02.24
Проверено: 15.02.24
Исполнено: 15.02.24

1. На скважине куста 2.3 рекомендуется установка фронтальной арматуры марки АРК 65А21-Х01.
2. Для портов в трубопроводах на кусте скважин ингибиторы аммонийные, проектом предусмотрены скважинная установка газоразбавления резанта (СУР) СУР распределена следующим образом:
K2.3-СУР-001 для группы скважин 2301, 2302, 2303, 2304, 2305, 2306, 2307;
K2.3-СУР-002 для группы скважин 2308, 2309, 2310, 2311, 2312, 2313, 2314, 2315, 2316, 2317, 2318, 2319, 2320, 2321, 2322, 2323, 2324.
В пределах одной группы скважин порты резанта в скважине будут осуществляться попарно, от переменной от скважин к скважине СУР.
3. На повышающей установке трубопроводов устанавливаются воздушники, на полевых - ступицы. На схеме условно не показаны.

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Трубопровод
	Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом
	Вентиль
	Металл (исполнитель газопроводов)
	Резинит (исполнитель газопроводов)
	Резинит (исполнитель АСПО)
	Дренаж
	Пар
	Воздух
	Газ
	Жиростойкая газовая обложка

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

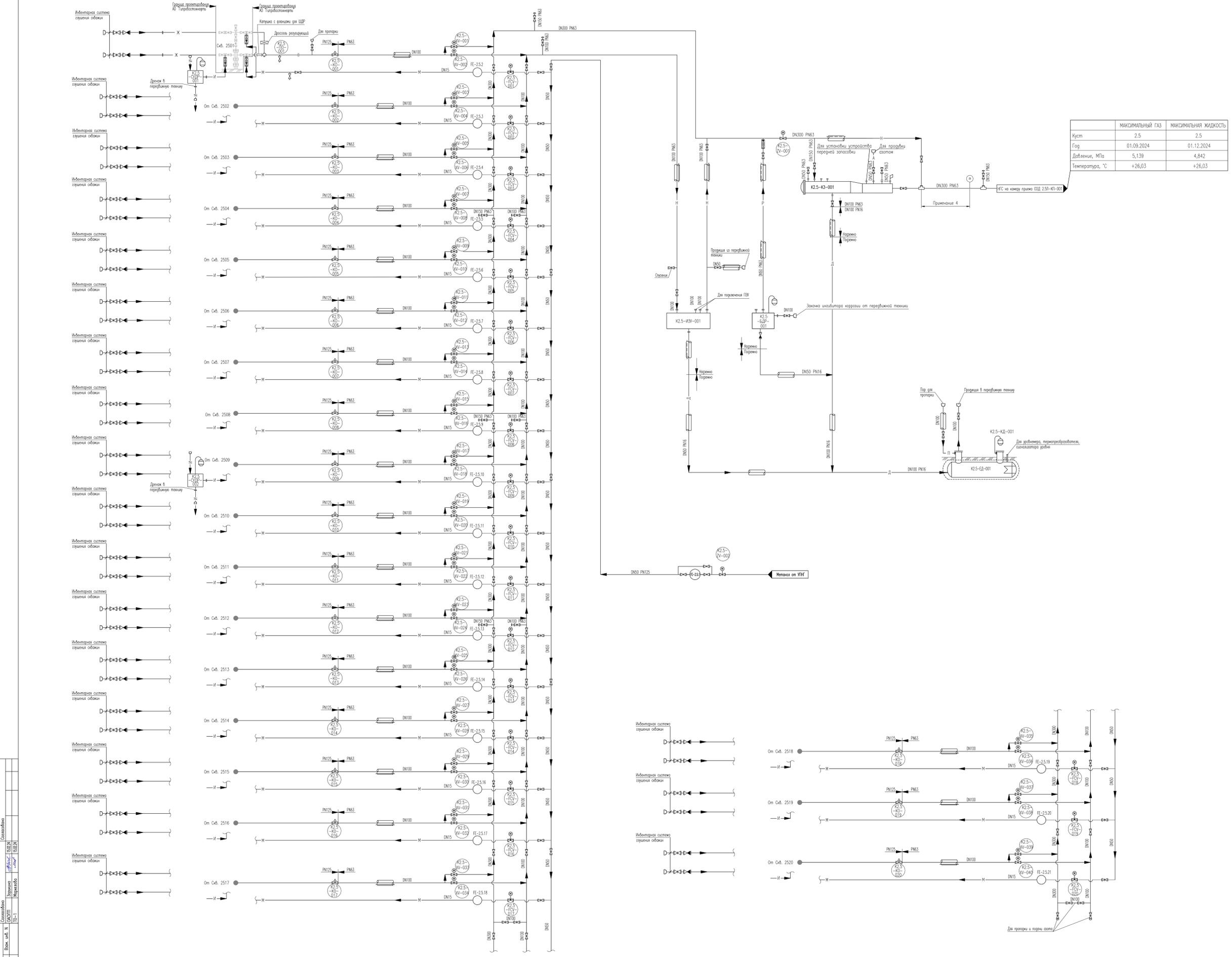
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Клапан фланцевый, совмещенный с электроразрывелем
	Зорьбика штуцерная типа ЭМС фланцевая с ручным приводом
	Зорьбика штуцерная типа ЭМС фланцевая с электрприводом
	Клапан регулирующий с электрприводом
	Раздвижник
	Обратный клапан фланцевый
	Клапан-отсекатель
	Устройство ввода резинита в трубопровод
	Клапан обратной устойчивости неизмерзающий
	Быстрозакрывающее соединение
	Фланцевая пара
	Штуцер/штуцер с отъемной фланцевой
	Трафик с решетчатой
	Аппарат в теплоизоляции
	Защитная электрическая

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
K2.5-ED-001	Емкость дренажная полимерная	1	V=12,5 м ³ ; Pmax=0,07 МПа	
K2.5-K3V-001	Измержательная установка	1	Ди=505,4 мм/шт Ди=388,0 мм/шт, Pmax=6,3 МПа	
K2.5-OUP-001/002	Соборная установка газоразбора резинита	2	Объем теплового емкосты 0,4 м ³ Pmax=6,3 МПа	
K2.5-KL-001	Клапан фланцевый совмещенный с электроразрывелем	1	DN100	
K2.5-EDP-001	Блок газоразборки резинита	1	Объем теплового емкосты 4,0 м ³ Pmax=6,3 МПа	
K2.5-K3-001	Камера запорная средств очистки и диагностики (СОД)	1	DN300 PN63	
K2.5-W-001.001	Клапан - отсекающий	20	DN100 PN125	
K2.5-ED-001.001	Шестерня приводная устройство	20	DN25 PN125	
K2.5-FD-001, K2.5-FD-002	Клапан регулирующий с электрприводом	20	DN15 PN125	
FE-25.1	Раздвижник	1	DN50 PN125	
FE-15.2, FE-25.2	Раздвижник	20	DN15 PN125	
K2.5-W-001, K2.5-W-002	Зорьбика клиновидная фланцевая с электрприводом	40	DN100 PN63	
K2.5-W-001	Зорьбика клиновидная фланцевая с электрприводом	1	DN300 PN63	
K2.5-TV-002	Зорьбика клиновидная фланцевая с электрприводом	1	DN50 PN125	

1. На обложке куста 2,5 регламентируется установка фланцевой пары АИР 6501-001.
2. Для порции в приборной на кусте обложки инвентаризации, проектом предусмотрена обложка установки газоразборки резинита (ОУР), ОУР разработана следующим образом: K2.5-OUP-001 для участка обложки 2501, 2502, 2503, 2504, 2505, 2506, 2507, 2508; K2.5-OUP-002 для участка обложки 2509, 2510, 2511, 2512, 2513, 2514, 2515, 2516, 2517, 2518, 2519, 2520. В пределах одной группы обложки газоразборка в обложке будет осуществляться попарно, от перемещаемой от обложки к обложке ОУР.
3. На повышенных участках трубопроводов устанавливаются воздушники, на пониженных - спуски. На схеме участки не показаны.
4. Расстояние не менее длины спусков диагональных.

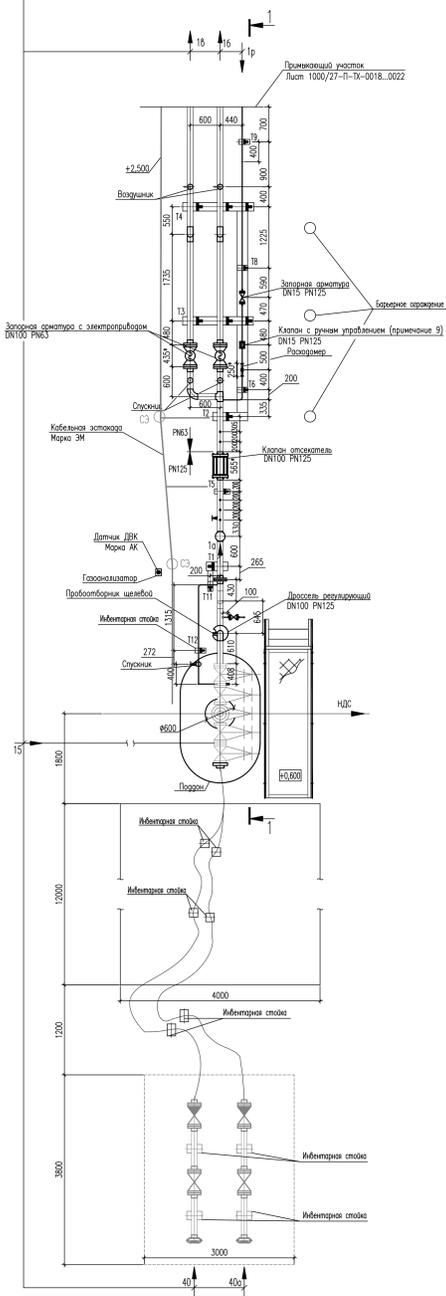
1000/27-П-ТХ-0004			
Обустройство Газового месторождения.			
Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6			
Изм.	Колуч.	Лист	Пор.
Рисов.	Вруч.	15.02.24	15.02.24
Проверка	Мазурин	15.02.24	15.02.24
Газ. спец.	Давыдова	15.02.24	15.02.24
Исполн.	Павлюшина	15.02.24	15.02.24
ГИП	Морозов	15.02.24	15.02.24
Стр. 1			
Стр. 1			
Стр. 1			



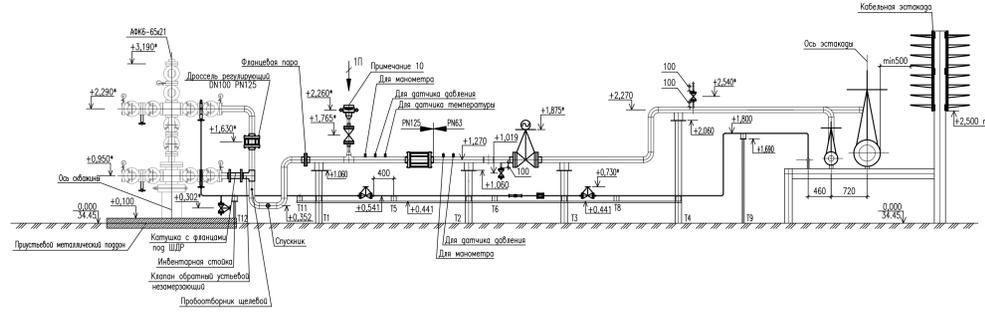
Куст	2.5	МАКСИМАЛЬНАЯ ЖИДКОСТЬ
Газ	01.09.2024	01.12.2024
Давление, МПа	5,139	4,842
Температура, °С	+26,03	+26,03

И.М.С. № подл.	С.Л. № докум.	С.Л. № докум.	С.Л. № докум.
10-1	10-1	10-1	10-1

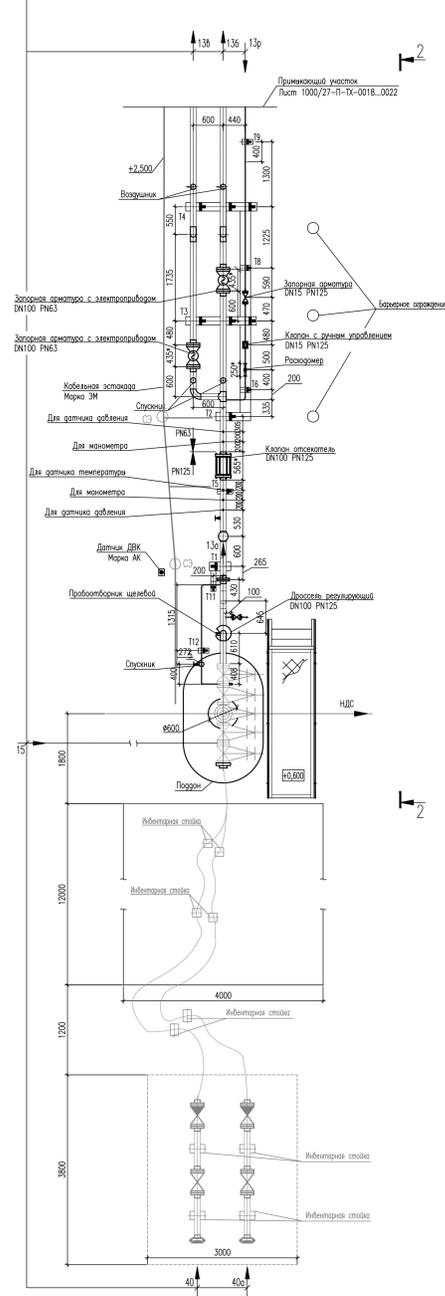
- 14) #1148 Внешний трубопровод от обжимки до клапана-оператора
- 15) #1148 Внешний трубопровод от обжимки после клапана-оператора до точки врезки в измерный коллектор
- 16) #1148 Внешний трубопровод от обжимки после клапана-оператора до точки врезки в эксплуатационный коллектор (мес.)
- 17) #156 Трубопровод для пропарки
- 18) #183 Трубопровод поперь шестигранника воздухообработки от УИФ в запорное пространство обжимки и в внешний трубопровод
- 19) ДН6 Гибкий трубопровод поперь резинита от СУР к обжимке
- 40) #1148 Ручей буровой для поперь зарытой высоты в обжимку
- 40a) #1148 Ручей буровой для поперь зарытой высоты в обжимку



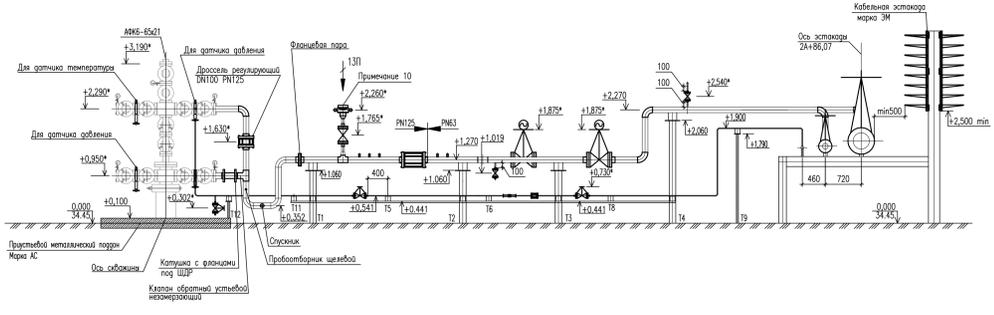
1-1



- 13a) #1148 Внешний трубопровод от обжимки до клапана-оператора
- 13b) #1148 Внешний трубопровод от обжимки после клапана-оператора до точки врезки в измерный коллектор
- 13c) #1148 Внешний трубопровод от обжимки после клапана-оператора до точки врезки в эксплуатационный коллектор (мес.)
- 137) #156 Трубопровод для пропарки
- 138) #183 Трубопровод поперь шестигранника воздухообработки от УИФ в запорное пространство обжимки и в внешний трубопровод
- 15) ДН6 Гибкий трубопровод поперь резинита от СУР к обжимке
- 40) #1148 Ручей буровой для поперь зарытой высоты в обжимку
- 40a) #1148 Ручей буровой для поперь зарытой высоты в обжимку



2-2



Применение 11

1. * Размеры и высотные отметки уточнить по месту.
2. Все трубопроводы промаркированы в металлизацию и с электроприводом кроме реаниматора.
3. Спускник по реаниматору 112 и носике 111 является шибетарным и разбирается в период первых работ по КРС на обжимке.
4. Гибкие трубопроводы, узлы клапаны и шибетарные стойки для них запроектированы в количестве 1 комплект на куст и могут применяться на всех обжимках данного куста.
5. До начала работ с зарытой высотой необходимо отремонтировать фланец фланцовой арматуры и закрепить фланец обжимки трубопровода.
6. Обслуживание запорной арматуры и БРС производится с переоборудованной площадкой устья обжимки.
7. Данный чертеж выполнен для кустов N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6.
8. Для куста N2.3 диаметр эксплуатационного коллектора (DN200), для кустов N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 – DN300.
9. Клапан регулируемый с ручным управлением с регулирующей зоной на клапане с электроприводом.
10. Обслуживание запорной арматуры и БРС производится с переоборудованной площадкой устья обжимки.
11. На обжимках Именника N5 в зарытой зоне проектируются на кусты увеличиваются количество рабочих обжимок: N2.1 – 18 об., N2.3 – 24 об., N2.4 – 24 об., N2.5 – 20 об., N2.6 – 24 об.

1000/27-П-ТХ-0006			
Обустройство Газового месторождения.			
Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6			
Мас.	Колонт.	Лист	Н.Экз.
5	Зам.	10/27-П	15.02.24
Рисов.	Экз.	10/27-П	15.02.24
Провер.	Машур	10/27-П	15.02.24
Г.г.г.	Давыдова	10/27-П	15.02.24
Исполн.	Павлюшина	10/27-П	15.02.24
ГИП	Морозов	10/27-П	15.02.24

Обустройство устья нефтяной обжимки.
План. Разрез 1-1, 2-2

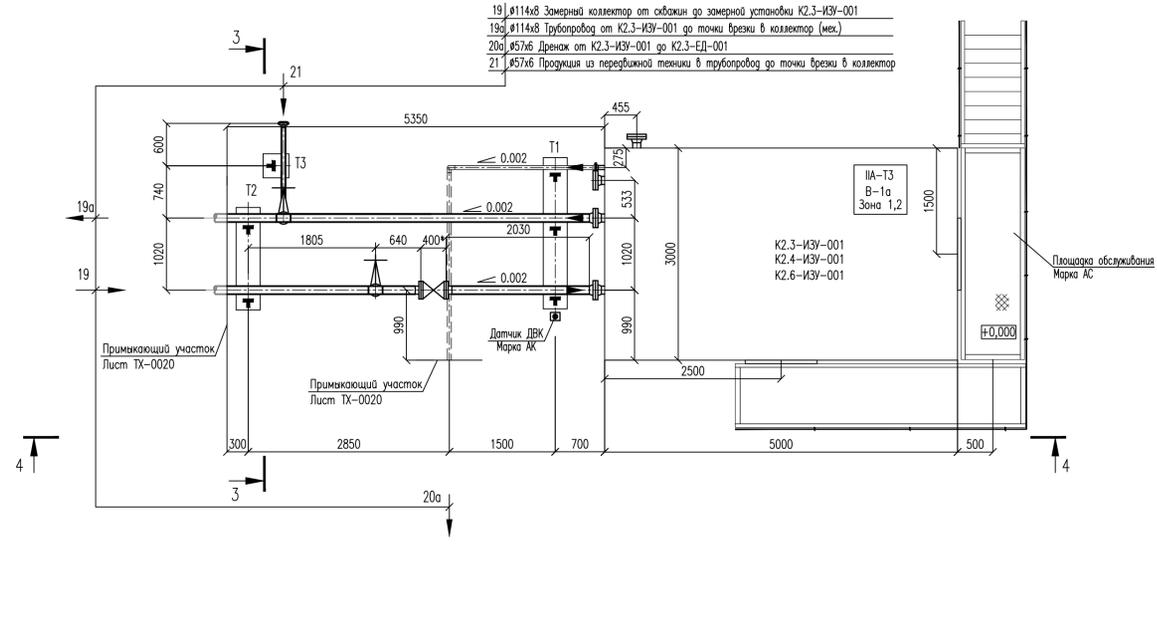
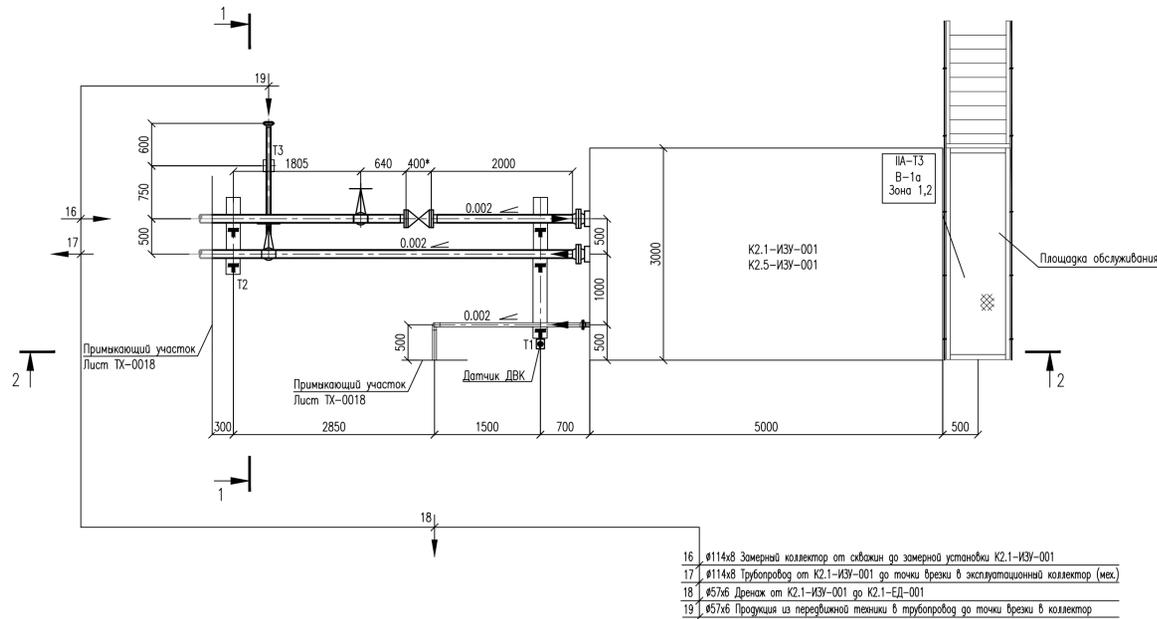
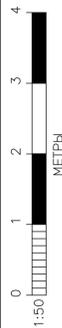
Стр. 1

Лист 1

Лист 1

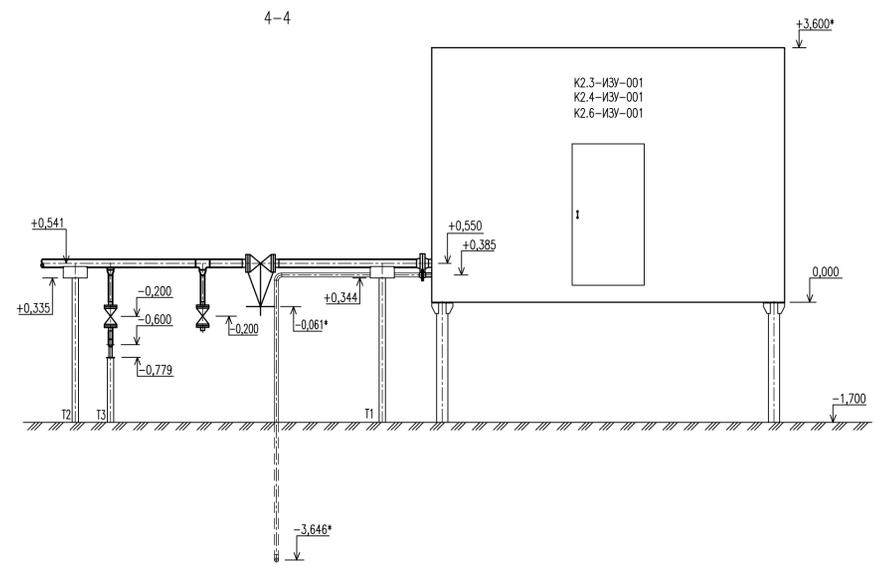
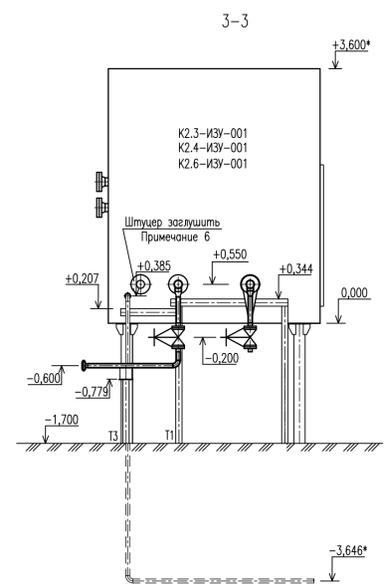
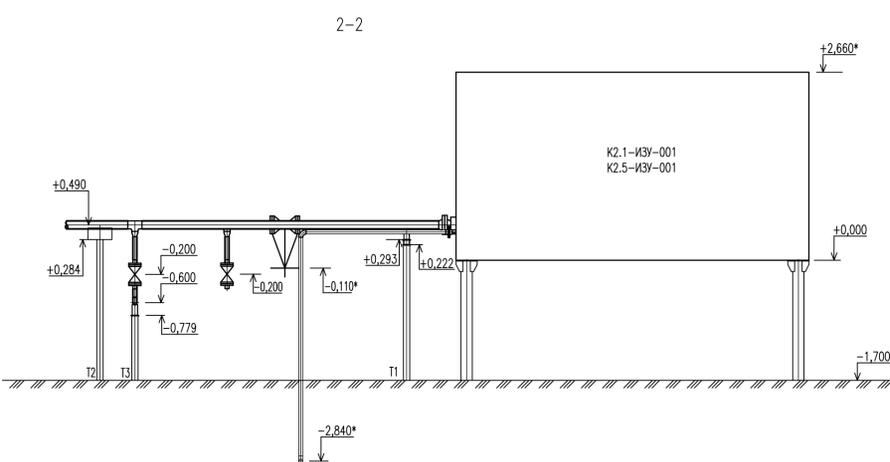
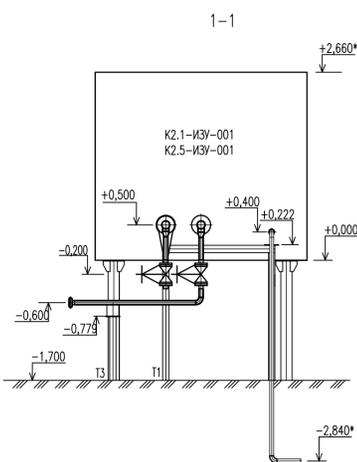
Формат А0

Файл 1000_27-П-ТХ-0006_5.dwg



16 #114x8 Замерный коллектор от скважин до замерной установки K2.1-IZU-001
 17 #114x8 Трубопровод от K2.1-IZU-001 до точки брезки в эксплуатационный коллектор (мех.)
 18 #57x6 Дренаж от K2.1-IZU-001 до K2.1-ЕЛ-001
 19 #57x6 Продувка из передвигной техники в трубопровод до точки брезки в коллектор

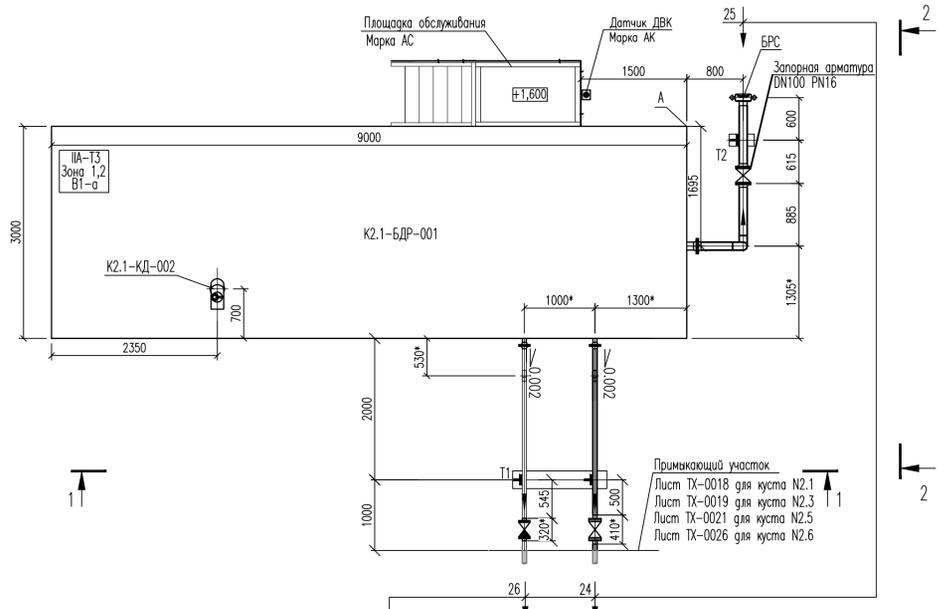
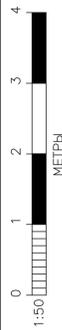
19 #114x8 Замерный коллектор от скважин до замерной установки K2.3-IZU-001
 19a #114x8 Трубопровод от K2.3-IZU-001 до точки брезки в коллектор (мех.)
 20 #57x6 Дренаж от K2.3-IZU-001 до K2.3-ЕЛ-001
 21 #57x6 Продувка из передвигной техники в трубопровод до точки брезки в коллектор



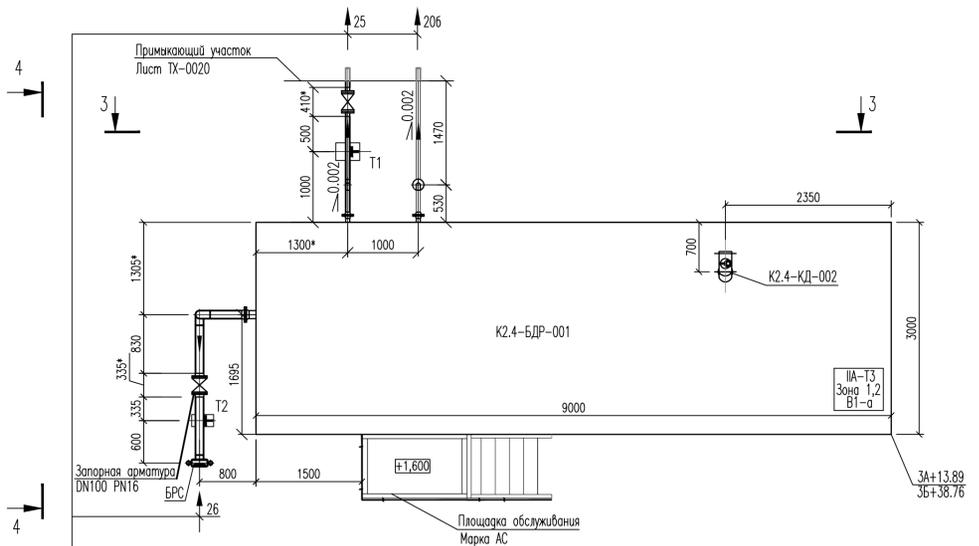
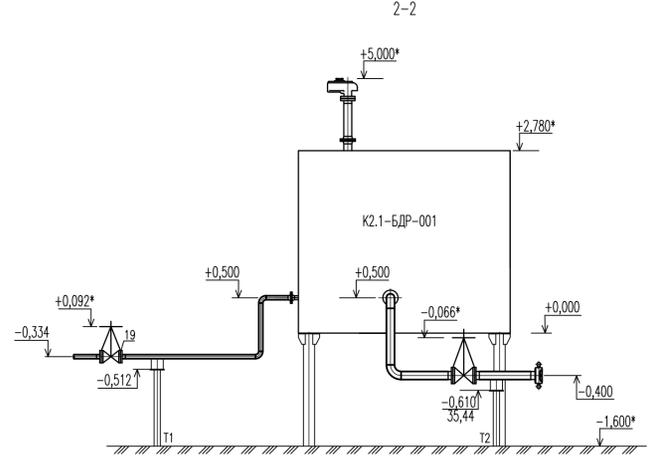
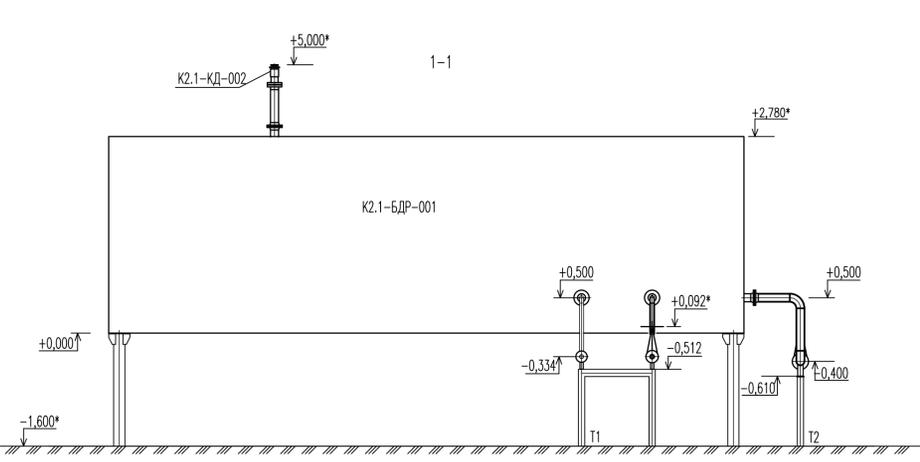
1. * Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
 2. Площадки обслуживания на разрезах 1-1, 2-2, 3-3, 4-4 условно не показаны.
 3. Все наземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом. Подземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции.
 4. Данный чертеж аналогичен для кустов NN2.1, 2.5 и 2.3, 2.4, 2.6 соответственно.

Создано	21.10.22	Создано	21.10.22
Изм.	21.10.22	Изм.	21.10.22
Проверено	21.10.22	Проверено	21.10.22
Утверждено	21.10.22	Утверждено	21.10.22

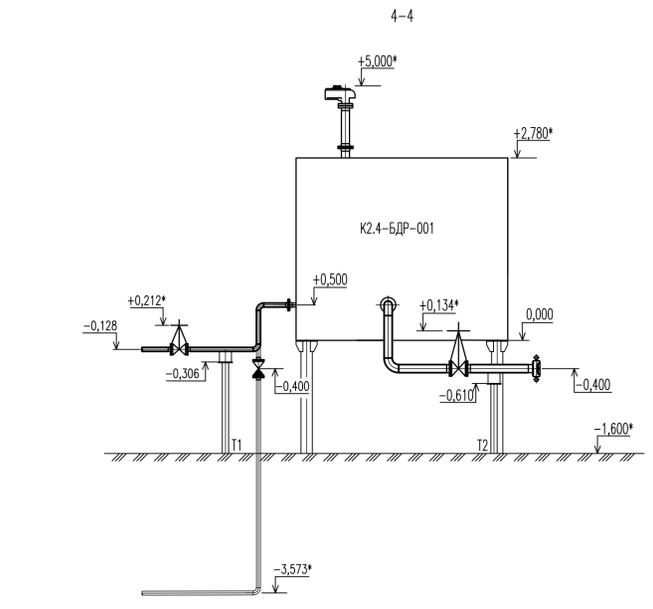
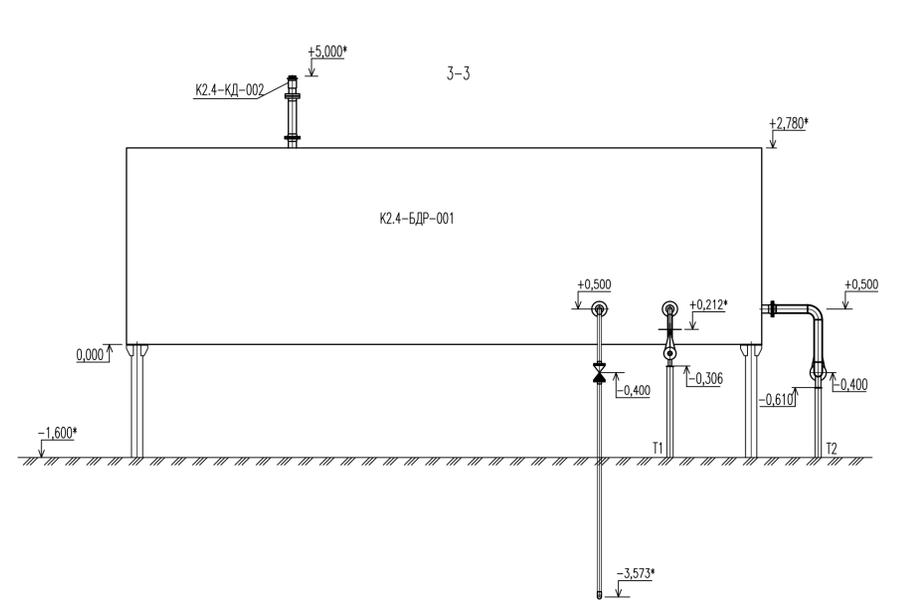
1000/27-П-ТХ-0007			
Обустройство Газовского месторождения. Кусты нефтяных скважин N 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
3	-	Зам.	7891-22
Разработчик	Бурман	Проверил	Мазурин
Гл.спец.	Дранкина	Н.контр.	Полякишина
Дата	21.10.22	Дата	21.10.22
Индивидуальная замерная установка		Стадия	Лист
		П	1
План. Разрезы 1-1, 2-2		АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	



- 24 $\varnothing 57 \times 3,5$ Трубопровод подачи ингибитора коррозии от K2.1-БДР-001 до точки врезки в коллектор (мех.)
- 25 $\varnothing 114 \times 6$ Трубопровод зачки ингибитора коррозии от передвижной техники в K2.1-БДР-001
- 26 $\varnothing 57 \times 3,5$ Дренажный трубопровод от K2.1-БДР-001 в дренажную емкость K2.1-ЕД-001



- 206 $\varnothing 57 \times 3,5$ Дренажный трубопровод от K2.4-БДР-001 в дренажную емкость K2.4-ЕД-001
- 25 $\varnothing 57 \times 3,5$ Трубопровод подачи ингибитора коррозии от K2.4-БДР-001 до точки врезки в коллектор (мех.)
- 26 $\varnothing 114 \times 6$ Трубопровод зачки ингибитора коррозии от передвижной техники в K2.4-БДР-001



- 1. * Размер уточнить при монтаже.
- 2. Все надземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом.
- 3. Площадки обслуживания на разрезах 1-1, 2-2, 3-3, 4-4 условно не показаны.
- 4. Блок дозирования реагента для куста N2.1 аналогичен блокам для кустов NN 2.3, 2.5, 2.6

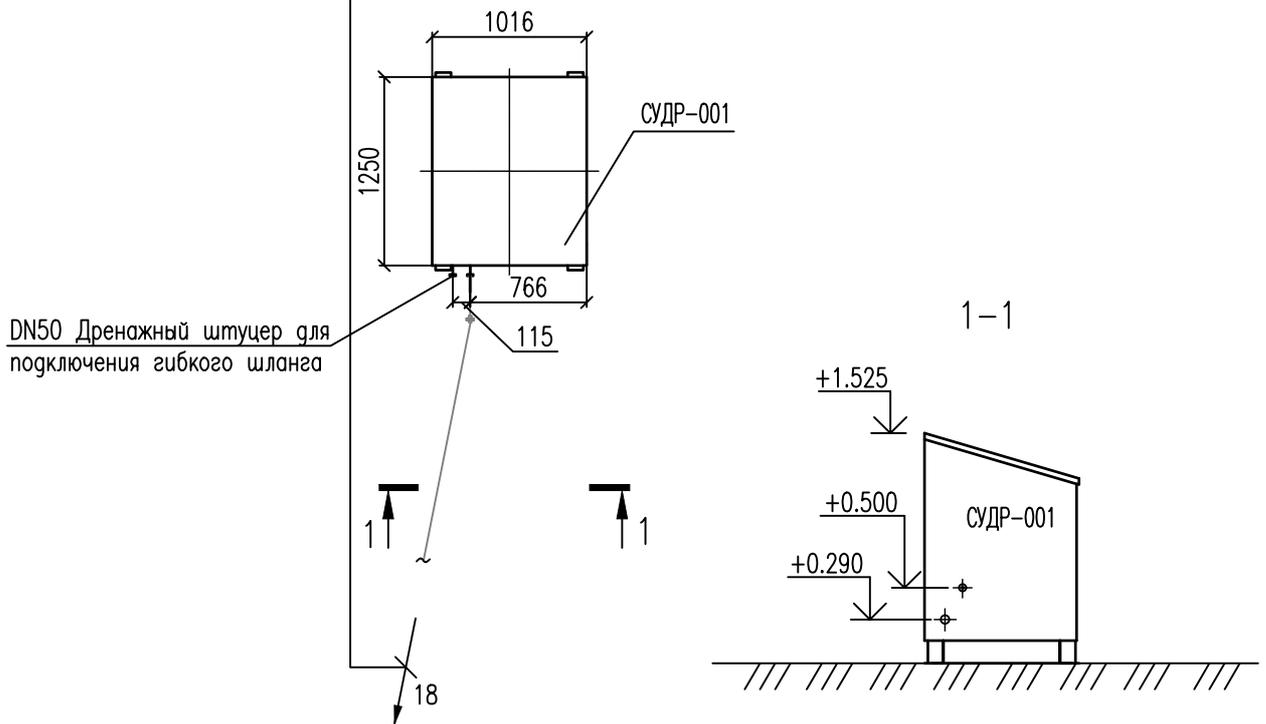
Создано	21.10.22	21.10.22	21.10.22
Изм.			
Проверено			
Утверждено			

Составлено	Составлено	Составлено	Составлено
ОГ.ИД.	ОГ.ИД.	ОГ.ИД.	ОГ.ИД.
И.И.	И.И.	И.И.	И.И.
И.И.	И.И.	И.И.	И.И.

Изм.	№	Дата	Содержание
3	-	21.10.22	Зам. 7891-22
4	-	21.10.22	Изм. 7891-22
5	-	21.10.22	Изм. 7891-22
6	-	21.10.22	Изм. 7891-22
7	-	21.10.22	Изм. 7891-22
8	-	21.10.22	Изм. 7891-22
9	-	21.10.22	Изм. 7891-22
10	-	21.10.22	Изм. 7891-22

1000/27-П-ТХ-0009			
Обустройство Газовского месторождения.			
Кусты нефтяных скважин N 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6			
Изм.	Ков.уч.	Лист	№ док.
3	-	1	7891-22
Разработчик	Бурман	Дата	21.10.22
Проверил	Мазурин	Дата	21.10.22
Гл.спец.	Дранина	Дата	21.10.22
Н.контр.	Полякашина	Дата	21.10.22
ГИП	Мирошников	Дата	21.10.22
Блок дозирования реагента		Стация	Лист
		П	1
План. Разрезы 1-1, 2-2		АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	

18| DN6 Гибкий трубопровод подачи реагента к скважине (прим. 2)



DN50 Дренажный штуцер для подключения гибкого шланга

- Чертеж выполнен в масштабе 1:50.
- Для подачи в трубопроводы ингибитора смолоотложений проектом предусмотрено по две установки дозирования реагента (СУДР) на кусты NN2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6. В пределах одной группы скважин подача реагента в скважины будет осуществляться поочередно, путем перемещения установки от одной скважины к другой. СУДР на кусте N2.1 распределены следующим образом:
 - K2.1-СУДР-001 для группы скважин 2102, 2103, 2104, 2105, 2106, 2107;
 - K2.1-СУДР-002 для группы скважин 2108, 2109, 2110, 2111, 2112, 2101.
 На кусте N2.3:
 - K2.3-СУДР-001 для группы скважин 2301, 2302, 2303, 2304, 2305, 2306, 2307;
 - K2.3-СУДР-002 для группы скважин 2308, 2309, 2310, 2311, 2312, 2313, 2314.
 На кусте N2.4:
 - K2.4-СУДР-001 для группы скважин 2401, 2402, 2403, 2404, 2405, 2406, 2407, 2408;
 - K2.4-СУДР-002 для группы скважин 2409, 2410, 2411, 2412, 2413, 2414, 2415, 2116, 2417.
 На кусте N2.5:
 - K2.5-СУДР-001 для группы скважин 2501, 2502, 2503, 2504, 2505, 2506, 2507, 2508;
 - K2.5-СУДР-002 для группы скважин 2509, 2510, 2511, 2512, 2513, 2514, 2515, 2516, 2517.
 На кусте N2.6:
 - K2.6-СУДР-001 для группы скважин 2601, 2602, 2603, 2604, 2605, 2606, 2607;
 - K2.6-СУДР-002 для группы скважин 2608, 2609, 2610, 2611, 2612, 2613, 2614, 2615.
- Площадка для шкафа СУДР не предусмотрена, шкаф устанавливается на щебеночное покрытие кустовой площадки. Место установки шкафа СУДР показано на генеральном плане (марка ГП).

Согласовано	21.10.22	21.10.22
	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Терентьева	Наумов	
ОГ/ИД	ЭТО	

Взам. инв. N	
--------------	--

Погр. и дата					
Инв. N подл.					

1000/27-П-ТХ-0010

Обустройство Тазовского месторождения.
Кусты нефтяных скважин N 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6

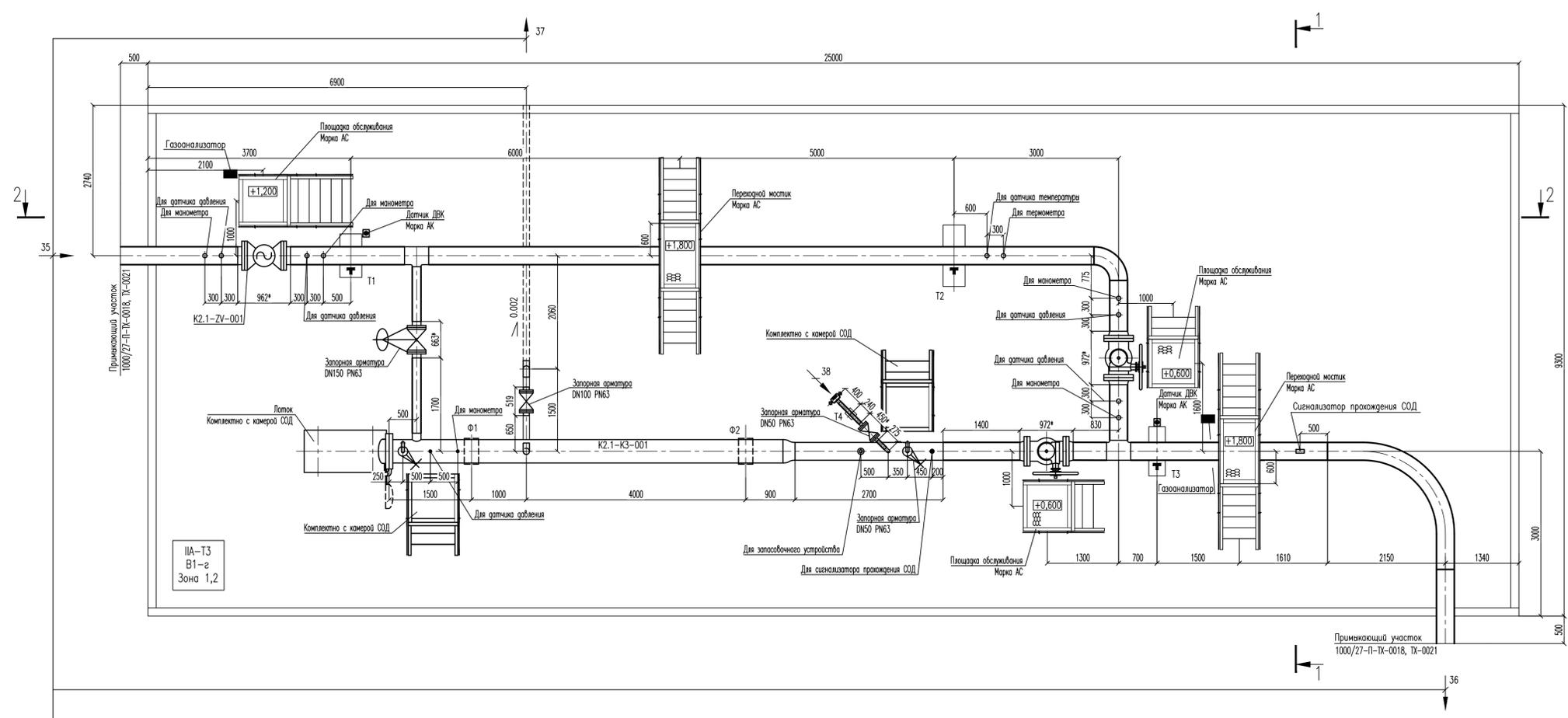
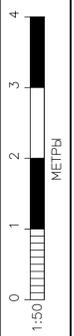
Изм.	Кол.уч.	Лист	N°ок.	Погр.	Дата
3	-	Зам.	7691-22	<i>[Signature]</i>	21.10.22
Разраб.		Бурман		<i>[Signature]</i>	21.10.22
Проверил		Мазурин		<i>[Signature]</i>	21.10.22
Гл.спец.		Дрынкина		<i>[Signature]</i>	21.10.22
Н.контр.		Поликашина		<i>[Signature]</i>	21.10.22
ГИП		Мирошников		<i>[Signature]</i>	21.10.22

Скважинная установка дозирования реагента СУДР

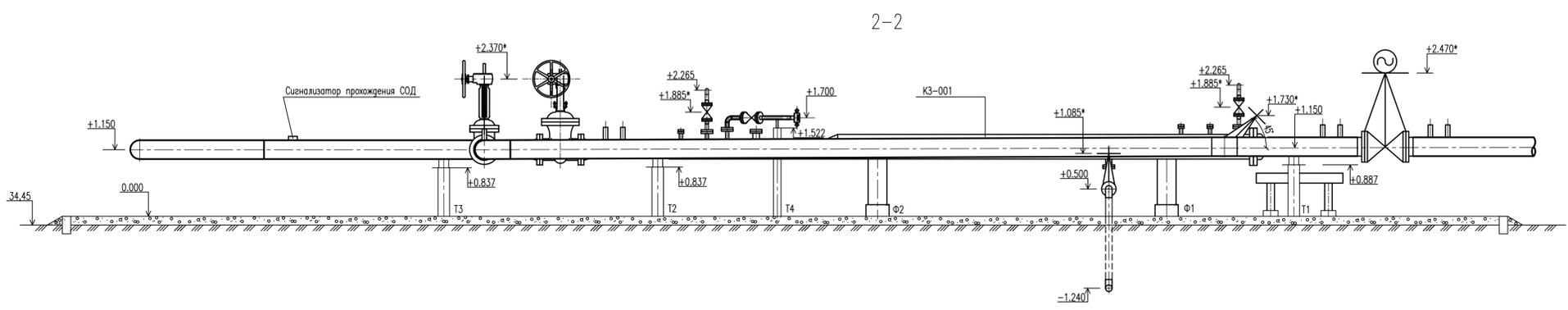
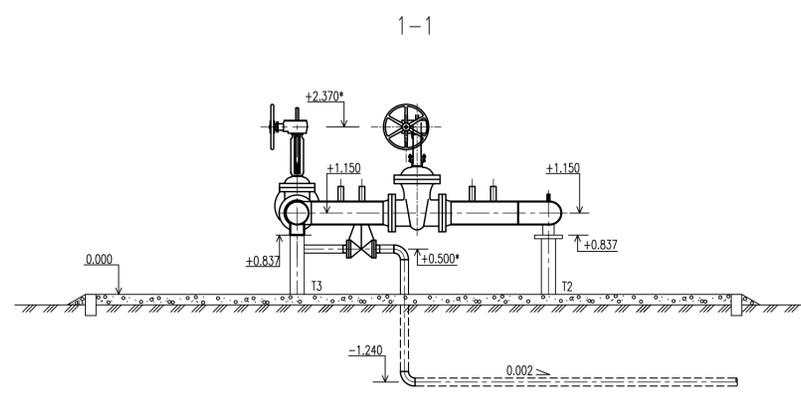
Стадия	Лист	Листов
П		1

План. Разрез 1-1





- 35. Ø325x8 Эксплуатационный коллектор (мех.)
- 36. Ø325x8 Нефтегазоборная трубопровод от куста N 2.1 на УЗА-014 (мех.)
- 37. Ø114x6 Дренажный трубопровод от К2.1-К3-001 до К2.1-ЕД-001
- 38. Ø57x6 Трубопровод пропуски азотом камеры СОД

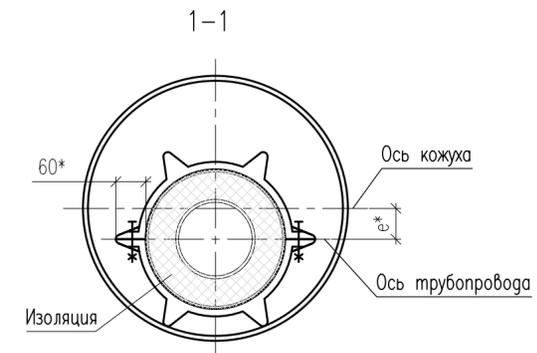
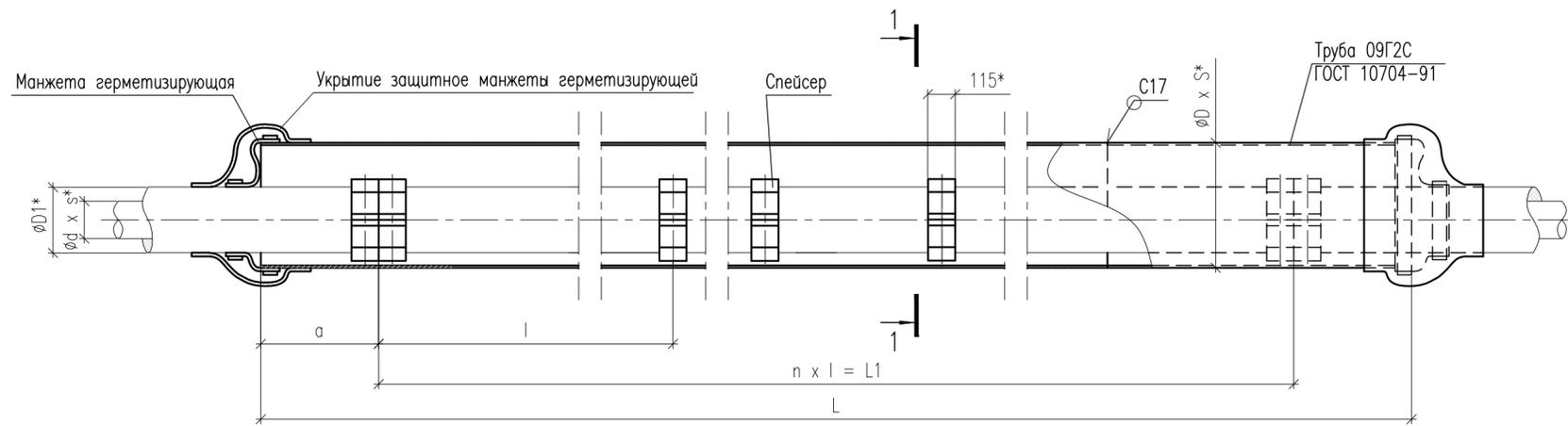


1. За отметку 0.000 принята отметка площадки узла СОД.
2. Все наземные трубопроводы и арматура предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом. Все подземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции.
3. * Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
4. Данный чертеж аналогичен для кустов NN2.1, 2.5.

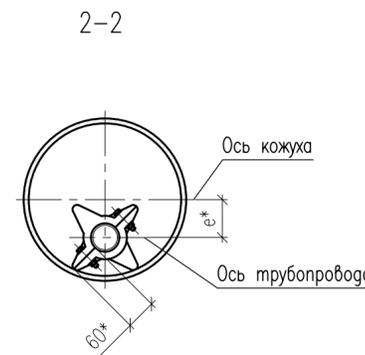
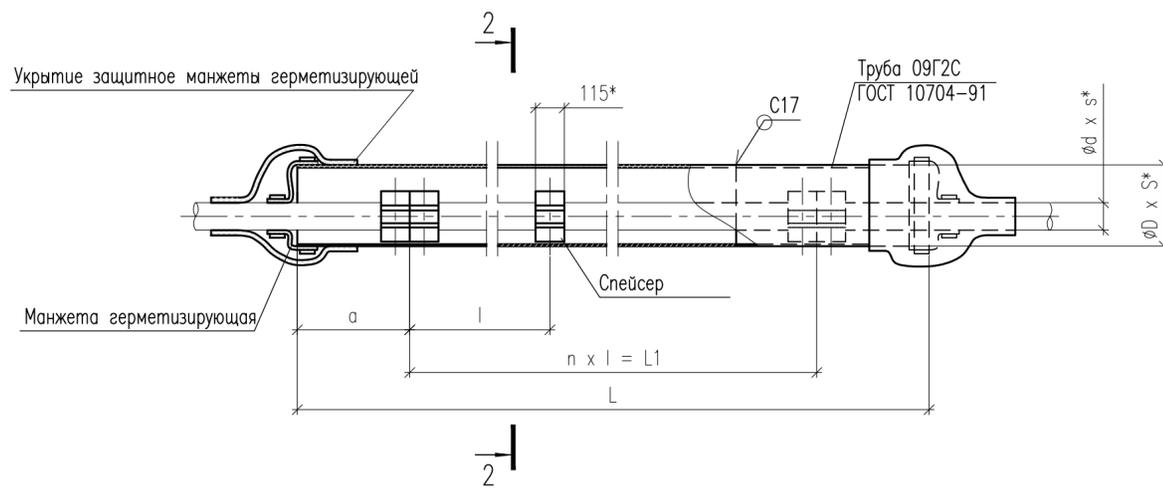
Создано	21.10.22	21.10.22	21.10.22
Проверено	21.10.22	21.10.22	21.10.22
Утверждено	21.10.22	21.10.22	21.10.22
Исполнено	21.10.22	21.10.22	21.10.22

1000/27-П-ТХ-0014			
Обустройство Газового месторождения.			
Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6			
Изм.	Контр.	Лист	Листов
3	Зам.	7691-22	21.10.22
Разработчик	Бурман	21.10.22	
Проверил	Мазурин	21.10.22	
Гл.спец.	Дранкина	21.10.22	
Н.контр.	Полякишина	21.10.22	
ГИП	Мирошников	21.10.22	
Площадка узла запуска СОД DN300 и отключающей арматуры кустов NN2.1, 2.5. План. Разрезы 1-1, 2-2			Стация
			Лист
			1
АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ			

Кожухи защитные для трубопроводов Ду 100, Ду 300



Кожухи защитные для реagentопроводов Ду 50



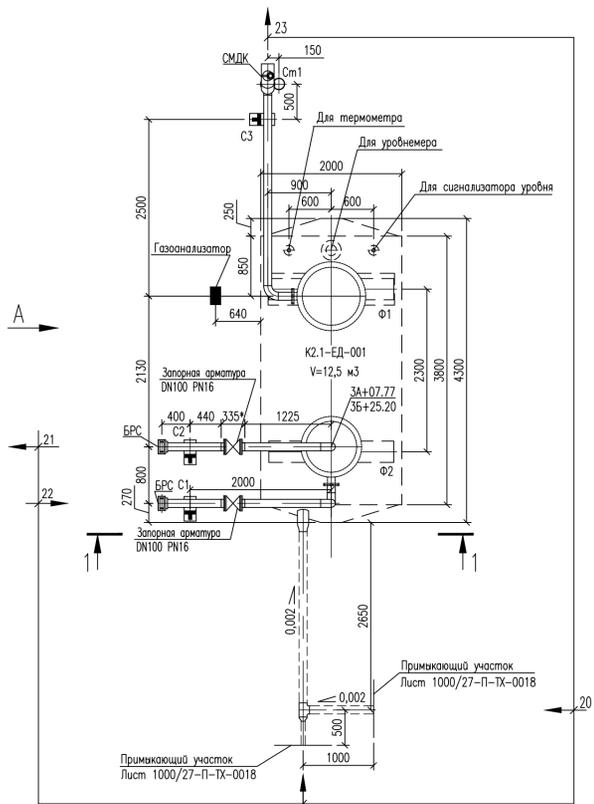
- * Размеры для справок.
- Кожухи КЗ-1... КЗ-3 предназначены для защиты дренажных трубопроводов Ду 100 при пересечении с автодорогой на кусте 2.1, 2.4, 2.5 соответственно. Кожухи КЗ-4... КЗ-9 предназначены для защиты нефтегазосборных трубопроводов Ду 300 при пересечении с автодорогами. Кожухи КЗ-10... КЗ-14 предназначены для защиты реagentопроводов Ду 50 при пересечении с автодорогами.
- Трубопровод, протаскиваемый через стальной защитный кожух, должен оснащаться опорно-центрирующими устройствами – спейсерами, изготовленными из диэлектрического материала. Спейсеры предназначаются для механической защиты трубопровода при прокладке в системе "труба-кожух-земля". Кольца выполняются из сегментов, изготовленных из полиамида ПА-6. Сегменты соединяются между собой болтами, образуя кольцо и монтируются по периметру трубы. Крепежные изделия входят в комплект поставки спейсера.
- Манжета герметизирующая надевается сначала на трубопровод, затем на стальной кожух, потом монтируется с образованием гофры у кромки защитного кожуха путем продольного сжатия. Крепежные изделия входят в комплект поставки манжеты.
- Укрытие защитное манжеты герметизирующей представляет собой сборный футляр из высокопрочного электроизоляционного стеклопластика, который защищает манжету от сползания и повреждения при засыпке. Крепежные изделия входят в комплект поставки укрытия защитного.
- После окончания монтажа трубы внутри кожуха защитного проверить отсутствие электрического контакта "трубопровод-кожух".
- Сварку секций производить электродами марки Э50А по ГОСТ 9467-75. Тип сварных швов по ГОСТ 16037-80.
- Защиту кожухов от почвенной коррозии в трассовых условиях необходимо выполнить покрытием на основе полимерных грунтовок и полимерных лент, усиленного типа согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98:
 - грунтовка полимерная – один слой;
 - лента изоляционная полимерная липкая толщиной 0,6 мм – два слоя;
 - обертка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм – один слой.
- Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности кожухов необходимо применить следующую систему покрытий общей толщиной 200 мкм:
 - цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
 - полиуретановое покрытие – один слой толщиной 60 мкм;
 - акрил-уретановая эмаль стойкая к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 60 мкм.
- Для защиты кожухов в месте стыка почвенной и атмосферной коррозии применить следующую систему:
 - для подземной части – эпоксидное покрытие полиаминного отверждения толщиной не менее 350 мкм;
 - для наземной части – эпоксидное покрытие полиаминного отверждения толщиной не менее 350 мкм и полиуретановое покрытие толщиной 50 мкм.

Таблица переменных данных

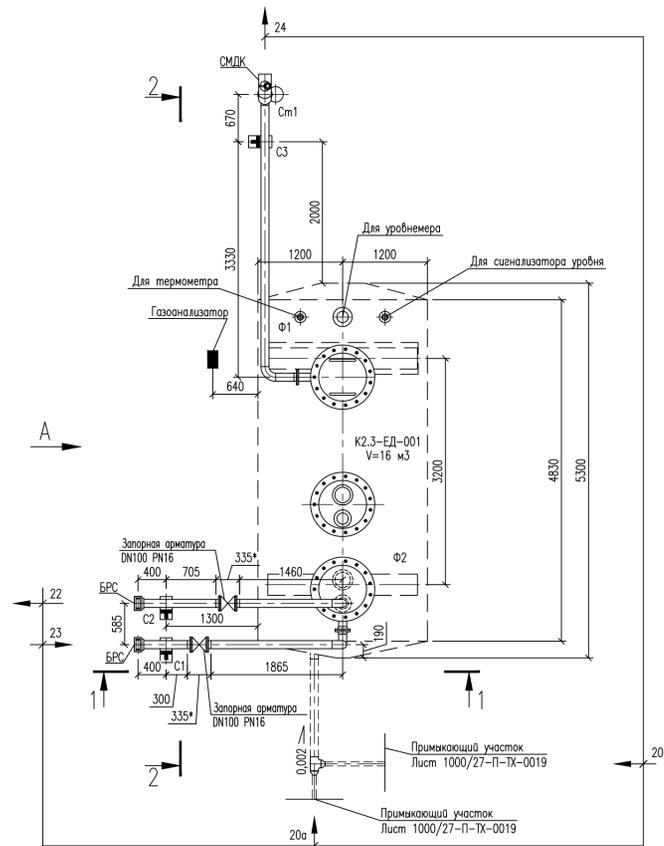
N n/n	dxs, мм	DxS, мм	D1, мм	e, мм	a, мм	n, шт.	l, мм	L1, мм	L, мм	Кол-во кожухов, шт.	Расположение
KЗ-1	114x6	530x10	214	88	675	17	1450	24650	26000	1	Куст скважин N2.1
KЗ-2										1	Куст скважин N2.4
KЗ-3										1	Куст скважин N2.5
KЗ-4	325x8	820x12	505	86	500	34	1500	34000	35000	1	ПК38+85.80 – ПК39+20.80
KЗ-5										1	ПК66+03.40 – ПК66+29.40
KЗ-6										2	ПК0+16.16 – ПК0+49.16
KЗ-7										2	ПК2+51.06 – ПК2+80.06
KЗ-8										1	ПК12+34.54 – ПК12+65.54
KЗ-9										1	ПК38+93.56 – ПК39+16.56
KЗ-10										57x6	325x10
KЗ-11	1	ПК66+03.40 – ПК66+29.40									
KЗ-12	1	ПК0+16.16 – ПК0+49.16									
KЗ-13	1	ПК2+51.06 – ПК2+80.06									
KЗ-14	1	ПК38+93.56 – ПК39+16.56									

1000/27-П-ТХ-0017									
Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6									
5	-	Зам.	1027-24	Мам	15.02.24				
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Погн.	Дата				
Разраб.	Петянова				15.02.24				
Проверил	Шарихина				15.02.24				
Гл. спец.	Ряцев				15.02.24				
						Стадия	Лист	Листов	
						п		1	
						Кожухи защитные для трубопроводов Ду 50, Ду 100, Ду 300. Разрезы			
Н.контр.	Поликашина				15.02.24				
ГИП	Мирошников				15.02.24				

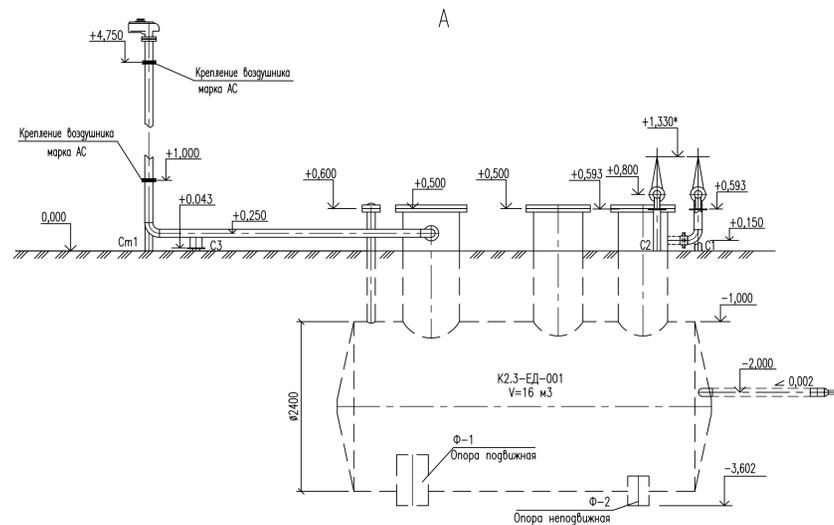
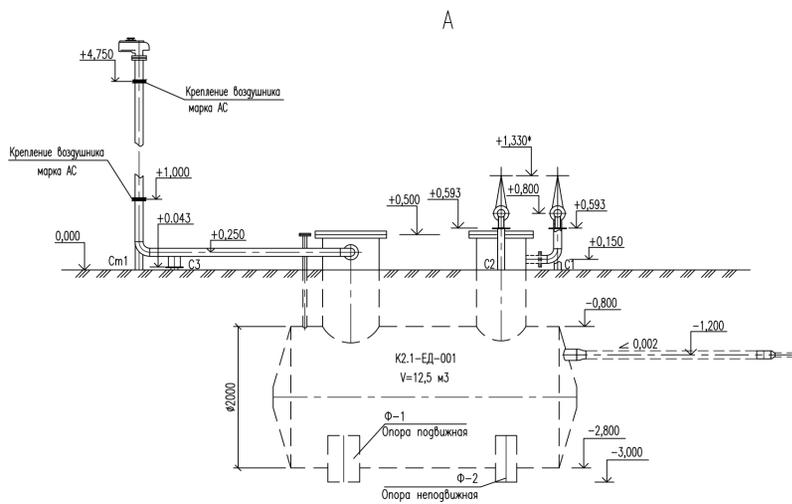
Согласовано
15.02.24
Масурин
Согласовано
ТОСаПНПГ
Взам. инв. N
Погр. и дата
Инф. N подг.



- 18 Ø57х6 Трубопровод дренажный от К2.1-ИЗУ-001
- 20 Ø114х6 Трубопровод дренажный от К2.1-БДР-001, К2.1-КЗ-001
- 21 Ø114х6 Трубопровод от К2.1-ЕД-001 в передвижную технику
- 22 Ø114х6 Трубопровод для пропарки емкости К2.1-ЕД-001
- 23 Ø114х6 Трубопровод от дренажной емкости К2.1-ЕД-001 на воздушник



- 20б Ø57х6 Дренаж от К2.3-БДР-001 до К2.3-ЕД-001
- 20а Ø57х6 Трубопровод дренажный от К2.3-ИЗУ-001 до К2.3-ЕД-001
- 22 Ø114х6 Трубопровод от К2.3-ЕД-001 в передвижную технику
- 23 Ø114х6 Трубопровод для пропарки емкости К2.3-ЕД-001
- 24 Ø114х6 Трубопровод от дренажной емкости К2.3-ЕД-001 на воздушник



1. * Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
2. Чертеж выполнен в масштабе 1:50.
3. Все трубопроводы подлежат теплоизоляции.
4. Все трубопроводы (кроме трубопровода пропарки) обогреваются саморегулирующимися греющими кабелями.
5. Дренажная емкость К2.1-ЕД-001 для куста N2.1 аналогична дренажной емкости для куста N2.5, а дренажная емкость К2.3-ЕД-001 для куста N2.3 аналогична дренажной емкости для куста N2.4, 2.6.

1000/27-П-ТХ-0053					
Обустройство Газовского месторождения.					
Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата
3	-	Ноб.	7691-22	21.10.22	
Разработчик	Бурман	21.10.22			
Проверил	Мазурин	21.10.22			
Гл.спец.	Дранкина	21.10.22			
Н.контр.	Полякина	21.10.22			
ГИП	Мирошников	21.10.22			
Емкости подземные дренажные			АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ		
V=12,5 м ³ , V=16 м ³ .			План. Вяз А		

Кожух несущий для трубопровода Ду 300 при наземном переходе

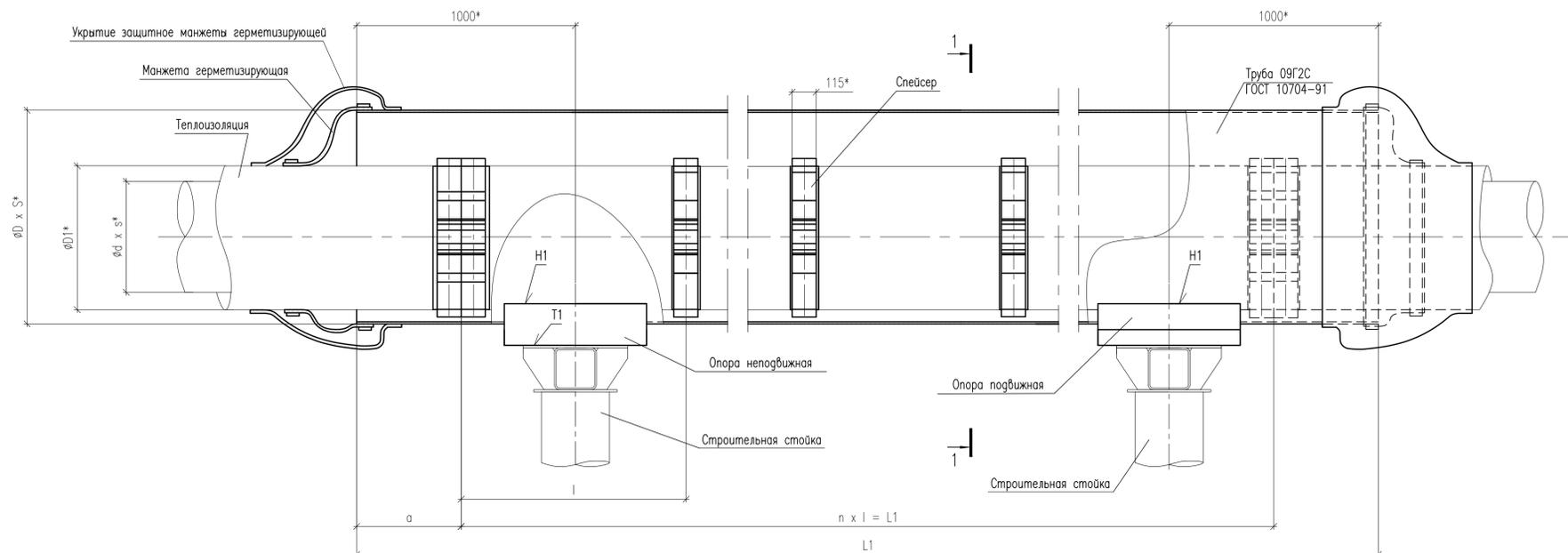
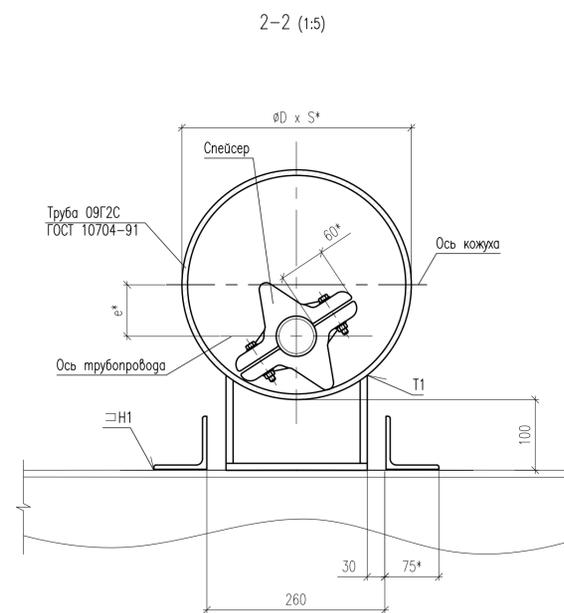
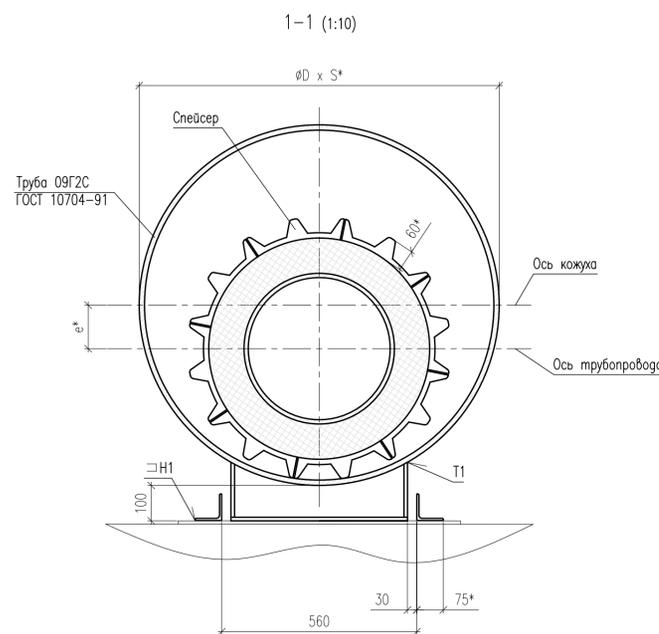
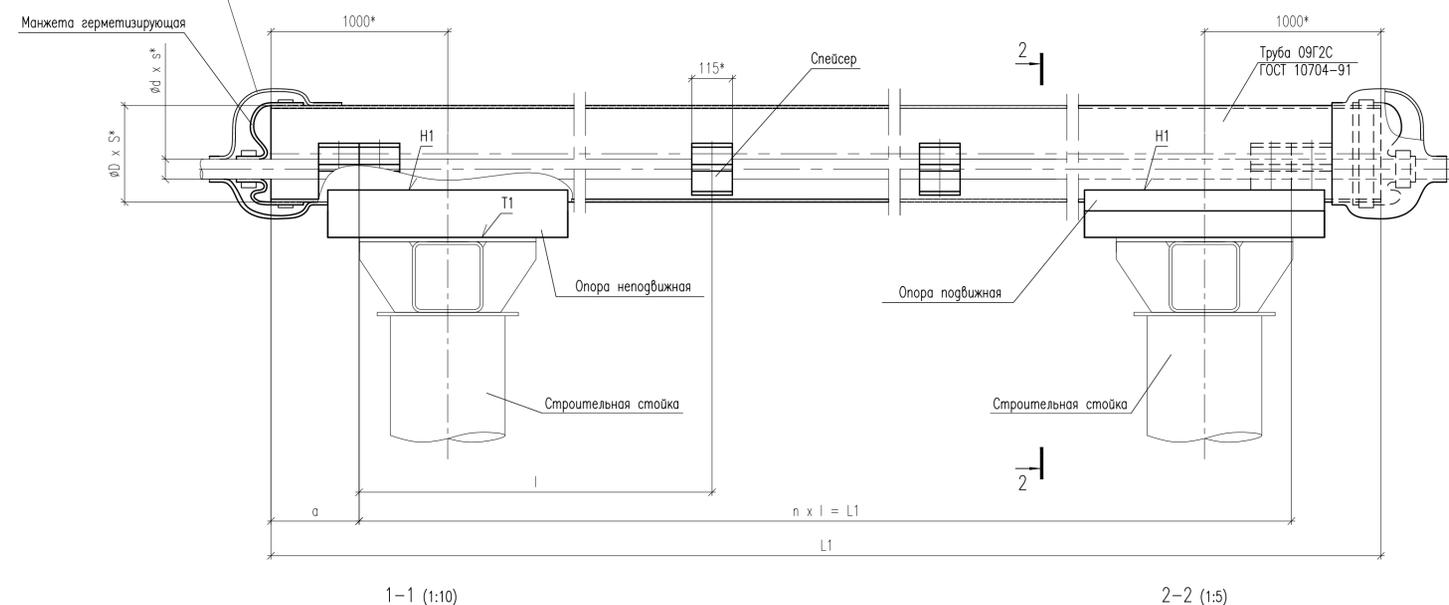


Таблица переменных данных

N n/n	dxs, мм	DxS, мм	D1, мм	e, мм	a, мм	n, шт.	l, мм	L1, мм	L, мм	Кол-во кожухов, шт.	Расположение	
КН-1	325x8	1020x15	505	182	500	22	1000	22000	23000	1	ПК83+09.00 – ПК83+32.00	
КН-2						14		14000	15000	2	ПК2+89.83 – ПК3+04.83	
КН-3						23		23000	24000	2	ПК3+41.0 – ПК3+65.0	
КН-4						22		22000	23000	1	ПК16+37.0 – ПК16+60.0	
КН-5	57x6	1020x15	-	422	76	11	2000	22000	23000	1	ПК83+09.00 – ПК83+32.00	
КН-6						7		14000	15000	1	ПК2+89.83 – ПК3+04.83	
КН-7						600		1900	22800	24000	1	ПК3+41.0 – ПК3+65.0
КН-8						500		2000	22000	23000	1	ПК16+37.0 – ПК16+60.0

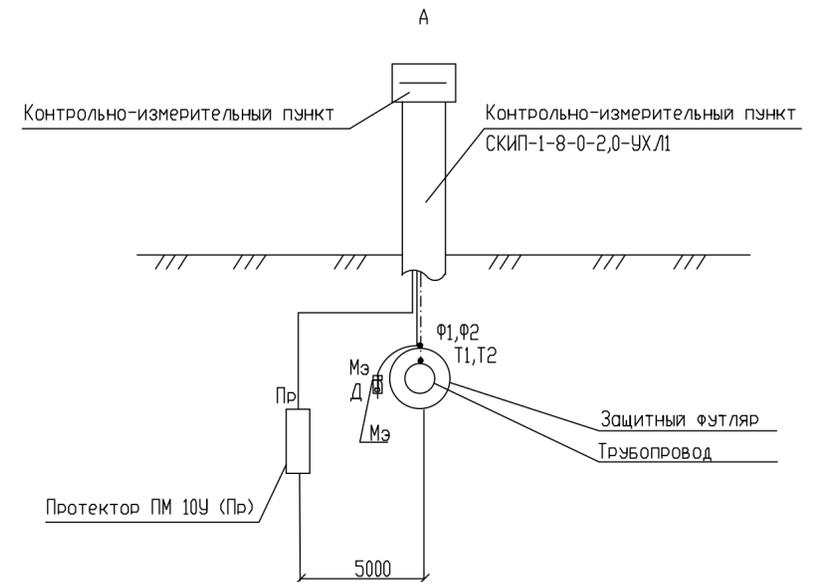
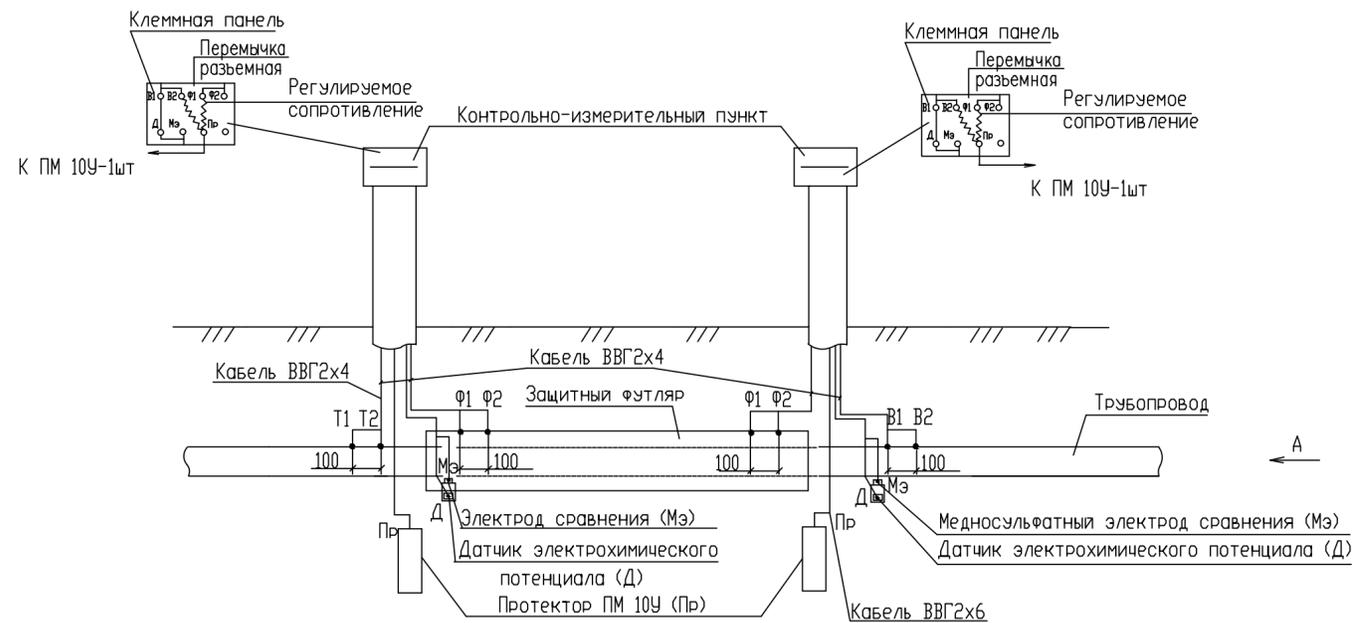
- * Размеры для справок.
- Трубопровод, протаскиваемый через стальной защитный кожух, должен оснащаться опорно-центрирующими устройствами – спейсерами, изготовленными из диэлектрического материала. Спейсер выполняется из сегментов, изготовленных из полиамида марки ПА-6. Сегменты соединяются между собой болтами, образуя кольцо, и монтируются по периметру трубы. Крепежные изделия входят в комплект поставки спейсера.
- Манжета герметизирующая надевается сначала на трубопровод, затем на стальной кожух, потом монтируется с образованием горлы у кромки защитного кожуха путем продольного сжатия. Крепежные изделия входят в комплект поставки манжеты.
- Укрытие защитное манжеты представляет собой сборный футляр из высокопрочного электроизоляционного стеклопластика, который защищает манжету от сползания и повреждения. Крепежные изделия входят в комплект поставки укрытия защитного.
- Сварку производить электродами Э50А по ГОСТ 9467-75. Типы сварных швов по ГОСТ 16037-80, ГОСТ 5264-80. Приварку элементов производить по всему периметру прилегания швом, равным наименьшей из толщин свариваемых деталей.
- Длину секций кожуха подбирать такой длины, чтобы опоры не попадали на сварные стыки.
- Опоры приварить к кожуху по периметру прилегания.
- После окончания монтажа трубы внутри кожуха несущего проверить отсутствие электрического контакта "трубопровод-кожух".
- Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности кожухов необходимо применить следующую систему покрытий общей толщиной 200 мкм:
 - цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
 - полиуретановое покрытие – один слой толщиной 60 мкм;
 - акрил-уретановая эмаль стойкая к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 60 мкм.

Кожух несущий для трубопровода Ду 50 при наземном переходе



1000/27-П-ТХ-0054					
Обустройство Газовского месторождения. Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата
5	-	Нов.	1027-24	15.02.24	
Разроб.	Шарикина	15.02.24			
Гл.спец.	Рябцев	15.02.24			
Н.контр.	Полякишина	15.02.24			
ГИП	Мирошников	15.02.24			
Кожухи несущие для трубопроводов Ду 50, Ду 300 при наземных переходах. Разрезы			Стация	Лист	Листов
			П		1
АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ					

Создано: 15.02.24
 Изменено:
 Проверено:
 Согласовано:
 Инж. Н. погр.
 Лист 1 из 1



МАРКИРОВКА КЛЕММ ПАНЕЛИ КИП

Обозначение	Наименование
T1, T2, Ф1, Ф2	Точки подключения к трубопроводу
Мэ	Медносульфатный электрод сравнения
Д	Датчик электрохимического потенциала
Пр	Протектор магниевый

Таблица подбора регулируемого сопротивления

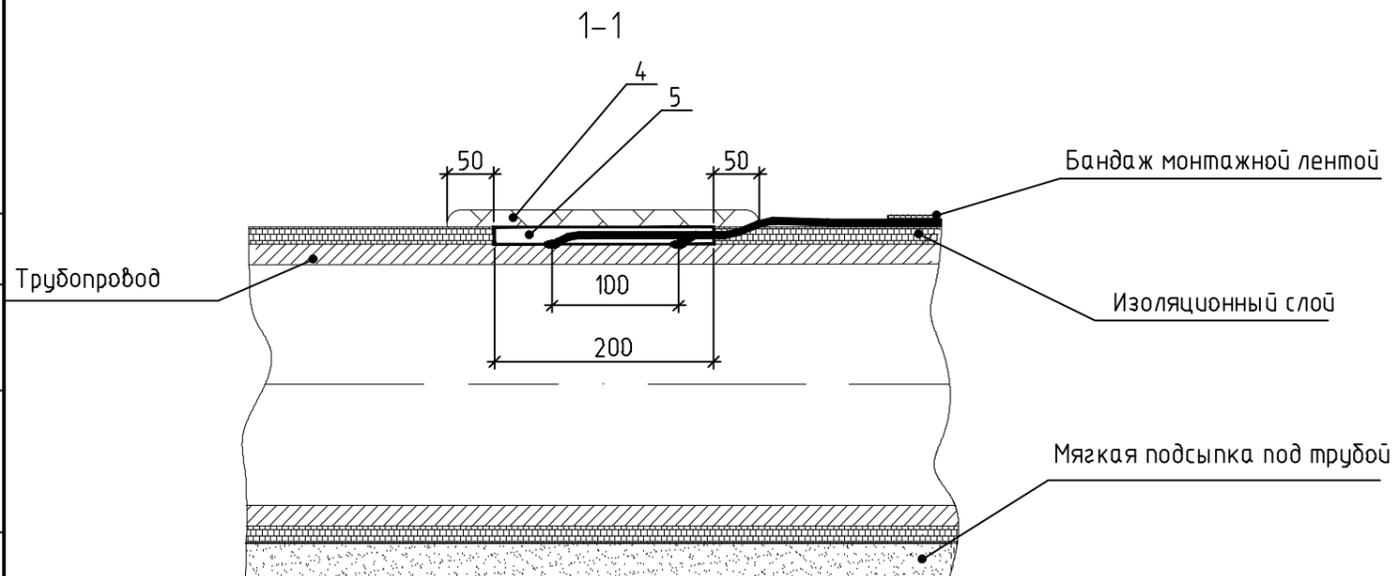
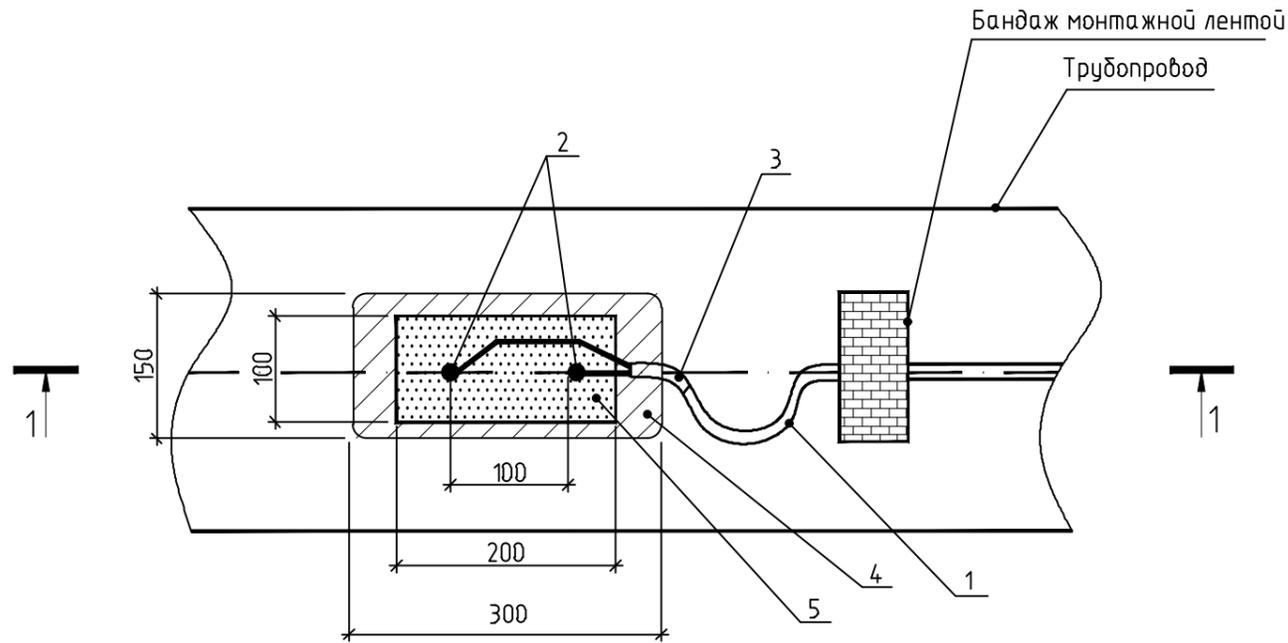
Материал	Диаметр проволоки, мм	Площадь сечения, мм ²	Длина заготовки, мм	Количество элементов шт	Сопротивление, Ом
Нихром	1,0	0,785	210	1	0,08
	1,5	1,77	210	1	0,035
	2,0	3,14	210	1	0,02
X15H60	2,5	4,9	210	1	0,013
	3,0	7,06	210	1	0,009
	5,0	19,6	210	1	0,0032

1000/27-П-ЭХЗ-0002					
Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№зак.	Погн.	Дата
Разраб.	Гололобова				12.08.20
Проверил	Гололобова				12.08.20
Гл. спец.	Юдаков				12.08.20
Н.контр.	Филатова О				12.08.20
ГИП	Мирошников				12.08.20
				Стация	Лист
				П	1
Схемы электрохимзащиты кожуха. Вуг А				АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	

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

Узел присоединения двухжильного кабеля к трубопроводу

Спецификация



Позиция	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кабель (учтен в спецификации)			
2		Термитная смесь медная	2	0,0540	
3		Термоусадочная трубка 20	0,3		м
2		Лента защитная			
3		термоусаживаемая ТЕРМА-Р150x1,4	0,3		м
4		Лента защитная			
5		термоусаживаемая ТЕРМА-Р3-100x2	0,4		м
6		Термитная спичка	2		

1 Узлы присоединения кабелей электрохимической защиты к трубопроводу выполнить термитной сваркой. Концы привариваемых кабелей должны быть изолированы с применением термоусадочных трубок, с перекрытием изоляции кабелей не менее 50 мм. Нахлест заплаты ремкомплекта на изоляцию трубопровода не менее 50 мм.

2 Приварка выводов кабелей осуществляется в следующей последовательности:

- слой изоляции перед сваркой удаляется и металл зачищается до блеска;

- на подготовленную площадку на трубе устанавливается тигель-форма. В нижнее боковое отверстие тигель-формы вставляется зачищенная жила кабеля. На дно камеры сгорания вкладывается медная мембрана толщиной 0,2-0,3 мм для того, чтобы исключить просыпание термитной смеси (номинальная масса одной порции составляет 54 г) засыпается в тигель и уплотняется путем прокалывания ее металлическим прутом диаметром 2-4 мм. После уплотнения смеси закрывают крышку тигель-формы. Поджог термитной смеси осуществляется термитной спичкой, вставляемой в запальное отверстие тигель-формы. Приваренный контакт очищают от шлака легким постукиванием молотка и обрабатывают напильником;

- после остывания участок трубы с приваренным кабелем изолируется, лента защитная накладывается поверх заполнителя, на схеме показана условно.

3 От места приварки кабель укладывается "змейкой" по трубопроводу и фиксируется бандажом из ленты ремкомплекта.

4 Спецификация приведена для одного узла присоединения.

						1000/27-П-ЭХЗ-0003		
						Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погл.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Гололобова			12.08.20	П		1
Проверил		Гололобова			12.08.20			
Гл.спец.		Юдаков			12.08.20			
Н.контр.		Филатова О			12.08.20	Узел присоединения двухжильного кабеля к трубопроводу.		
ГИП		Мирошников			12.08.20			



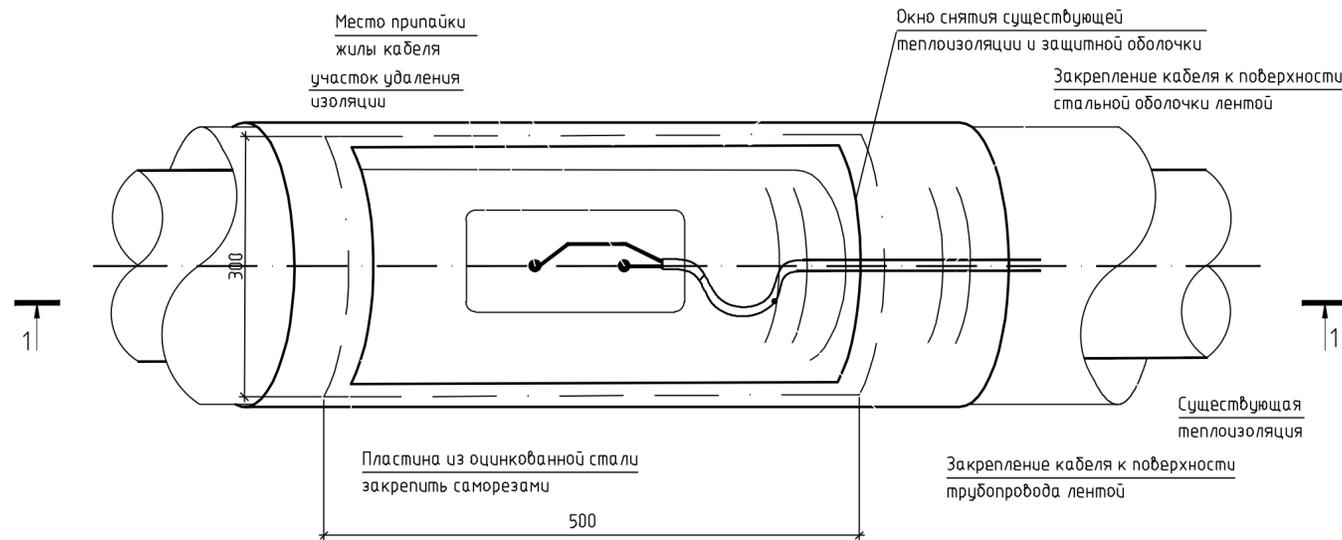
Согласовано

Взам. инв. N

Погл. и дата

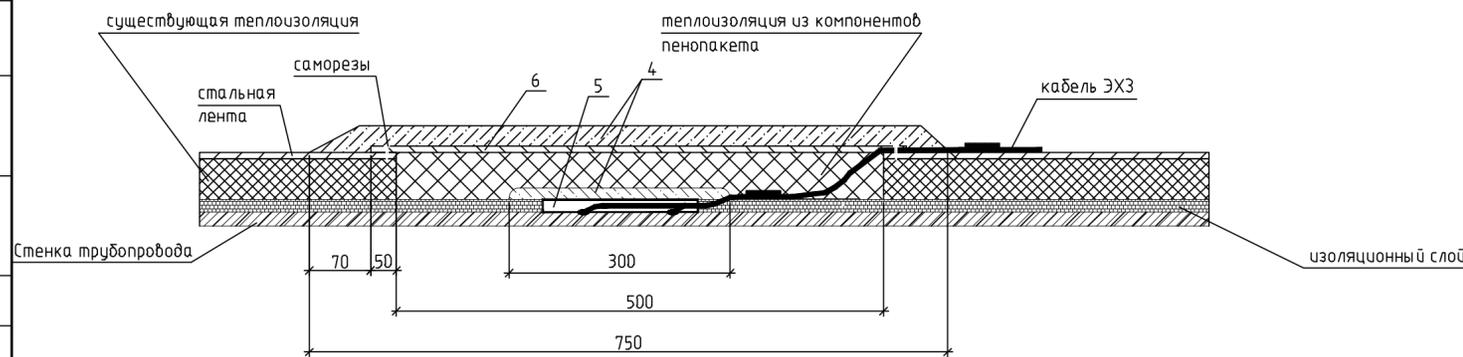
Инв. N подл.

Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу (вид сверху)

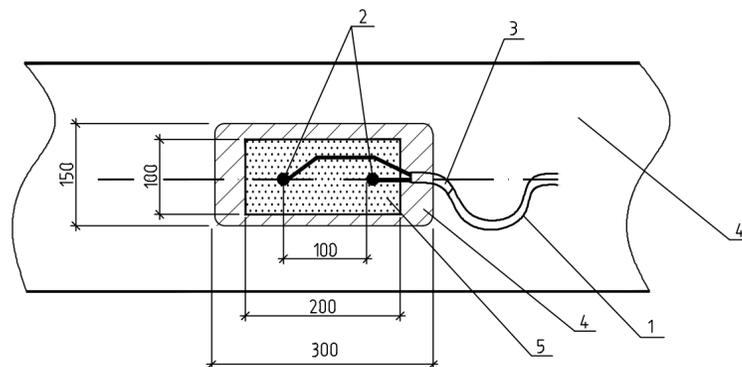


1-1

Схема теплоизоляции места приварки выводов



Изоляция узла присоединения выводов



Позиция	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кабель (учтен в спецификации)			
2		Термитная смесь медная	2	0,0540	
3		Термоусадочная трубка $\varnothing 20$	0,3		м
		Термитная спичка	2		
4		Лента защитная термоусаживаемая ТЕРМА-Р225x1,4	1		м
5		Лента защитная термоусаживаемая ТЕРМА-Р3-100x2	0,8		м
6		Сталь тонколистовая оцинкованная	1		
		толщиной 0,5 мм размер 0,6x0,4 м			
		Пенопакет для изоляции сварных стыков $\frac{325}{300}$	1		
		Пробка полиэтиленовая $\varnothing 20$ мм	1		

1 Перед припайкой кабельных выводов ЭХЗ в защитной стальной оболочке вырезать окно размером 0,5x0,3 м, с поверхности трубопровода удалить теплоизоляцию, изоляционное покрытие. Поверхность трубы в месте припайки выводов ЭХЗ и на расстоянии не менее 50 мм в каждую сторону должна быть очищена механическим способом до металлического блеска с последующим обезжириванием бензином или ацетоном. На поверхности трубопровода в месте припайки не допускается наличие следов влаги и конденсата.

2 Узлы присоединения кабелей электрохимической защиты к трубопроводу выполнять термитной сваркой. Концы привариваемых кабелей должны быть изолированы с применением термоусадочных трубок, с перекрытием изоляции кабелей не менее 50 мм. Нахлест заплатки ремкомплекта на изоляцию трубопровода не менее 50 мм.

3 Приварка выводов кабелей осуществляется в следующей последовательности:
 - слой изоляции перед сваркой удаляется и металл зачищается до блеска;
 - на подготовленную площадку на трубе устанавливается тигель-форма. В нижнее боковое отверстие тигель-формы вставляется зачищенная жила кабеля. На дно камеры сгорания вкладывается медная мембрана толщиной 0,2-0,3 мм для того, чтобы исключить просыпание термитной смеси (номинальная масса одной порции составляет 54 г) засыпается в тигель и уплотняется путем прокалывания ее металлическим прутом диаметром 2-4 мм. После уплотнения смеси закрывают крышку тигель-формы. Поджог термитной смеси осуществляется термитной спичкой, вставляемой в запальное отверстие тигель-формы. Приваренный контакт очищают от шлака легким постукиванием молотка и обрабатывают напильником;

- после остывания участок трубы с приваренным кабелем изолируется. Лента защитная накладывается поверх заполнителя, на схеме показана условно.

4 От места приварки кабель укладывается "змейкой" по трубопроводу и фиксируется бандажом из ленты ремкомплекта.

5 Из оцинкованной ленты вырезать пластину 0,6x0,4 м, углы скруглить. Края пластины не должны иметь неровностей и шероховатостей. Посередине пластины пробить отверстие диаметром 20 мм. Пластиной накрыть место припайки выводов, закрепить по периметру саморезами к поверхности защитной стальной ленты в местах нахлеста. Длину саморезов выбрать так, чтобы исключить контакт с поверхностью трубопровода. В месте выхода кабеля на поверхность края пластины не должны наносить механического повреждения изоляции кабеля.

6 Через пробитое отверстие залить в полость смесь компонентов пенопакета. После затвердевания пены очистить поверхность от излишков пены. Заварить отверстие ПЭ пробкой. Для выравнивая поверхности режущим инструментом убрать выступающие части пробки.

7 На месте восстановленной и накрытой оцинкованной сталью теплоизоляции нанести заполнитель. Из защитной ленты вырезать полосу размером 0,75x0,65 и нанести на нанесенный наполнитель с нахлестом.

8 Спецификация приведена для одного узла присоединения.

1000/27-П-ЭХЗ-0004					
Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Итого	Погн.	Дата
Разраб.		Гололобова			12.08.20
Проверил		Гололобова			12.08.20
Гл. спец.		Югаков			12.08.20
Н.контр.		Филатова			12.08.20
ГИП		Мирошников			12.08.20
					Стация
					Лист
					Листов
					1
Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу с теплоизоляцией в стальной оболочке. Разрез 1-1					АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ

Согласовано
Согласовано
Взам. инб. N
Погн. и дата
Инб. N подл.

Разрешение		Обозначение	1000/27-П-ИОС7.1.2		
6984-24		Наименование объекта строительства	Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
6	ТХ-0001	Добавлена скважина №19		3.1	Изменение №6 к заданию на проектирование, утвержденное Техническим директором ООО «Меретояханефтегаз» А.М. Миннахмедовым 15.04.2024г.

Согласовано	Н.контр	Мирошников	03.07.24
			

Изм.внес	Ножин		03.07.24	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНИГ)	Лист	Листов
Составил	Ножин		03.07.24		1	2
Утв.	Мирошников		03.07.24			