



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. №

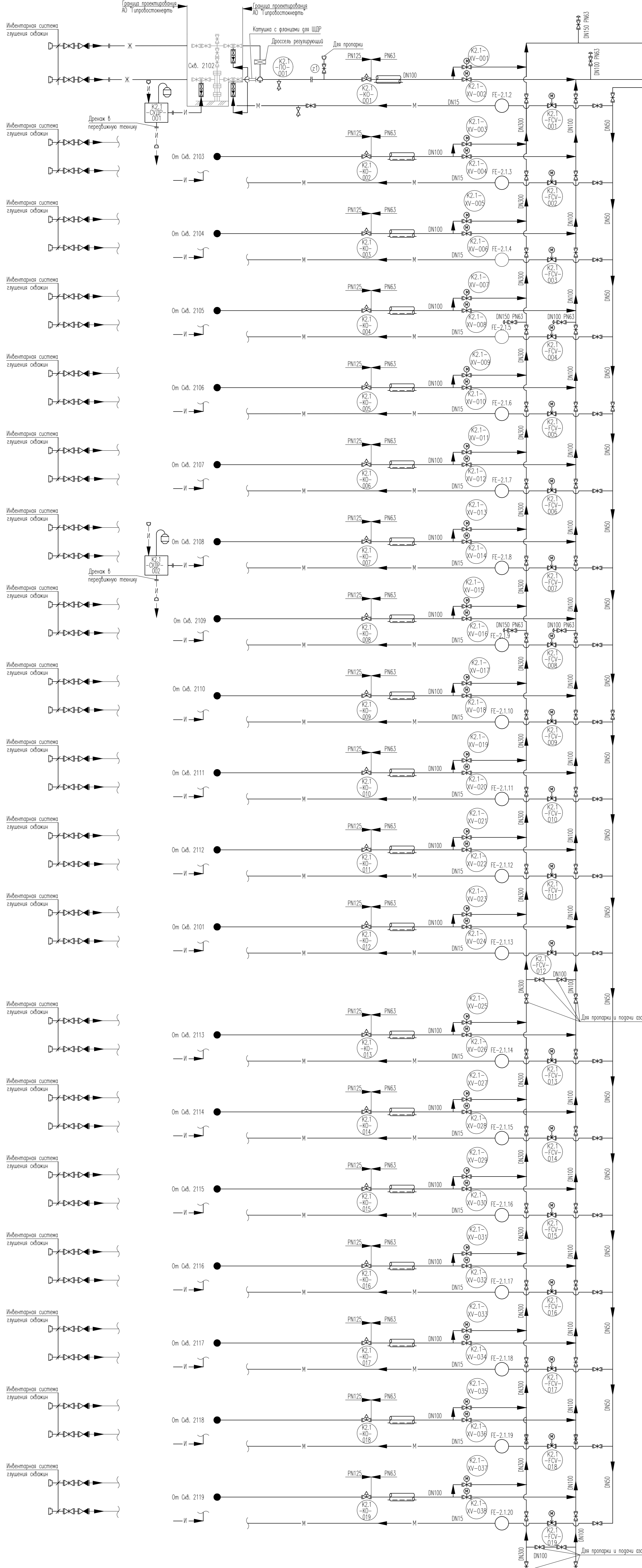
Обозначение	Наименование	Примечание
1000/27-П-ИОС7.1.2-С	Содержание тома 5.7.1.2	Изм.1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)
1000/27-П-СП	Состав проектной документации	
1000/27-П-ТХ-0001	Схема принципиальная технологическая нефтяного куста N2.1	Изм.1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)
1000/27-П-ТХ-0002	Схема принципиальная технологическая нефтяного куста N2.3	Изм.1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)
1000/27-П-ТХ-0003	Схема принципиальная технологическая нефтяного куста N2.4	Изм.1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)
1000/27-П-ТХ-0004	Схема принципиальная технологическая нефтяного куста N2.5	Изм.1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)
1000/27-П-ТХ-0005	Схема принципиальная технологическая нефтяного куста N2.6	Изм.1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)
1000/27-П-ТХ-0006	Обустройство устья нефтяной скважины. План. Разрезы 1-1, 2-2	Изм.1, 2, 3, 4, 5 (Зам.)
1000/27-П-ТХ-0007	Индивидуальная замерная установка. План. Разрезы 1-1, 2-2	Изм. 3
1000/27-П-ТХ-0008	Емкость подземная дренажная V=63 м3. План. Разрез 1-1	Изм. 2, 3
1000/27-П-ТХ-0009	Блок дозирования реагента. План. Разрезы 1-1, 2-2	Изм. 3
1000/27-П-ТХ-0010	Скважинная установка дозирования реагента СУДР. План. Разрез 1-1	Изм. 3
1000/27-П-ТХ-0011	Площадка факельного сепаратора V=25 м3 куста N2.6. План. Разрез 1-1	Изм. 2, 3
1000/27-П-ТХ-0012	Площадки блока управления, шкафа управления и узлы учета газа горизонтальной факельной установки куста нефтяных скважин. План. Разрезы 1-1, 2-2, 3-3	Изм. 2, 3
1000/27-П-ТХ-0013	Факельный амбар куста нефтяных скважин. План. Разрез 1-1	Изм. 3
1000/27-П-ТХ-0014	Площадка узла запуска СОД DN300 и отключающей арматуры кустов NN2.1, 2.5. План. Разрезы 1-1, 2-2	Изм. 2, 3
1000/27-П-ТХ-0015	Площадка факельного сепаратора V=12,5 м3 кустов NN2.1, 2.3, 2.4, 2.5. План. Разрез 1-1	Изм. 2, 3
1000/27-П-ТХ-0016	Площадка узла запуска СОД DN300 и отключающей арматуры куста N2.4. План. Разрезы 1-1, 2-2	Изм. 2, 3
1000/27-П-ТХ-0017	Кожухи защитные для трубопроводов Ду 50, Ду 100, Ду 300. Разрезы	Изм. 5 (Зам.)

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
						<b>1000/27-П-ИОС7.1.2-С</b>
5	-	Зам.	1027-24	<i>[Подпись]</i>	15.02.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.		Бурман		<i>[Подпись]</i>	15.02.24	Содержание тома 5.7.1.2
Н.контр.		Поликашина		<i>[Подпись]</i>	15.02.24	
		Стадия	Лист	Листов		
		П	1	2		
				АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

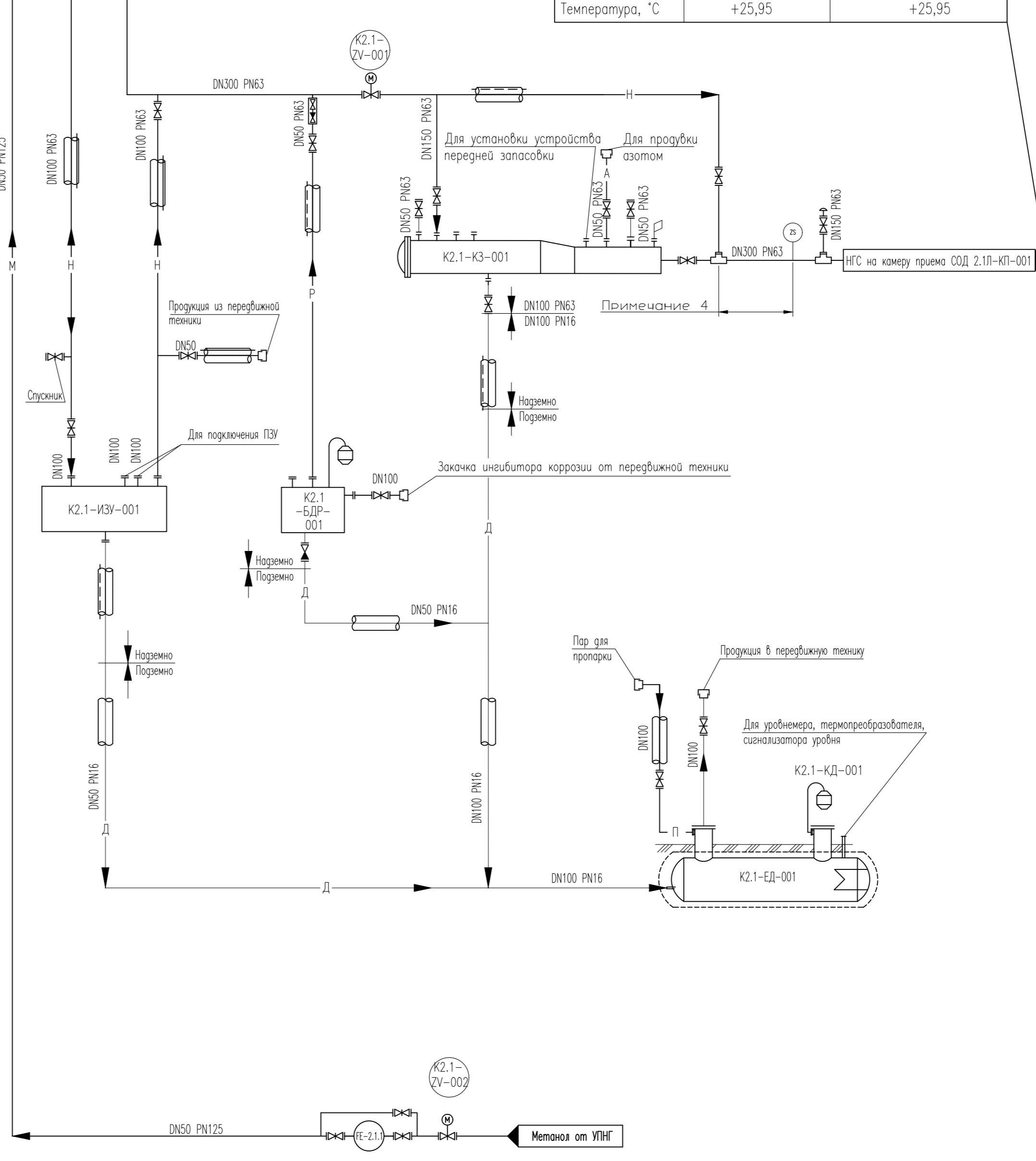
Обозначение	Наименование	Примечание
1000/27-П-ТХ-0053	Емкости подземные дренажные V=12,5 м <sup>3</sup> , V=16 м <sup>3</sup> . План. Вид А	Изм. 3
1000/27-П-ТХ-0054	Кожухи несущие для трубопроводов Ду 50, Ду 300 при надземных переходах. Разрезы	Изм. 5 (Нов.)
1000/27-П-ЭХЗ-0002	Схемы электрохимзащиты 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.	Подпись и дата					Взам. инв. №
5	-	Зам.	1027-24		15.02.24	Лист 2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

**1000/27-П-ИОС7.1.2-С**



	МАКСИМАЛЬНЫЙ ГАЗ	МАКСИМАЛЬНАЯ ЖИДКОСТЬ
Куст	2,1	2,1
Год	01.11.2024	01.12.2024
Давление, МПа	4,504	4,504
Температура, °С	+25,95	+25,95



ОБОЗНАЧЕНИЕ И НАЗНАЧЕНИЕ ЛИНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Трубопровод
	Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом
	Металл (исключительная обработка)
	Резинит (исключительная обработка)
	Сталь
	Медь
	Алюминий
	Пластик
	Железобетон

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Классификация, совмещенный с счетчикорегулятором
	Защитный штурвал типа ЭМС фланцевый с ручным прибором
	Защитный штурвал типа ЭМС фланцевый с электроприводом
	Клапан регулирующий с электрприводом
	Регулятор
	Обратный клапан фланцевый
	Клапан-отсекатель
	Устройство ввода резанта в трубопровод
	Клапан обратный устойчивый к низкотемпературной среде
	Бисторбионное соединение
	Фланцевый пар
	Штурвал/штурвал с отбитым фланцем
	Аппарат в теплоизоляции
	Тролик с решеткой
	Защитная эластичная

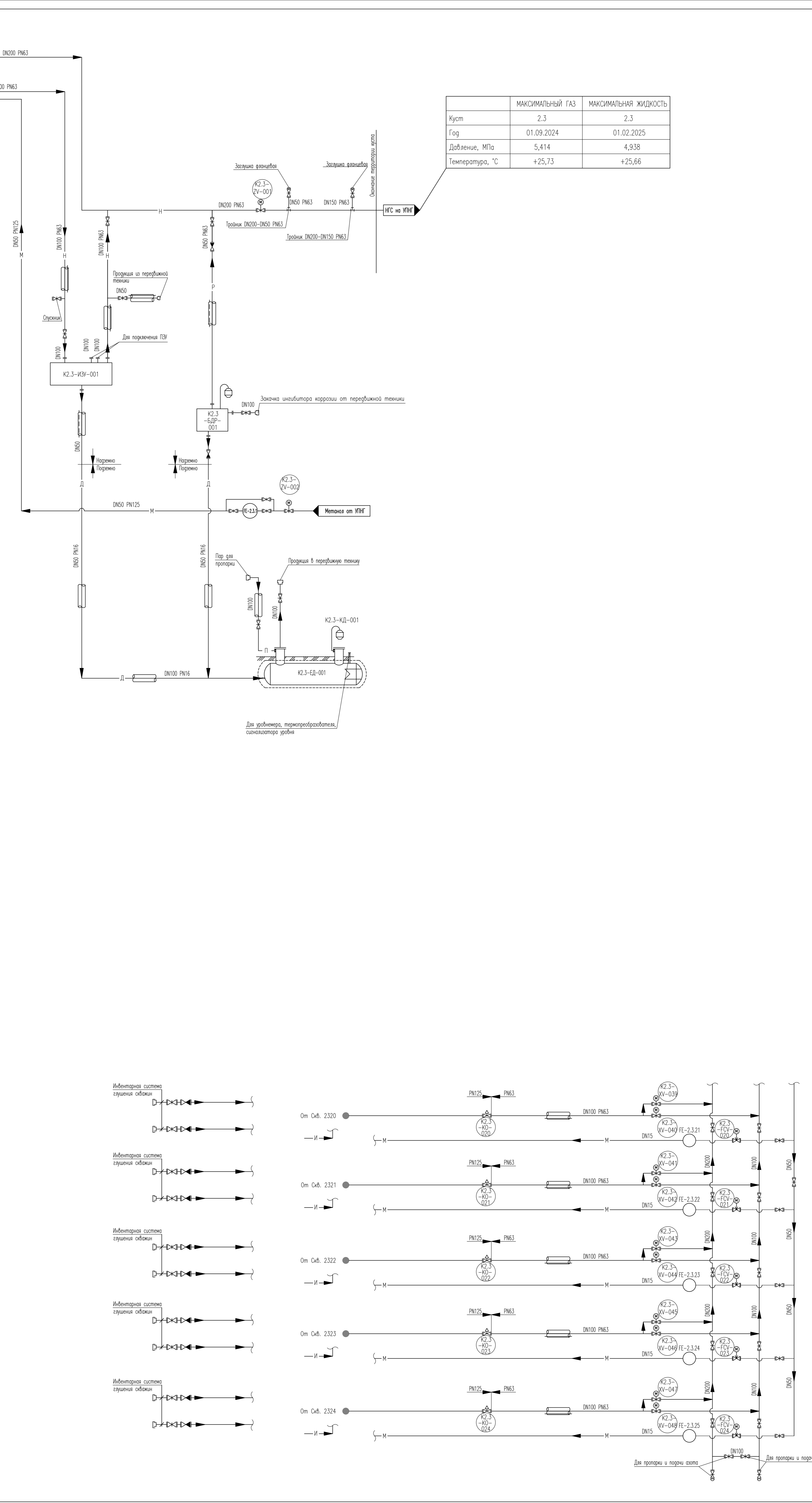
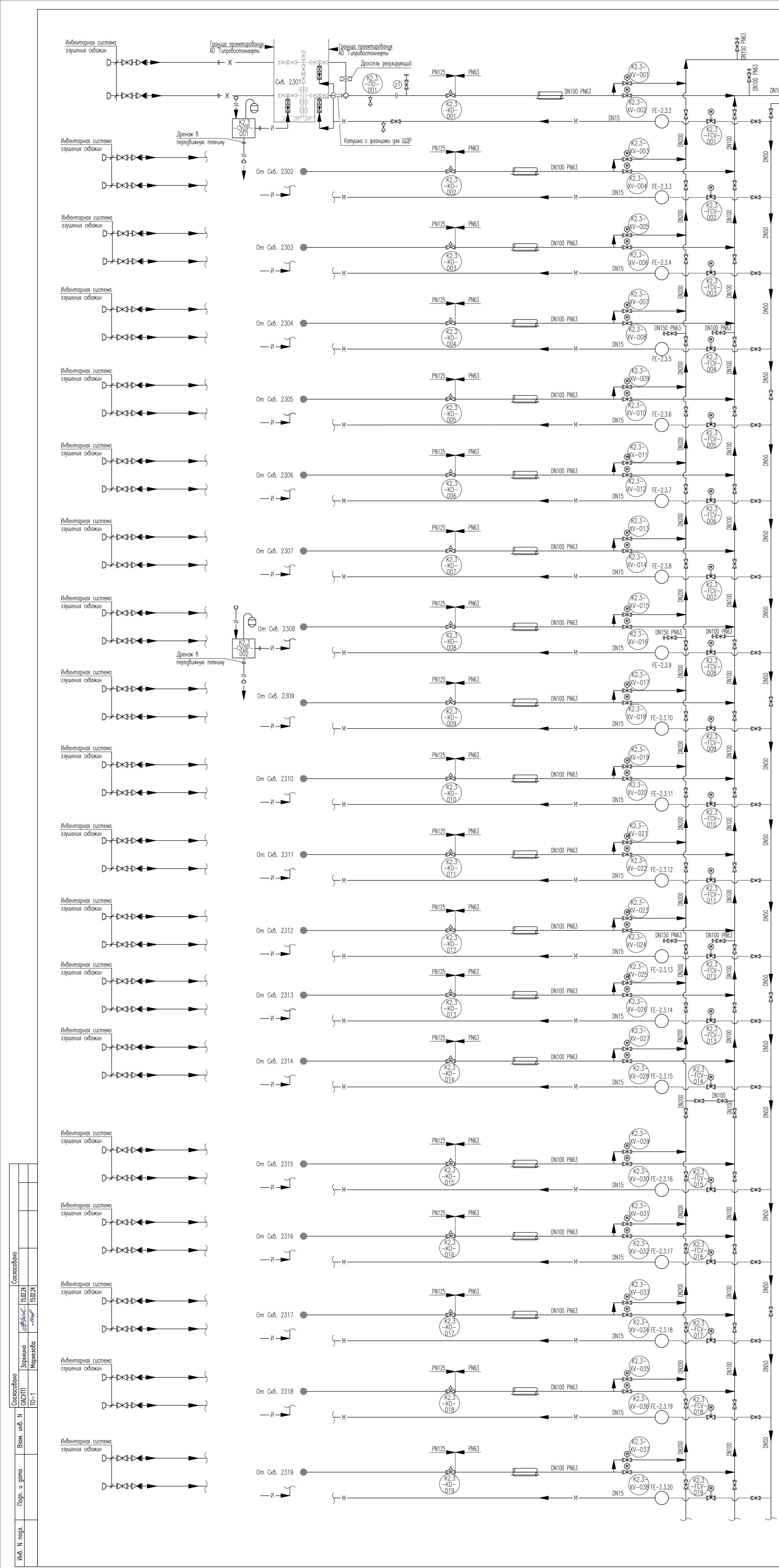
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
K2.1-ЕД-001	Емкость фланцевая полимерная	1	V=12,5 м³; Pрассч=0,07 МПа	
K2.1-КЗ-001	Инерционная установка	1	Qн=504,8 м³/сут Qв=295770 ат.м³/сут. Pрассч=6,3 МПа	
K1-ОДР-001/002	Соблаженная установка газоразрыва резанта	2	Объем теплоизоляции 0,4 м³ Pрассч=12,5 МПа	
K2.1-КД-001	Клапан фланцевый совмещенный с счетчикорегулятором	2	DN100	
K2.1-КО-001,018	Клапан - отсекающий	18	DN100 PN125	
K2.1-ПО-001,018	Шелевое газооборудование устройство	18	DN25 PN125	
K2.1-БДР-001	Блок газоразрыва резанта	1	Объем теплоизоляции 4,0 м³ Pрассч=6,3 МПа	
K2.1-КЗ-001	Камера загрузка средств очистки и диагностики (СОД)	1	DN300 PN63	

- На объектах куста 2.1 рекомендуется установка фланцевой арматуры марки АК 6521-301.
- Для парков в трубопроводах на кусте объектах инсталляторы теплоизоляции, проектом предусмотрены следующие технические характеристики: K2.1-ОДР-001 газ группы объектами 2102, 2103, 2104, 2105, 2106, 2107; K2.1-ОДР-002 газ группы объектами 2108, 2109, 2110, 2111, 2112, 2113, 2114, 2115, 2116, 2117, 2118. В проектах указаны объекты газоразрыва в объектах куста, которые устанавливаются поперечно, со смещением от объектами к объектам ОДР.
- На объектах указаны трубопроводы устанавливаются вертикально, наклонно - ступенчатые. На объектах указаны не показаны.
- Расстояние не менее длины шарнира газопровода.

		1000/27-П-ТХ-0001		Оборудование Газового месторождения.	
		Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6			
Изм.	Колонт.	Лист	Колонт.	Дата	Деталь
Рисован	Буржун	2	Буржун	06.07.24	
Проверен	Мазурин	2	Мазурин	06.07.24	
Госгосп.	Давыдова	2	Давыдова	06.07.24	
Исполн.	Павлюшина	2	Павлюшина	06.07.24	
ГИП	Морозов	2	Морозов	06.07.24	

И.М.И. Ф.И.О.	В.И.И. Ф.И.О.	С.И.И. Ф.И.О.	Д.И.И. Ф.И.О.	М.И.И. Ф.И.О.



	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
	Трубопровод
	Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом
	Вентиль
	Металка (ингибитор коррозии)
	Резерв (ингибитор коррозии)
	Резерв (ингибитор АСПО)
	Дренаж
	Пол
	Крыша
	Жирность газовых смесей

**ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ**

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Клапан диафрагменный, 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 резерва в трубопровод
	Клапан обратный устьевой неизолирующий
	Бастроприводное соединение
	Защита электроточка
	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-KL-001	Инертизированная установка	1	Qн=507,6 м3/сут Qв=4123,3 ст.м3/сут, Pmax=6,3 МПа	
K2.3-VY-001/002	Смесительная установка газоразбавления	2	Объем танкового емкосты 0,4 м3 Pmax=12,5 МПа	
K2.3-KL-001	Клапан диафрагменный соборный с электроприводом	2	DN100	
K2.3-BP-001	Блок газоразбавления	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-FV-001, K2.3-FV-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 PN63	
K2.3-N-001	Зарядка клиновидная фланцевая с электроприводом	1	DN200 PN63	
K2.3-N-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
Прораб	Бурма		15.02.24
Проверка	Маурина		15.02.24
Газ. спец.	Давидкина		15.02.24

Итого: 15.02.24  
ГИП: Мухоморова 15.02.24

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

1. На скважинах 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 (СУЗР) СУЗР распределена следующим образом:  
K2.3-VY-001 для группы скважин 2301, 2302, 2303, 2304, 2305, 2306, 2307;  
K2.3-VY-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 резерва в скважинах будут осуществляться попарно, от переменной от скважин к скважинам СУЗР.  
3. На повышающей установке трубопроводов устанавливаются воздушники, на понижающих - ступени. На схеме условно не показаны.

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
—	Трубопровод
—	Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом
—	Нетоп
—	Газ
—	Метанол (исключитель электрообогревом)
—	Резерв (исключитель коррозии)
—	Резерв (исключитель АЛТО)
—	Дренаж
—	Пар
—	Аммиак
—	Жидкость азотная

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
⊖	Клапан запорный, совмещенный с электродвигателем
⊖	Задвижка штурвального типа ЭМС фланцевая с ручным приводом
⊖	Задвижка штурвального типа ЭМС фланцевая с электродвигателем
⊖	Клапан регулирующий ручной (трехходовый S)
⊖	Клапан — опселектор
⊖	Расширитель
⊖	Обратный клапан фланцевый
⊖	Устройство ввода резерва в трубопровод
⊖	Клапан обратный усельный неизолированный
⊖	Тройник с решеткой
⊖	Быстрозакрывающее соединение
⊖	Фланцевая пара
⊖	Штуцер/штуцер с ответным фланцем
⊖	Переход
⊖	Аппарат в теплоизоляции

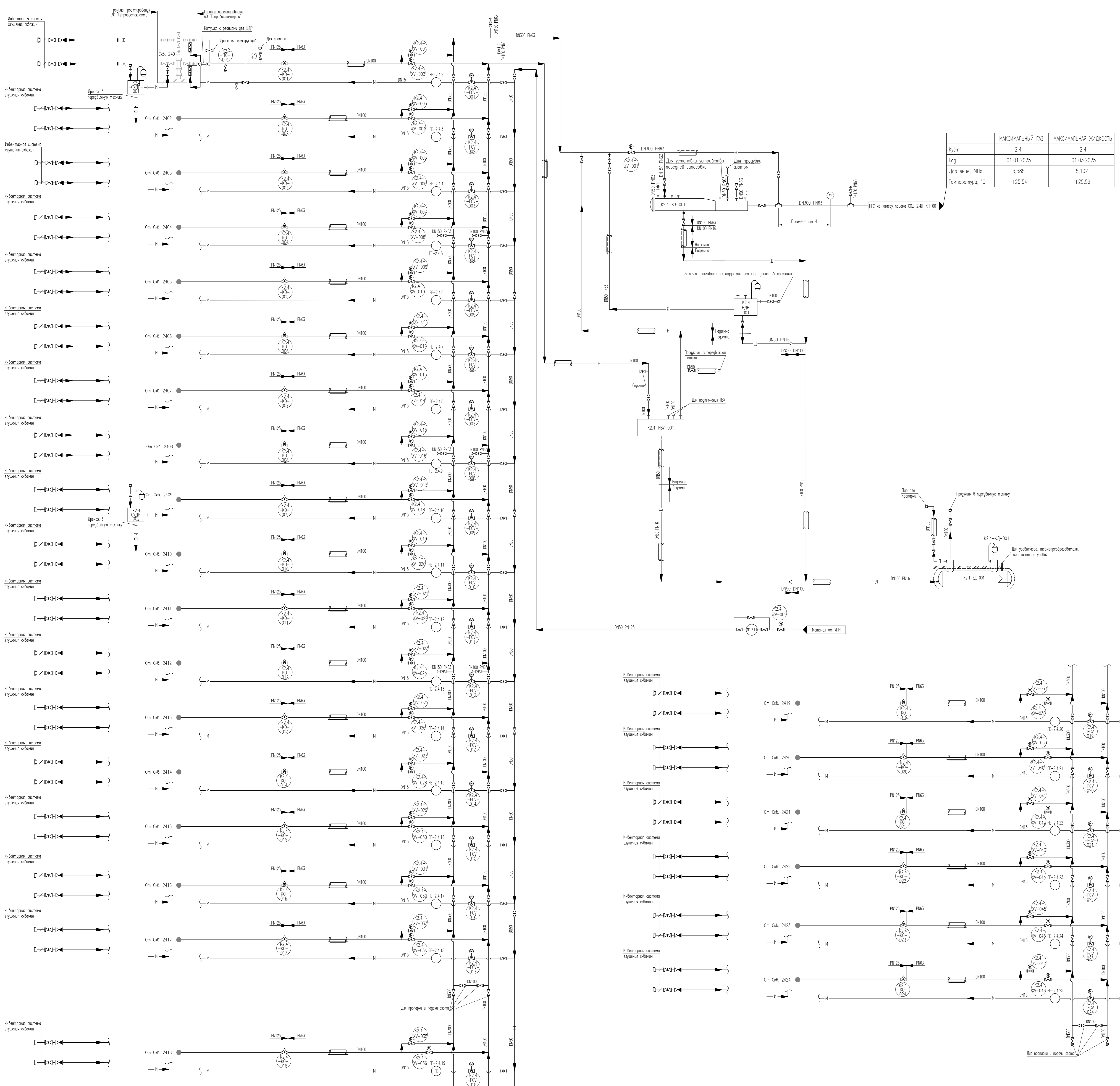
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
K2.4-ED-001	Емкость дренажная полевая	1	V=16 м³, Pmax=0,07 МПа	
K2.4-K3-001	Измельчитель установка	1	Q=3000 л/ч, Pmax=6,3 МПа	
K2.4-SUR-001/002	Соборная установка газораздела резерва	2	Рван=12,5 МПа	
K2.4-SUR-001	Блок газораздела резерва	1	Блок резерва емкости 4 м³ Pmax=6,3 МПа	
K2.4-K3-001	Камера затора средств очистки и флотации (СОД)	1	DN300 PN63	
DN100-001.024	Клапан — опселектор	24	DN100 PN125	
K2.4-10-001.024	Щелочное регулировочное устройство	24	DN25 PN125	
K2.4-FV-001, K2.4-FV-020	Клапан регулирующий с электродвигателем	24	DN15 PN125	
FE-2.41	Расширитель	1	DN50 PN125	
FE-2.4.2, FE-2.4.25	Расширитель	24	DN15 PN125	
K2.4-W-001, K2.4-W-046	Задвижка клиновидная фланцевая с электродвигателем	48	DN100 PN63	
K2.4-N-001	Задвижка клиновидная фланцевая с электродвигателем	1	DN300 PN63	
K2.4-N-002	Задвижка клиновидная фланцевая с электродвигателем	1	DN50 PN125	

1. На обихонку куста 2.4 рекомендуется установка фронтальной арматуры марки АК 65621-001.
2. Для паров в трубопроводах на кусте обихонки ингибитора аммонийнокальциевого, пропуском передпроектированы обихонные установки газораздела резерва (SUR), SUR расширены сверху обихон: K2.4-SUR-001 для группы обихонки 2401, 2402, 2403, 2404, 2405, 2406, 2407, 2408; K2.4-SUR-002 для группы обихонки 2409, 2410, 2411, 2412, 2413, 2414, 2415, 2416, 2417, 2418, 2419, 2420, 2421, 2422, 2423, 2424. В протектах одной группы обихонки паров резерва в обихонке будут осуществляться поперечные, от герметизирующей от обихонки к обихонке СУР.
3. На обихонных участках трубопроводов устанавливаются воздушники, наложения — стружники. На нем установка не показаны.
4. Расстояние не менее пяти метров газозащиты.

1000/27-П-ТХ-0003				
Обустройство Газового месторождения.				
Кусты нефтяных обихонки N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6				
№	Зем.	Пл.	Пл.	Дат.
Мин.	Кули	Лит	Мух.	Павл.
Раб.	Бурма			15.02.24
Провер.	Мазур			15.02.24
Г.г.	Давидов			15.02.24
Исполн.	Павлюшина	Исполн.		15.02.24
Г.П.	Морозов	Исполн.		15.02.24

Стр. 1 из 1



	МАКСИМАЛЬНЫЙ ГАЗ	МАКСИМАЛЬНАЯ ЖИДКОСТЬ
Куст	2.4	2.4
Год	01.01.2025	01.03.2025
Давление, МПа	5,585	5,102
Температура, °С	+25,54	+25,59

И.А. Н. погр. 10-1

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Трубопровод
	Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом
	Вентиль
	Металл (ингибитор коррозии)
	Резинит (ингибитор коррозии)
	Резинит (ингибитор ASTM)
	Дренаж
	Пар
	Воздух
	Газ
	Жирность газовых скважин

	МАКСИМАЛЬНЫЙ ГАЗ	МАКСИМАЛЬНАЯ ЖИДКОСТЬ
Куст	2,5	2,5
Газ	01.09.2024	01.12.2024
Давление, МПа	5,139	4,842
Температура, °С	+26,03	+26,03

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

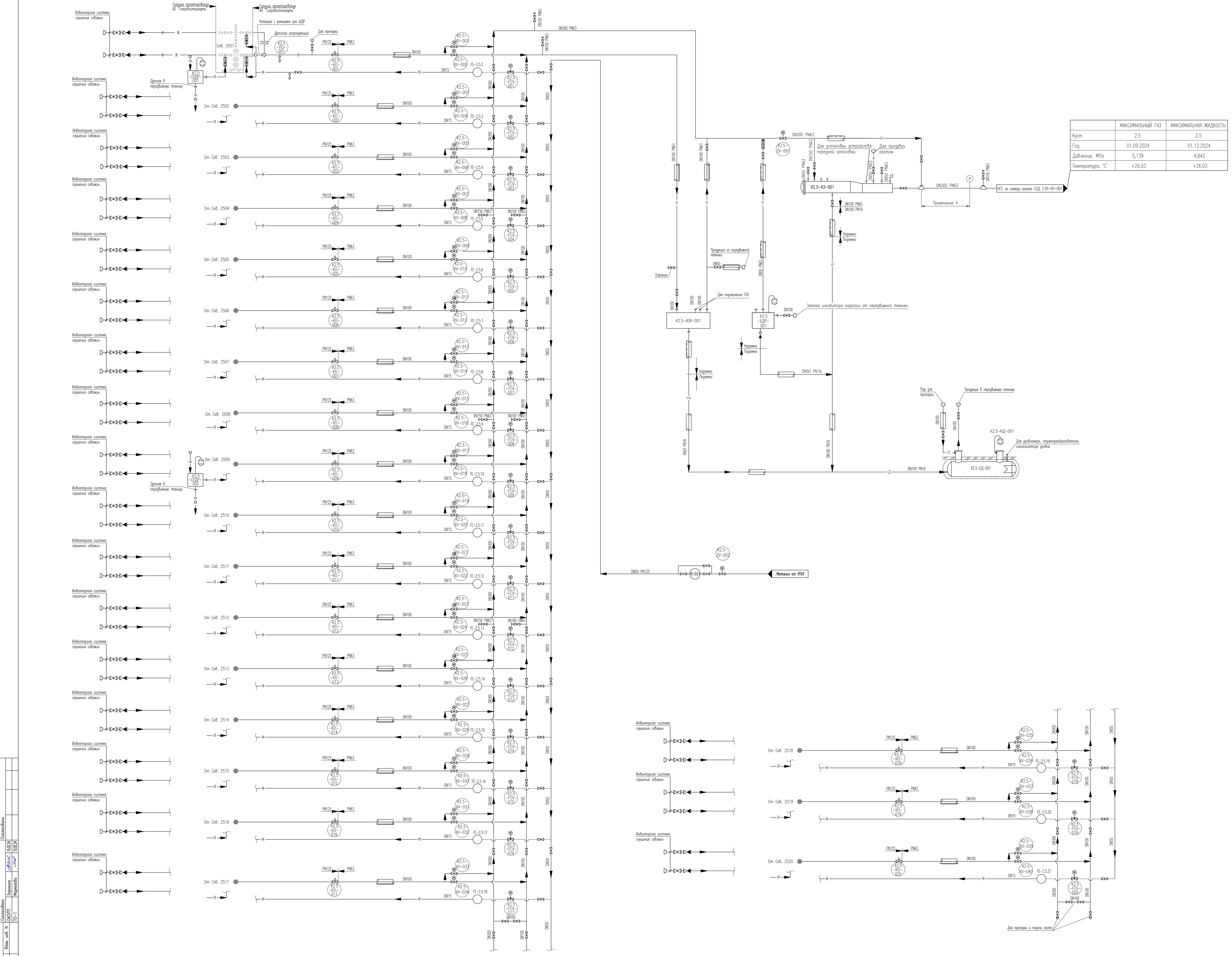
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Клапан фланцевый, совмещенный с электроразрывом
	Зорька штуцерная типа ЭМС фланцевая с ручным приводом
	Зорька штуцерная типа ЭМС фланцевая с электрприводом
	Клапан регулирующий с электрприводом
	Разоривер
	Обратный клапан фланцевый
	Клапан-отсекатель
	Устройство ввода резинита в трубопровод
	Клапан обратной устойчивости неизмеряющей
	Быстрозакрывающее соединение
	Фланцевая пара
	Штуцер/штуцер с отбитым фланцем
	Трафик с решетчатой
	Аппарат в теплоизоляции
	Защита электротехника

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
K2.5-ED-001	Емкость дренажная полимерная	1	V=12,5 м3; Pmax=0,07 МПа	
K2.5-K3-001	Измержательная установка	1	Ди=505,4 мм/шт Ди=388,0 мм/шт, Pmax=6,3 МПа	
K2.5-03P-001/002	Соборная установка разработки резинита	2	Объем теплового емкостью 0,4 м3 Pmax=12,5 МПа	
K2.5-KJ-001	Клапан фланцевый совмещенный с электроразрывом	1	DN100	
K2.5-ED-001	Блок разработки резинита	1	Объем теплового емкостью 4,0 м3 Pmax=6,3 МПа	
K2.5-K3-001	Камера запорная средств очистки и фильтрации (СОД)	1	DN300 PN63	
K2.5-K0-001.002	Клапан - отсекающий	20	DN100 PN125	
K2.5-ED-001.002	Шестерня приводная устройство	20	DN25 PN125	
K2.5-F01-001, K2.5-F02-002	Клапан регулирующий с электрприводом	20	DN15 PN125	
FE-25.1	Разоривер	1	DN50 PN125	
FE-15.2, FE-25.2	Разоривер	20	DN15 PN125	
K2.5-W-001, K2.5-W-040	Зорька клиновидная фланцевая с электрприводом	40	DN100 PN63	
K2.5-N-001	Зорька клиновидная фланцевая с электрприводом	1	DN300 PN63	
K2.5-N-002	Зорька клиновидная фланцевая с электрприводом	1	DN50 PN125	

1. На скважинах куста 2,5 регламентируется установка фланцевой пары АИР 6501-001.
2. Для портов в приборной на кусте скважин ингибитора коррозии, проектом предусмотрена скважинная установка разработки резинита (СУР), СУР разработана следующим образом: K2.5-03P-001 для скважин 2501, 2502, 2503, 2504, 2505, 2506, 2507, 2508; K2.5-03P-002 для скважин 2509, 2510, 2511, 2512, 2513, 2514, 2515, 2516, 2517, 2518, 2519, 2520. В пределах одной группы скважин партия резинита в скважинах будет осуществляться поочередно, от перемещаемой от скважины к скважине СУР.
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	Изох.	Пор.	Дата
Разр.	Бурма				15.02.24
Проверка	Мазурин				15.02.24
Газ. спец.	Давыдова				15.02.24
Исполн.	Павлюшина	15.02.24			
ГИП	Морозов	15.02.24			



И.М.С. № подл.	Лист	из	Всего	Возв.	Создано
10-1	1	1	1	1	15.02.24



ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Трубопровод
	Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом
	Металл
	Металл (ингибитор коррозии)
	Металл (ингибитор АСПИ)
	Пар
	Жирящие луженые сплавы

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

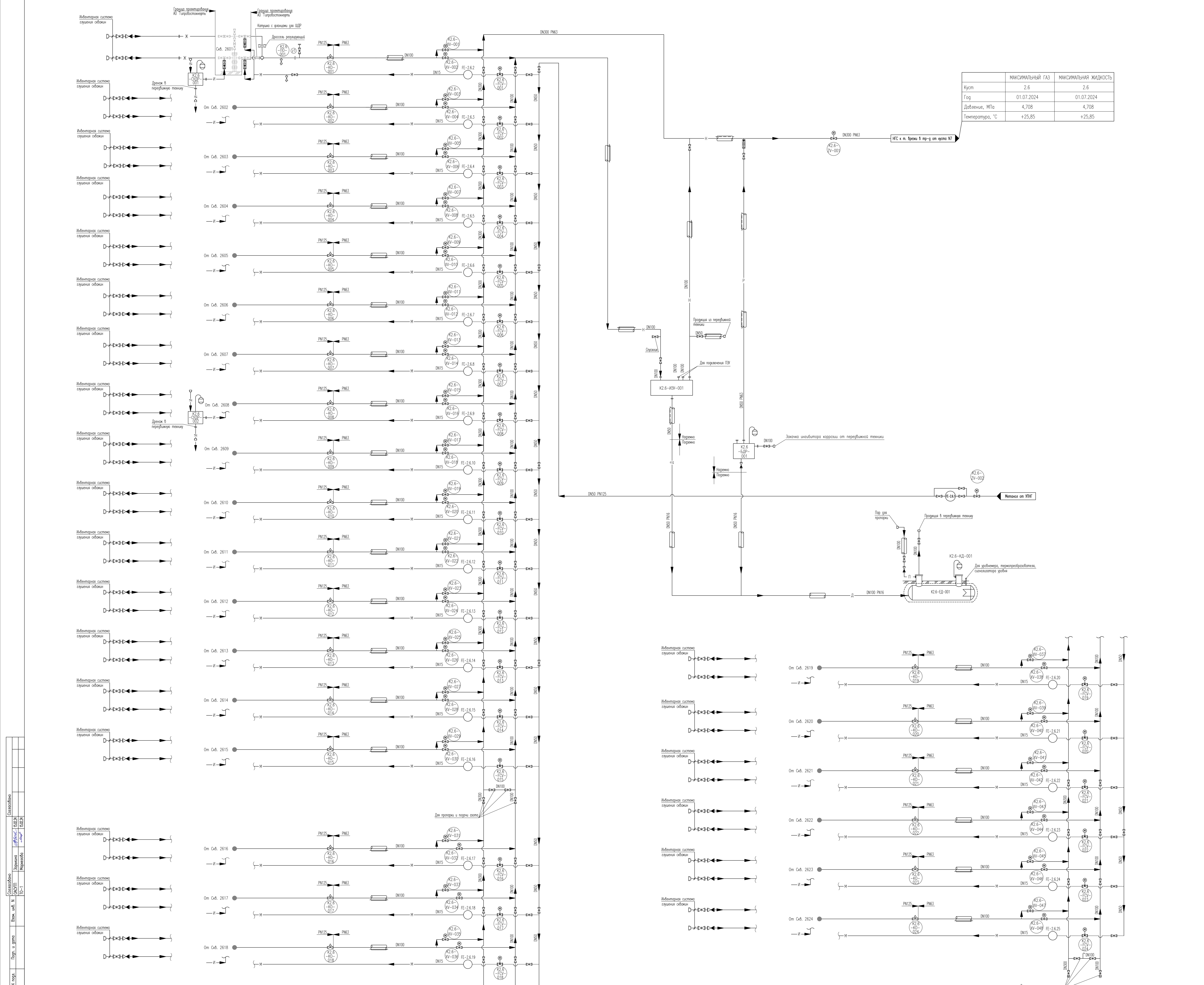
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Клапан электропневматический с сервоприводом
	Зарядка штуцерного типа ЭМС фланцевая с ручным прибором
	Зарядка штуцерного типа ЭМС фланцевая с электроприводом
	Клапан реверсующий
	Клапан реверсующий с электроприводом
	Расширитель
	Обратный клапан фланцевый
	Клапан-отсекатель
	Клапан-отсекатель бастроуправляющий с электромагнитным прибором
	Устройство фланца резента в трубопроводе
	Клапан обратный утепленный неизолирующий
	Быстроразъемное соединение
	Защита электромеханическая
	Фланцевый пар
	Штуцер/штуцер с ответным фланцем
	Перевоз
	Аппарат в теплоизоляции
	Блок прерывательных клапанов

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
K2.6-FV-001... K2.6-FV-024	Клапан реверсующий с электроприводом	24	DN15 PN125	
FE-2.6.2, FE-2.6.25	Расширитель	24		
K2.6-W-001... K2.6-W-048	Зарядка клапанов фланцевая с электроприводом	48	DN100 PN63	
K2.6-ED-001	Емкость фланцевая паровая	1	V=16 м3, Pmax=0,07 МПа	
K2.6-K3V-001	Инвертирующая установка	1	Qн=508,7 м3/сут Qв=21590,1 м3/сут, Pmax=0,4 МПа	
K2.6-CUP	Соборная установка для обработки резента	2	Объем теплоносителя емкости 0,4 м3 Pmax=12,5 МПа	
K2.6-K2-001	Клапан электропневматический с сервоприводом	2	DN100	
K2.6-W-001...024	Клапан - отсекающий	24	DN100 PN125	
K2.6-IB-001...024	Щелочное преобразовательное устройство	24	DN25 PN125	
K2.6-IBP-001	Блок зарядки резента	1	Объем теплоносителя емкости 4,0 м3 Pmax=0,3 МПа	

1. На объектах куста 2.6 рекомендуется установка фланцевой арматуры марки АБК ЕК21-101.
2. Для паров в трубопроводах на кусте обьекта ингибитор окислительный, препарат предусмотрен объектом установки: растворенный резента (СДР), СДР растворенная смазка: K2.6-CUP-001 для куста обьекта 2608, 2609, 2610, 2611, 2612, 2613, 2614, 2615, 2616, 2617, 2618, 2619, 2620, 2621, 2622, 2623, 2624. В пределах одной группы обьекта паров резента в обьекте будет осуществляться поочередно, от переключателя от обьекта к обьекту СДР.
3. На объектах куста трубопроводов устанавливаются воздушники, на поименован - штуцерки. На схеме условно не показаны.

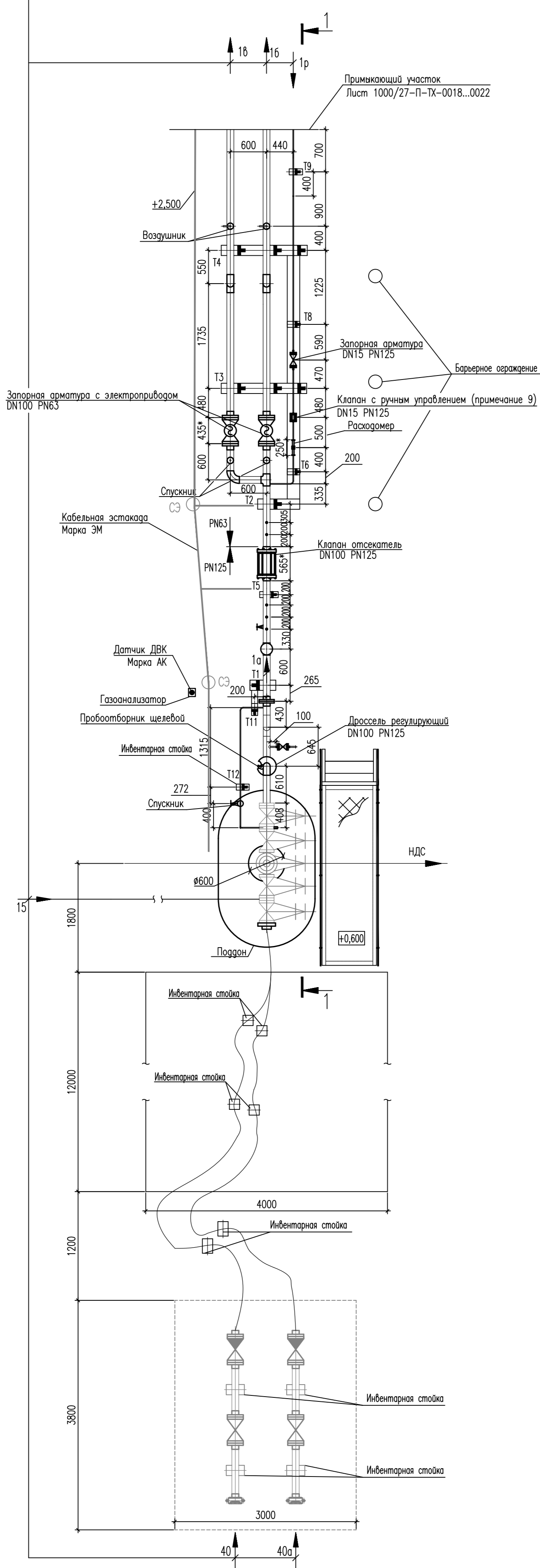
1000/27-П-ТХ-0005			
Обустройство Газовского месторождения.			
Кусты неуглеводородных обьектов N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6			
Имя	Колонт.	Лист	Листов
Рисов.	Вручил	Провер.	Дата
Провер.	Масурин	15.02.24	
Г.А.Степ.	Давыдов	15.02.24	
Имя	Получил	15.02.24	
Г.П.	Мирошникова	15.02.24	
Стр.		Лист	Листов
		II	1
Освоена принципиальная технологическая схема куста N2.6			
ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ			



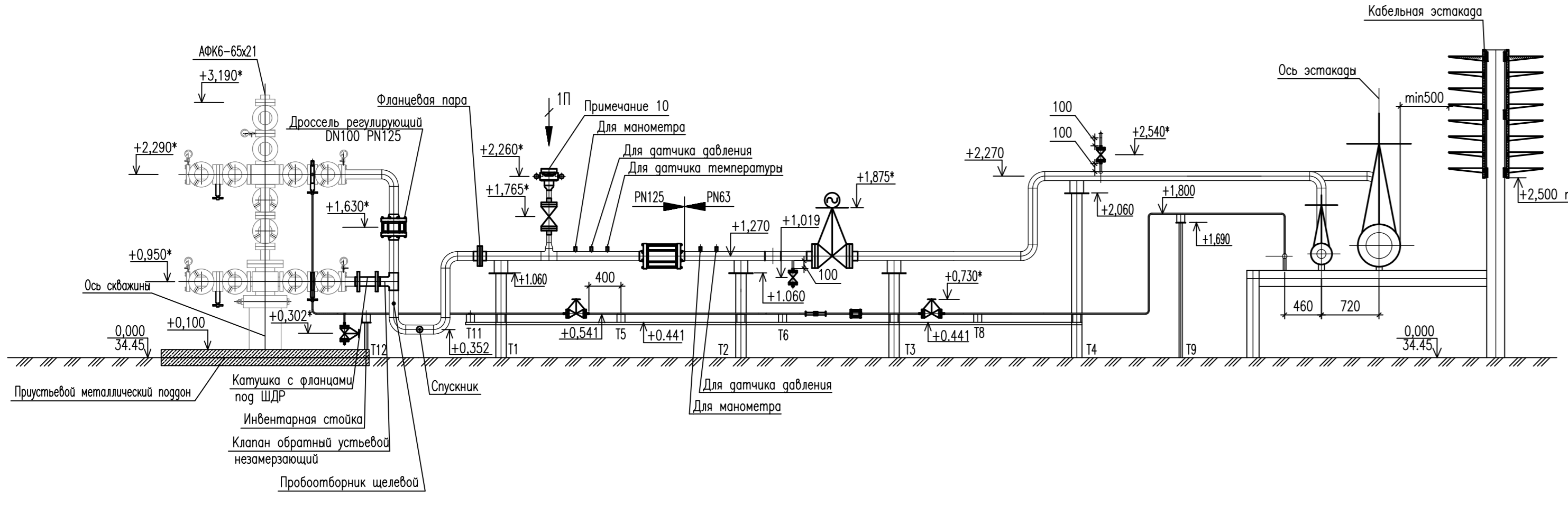
	МАКСИМАЛЬНЫЙ ГАЗ	МАКСИМАЛЬНАЯ ЖИДКОСТЬ
Куст	2,6	2,6
Газ	01.07.2024	01.07.2024
Давление, МПа	4,708	4,708
Температура, °С	+25,85	+25,85

И.А. Н. погр.	С.А. С. погр.	С.А. С. погр.	С.А. С. погр.
Лист	Лист	Лист	Лист
10-1	10-1	10-1	10-1

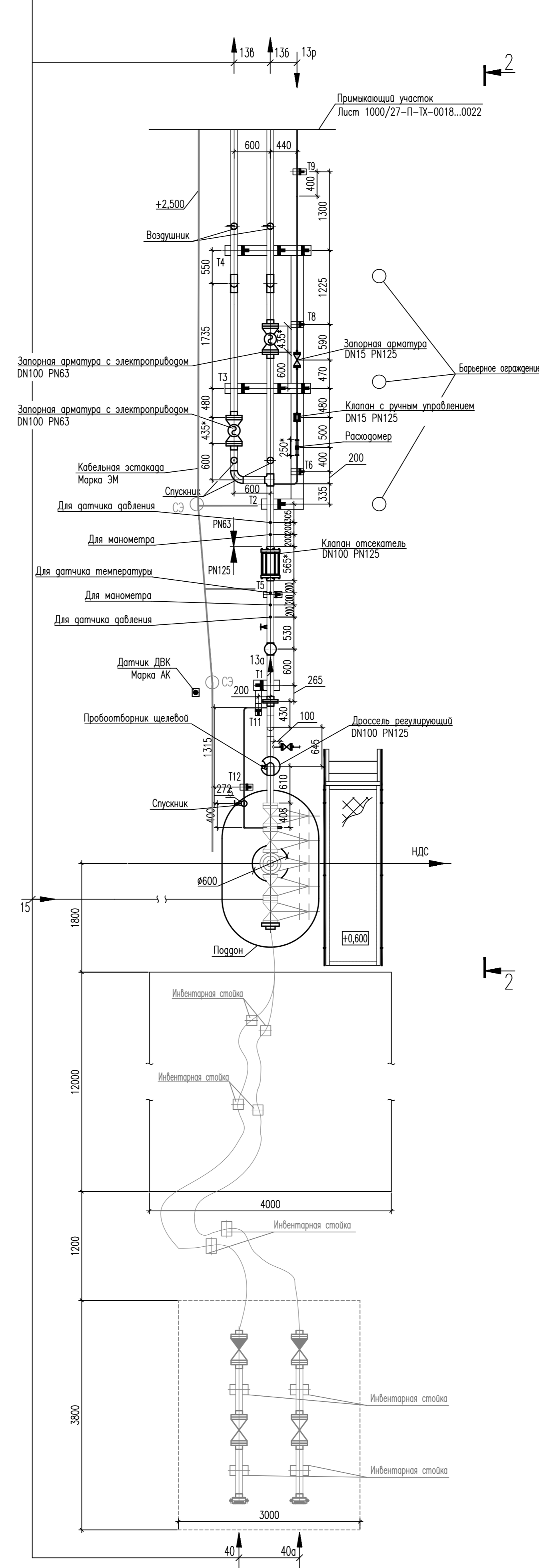
- 14) #1148 Внешний трубопровод от обжимки до клапана-отсекателя
- 15) #1148 Внешний трубопровод от обжимки после клапана-отсекателя до точки врезки в измерный коллектор
- 16) #1148 Внешний трубопровод от обжимки после клапана-отсекателя до точки врезки в эксплуатационный коллектор (мес.)
- 17) #156 Трубопровод для пропарки
- 18) #156 Трубопровод поперек шкафа для воздухооборудования от УИФ в запорное пространство обжимки и в внешний трубопровод
- 19) ДНГ Гибкий трубопровод поперек резанты от СУР к обжимке
- 40) #1148 Ручей буровой для поперек зарытой высоты в обжимку
- 40) #1148 Ручей буровой для поперек зарытой высоты в обжимку



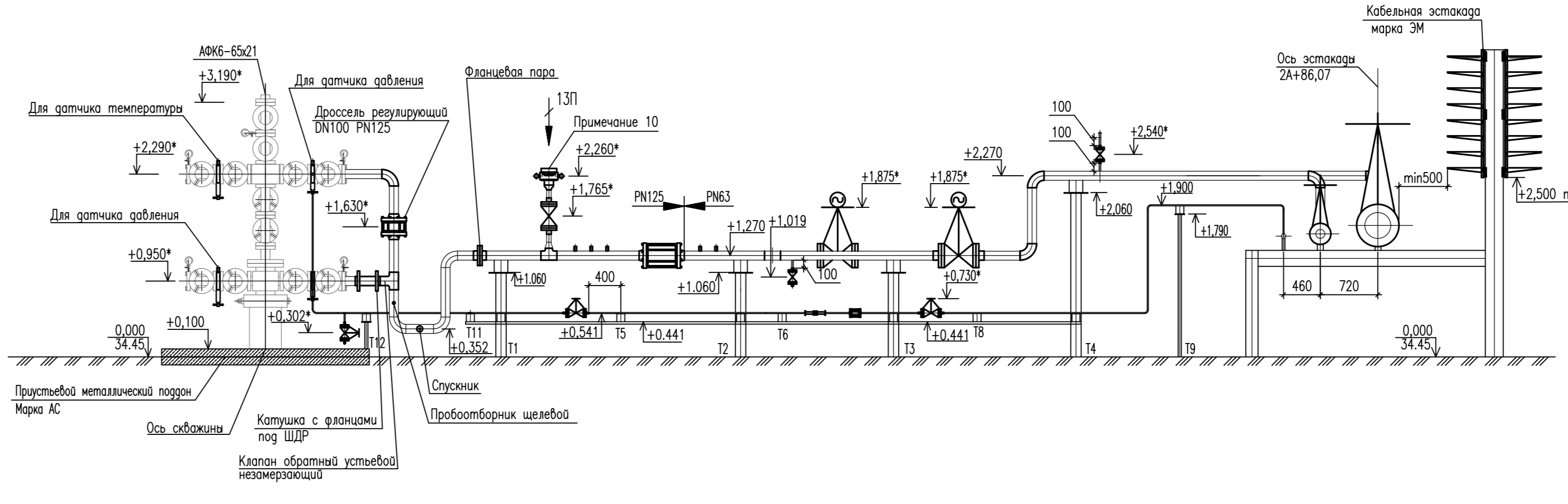
1-1



- 134) #1148 Внешний трубопровод от обжимки до клапана-отсекателя
- 135) #1148 Внешний трубопровод от обжимки после клапана-отсекателя до точки врезки в измерный коллектор
- 136) #1148 Внешний трубопровод от обжимки после клапана-отсекателя до точки врезки в эксплуатационный коллектор (мес.)
- 137) #156 Трубопровод для пропарки
- 138) #156 Трубопровод поперек шкафа для воздухооборудования от УИФ в запорное пространство обжимки и в внешний трубопровод
- 15) ДНГ Гибкий трубопровод поперек резанты от СУР к обжимке
- 40) #1148 Ручей буровой для поперек зарытой высоты в обжимку
- 40) #1148 Ручей буровой для поперек зарытой высоты в обжимку



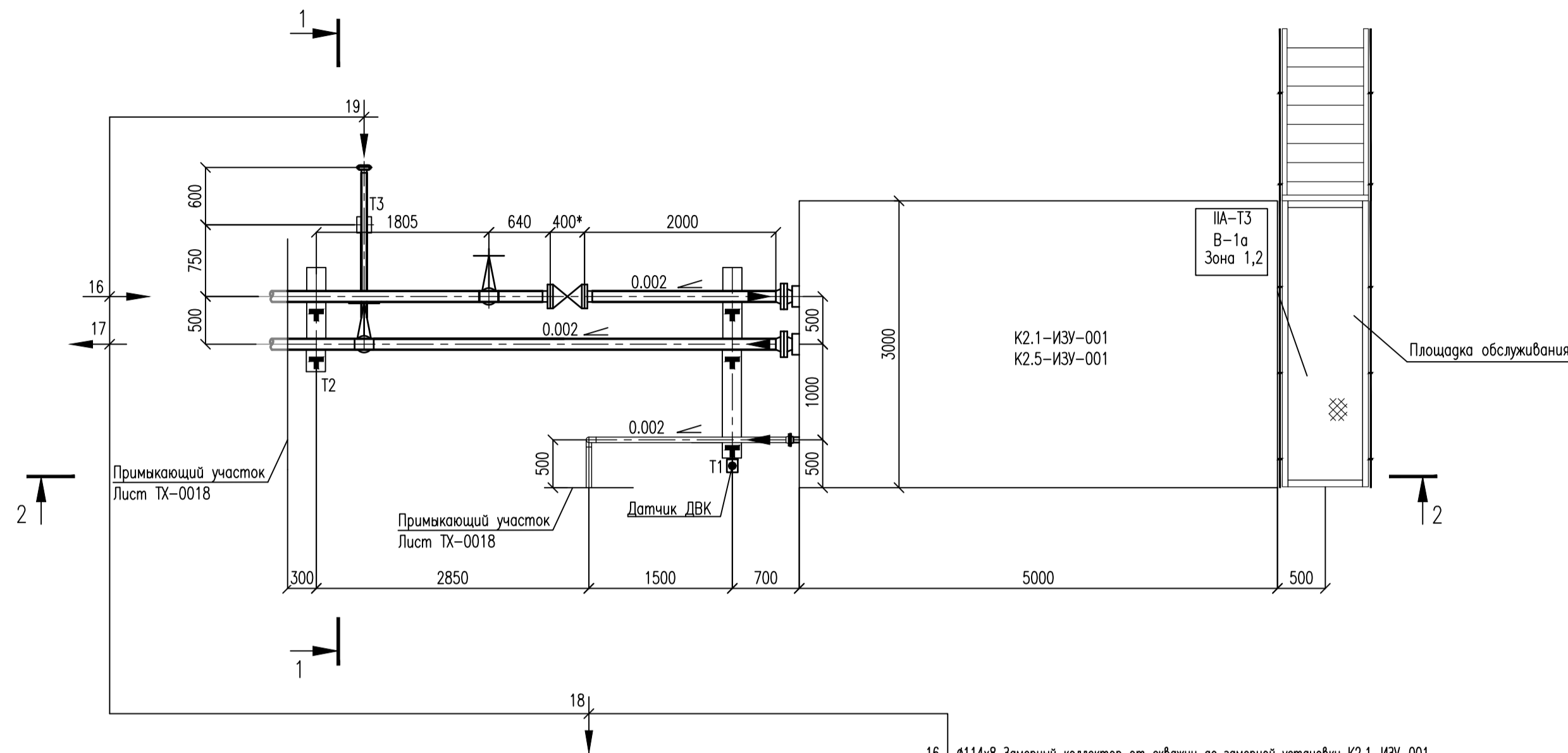
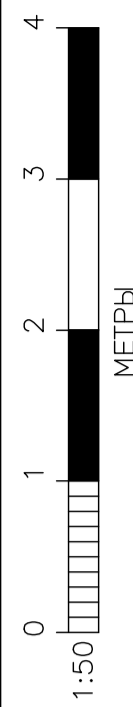
2-2



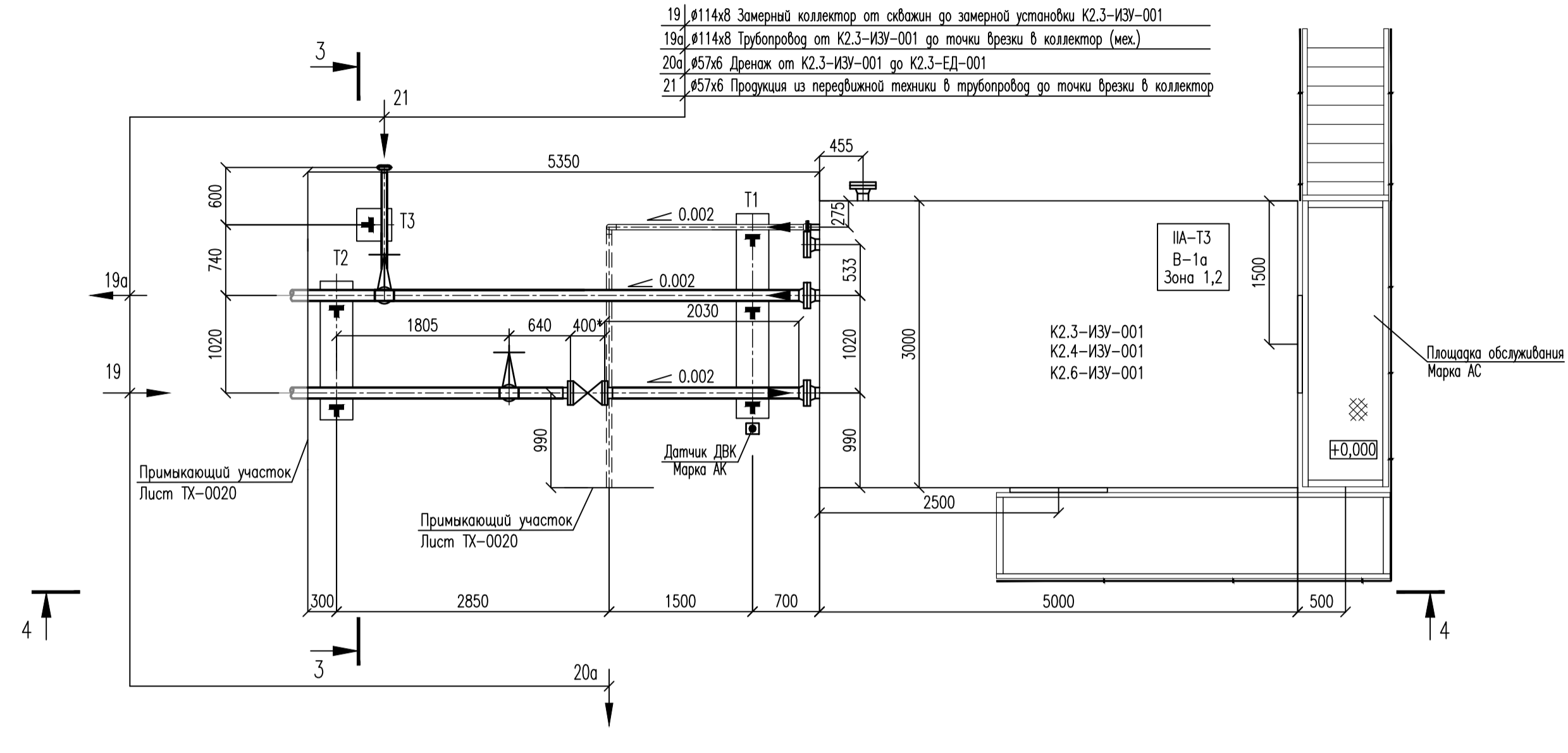
Применение 11

1. \* Размеры и высотные отметки уточните по месту.
2. Все трубопроводы промаркированы в металлизацию и с электробезопасностью кроме реаниматоров.
3. Скоба по реаниматору 112 и носки 111 являются штатными и разбираются в период первых работ по КРС на обжимке.
4. Гибкие трубопроводы, узлы клапаны и илентарные стоки для них запроектированы в количестве 1 комплект на куст и могут применяться на всех обжимках данной куста.
5. До начала работ с зарытой высотой необходимо демонтировать фланец фланцевой арматуры и закрепить фланец фланцевой арматуры.
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 куста N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 - DN300.
9. Клапан реаниматорный с ручным управлением с поперечной закройкой на клапан с электробезопасностью.
10. Обслуживание запорной арматуры и БРС производится с переоборудованной площадкой устья обжимки.
11. На обжимках Именника N5 к зарытой высоте необходимо увеличить количество рабочих обжимок: N2.1 - 18 об., N2.3 - 24 об., N2.4 - 24 об., N2.5 - 20 об., N2.6 - 24 об.

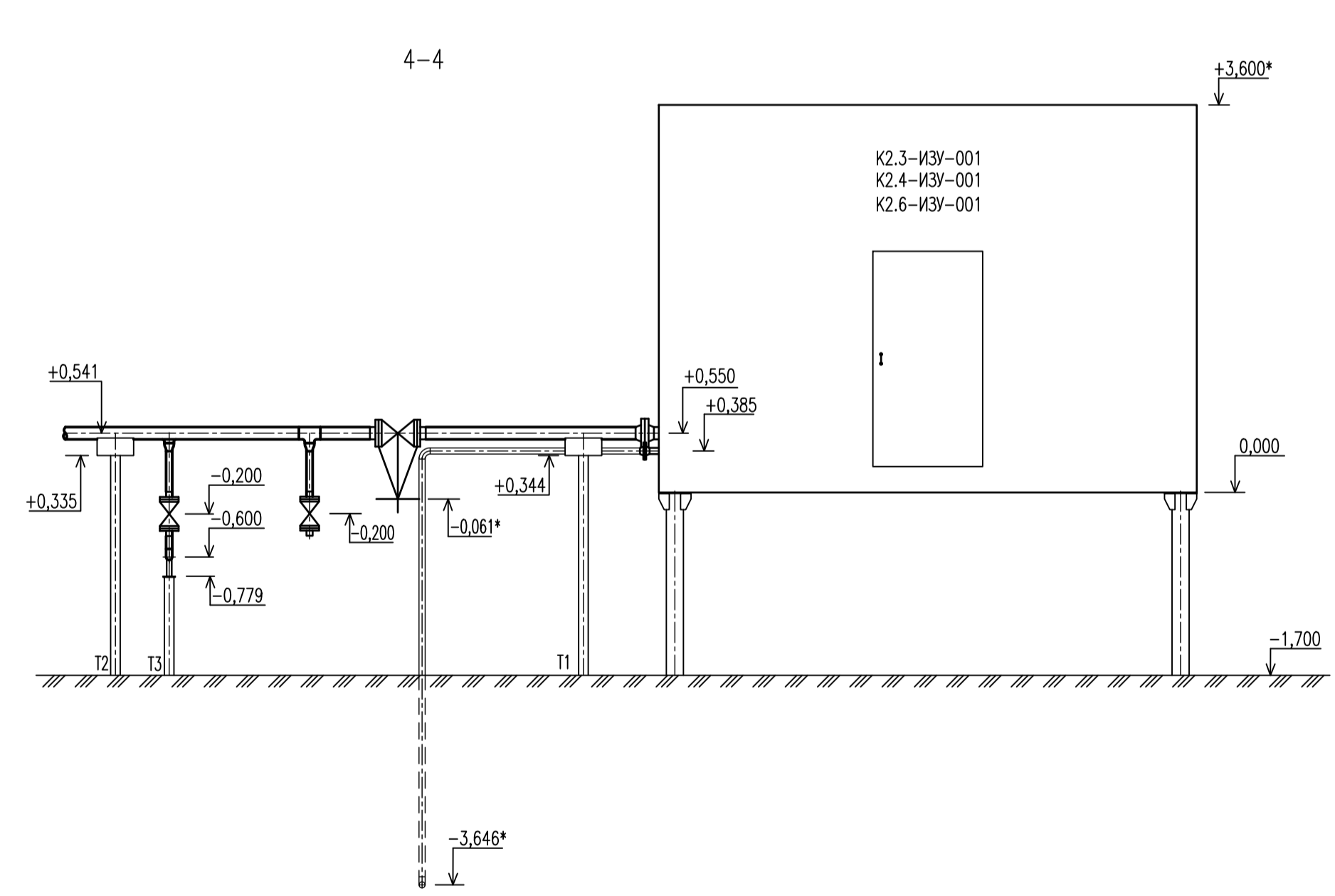
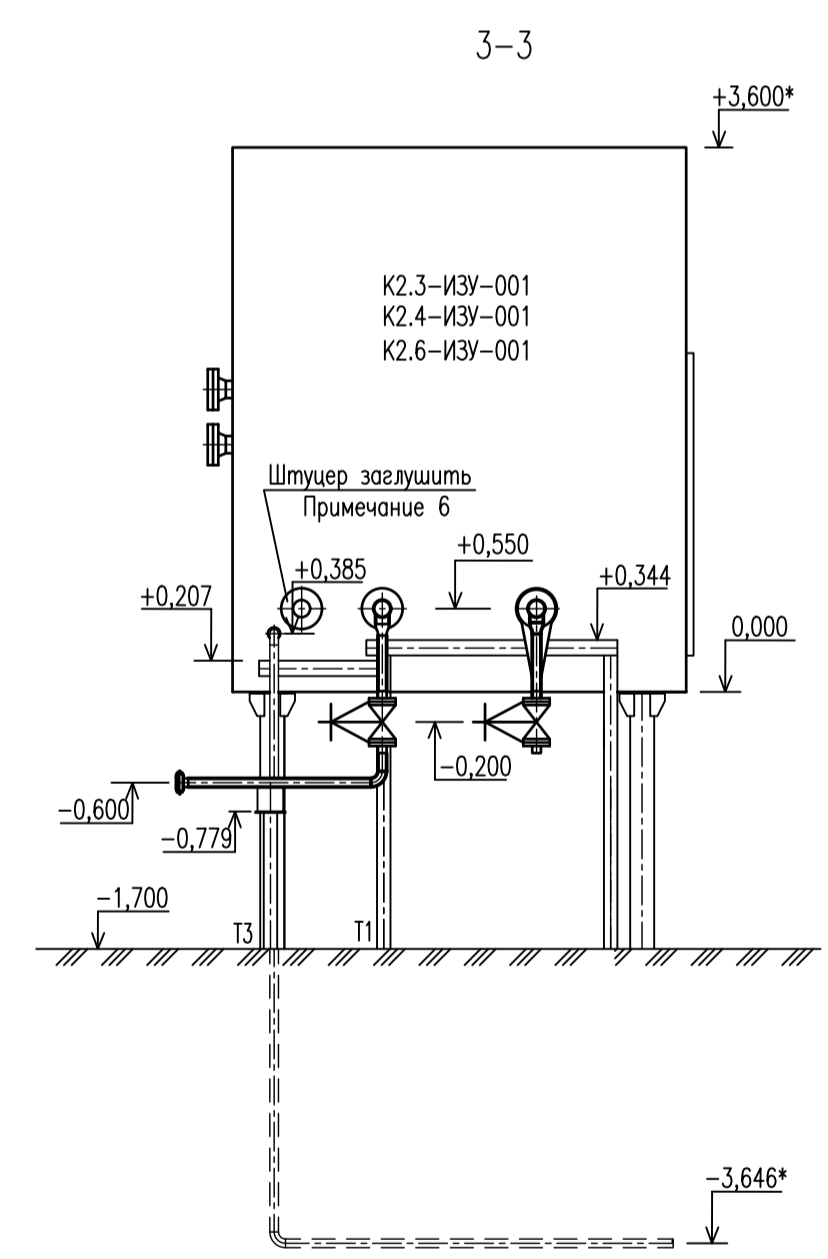
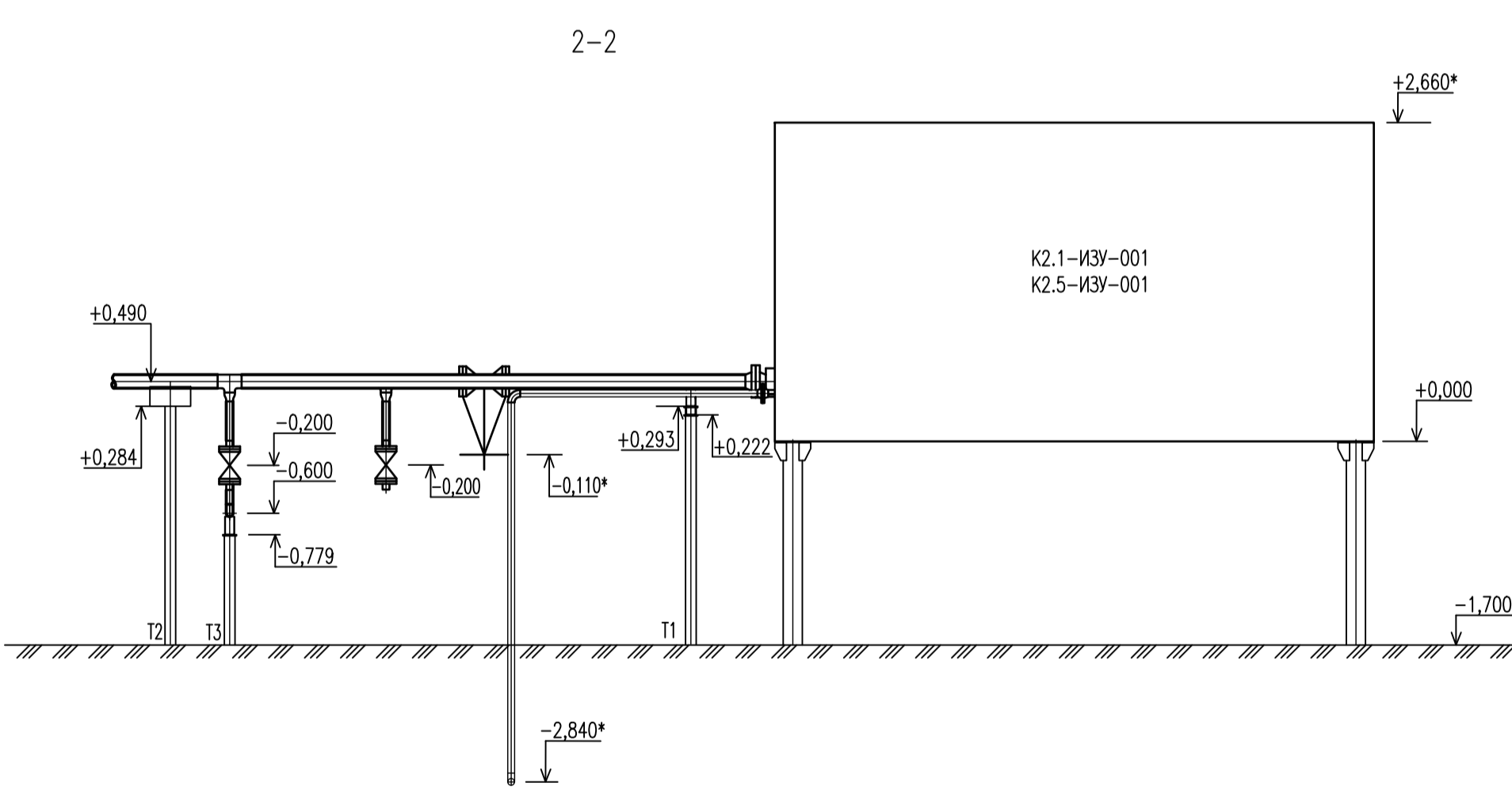
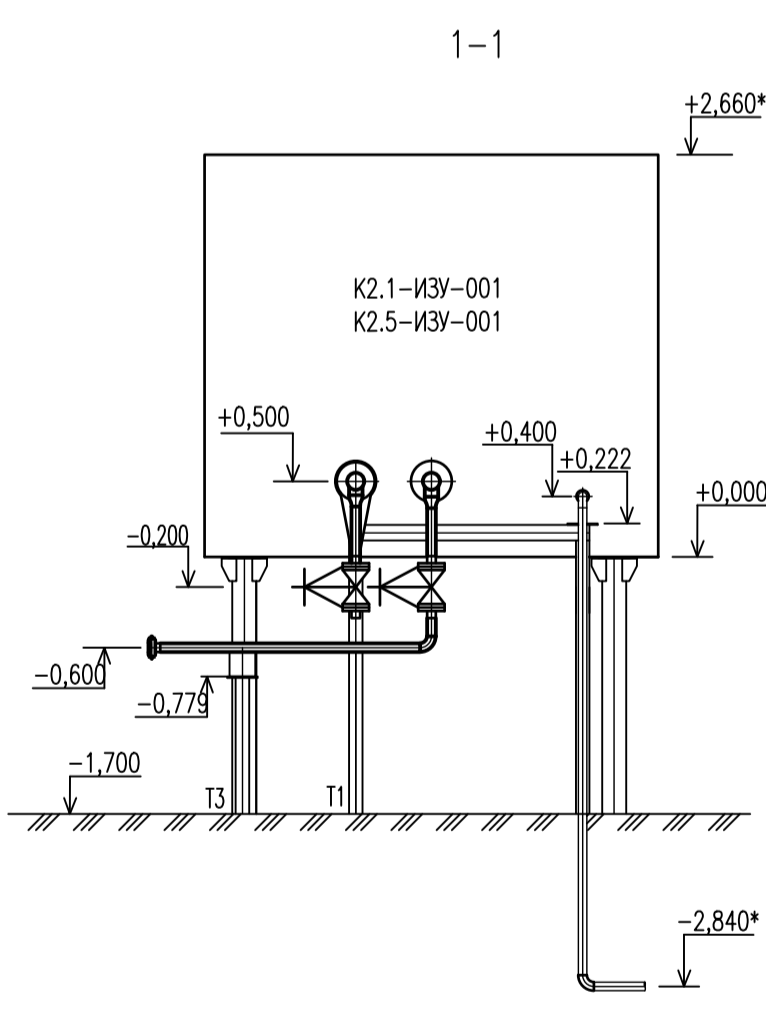
1000/27-П-ТХ-0006				Оборудование Газового месторождения.		
				Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6		
№	Зам.	Исполн.	Провер.	Дата	Стр.	Лист
5				15.02.24		
Мен.	Кузнецов	Лист	Мухом.	Провер.	Дата	
Разработ.	Кузнецов			15.02.24		
Проверил	Мухомов			15.02.24		
Г.г.г.	Кузнецов			15.02.24		
				Оборудование устья нефтяной скважины.		
				План. Разрез 1-1, 2-2		
Исполн.	Кузнецов	Провер.		15.02.24		
ГИП	Мухомов			15.02.24		



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



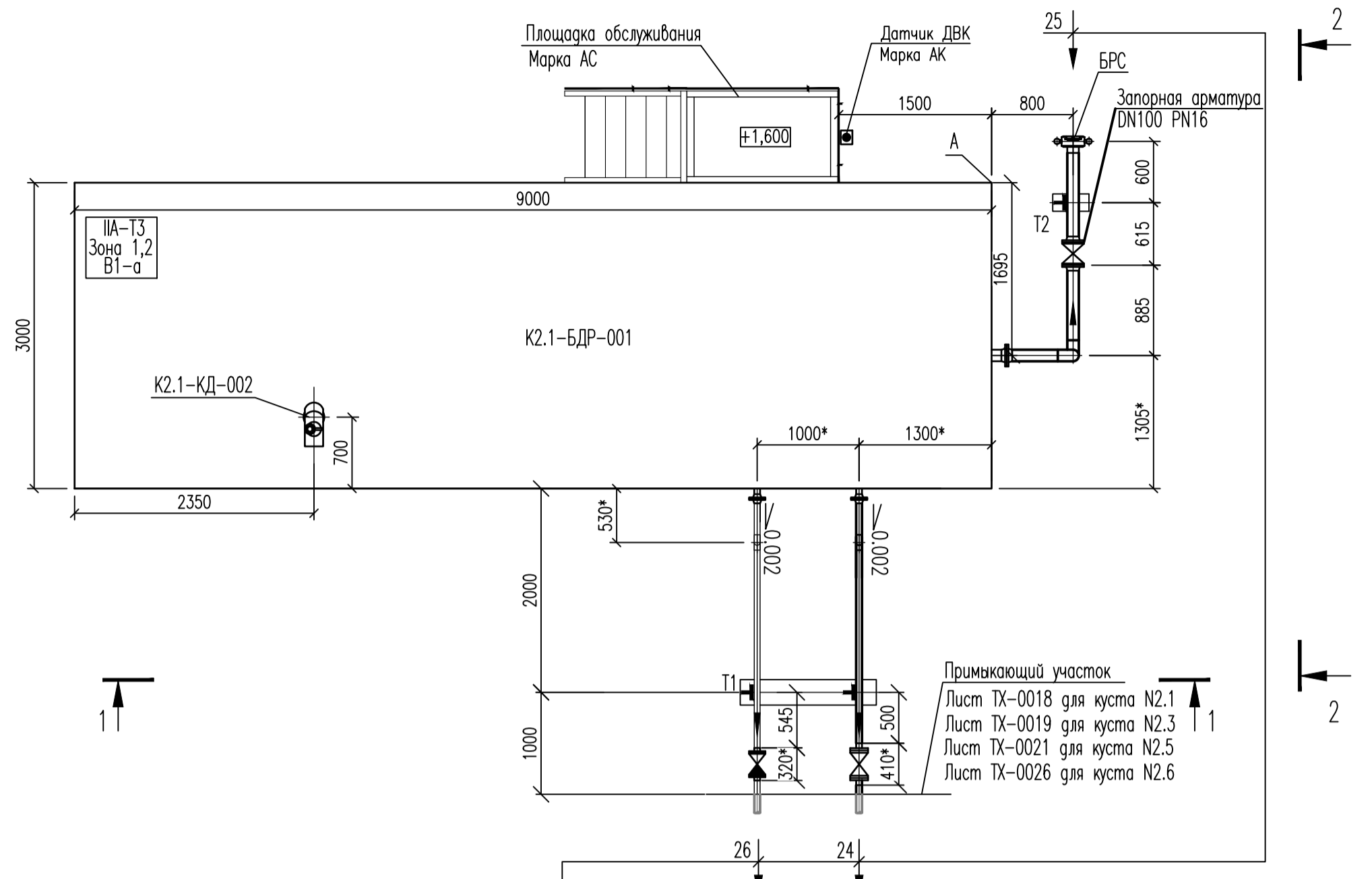
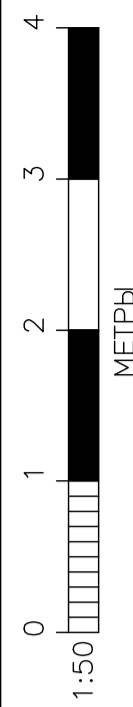
- 19 #114x8 Замерный коллектор от скважин до замерной установки K2.3-ИЗУ-001
- 19 #114x8 Трубопровод от K2.3-ИЗУ-001 до точки брезки в коллектор (мех.)
- 20 #57x6 Дренаж от K2.3-ИЗУ-001 до K2.3-ЕЛ-001
- 21 #57x6 Продувка из передвижной техники в трубопровод до точки брезки в коллектор



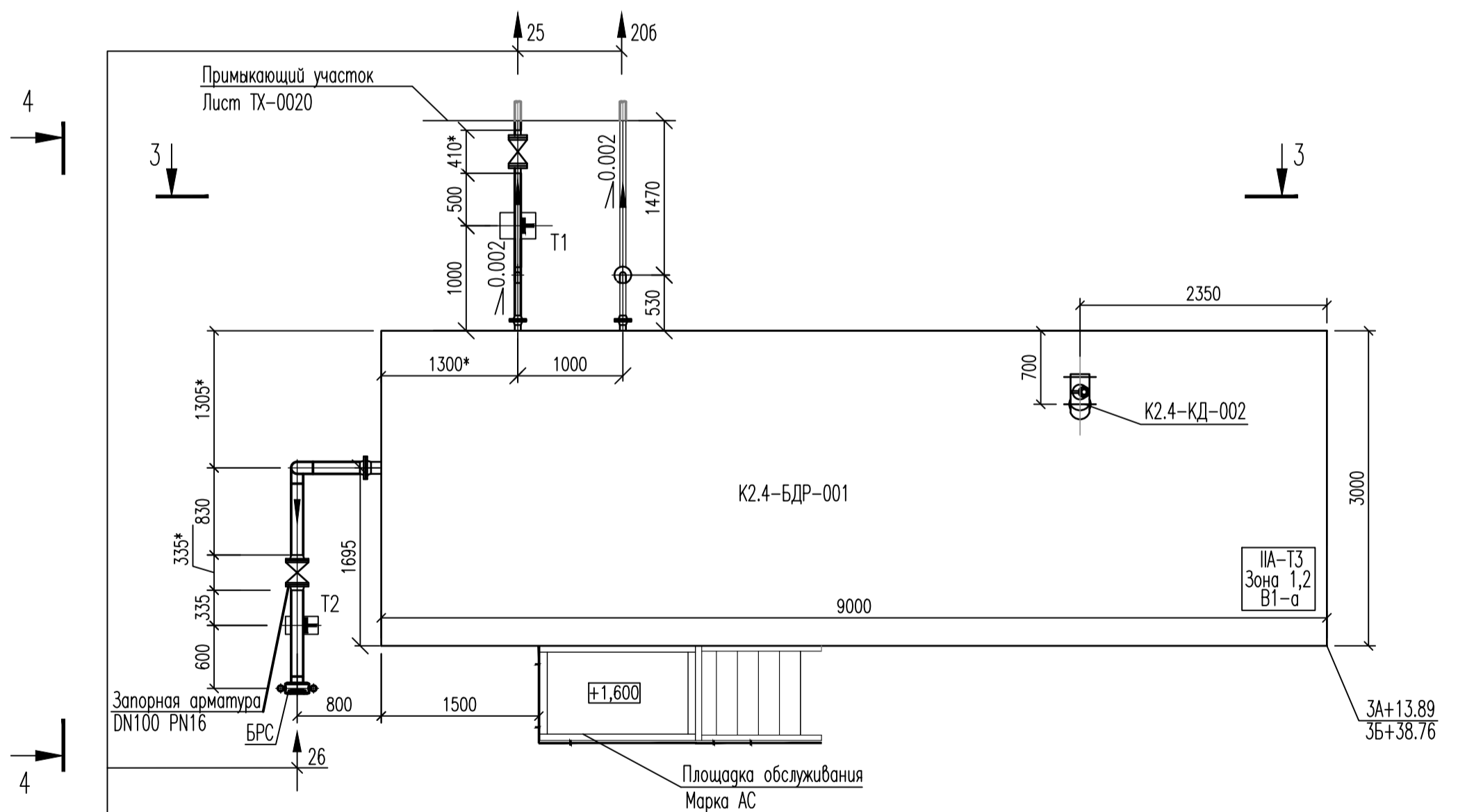
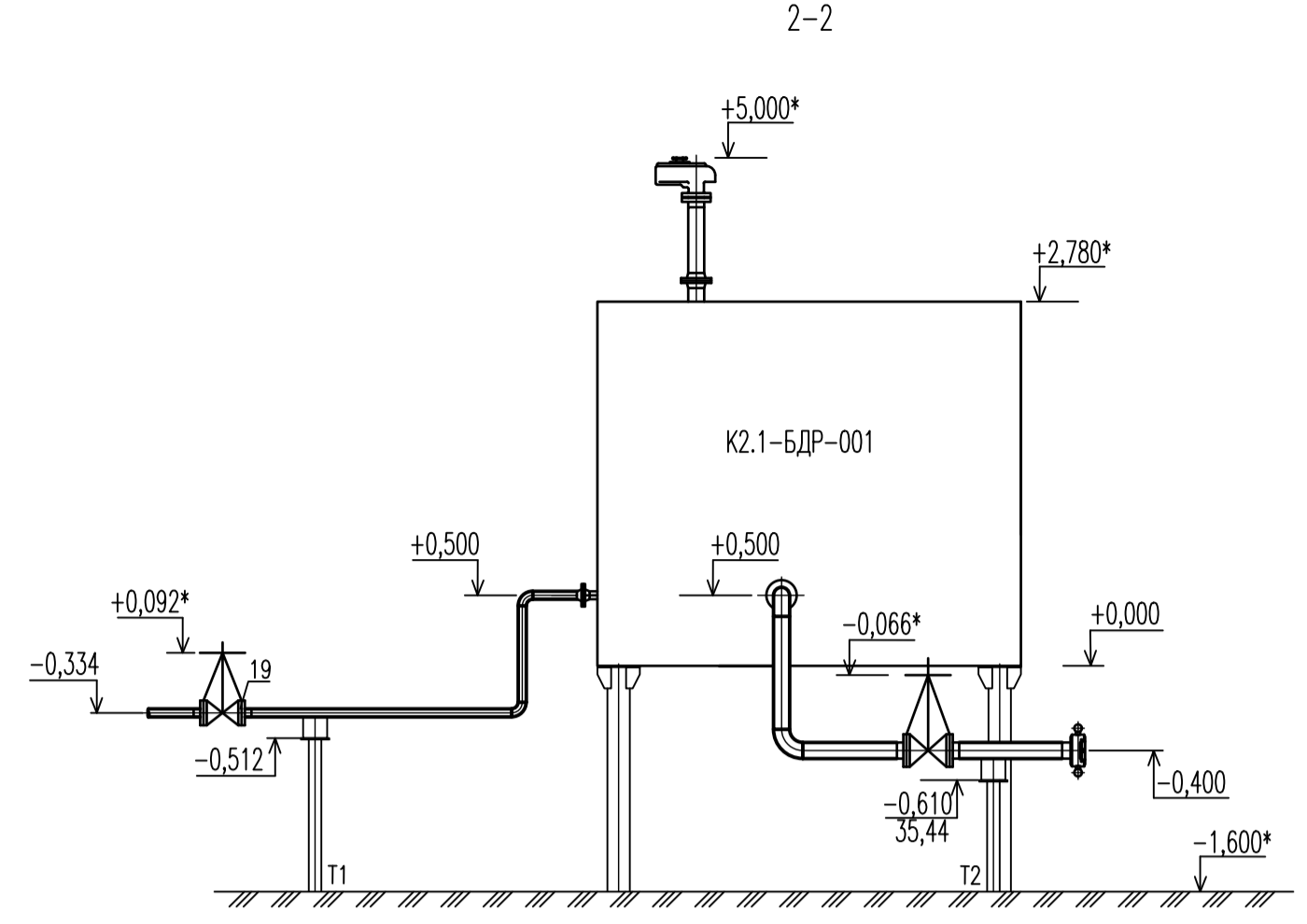
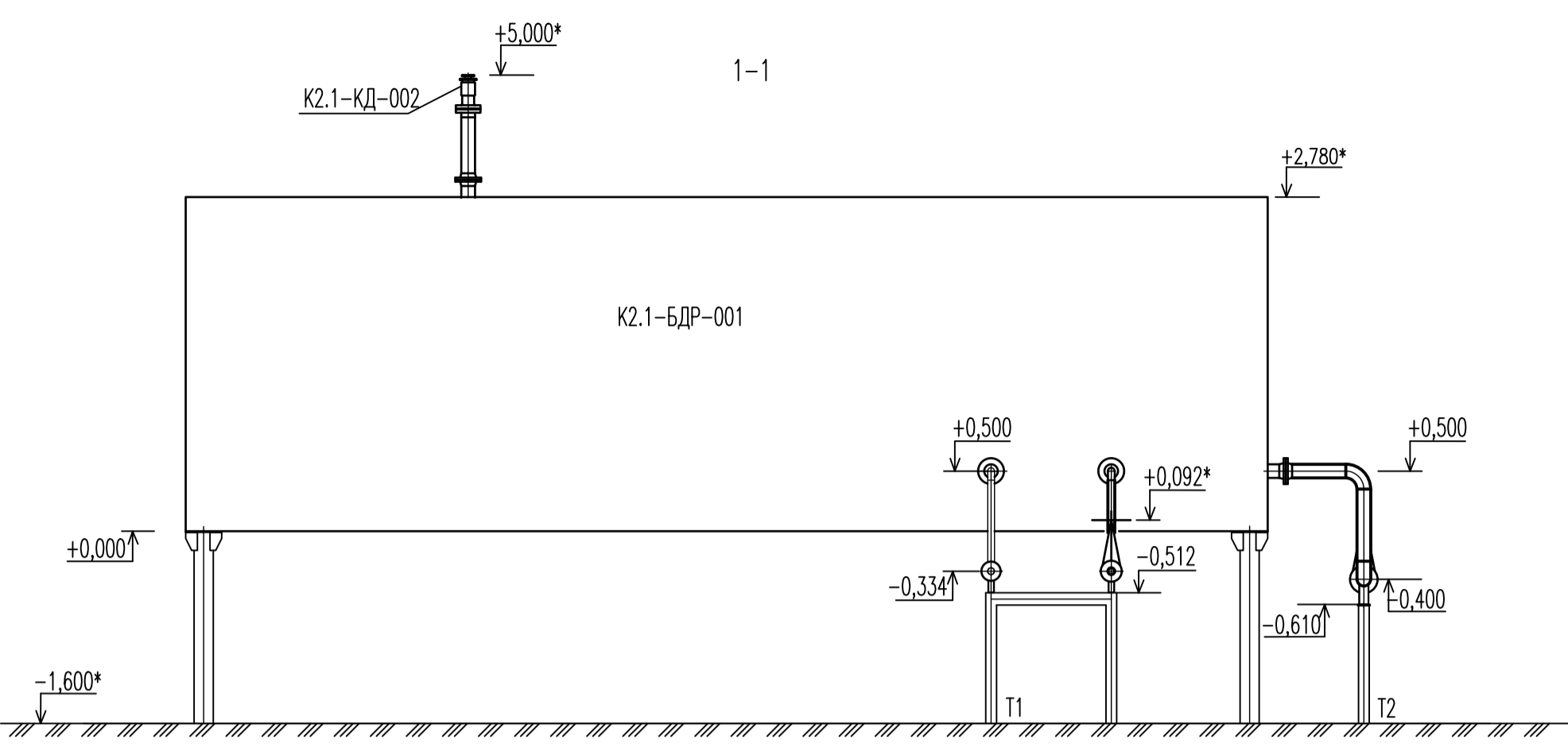
1. \* Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
2. Площадки обслуживания на разрезах 1-1, 2-2, 3-3, 4-4 условно не показаны.
3. Все наземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом. Подземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции.
4. Данный чертеж аналогичен для кустов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

Составлено	Создано	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

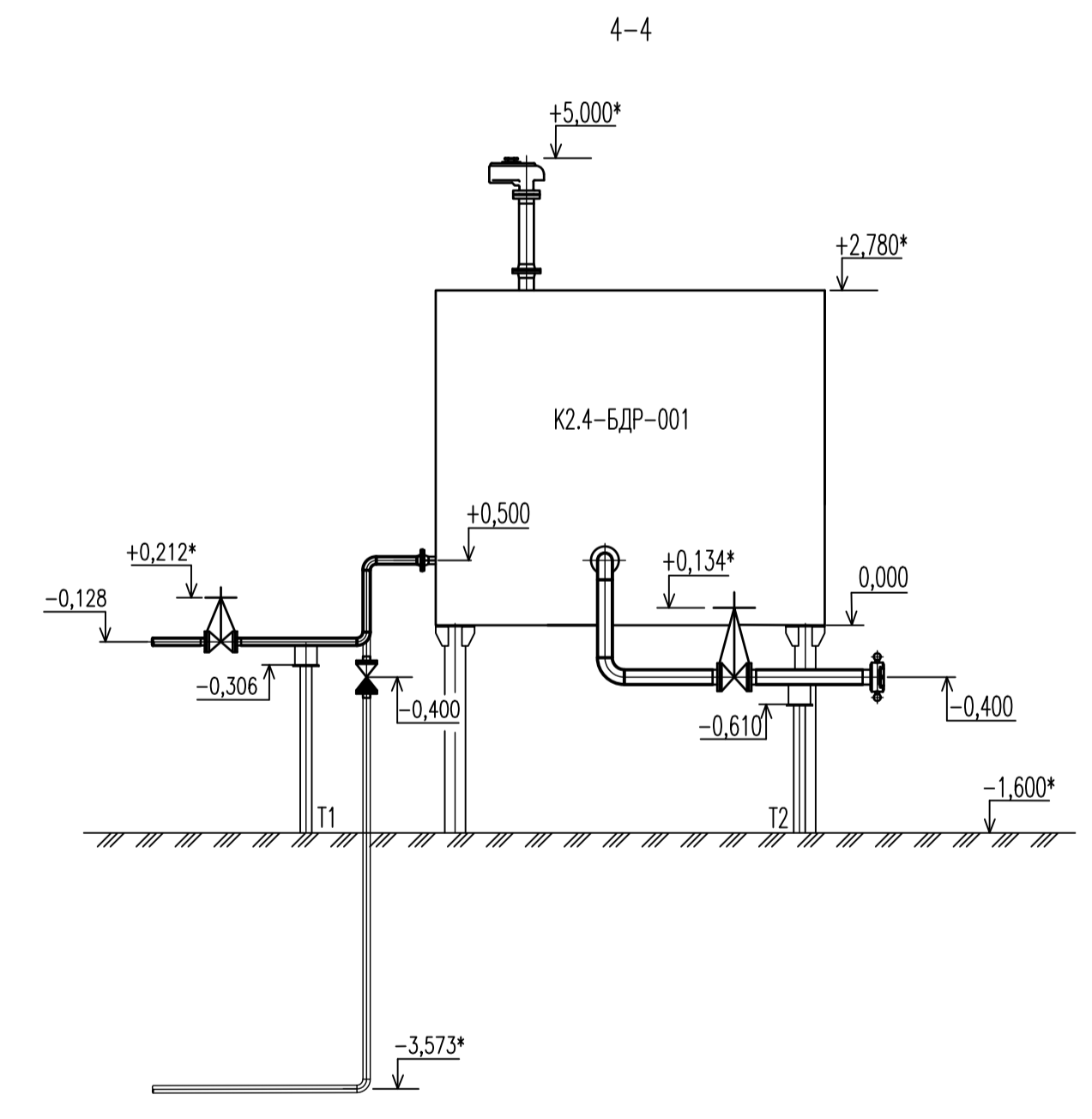
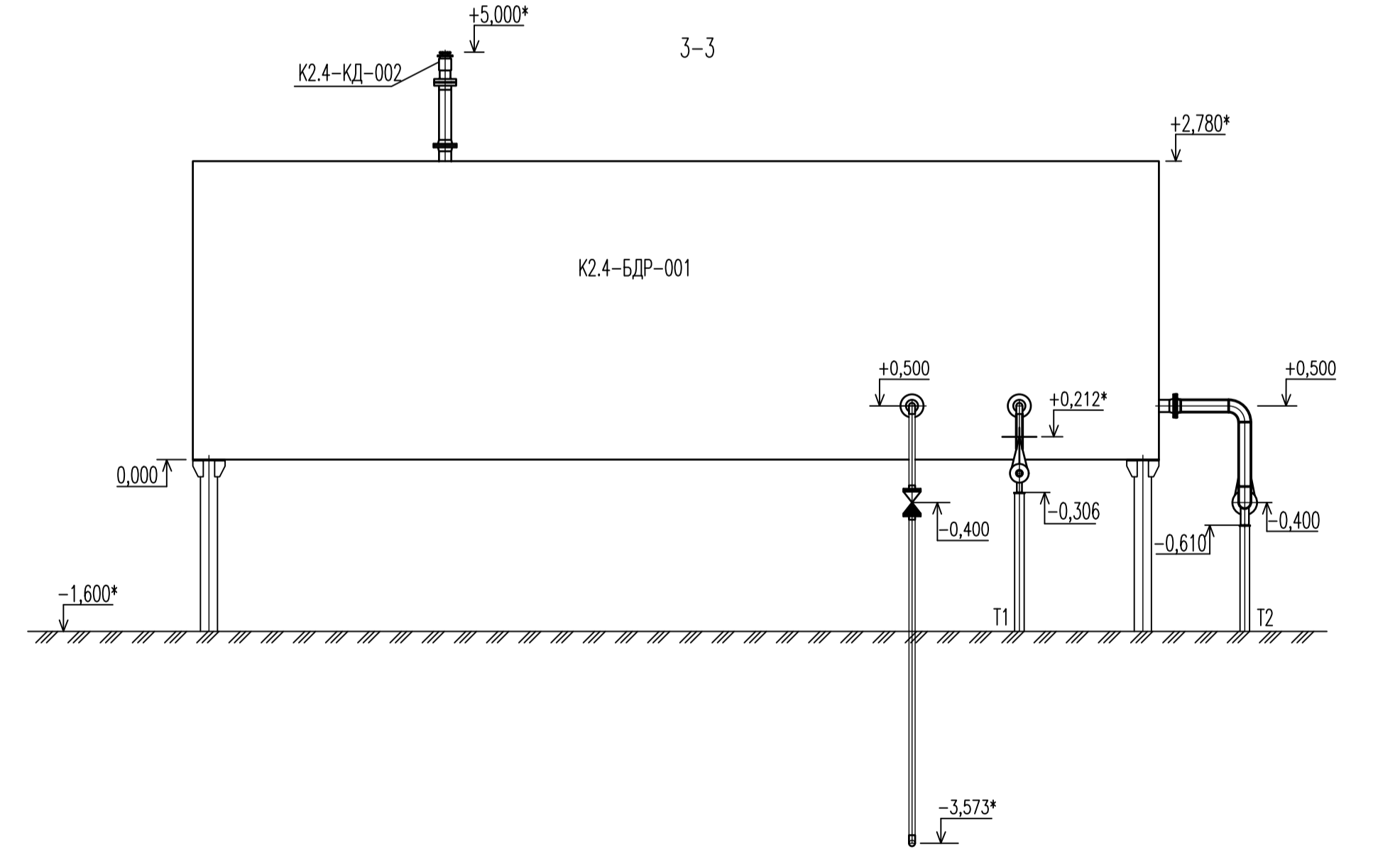
1000/27-П-ТХ-0007			
Обустройство Газовского месторождения.			
Кусты нефтяных скважин N 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
3	-	Зам.	7891-22
Разработчик	Бурман	21.10.22	
Проверил	Мазурин	21.10.22	
Гл.спец.	Дранкина	21.10.22	
Н.контр.	Полякина	21.10.22	
ГИП	Мирошников	21.10.22	
Индивидуальная 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

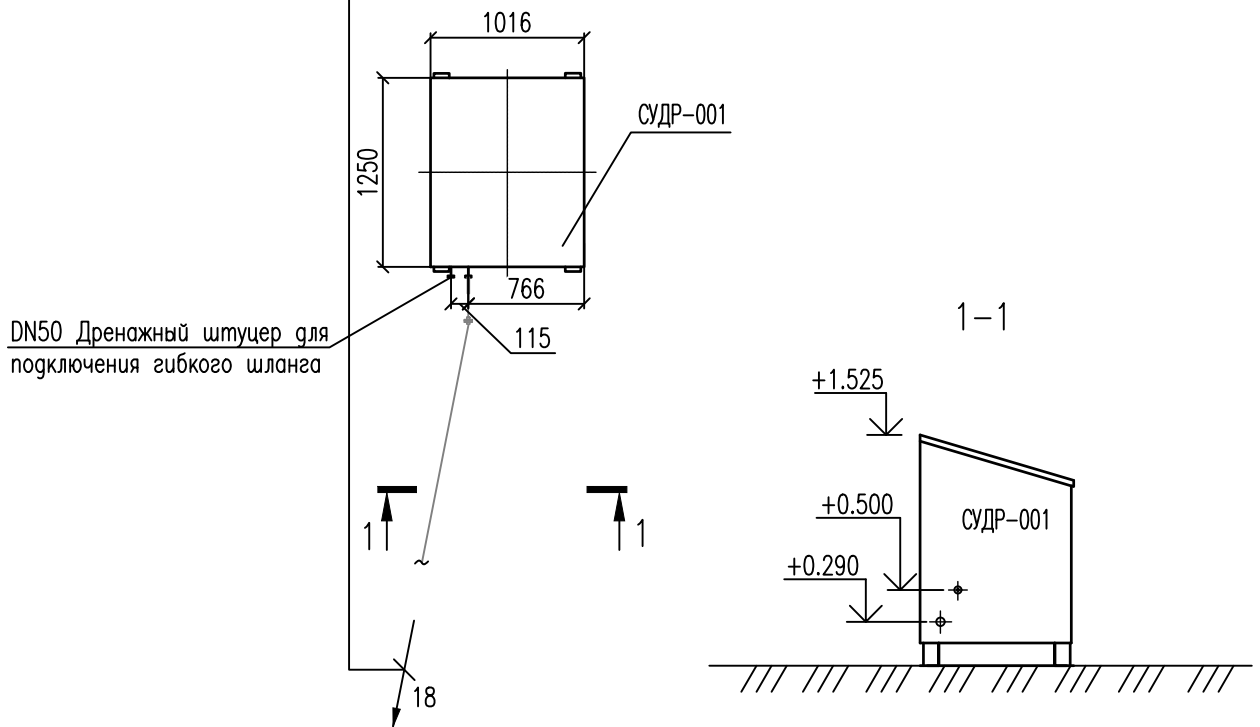


- 1. \* Размер уточнить при монтаже.
- 2. Все надземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом.
- 3. Площадки обслуживания на разрезах 1-1, 2-2, 3-3, 4-4 условно не показаны.
- 4. Блок дозирования реагента для куста N2.1 аналогичен блокам для кустов NN 2.3, 2.5, 2.6

Создано	21.10.22
Изм.	21.10.22
Проверено	21.10.22
Утверждено	21.10.22
Согласовано	21.10.22

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	-	Зам.	7891-22
Разработчик	Бурман	Дата	21.10.22
Проверил	Мазурин	Дата	21.10.22
Гл.спец.	Драникина	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).

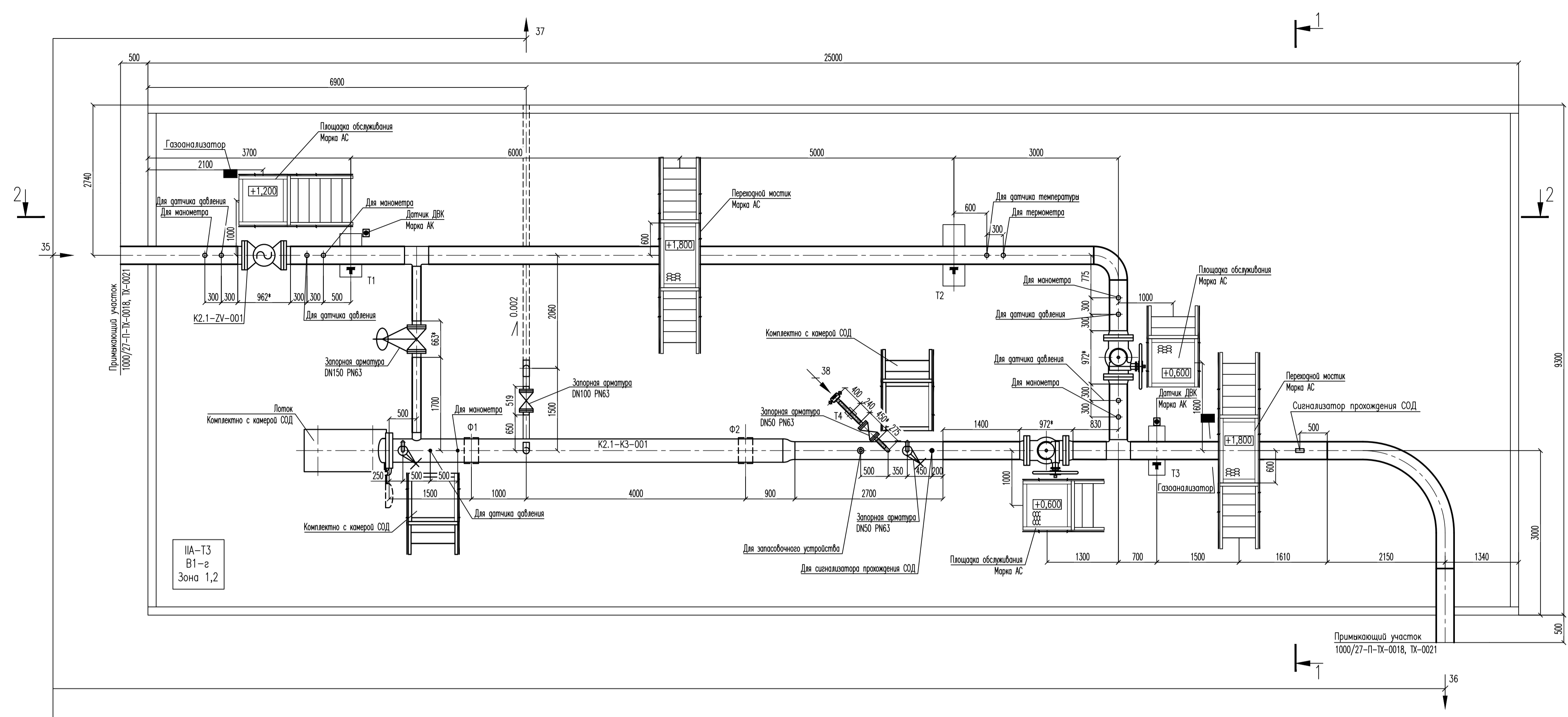
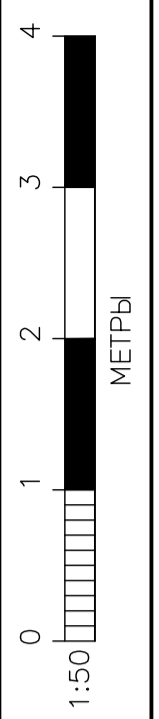
Согласовано	21.10.22	21.10.22
	<i>Александр</i>	<i>Александр</i>
Терентьева	Наумов	
ОГ/ИД	ЭТО	

Взам. инв. N	
--------------	--

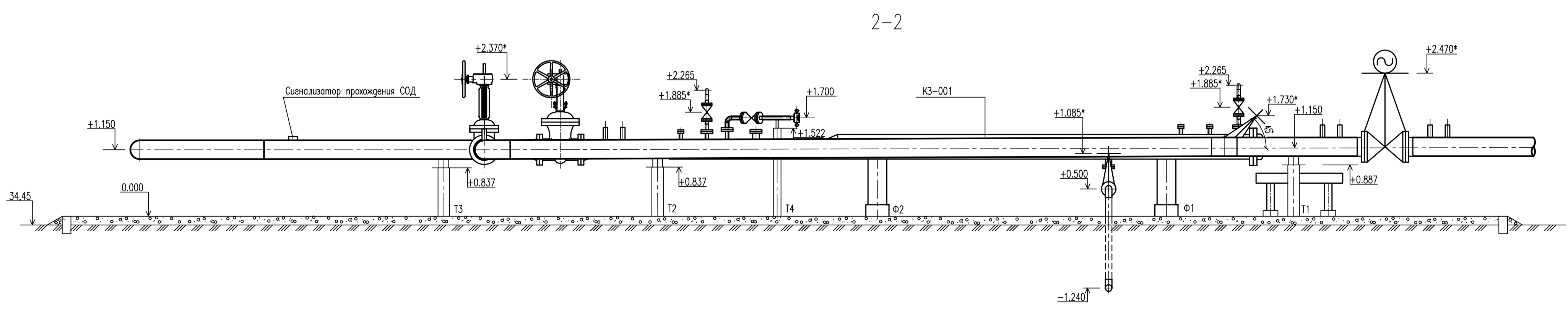
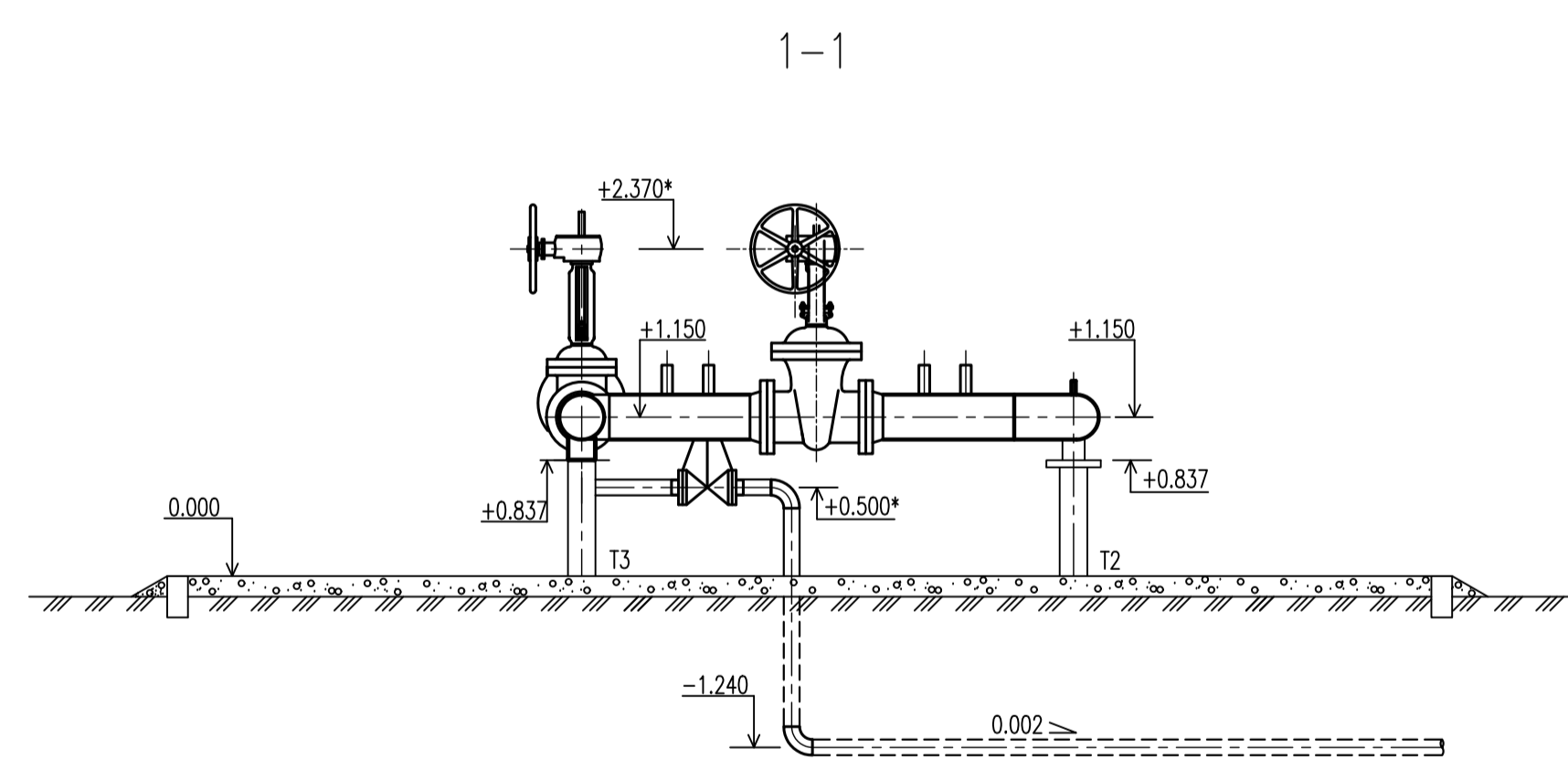
Погр. и дата					
Инв. N подл.					

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

1000/27-П-ТХ-0010					
Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин N 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6					
Скважинная установка дозирования реагента СУДР				Стадия	Лист
				П	1
План. Разрез 1-1				 АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	



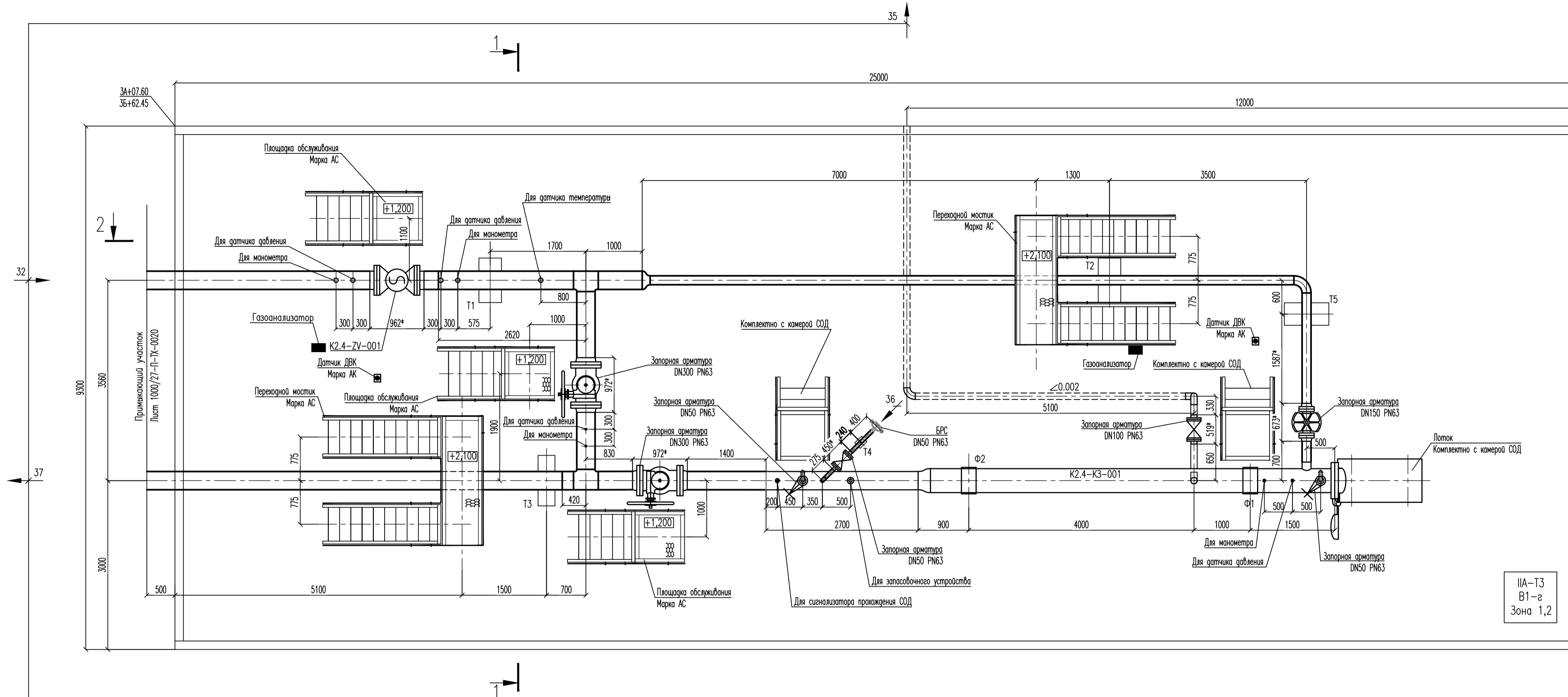
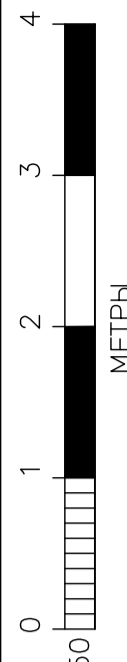
- 35. Ø325x8 Эксплуатационный коллектор (мех.)
- 36. Ø325x8 Нефтегазоборная трубопровод от куста N 2.1 на УЗА-014 (мех.)
- 37. Ø114x6 Дренажный трубопровод от К2.1-К3-001 до К2.1-ЕД-001
- 38. Ø57x6 Трубопровод пропуски азотом камеры СОД



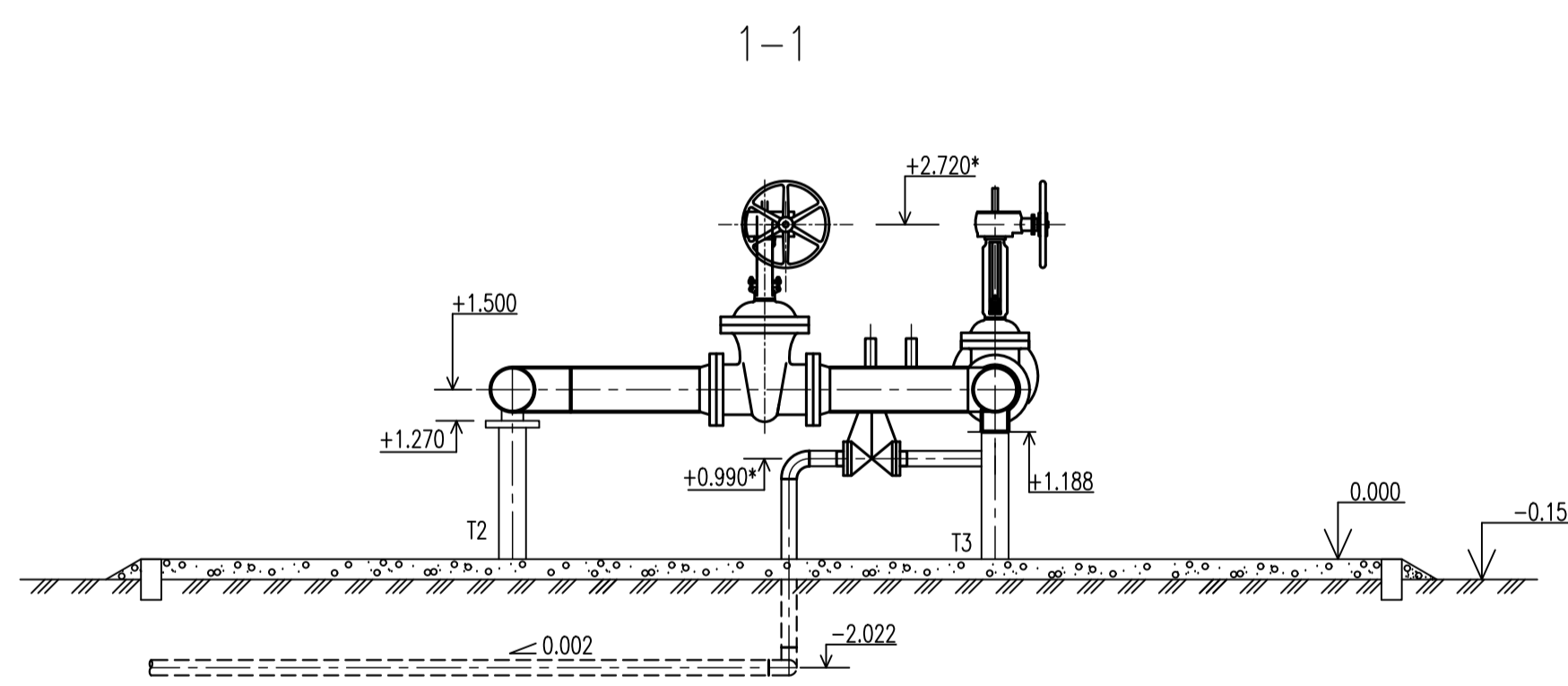
1. За отметку 0.000 принята отметка площадки узла СОД.
2. Все наземные трубопроводы и арматура предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом. Все подземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции.
3. \* Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
4. Данный чертеж аналогичен для кустов NN2.1,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

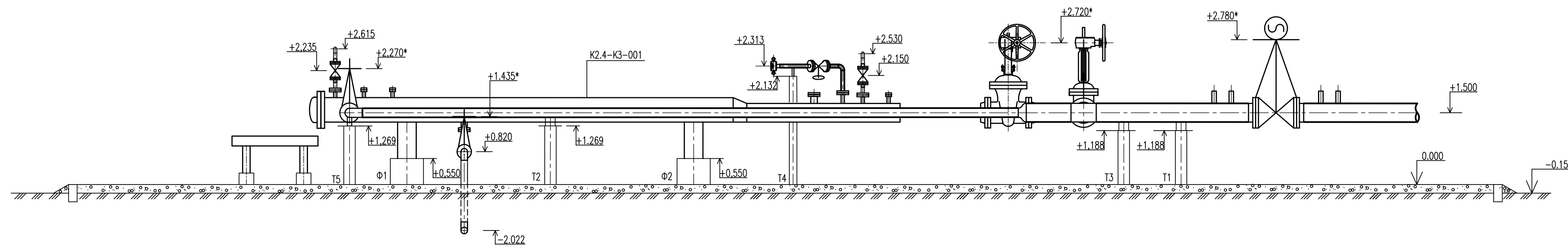
1000/27-П-ТХ-0014			
Обустройство Газового месторождения.			
Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6			
Изм.	Колуч.	Лист	№рок.
Разработ.	Бурман	21.10.22	21.10.22
Проверил	Мазурин	21.10.22	21.10.22
Гл.спец.	Драникина	21.10.22	21.10.22
Н.контр.	Полякишина	21.10.22	21.10.22
ГИП	Мирошников	21.10.22	21.10.22
Площадка узла запуска СОД DN300 и отключающей арматуры кустов NN2.1, 2.5.		Стация	Лист
План. Разрезы 1-1, 2-2		П	1
АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ			



- 32 #325x8 Эксплуатационный коллектор (мех.)
- 35 #114x6 Дренажный трубопровод от К2.4-К3-001 до К2.4-ЕД-001
- 36 #57x6 Трубопровод пропуск азота в камеру СОД
- 37 #325x8 Нефтегазосборный трубопровод от куста N 2.4 на УПНГ



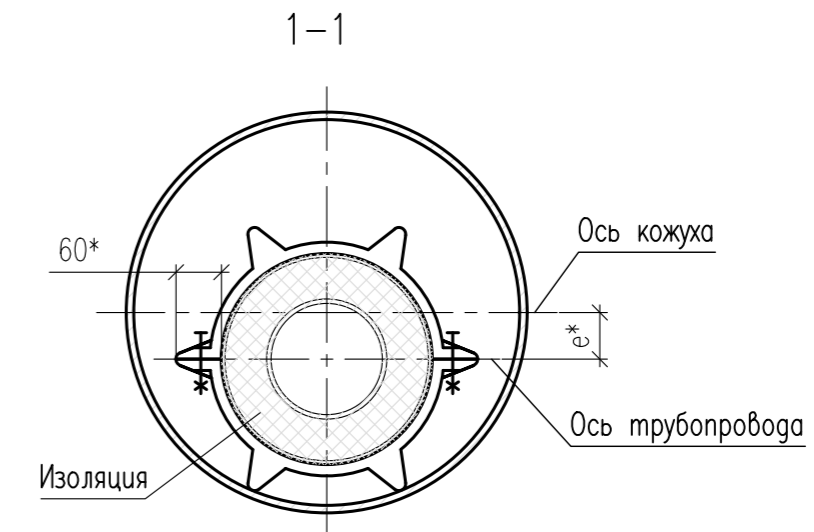
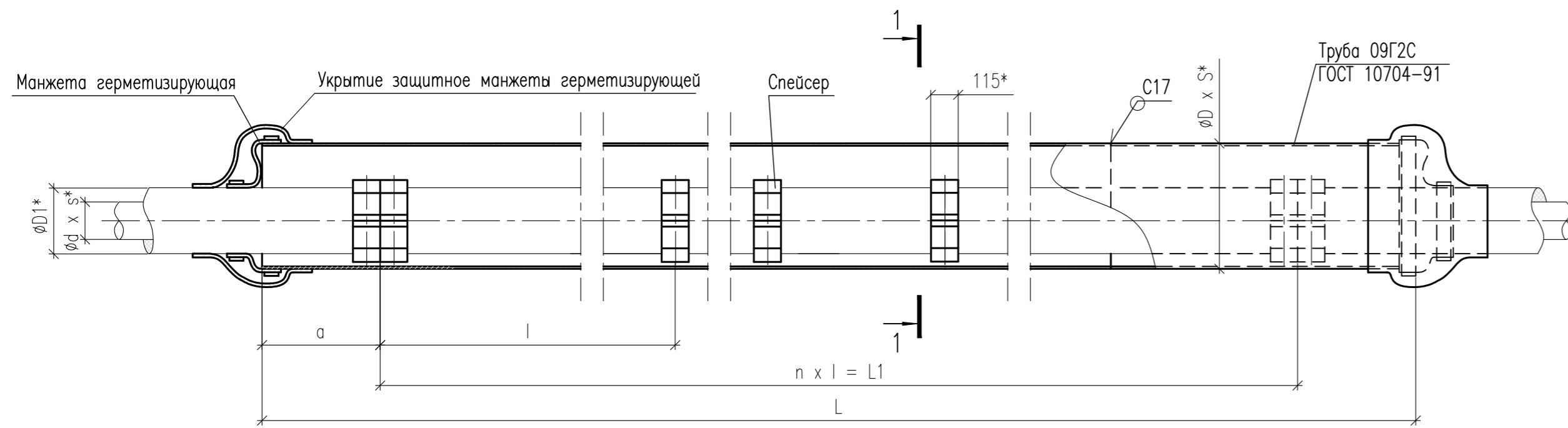
2-2



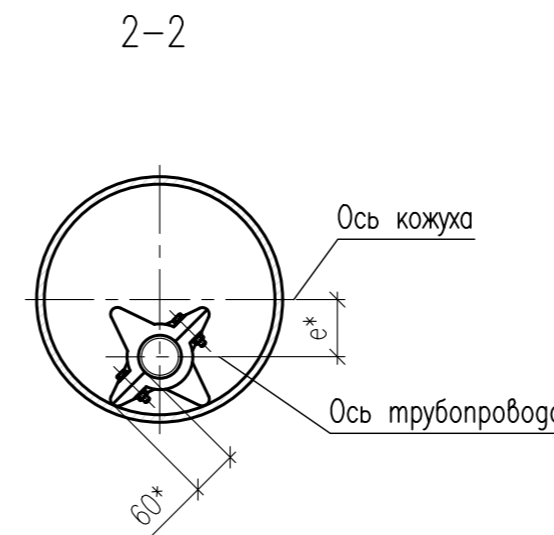
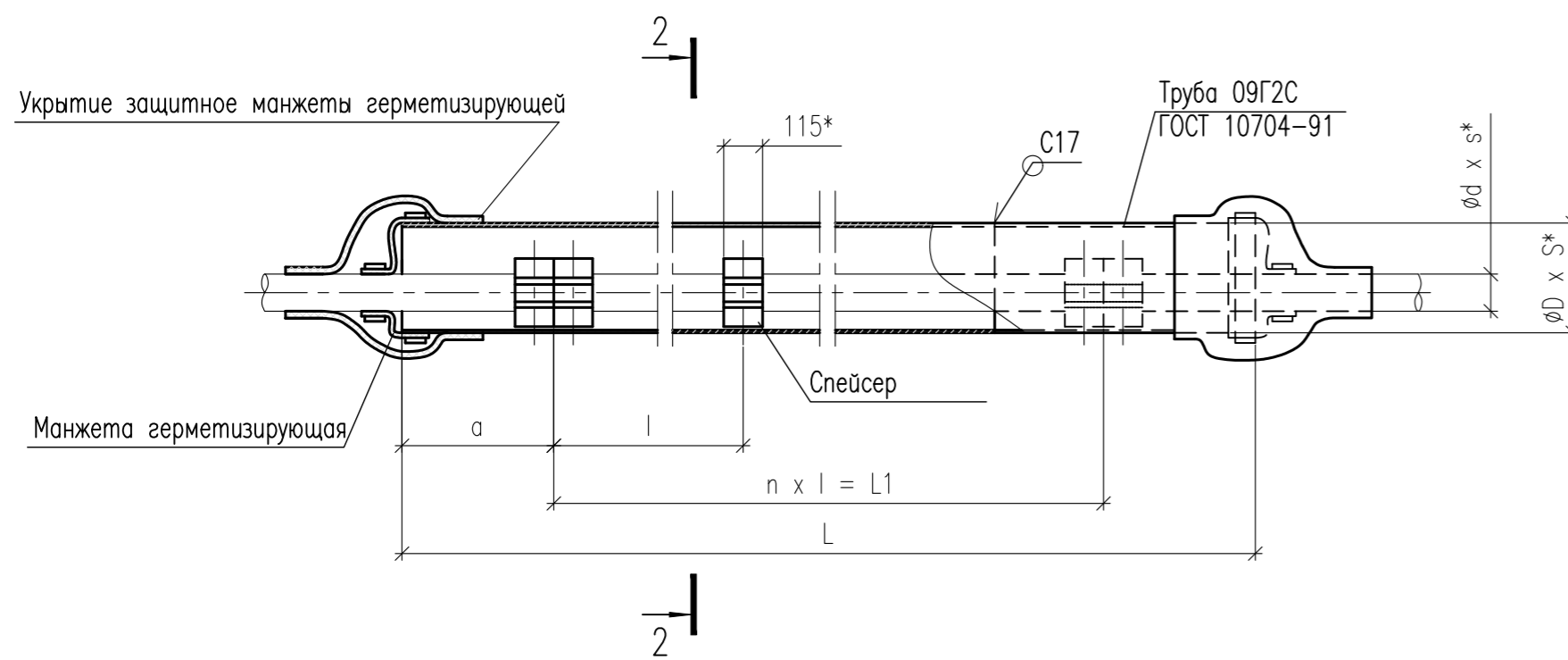
1. За отметку 0.000 принята отметка площадки узла СОД.
2. Все наземные трубопроводы и арматура предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом. Все подземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции.
3. \* Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.

1000/27-П-ТХ-0016					
Обустройство Газовского месторождения.					
Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6					
3	-	Зам.	7691-22	21.10.22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата
Разработ.	Бурман			21.10.22	
Проверил	Мазурин			21.10.22	
Гл.спец.	Дрянкина			21.10.22	
Н.контр.	Полякина			21.10.22	
ГИП	Мирошников			21.10.22	
Площадка узла запуска СОД DN300 и отключающей арматуры куста N2.4.				Стация	
План. Разреза 1-1, 2-2				Лист	Листов
				П	1
				АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	

Кожухи защитные для трубопроводов Ду 100, Ду 300



Кожухи защитные для реактопроводов 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 реактопроводов Ду 50 при пересечении с автодорогами.
- Трубопровод, протаскиваемый через стальной защитный кожух, должен оснащаться опорно-центрирующими устройствами – спейсерами, изготовленными из диэлектрического материала. Спейсеры предназначены 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.

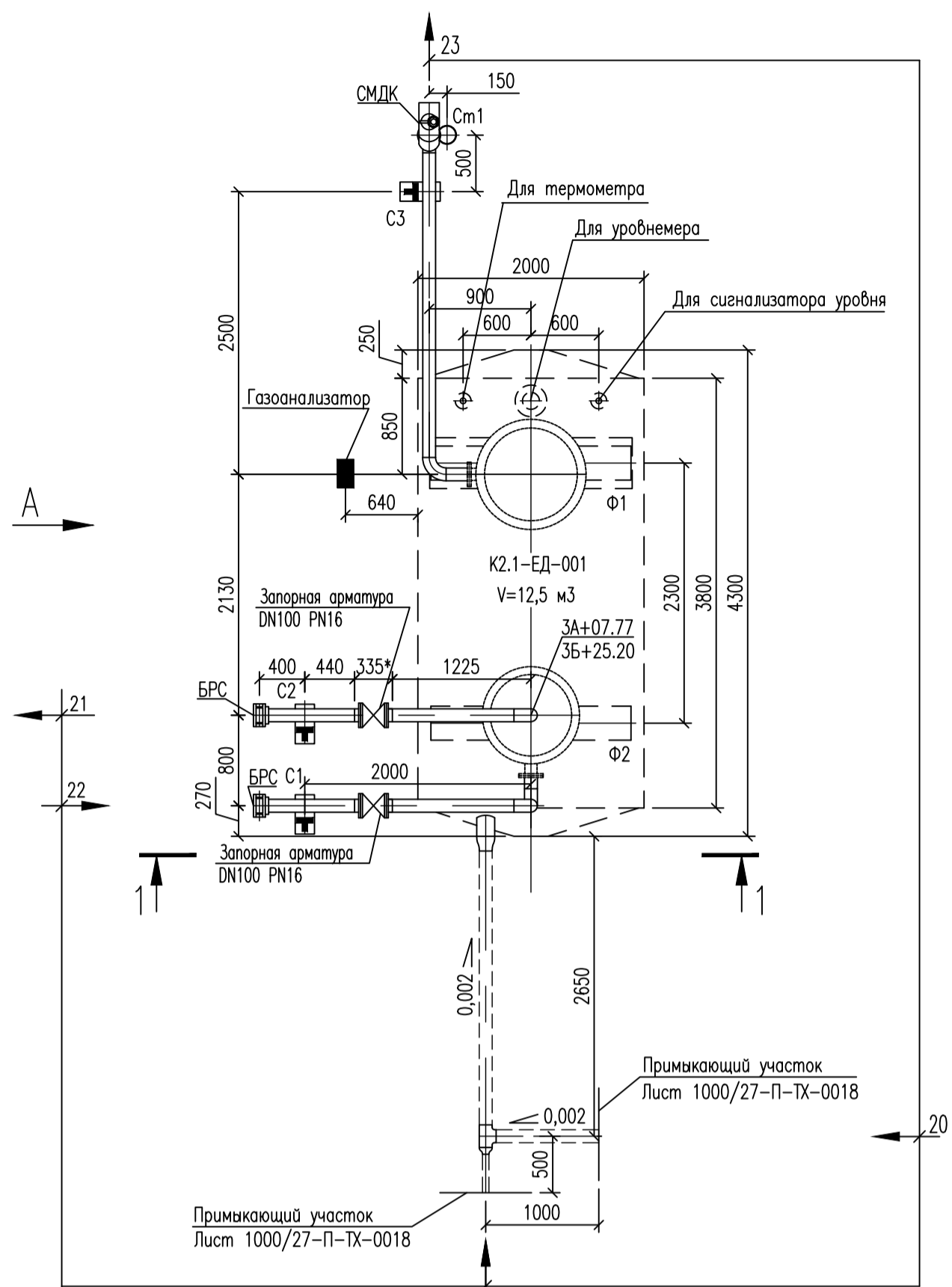
Таблица переменных данных

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									

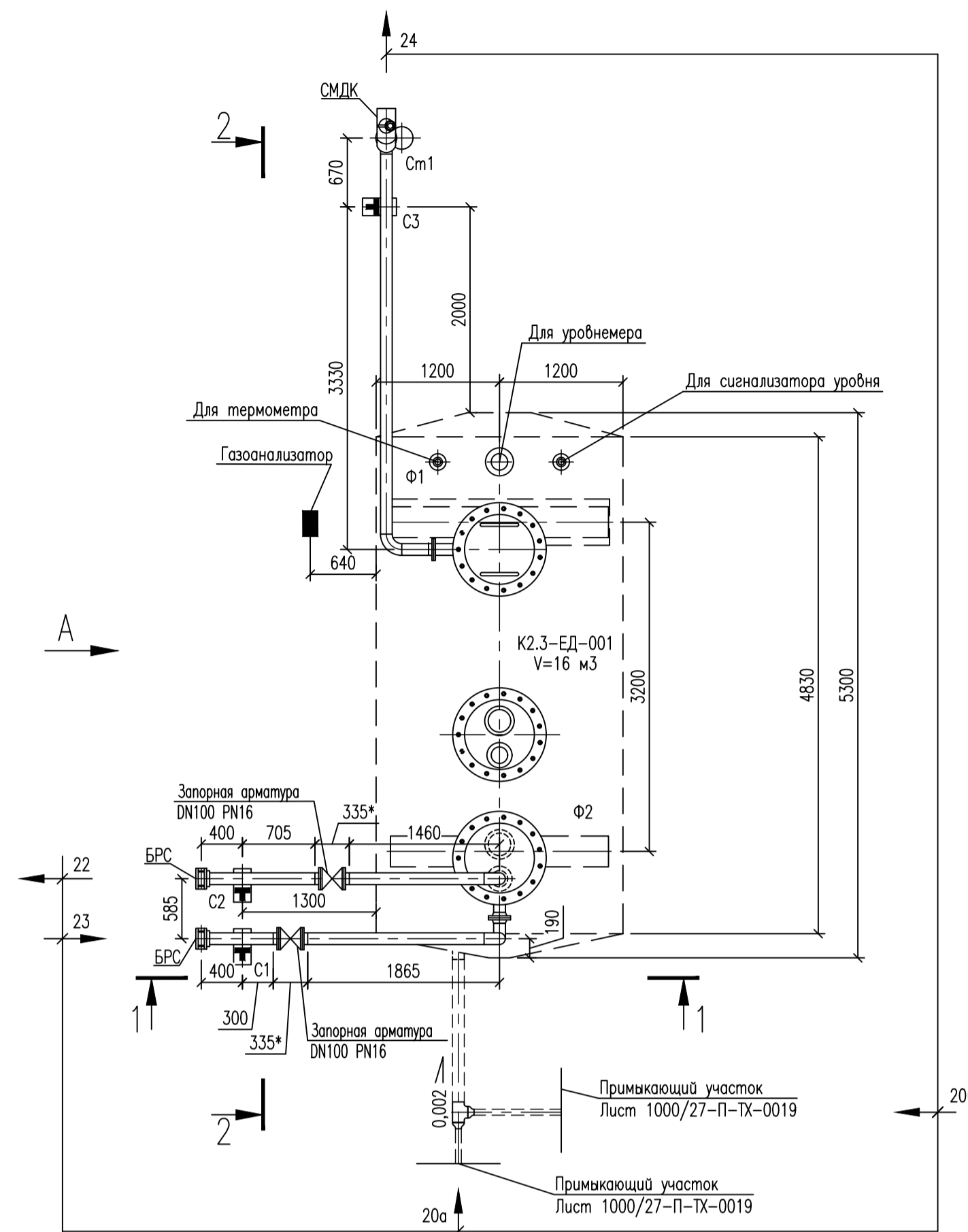
1000/27-П-ТХ-0017									
Обустройство Газовского месторождения. Кусты нефтяных скважин N2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6									
5	-	Зам.	1027-24	Мам	15.02.24				
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'док.	Погн.	Дата				
Разраб.	Петянова				15.02.24	Стадия	Лист	Листов	
Проверил	Шарихина				15.02.24	п		1	
Гл.спец.	Ряцев				15.02.24				
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  
Мазурин  
Согласовано  
ТОСаПНПГ  
Взам. инб. N  
Погн. и дата  
Инб. N подг.

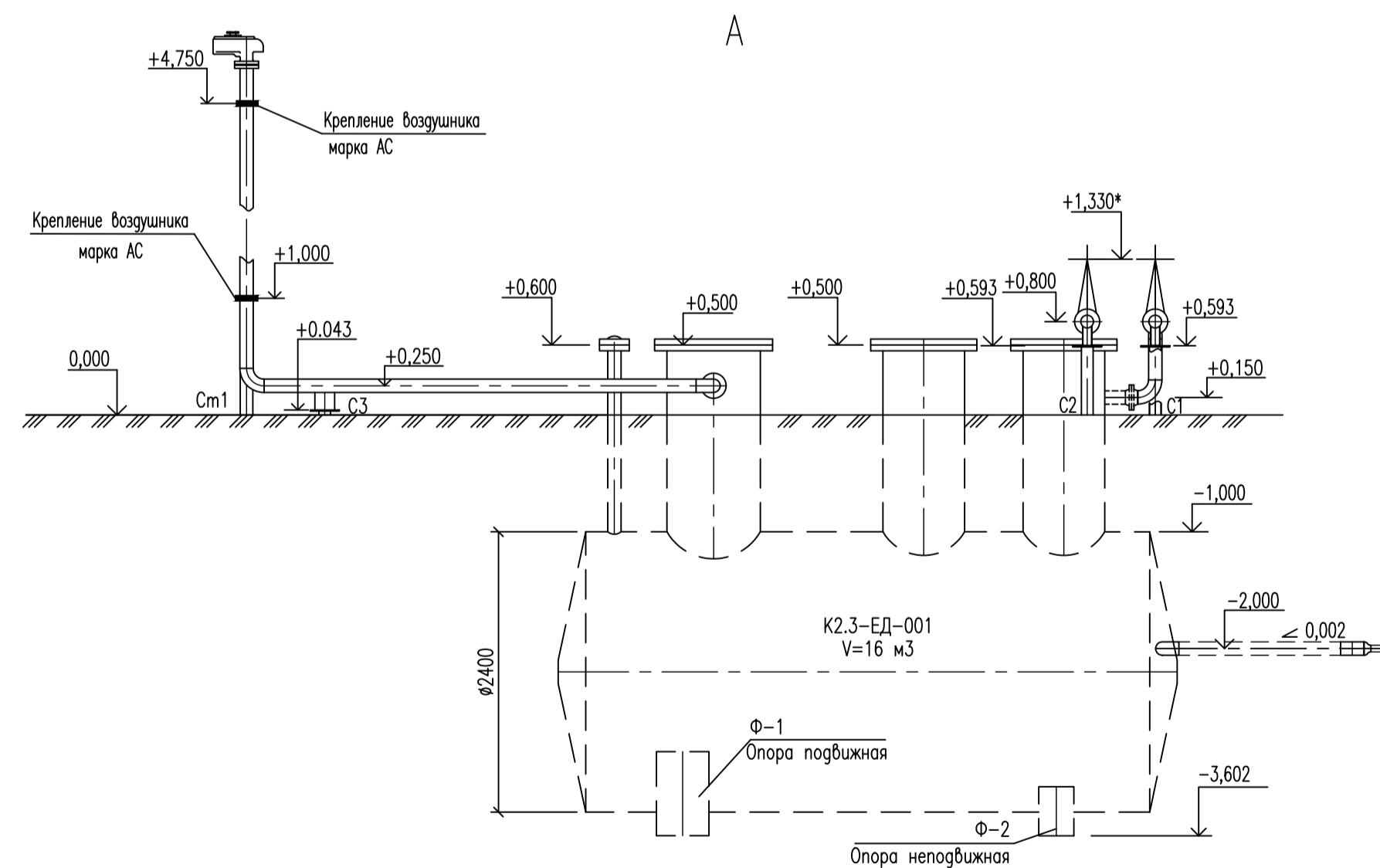
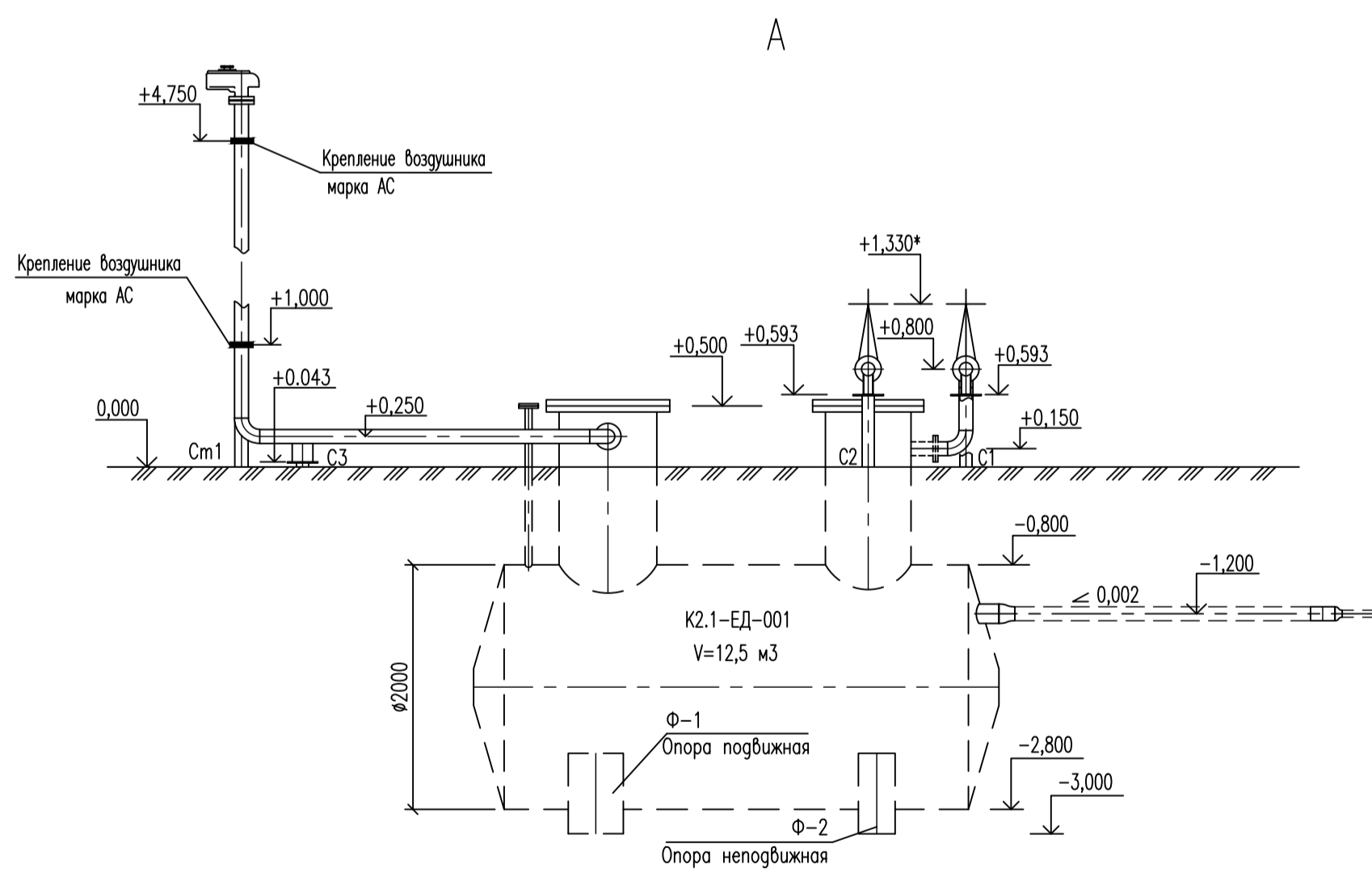




- 18 Ø57х6 Трубопровод дренажный от К2.1-ИЗУ-001
- 20 Ø114х6 Трубопровод дренажный от К2.1-БДР-001, К2.1-КЗ-001
- 21 Ø114х6 Трубопровод от К2.1-ЕД-001 в передвижную технику
- 22 Ø114х6 Трубопровод для пропарки емкости К2.1-ЕД-001
- 23 Ø114х6 Трубопровод от дренажной емкости К2.1-ЕД-001 на воздушник



- 20а 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 кустов NN2.4, 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	
Разработ.	Бурман	21.10.22			
Проверил	Мазурин	21.10.22			
Гл.спец.	Дранкина	21.10.22			
Н.контр.	Полякашина	21.10.22			
ГИП	Мирошников	21.10.22			
			Емкости подземные дренажные V=12,5 м³, V=16 м³. План. Вяз А		
			АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ		

Кожух несущий для трубопровода Ду 300 при наземном переходе

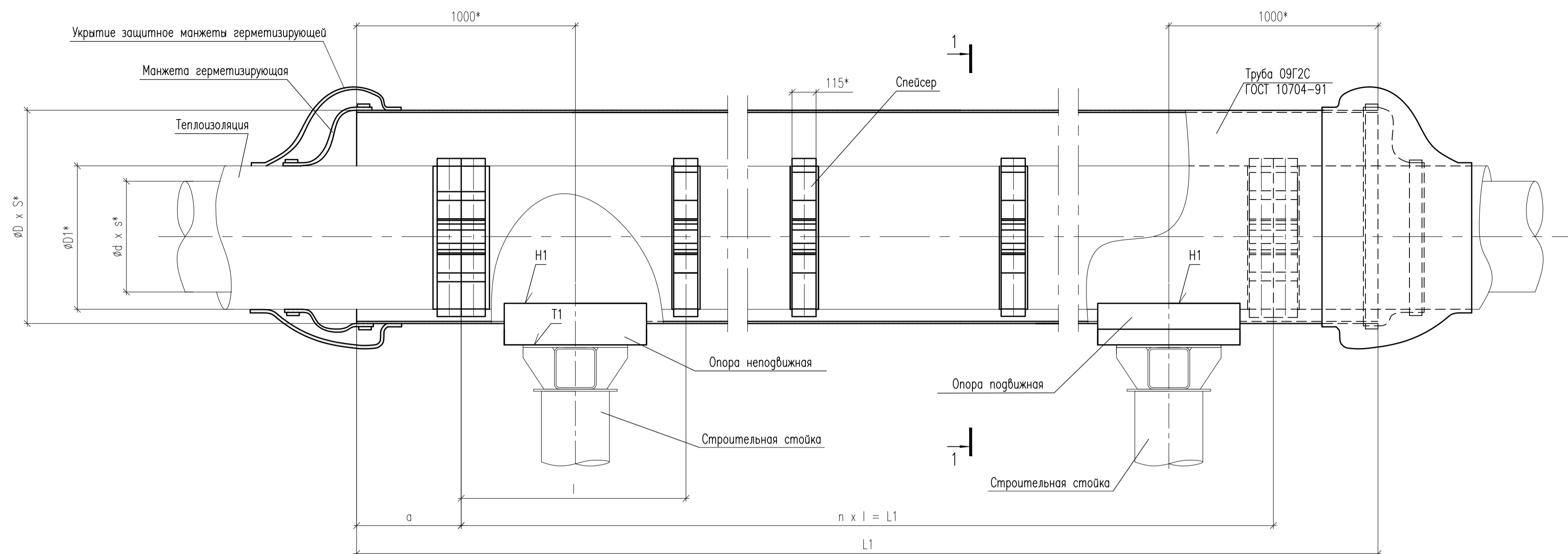
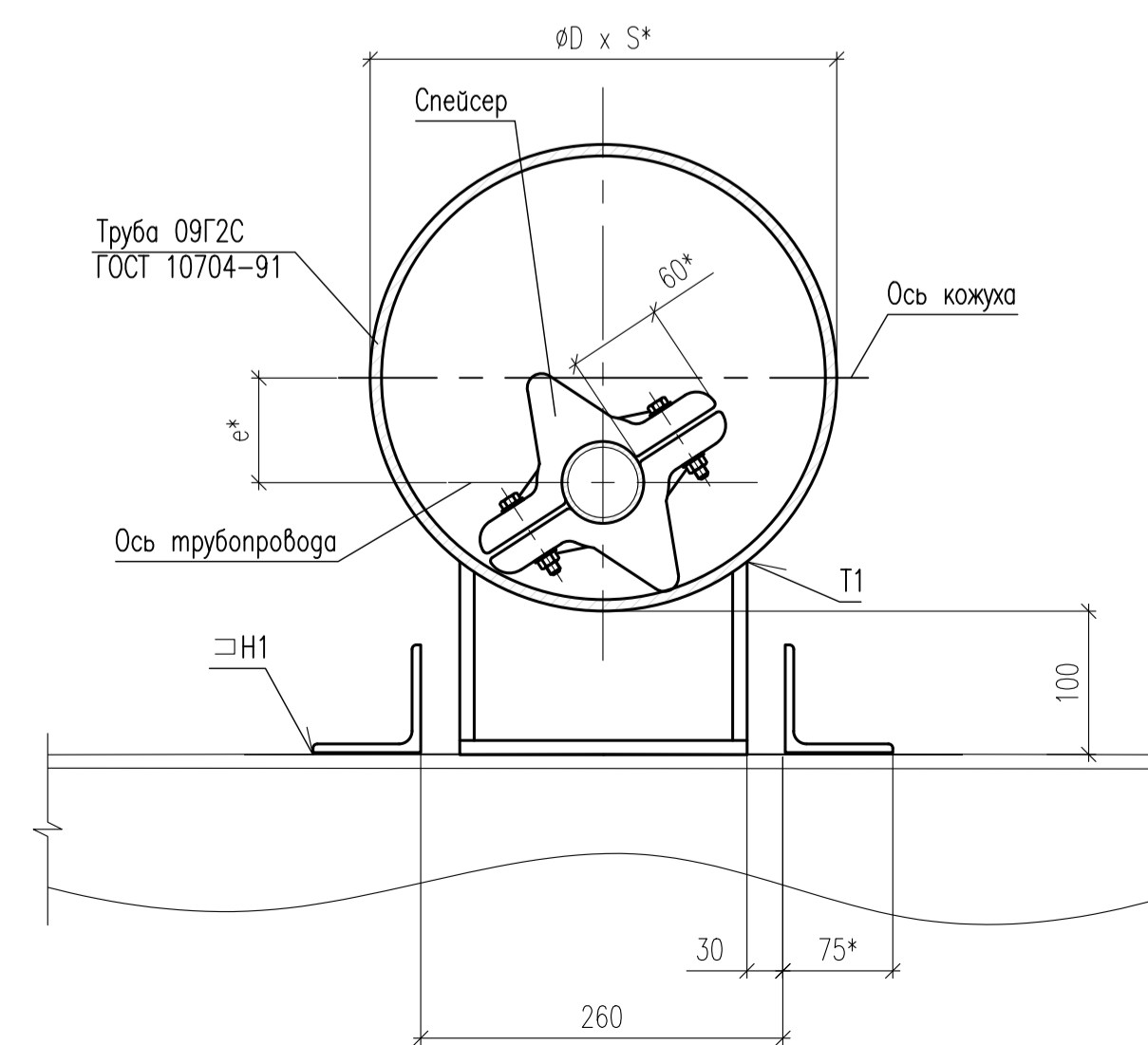
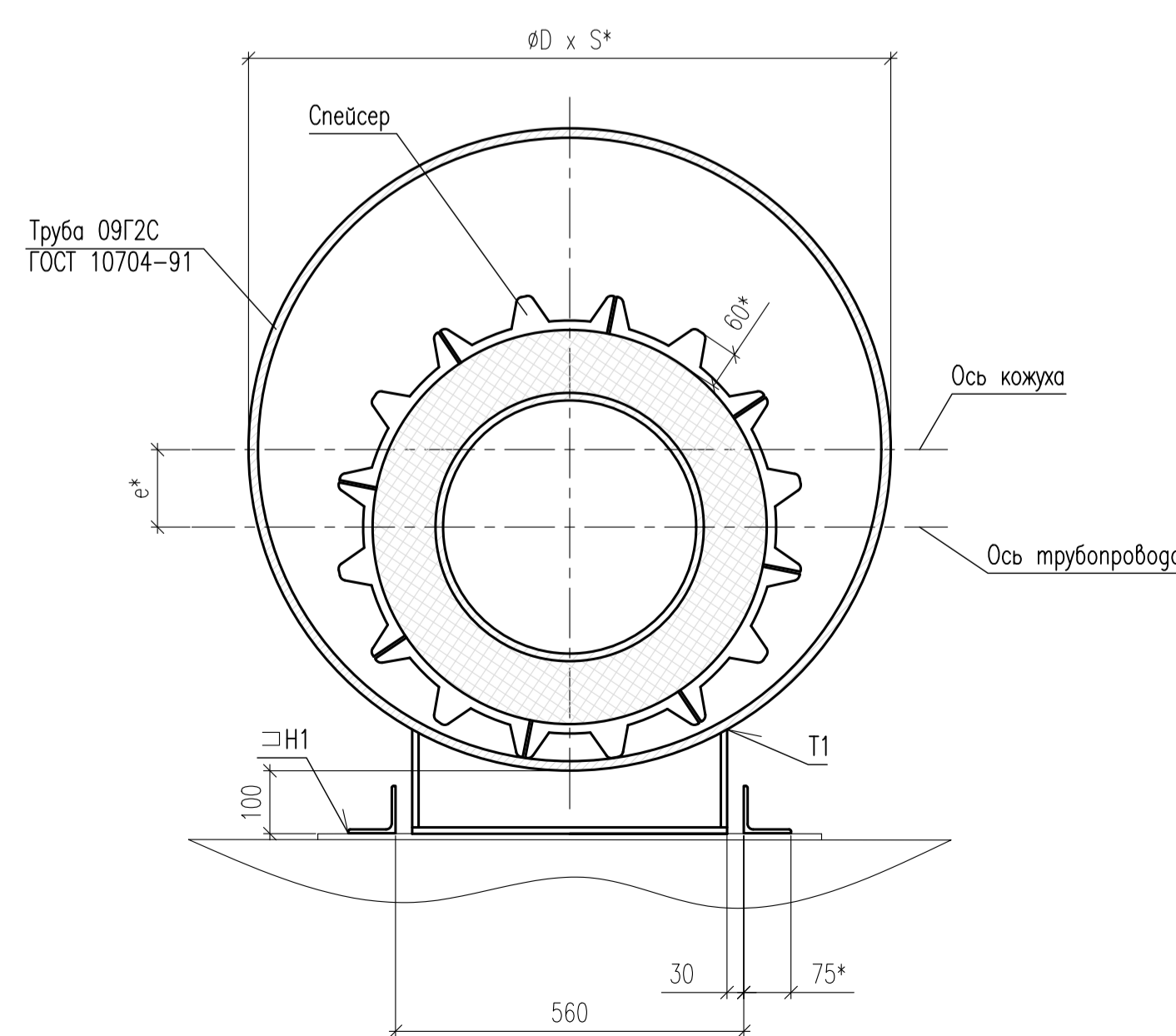
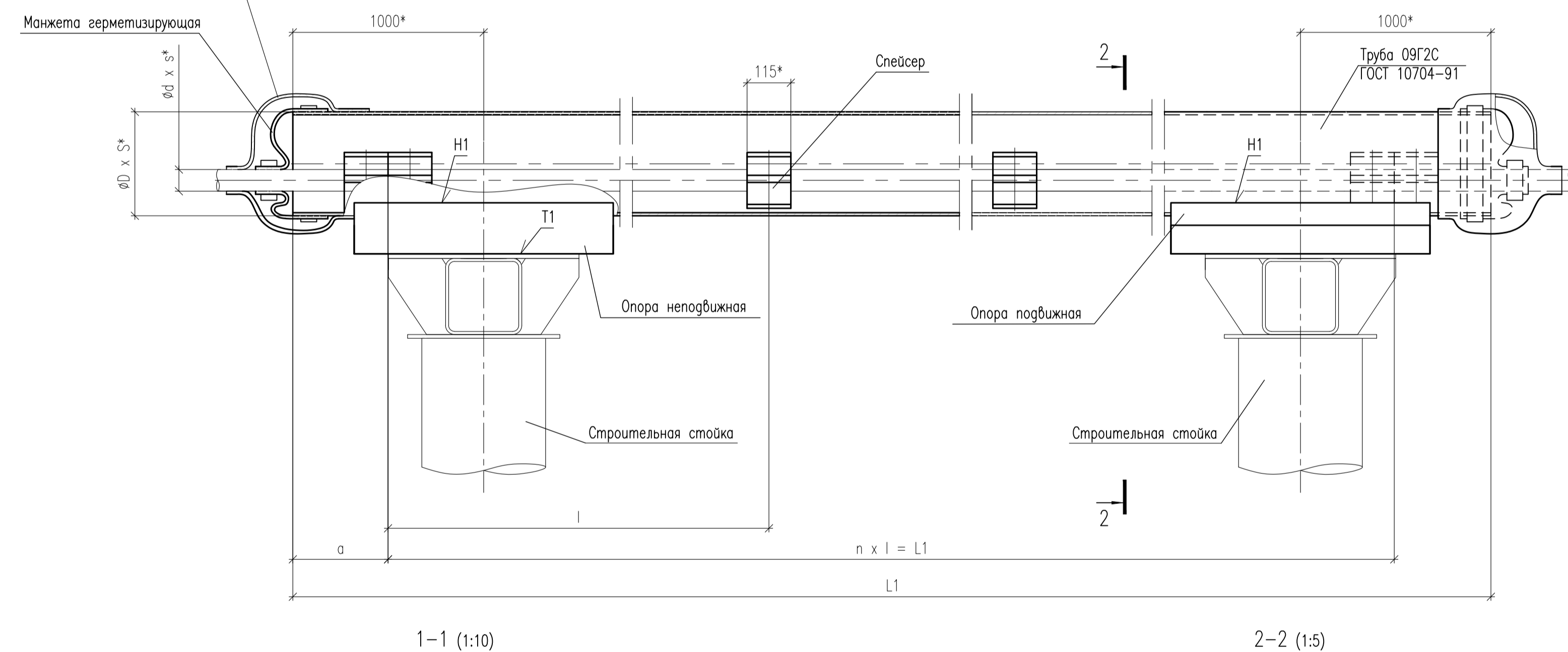


Таблица переменных данных

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	-	11	2000	22000	23000	1	ПК83+09.00 – ПК83+32.00	
КН-6						76		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

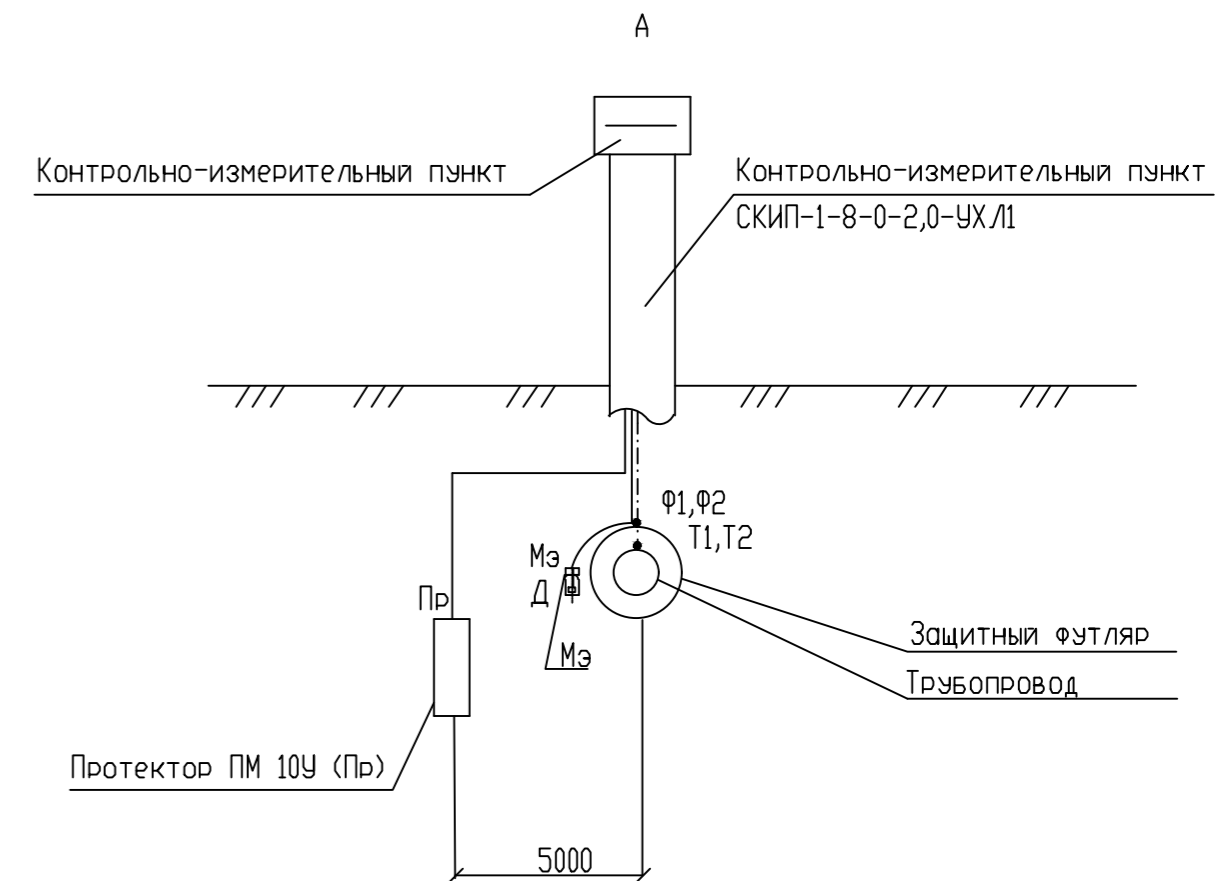
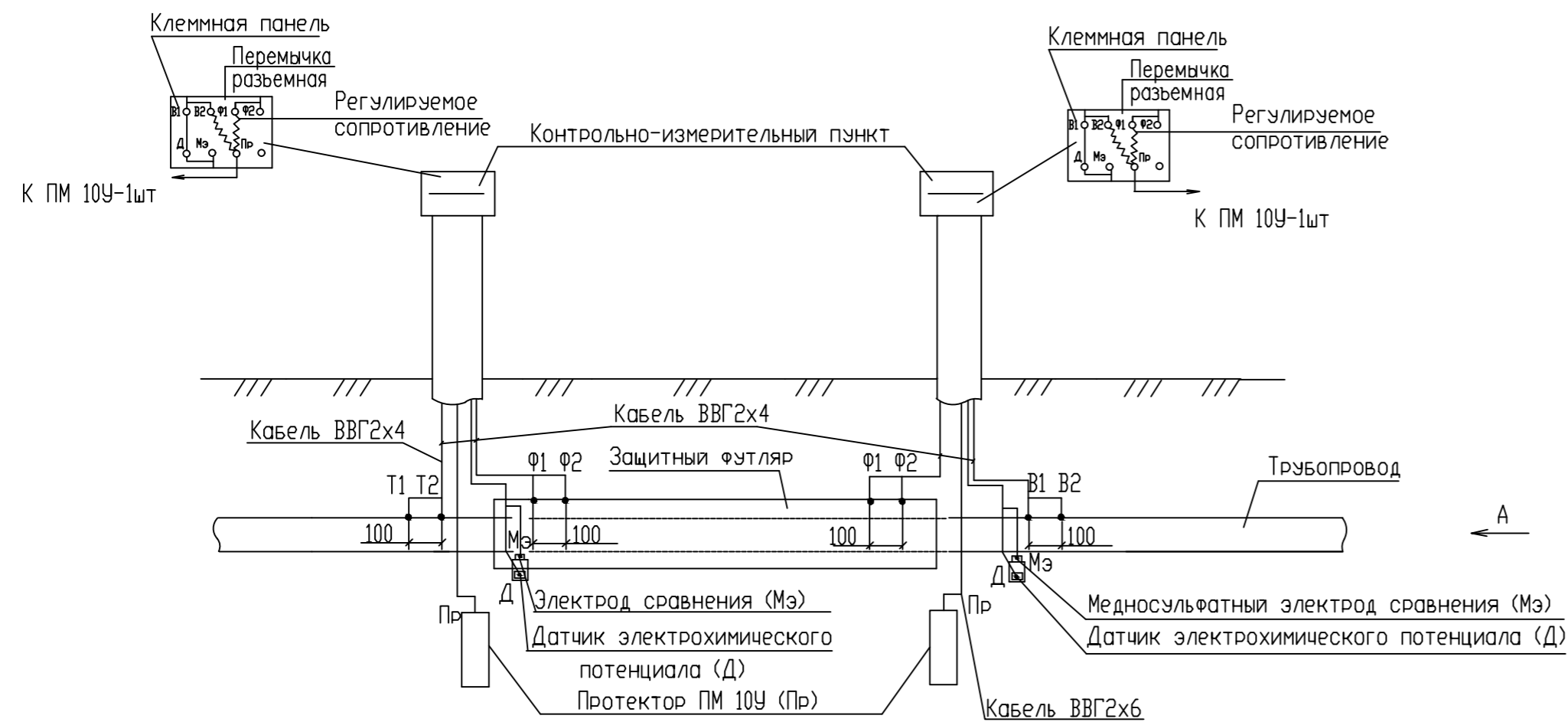
- \* Размеры для справок.
- Трубопровод, протаскиваемый через стальной защитный кожух, должен оснащаться опорно-центрирующими устройствами – спейсерами, изготовленными из диэлектрического материала. Спейсер выполняется из сегментов, изготовленных из полиамида марки ПА-6. Сегменты соединяются между собой 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 горды 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:  
 М.п. и подп.:



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

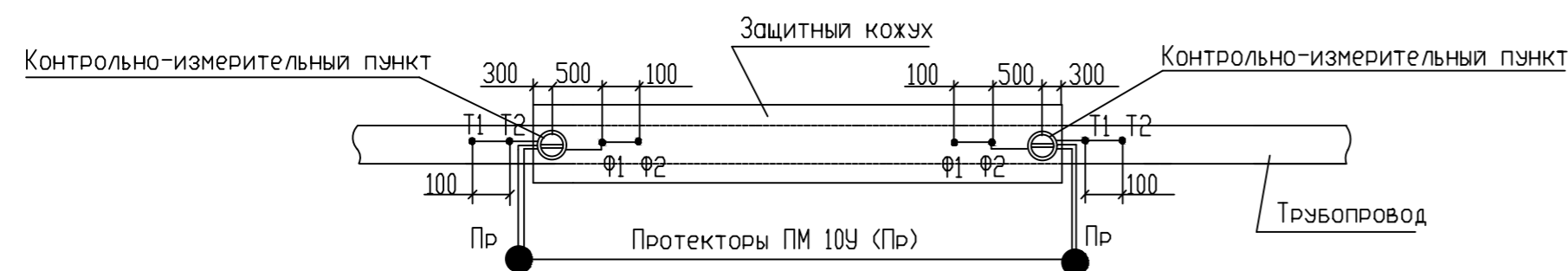


Таблица подбора регулируемого сопротивления

Материал	Диаметр проволоки, мм	Площадь сечения, мм <sup>2</sup>	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

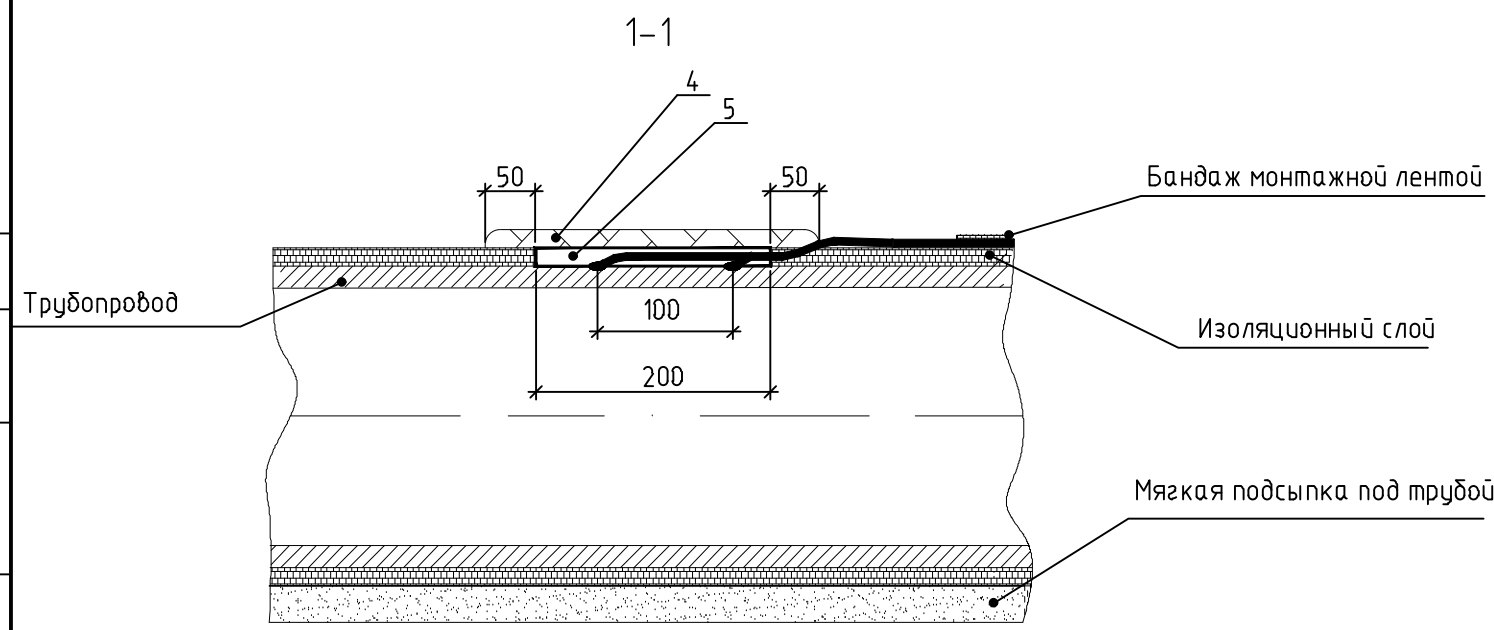
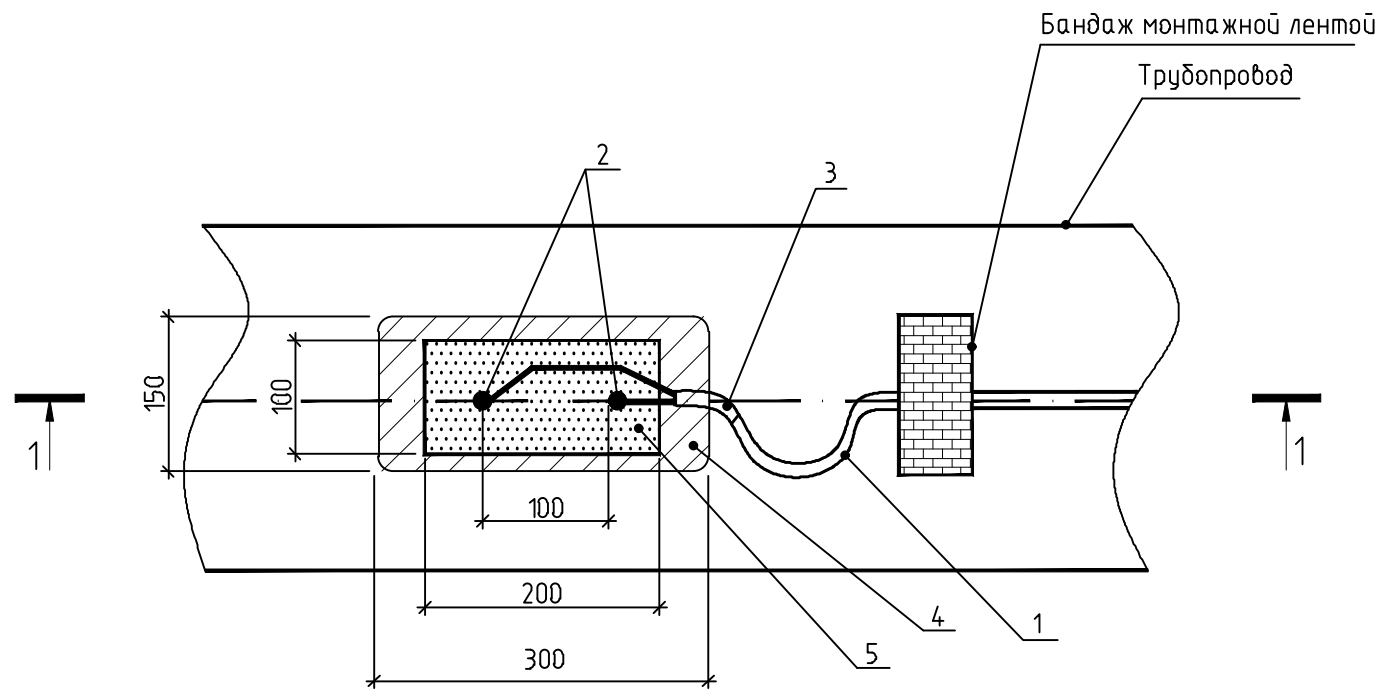
Стация	Лист	Листов
П		1

АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

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

# Узел присоединения двухжильного кабеля к трубопроводу

# Спецификация



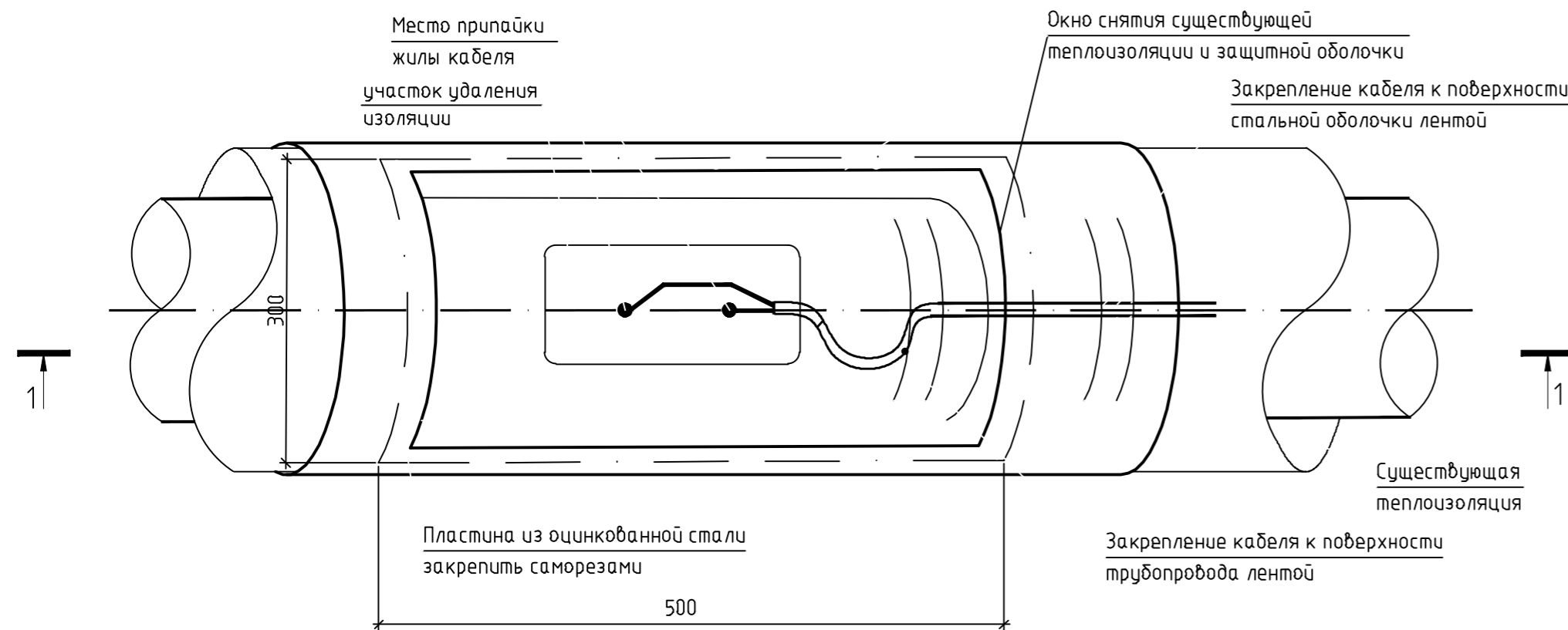
Позиция	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кабель (учтен в спецификации)			
2		Термитная смесь медная	2	0,0540	
3		Термоусадочная трубка 20	0,3		м
2		Лента защитная			
3		термоусаживаемая ТЕРМА-Р150x1,4	0,3		м
4		Лента защитная			
5		термоусаживаемая ТЕРМА-Р3-100x2	0,4		м
6		Термитная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

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

- 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.
- 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.
- От места приварки кабель укладывается "змейкой" по трубопроводу и фиксируется бандажом из ленты ремкомплекта.
- Спецификация приведена для одного узла присоединения.

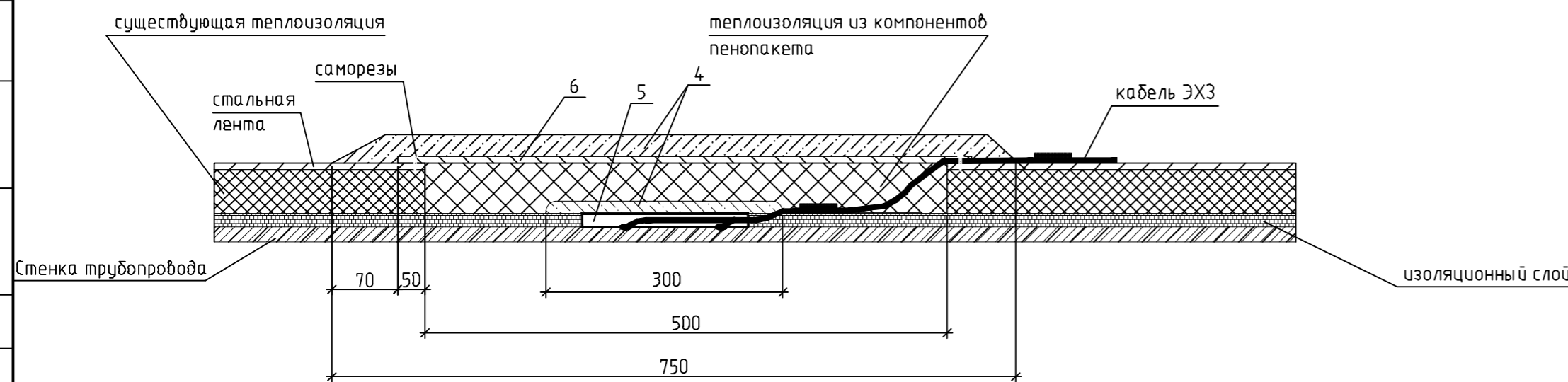
1000/27-П-ЭХЗ-0003					
Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата
Разраб.		Гололобова			12.08.20
Проверил		Гололобова			12.08.20
Гл.спец.		Юдаков			12.08.20
Н.контр.		Филатова О			12.08.20
ГИП		Мирошников			12.08.20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

Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу (вид сверху)

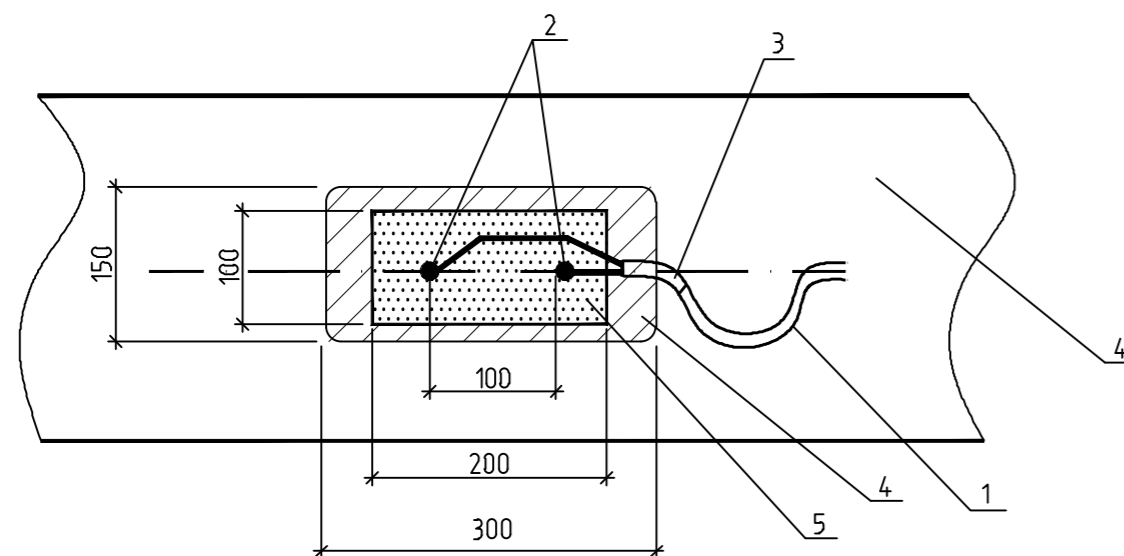


1-1

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. Пластинкой 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.		Южаков			12.08.20
Н.контр.		Филатова			12.08.20
ГИП		Мирошников			12.08.20
					Стация
					Лист
					Листов
					п
					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	03.07.24
Н.контр	<i>[Signature]</i>
Мирошников	
УТВ.	<i>[Signature]</i>

Изм.внес	Ножин	<i>[Signature]</i>	03.07.24	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНИГ)	Лист	Листов
Составил	Ножин	<i>[Signature]</i>	03.07.24		1	2
УТВ.	Мирошников	<i>[Signature]</i>	03.07.24			