



Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Кусты скважин №3, 4, 6**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения,
входящие в инфраструктуру линейного объекта**

Часть 6. Технологические решения

Книга 1. Куст скважин. Технологические решения

ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01

Том 4.6.1



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Кусты скважин №3, 4, 6**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения,
входящие в инфраструктуру линейного объекта**

Часть 6. Технологические решения

Книга 1. Куст скважин. Технологические решения

ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01

Том 4.6.1

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

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Е.В. Ровенская

Обозначение		Наименование						Примечание			
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-С-001		Содержание тома 4.6.1									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ТЧ-001		Книга 1. Куст скважин. Технологические решения. Текстовая часть									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001		Куст скважин N3. Схема принципиальная технологическая									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002		Куст скважин N4. Схема принципиальная технологическая									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003		Куст скважин N6. Схема принципиальная технологическая									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-004		Кусты скважин N3, 4, 6. Сооружения добывающей скважины. План. Разрез 1-1									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005		Куст скважин N3. Установка измерительная. План. Разрез 1-1									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006		Куст скважин N4. Установка измерительная. План. Разрез 1-1									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007		Куст скважин N6. Установка измерительная. План. Разрез 1-1									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008		Кусты скважин N3, 4, 6. Блок дозирования реагента. План. Разрез 1-1. Вид А									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-009		Куст скважин N3. Площадка узла запуска СОД и отключающей арматуры. Разрез 1-1. Виды А, Б									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-010		Куст скважин N4. Площадка узла запуска СОД и отключающей арматуры. Разрез 1-1. Виды А, Б									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011		Кусты скважин N3, 4, 6. Подземная дренажная емкость V=8 м3. План. Виды А, Б									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012		Кусты скважин N3, 4, 6. Блок подачи метанола. План. Разрез 1-1. Вид А									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-013		Кусты скважин N3, 4, 6. Площадка емкости метанола расходной V=50 м3. План. Виды.									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-014		Кусты скважин N3, 4, 6. Подземная дренажная емкость для метанола V=8 м3. План. Виды									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-015		Кусты скважин N3, 4, 6. Площадка для исследовательского сепаратора. План. Разрез 1-1									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-016		Кусты скважин N3, 4, 6. Шкаф управления ГФУ и блок подачи газа на дежурную горелку. План. Разрез 1-1. Вид А									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-017		Кусты скважин N3, 4, 6. Факельный амбар. План. Разрезы									
ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-018		Куст скважин N3. План инженерных сетей и технологических сооружений. Разрезы									
Подпись и дата	ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-С-001										
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Инв. № подп.	Разраб.	Бородина			16.12.25	Содержание тома 4.6.1		Стадия	Лист		
								П	1		
	Н.контр.	Поликашина			16.12.25				2		
								 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ			

Обозначение	Наименование	Примечание
ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-019	Куст скважин N4. План инженерных сетей и технологических сооружений. Разрезы	
ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-020	Куст скважин N6. План инженерных сетей и технологических сооружений. Разрезы	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-С-001

Лист
2

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	Т.Н. Дрынкина
Заведующий группой	В.А. Колмыков
Заведующий группой	Н.С. Маркелова
Ведущий инженер	А.В. Тулупова
Ведущий инженер	А.Г. Клевакина
Начальник отдела	М.А. Юдаков
Главный специалист	М.А. Федотенко
Заведующий группой	А.В. Елуферьев
Нормоконтролер	Е.В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 СБОР НЕФТИ И ГАЗА	1–1
1.1 ВВЕДЕНИЕ	1–1
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	1–1
1.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	1–2
1.4 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ.....	1–6
1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции	1–6
1.4.2 Характеристика системы сбора продукции добывающих скважин.....	1–7
1.4.3 Физико-химические свойства и компонентный состав добываемой продукции.....	1–11
1.4.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса	1–15
1.4.4.1 Обустройство устьев добывающих скважин	1–15
1.4.4.2 Измерительные установки с многофазным расходомером	1–17
1.4.4.3 Блоки дозирования реагента	1–18
1.4.4.4 Скважинные установки дозирования реагента	1–19
1.4.4.5 Дренажные емкости	1–20
1.4.4.6 Площадка узла запуска СОД	1–21
1.4.4.7 Узлы отключающей арматуры на выходе с кустов скважин	1–22
1.4.4.8 Запорная и регулирующая арматура	1–23
1.4.4.9 Узел подключения исследовательского сепаратора	1–24
1.4.4.10 Горизонтальная факельная установка	1–24
1.4.4.11 Блок подачи метанола	1–25
1.4.4.12 Емкость расходная для метанола	1–26
1.4.4.13 Дренажная емкость для метанола.....	1–26
1.4.4.14 Технологические трубопроводы.....	1–27
1.4.4.15 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических трубопроводов	1–28
1.4.5 Требования к организации производства.....	1–46
1.5 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....	1–48
1.6 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ	1–50
1.7 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ.....	1–50
1.8 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	1–50
1.9 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА ТАС-ЮРЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУСТОВ СКВАЖИН №3, 4, 5, 6	1–55
1.9.1 Общие положения.....	1–55
1.9.2 Исходные данные	1–55
1.9.3 Результаты гидравлического расчета	1–66
1.9.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы	1–82
1.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	1–92
1.11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЬЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ	1–92
1.12 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ).....	1–98
1.13 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ	1–99
1.14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	1–99
1.15 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ.....	1–100
1.16 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1–101
1.17 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	1–101
1.18 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1–102

1.19 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента	1–102
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2–1
2.1 Назначение	2–1
2.2 Общие положения.....	2–1
2.2.1 Технологические трубопроводы	2–1
2.3 Характеристика района	2–1
2.4 Материалное исполнение	2–1
2.4.1 Трубы.....	2–1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	2–3
2.4.3 Крепежные детали.....	2–4
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2–4
2.4.5 Опоры трубопроводов.....	2–5
2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов.....	2–5
2.5.1 Исходные данные	2–5
2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов.....	2–7
2.5.3 Расчёт срока службы технологических трубопроводов.....	2–8
2.5.4 Выборка типоразмеров труб	2–10
2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов.....	2–13
2.7 Антикоррозионные покрытия.....	2–14
Приложение А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	A–1
Приложение Б ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ	Б–1
Приложение В Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» о направлении ИД	В–1

1 Сбор нефти и газа

1.1 Введение

В настоящем разделе представлено описание технологических решений проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6». Проектом предусматривается обустройство кустов №3, 4, 6 добывающих нефтяных скважин.

1.2 Исходные данные для проектирования

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

- Задание на проектирование «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6», утвержденное Техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 5 августа 2024 г.;
- Приложение №1 к заданию на проектирование «ФХС»;
- Приложение №2 к заданию на проектирование «КТ-517 Реестр типовой документации»;
- Приложение №3 к заданию на проектирование «КБ ПАСПОРТА 2024»;
- Приложение №4 к заданию на проектирование «ТУ по автоматизации, метрологическому обеспечению»;
- Приложение №5 к заданию на проектирование «Профиль добычи»;
- Приложение №6 к заданию на проектирование «ТТ на подсистему безопасности АСУТП»;
- Приложение №7 к заданию на проектирование «ТТ на подсистему безопасности ИУС ПХД»;
- Приложение №8 к заданию на проектирование «ТТР-01.02.03-13_v1.0»;
- Приложение №9 к заданию на проектирование «ТУ по природоохранному направлению площадных объектов»;
- Приложение №10 к заданию на проектирование «Перечень ЛНД РФ и Компании»;
- Приложение №11 к заданию на проектирование «Исходные данные для разработки смет»;
- Приложение №12 к заданию на проектирование «ТУ на разработку разделов документации «Геотехнический мониторинг» и «Термостабилизация грунтов»»;
- Приложение №13 к заданию на проектирование «Чертеж фонтанной арматуры»;
- Приложение №14 к заданию на проектирование «Типовые технические условия на интеграцию сигналов телемеханики в SCADA СК-11 для проектируемых объектов ООО «Газпромнефть Заполярье»;
- М-01.07.03.03-08 версия 4.0 «Требования к составу и содержанию основных технических решений»;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Технологии проектирования» в 2024 году;
- "Специальные технические условия" на проектирование и строительство в части обеспечения пожарной безопасности объекта "Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6", разработанные ООО "ГК "Технический и экологический мониторинг";
- «Отчет по обоснованию соответствия архитектурных, функционально-технологических, конструктивных, инженерно-технических и иных решений и мероприятий по обеспечению безопасности зданий, сооружений, процессов, осуществляемых на всех этапах их жизненного цикла требованиям, установленным Федеральным законом «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», с использованием расчета риска» по объекту «Обустройство Тас-

Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6», разработанный ООО «ГК «Технический экологический консалтинг».

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями нормативной документации, действующей на территории Российской Федерации (Приложение А).

1.3 Краткая характеристика района строительства

Административное и географическое положение

В административном отношении район работ расположен в Республике Саха (Якутия), Мирнинском улусе, на Тас-Юряхском месторождении.

Объект изысканий расположен в 272,4 км на северо-восток от пгт. Витим, в 145,0 км на северо-запад от г. Ленск, в 79,4 км на юго-запад от г. Мирный.

Климатическая характеристика

Климатическая характеристика района изысканий будет составлена согласно климатическим данным, предоставленных ФГБУ «Якутское УГМС» по метеостанции Дорожный (Том 3, Приложение Г, ТЮ-КПЗ.4.6-ИИ-ИГМИ.01.00-ТЧ-005).

Климат района изысканий — резко континентальный с большими годовыми колебаниями температур и недостаточным количеством выпадающих осадков.

Весна наступает в мае под влиянием выноса тёплых воздушных масс из южных широт. Усиливается циклоническая деятельность. Погода в весенний период — неустойчивая и ветреная (средняя скорость ветра 2,5—3,5 м/с). Часты снегопады; осадки увеличиваются по сравнению с зимой почти в три раза. Температура воздуха повышается интенсивно — до 15 °C от месяца к месяцу. Однако в тылу циклонов часто наблюдаются вторжения холодных арктических масс, вызывающих возврат холдов, при которых в мае температура может падать до минус 20 °C.

Лето (июнь—август) сопровождается усиленным прогреванием территории, в связи с чем устанавливается пониженное атмосферное давление. Циклоническая деятельность и увеличение абсолютной влажности обусловливают наибольшее в году количество осадков — порядка 100 мм за три летних месяца; такая сравнительно небольшая величина связана с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюдионном состоянии.

Осень, начинаящаяся в сентябре, характеризуется усиленным вторжением арктических масс в тылу циклонов, а также приходом антициклонов с севера. Постепенно устанавливается ясная морозная погода. Падение температур осенью также быстро, как и рост их весной. В октябре обычно уже устанавливается зимний режим погоды.

Основные показатели представлены за период 1944-2022 гг.

Среднегодовая температура воздуха равняется минус 6,5°C. Наиболее холодным месяцем является январь, наиболее теплым — июль. Максимальная температура воздуха за весь период наблюдений составляет 36,4°C, минимальная температура воздуха составляет минус 59,5°C.

Таблица 3.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °C

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-29,8	-26,2	-15,9	-4,7	5,3	14,3	17,0	13,2	5,0	-5,9	-21,1	-29,0	-6,5

В течении года относительная влажность воздуха значительно меняется. Наиболее высокой она бывает зимой, наименьшей — в конце весны.

Суточный максимум осадков обеспеченностью 1% = 57 мм.

В соответствии с СП 47.13330.2016 опасными гидрометеорологическими явлениями на участке изысканий могут быть:

Очень сильный дождь – более 50 мм за 12 ч;

Ливень – слой осадков более 30 мм за 1 ч.

Сильный мороз – абсолютный минимум температуры воздуха равен минус 59,5 °C.

В соответствии с СП 131.13330.2020 рассматриваемый район относится к климатическому подрайону I Д с наиболее суровыми условиями.

Территория, на которой расположен участок изысканий в разрезе районирования РФ для зданий и сооружений согласно СП 20.13330.2016 подразделяется на районы:

по весу снегового покрова (Карта 1) – IV; нормативное значение веса снегового покрова – 2,0 кПа;

по давлению ветра (Карта 2) – Ia; нормативное значение ветрового давления – 0,17 кПа;

по толщине стенки гололеда (Карта 3) – II; толщина стенки гололеда - 5 мм;

по нормативным значениям минимальной температуры воздуха, °C (карта 4) – минус 50°C;

по нормативным значениям максимальной температуры воздуха, °C (карта 5) – плюс 32°C.

Для объектов электроснабжения согласно ПЭУ «Правила устройства электроустановок» территория подразделяется на районы:

- по ветровому давлению* (Рис. 2.5.1) – II (500 Па);

- по толщине стенке гололеда* (Рис. 2.5.2) – II (15 мм);

- по среднегодовой продолжительности гроз (Рис. 2.5.3) – от 20 до 40 часов;

- по пляске проводов (Рис. 2.5.4) – район с умеренной пляской проводов.

*Значения максимальных ветровых давлений и толщин стенок гололеда для ВЛ определяются на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет.

Для автодорог согласно СП 34.13330.2021 (приложение Б) – I2.

Инженерно-геологические условия

Куст скважин №3

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (17,0 м) принимают участие грунты, представленные преимущественно песками, реже суглинками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,2 м.

На глубине 0,1-0,2 м встречен суглинок легкий пылеватый твердый (ИГЭ 201), мощность слоя составляет 2,0-4,5 м.

В средней части разреза и до забоя, на глубинах 2,0-4,5 м вскрыт, преимущественно, песок средней крупности твердомерзлый слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 438) мощностью 7,5-14,3 м.

На участке работ вскрыты многолетнемерзлые грунты. Они представлены:

- песком средней крупности твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры, в талом состоянии влажным (ИГЭ 438) мощностью 0,6-12,8 м, глубина залегания кровли 2,8-12,1 м.

- песком мелким твердомерзлым слабольдистым массивной криотекстуры в талом состоянии рыхлым влажным (ИГЭ 448) мощностью 6,2-16,0 м, глубина залегания кровли 1,0-11,0 м;

Куст скважин №4

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (17,0 м) принимают участие грунты, представленные преимущественно песками, реже суглинками и глинами. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,2 м.

На глубине 0,1-0,2 м встречена глина легкая пылеватая полутвердая (ИГЭ 102), мощность слоя составляет 0,4-6,1 м.

В средней части разреза, на глубинах 1,5-6,9 м вскрыт песок рыхлый средней степени водонасыщения (ИГЭ 455), мощностью 3,5-5,0 м.

В нижней части разреза вскрыты пески от пылеватых до мелких слабольдистые, в талом состоянии средней степени водонасыщения (ИГЭ 448), мощностью 4,5-12,7 м.

Куст скважин №6

В геологическом строении на глубину пробуренных скважин (17,0 м) принимают участие грунты, представленные преимущественно глинами, реже суглинками и песками. С поверхности природные грунтовые отложения перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,2 м.

На глубине 0,1-0,2 м встречена глина легкая пылеватая тугопластичная (ИГЭ 103), мощность слоя составляет 0,4-6,1 м.

Далее по глубине происходит переславливание глин пластичномерзлых слабольдистых, в талом состоянии от полутвердых до тугопластичных (ИГЭ 109), и суглинков пластичномерзлых слабольдистых с включением щебня меньше 10%, в талом состоянии от твердого до полутвердого (ИГЭ 210).

Инженерно-геологические условия

На участке работ к основным неблагоприятным процессам и явлениям следует отнести морозное пучение, заболачивание грунтов, подтопление.

Криогенное пучение. При промерзании грунтов криогенное пучение зависит от сочетания основных факторов, определяющих характер и интенсивность его проявления: состав, свойства и сложение грунтов, их предзимняя влажность и температурный режим промерзания. Криогенное пучение грунтов наиболее активно протекает на обводненных участках всех геоморфологических уровней, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями. Неравномерность сезонного пучения вызывает формирование плоских бугров высотой до 1 м и диаметром 5-10 м или плоско-выпуклых поднятий с поперечником 0,5-1,0 м и высотой не более 0,5-1,0 м.

В ходе инженерно-геологических изысканий участков распространения бугров пучения не выявлено.

На территории распространения многолетнемерзлых отложений грунты, залегающие в слое сезонного оттаивания, подвержены процессам пучения. На исследуемой территории, за исключением участков, отсыпанных насыпными грунтами, активно протекают процессы морозного пучения грунтов.

По степени пучинистости суглинки, залегающие в слое сезонного оттаивания, классифицируются согласно ГОСТ 25100-2020 как средне- и слабопучинистые.

Согласно СП 115.13330.2016 таблица 5.1 категории опасности природных воздействий по пучению – «весьма опасная», пораженность территории более 75%.

Процесс заболачивания. Процессу заболачивания благоприятствует приуроченность территории к зоне избыточного увлажнения при малой испаряемости, ограниченности инфильтрации поверхностных вод в области распространения многолетнемёрзлых пород.

При рекогносировочном обследовании процесс заболачивания не обнаружен.

Подтопление. По категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016, таблица 5.1 подтопление территории относится к «опасному» процессу на данной территории. При сезонном оттаивании протяженность естественно подтопленных территорий составит от 50 до 75%.

Подтопление участка изысканий обусловлено тем, что сезонномерзлые грунты выступают в качестве водоупора и возможно повышение уровня грунтовых вод типа «верховодка» до отметок близких к дневной поверхности в период снеготаяния.

Принимая во внимание изменение гидрогеологических условий района изысканий и согласно критериям типизации территорий по подтопляемости (Приложение И, СП 11-105-97, часть II) район работ относится:

- подтопление отсутствует и не прогнозируется до начала освоения территории (III-Б1-1).

В сферу взаимодействия проектируемых сооружений с геологической средой в данном районе попадают грунтовые воды верхнего гидрогеологического этажа, среди которых выделяются воды сезонно-тального слоя (типа «верховодки»), воды элювиально-делювиальных отложений.

Водоупором служат многолетнемерзлые грунты и плотные глинистые отложения.

Положение критического (подтапливающего) уровня подземных вод «верховодки» следует ожидать вблизи и выше дневной поверхности (в понижениях рельефа и на участках с отсутствием поверхностного стока).

Необходимо учитывать, что согласно п. 5.4.8 СП 50-101-2004, основными факторами подтопления являются: при строительстве - изменение условий поверхностного стока при вертикальной планировке территории, длительный разрыв между выполнением земляных и строительных работ; при эксплуатации - инфильтрация утечек, уменьшение испарения под зданиями и покрытиями и т.д.

К негативным свойствам грунтов следует отнести также предрасположенность связных грунтов к проявлению тиксотропии. Данное свойство провоцируется динамическим воздействием на грунты (проезд транспорта, работа вибрационных механизмов и т.п.). следствием чего является переход связной воды в свободную форму, грунт разжижается, теряя свою структурную прочность. Результатом динамических воздействий на приповерхностные грунты является заболачивание территории, и активизируются процессы пучения при сезонном промерзании переувлажненных грунтов.

Повсеместно в холодный период на территории развито криогенное выветривание грунтов, приводящее к разрушению песчаных и гравийных частиц и увеличению доли пылеватого материала в составе приповерхностных отложений.

Интенсивность землетрясений района изысканий составляет пять (5) баллов согласно СП 14.13330.2018 карты ОСР-2015-А 10 %, ОСР-2015-В 5 % и ОСР-2015-С 1 % вероятности возможного превышения в течение 50 лет. По категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016, таблица 5.1 землетрясения относятся к «умеренно опасному» процессу на данной территории.

Освоение района сопровождается планировкой территории. При планировочных работах (создание насыпей, проходке траншей, выемок и т.д.) возникают многочисленные отрицательные и положительные формы техногенного рельефа, что способствует нарушению естественного поверхностного стока, переувлажнению грунтов за счет подпора, усилинию инфильтрации воды, подъему уровня грунтовых вод, осушению некоторых участков, развитию криогенных процессов. В результате разжижения оттаивающего торфа и притока в траншее болотных вод возможно вскрытие труб и развитие процессов пучения и термокарста. Для предотвращения этих явлений необходима закладка водопропускных труб с учетом сети линий стекания поверхностных и болотных вод.

При соблюдении технологии строительства негативное влияние опасных процессов можно свести к минимуму.

Таким образом, наиболее опасными процессами в естественных условиях являются сезонное пучение и подтопление.

В естественных условиях на момент проведения изысканий остальные процессы на территории проведения работ не развиты и особой опасности не представляют.

При строительстве из-за нарушения мохово-растительного и почвенно-растительного слоя и разработки грунтов возможна резкая активизация опасных инженерно-геологических процессов, а также появления новых процессов, вызванных изменением природной обстановки.

По категории сложности инженерно-геокриологических условий участок изысканий относится к II категории – средней сложности (СП 493.1325800.2020).

При проектировании предусмотреть мероприятия, снижающие воздействие неблагоприятных факторов, как в период строительства, так и при эксплуатации, мероприятия предохраняющие грунты от ухудшения их свойств.

При проектировании и строительстве необходимо предусмотреть мероприятия по инженерной защите от возможных вышеуказанных процессов согласно СП 116.13330.2012 и СП 104.13330.2016.

Краткая гидрографическая характеристика

Общий район работ принадлежит гидрографической сети р. Вилуй – её правой части бассейна. В частности, находится в пределах левосторонней части водосборной площади р. Амбардах, которая в свою очередь является правым притоком третьего порядка р. Вилуй. Гидрография района представлена пересекаемым ручьем б/н (П0), относящийся к левому бассейну р. Амбардах. Водные объекты, пресекаемые проектируемыми объектами, приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень рассматриваемых объектов

№ участка работ согласно рис 3.1	Наименование	Расстояние (км) и направление	Группа сложности	Пересекающие проектируемые сооружения или ближайшие площадки			
				ГП	ВЛ	АД	Площадка
МС1	Вр. ручей	0,27/С	-	-	-	-	Куст №3
П0	Ручей б/н	пересекает	I	Трубопровод нефтегазосборный от КП №3 до т.вр. 2: Участок 2 т.вр. 1 – т.вр. 2	-	-	-

1.4 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

На основании Задания на проектирование разработаны проектные решения по обустройству кустовых площадок нефтяных добывающих скважин №3, 4, 6 Тас-Юряхского НГКМ, а также по системе сбора данных кустов до точек врезки в нефтегазосборный коллектор (проект 1325/10.1), транспортирующий продукцию до УПНГ (проект 1513/39 (ТЮ-УПНГ)).

Все скважины на кустах №3, 4, 6 являются добывающими. Скважины на кустах размещаются на одной прямой. Расстояние между скважинами принято 9 метров, между группами нефтяных скважин – так же 9 метров. Обоснование принятых расстояний приведено в п.2.3 Специальных Технических Условий на проектирование и строительство в части обеспечения пожарной безопасности объекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №3, 4, 6» (далее по тексту – СТУ). СТУ представлены в томе 1.

Кроме того, согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приусыревых зон добывающих скважин, который приведен в документе ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-РР-001, принятое расстояние между скважинами в 9 метров превышает 1,2 от максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин (составляет 4,08 метра), что соответствует требованиям пункта 526 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Во время эксплуатации обеспечивается мониторинг за состоянием грунтов в районе зоны влияния скважин на ММГ. При обнаружении негативного влияния в процессе эксплуатации

выполняются компенсирующие мероприятия (восстановление отметок вертикальной планировки путем подсыпки песком при осадке в районе приусыевой площадки).

Проектные решения системы сбора от кустов скважин №3, 4, 6 описаны в томе 3.1 «Часть 1. Промысловые трубопроводы».

Фонд скважин куста №3 – 3 скв. (N3001, N3002, N3003).

Фонд скважин куста №4 – 2 скв. (N4001, N4002).

Фонд скважин куста №6 – 5 скв. (N6001, N6002, N6003, N6004, N6005).

На кустах №3, 4, 6 границами проектирования являются фланцы фонтанной арматуры добывающих скважин кустов №3, 4, 6 с одной стороны и точки врезки промысловых нефтегазосборных трубопроводов - с другой стороны принятое расчетное давление проектируемых трубопроводов от нефтяных скважин составляет:

- от фонтанной арматуры до клапана-отсекателя - 16,0 МПа;
- от клапана-отсекателя до запорной арматуры с электроприводом на границе куста – 6,3 МПа;
- Реагентопровод – 6,3 МПа;
- Дренажные трубопроводы – 1,6 МПа;
- Метанолопровод – 16 МПа;
- Трубопровод на ГФУ – 16 МПа.

Давление до клапана-отсекателя принято равным статическому давлению в скважине в связи с тем, что значение статического давления выше значения напора УЭЦН. Это объясняется тем, что при остановке скважины за счет газового фактора происходит процесс поднятия давления. При этом статического давления недостаточно для фонтанного способа добычи нефти, поэтому применяется механизированный способ добычи.

В системе сбора с кустов №3, 4, 6 расчетное давление нефтегазосборных трубопроводов составляет 6,3 МПа, для оборудования и ЗРА расчетное давление принято 6,3 МПа.

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный, расчетное время работы 8760 ч/год.

Срок эксплуатации проектируемых сооружений – 20 лет, нормативный срок эксплуатации трубопроводов - 20 лет.

Проектом предусматривается поэтапный ввод сооружений. Сооружения, вводимые на каждом этапе, приведены в Изменении №1 к Заданию на проектирование и в томе 1.

1.4.2 Характеристика системы сбора продукции добывающих скважин

Схемы технологические принципиальные для куста скважин №3 представлена на чертеже ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001, для куста скважин №4 – на чертеже ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002, для куста скважин №6 – на чертеже ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003.

Обустройство кустов скважин №3, 4, 6 Тас-Юряхского НГКМ включает проектирование технологических сооружений, необходимых для добычи, учета и подачи продукции до точек врезок в промысловый трубопровод, коллектор, транспортирующий продукцию с кустов скважин №3, 4, 6 до УПНГ (проект 1513/39 (ТЮ-УПНГ)).

В соответствии с требованиями п.6.2.3 ГОСТ Р 58367-2019 технологические сооружения кустов №3, 4, 6 имеют следующий состав:

- фонтанная арматура скважин;
- технологическая обвязка нефтяных скважин;
- площадка под приемные мостки, совмещенная с площадкой под ремонтный агрегат;
- места для крепления пригрузов – для якорей оттяжек (4 места рядом на каждую скважину);
- лубрикаторная площадка (для каждой скважины);
- групповая измерительная установка (КП3-АГЗУ-001 для куста скважин №3, КП4-АГЗУ-001 для куста скважин №4, КП6-АГЗУ-001 для куста скважин №6);

- блок дозирования реагента (КП3-БДР-001 для куста скважин №3, КП4-БДР-001 для куста скважин №4, КП6-БДР-001 для куста скважин №6);
- подземная дренажная емкость $V=8 \text{ м}^3$ (КП3-ЕД-001 для куста скважин №3, КП4-ЕД-001 для куста скважин №4, КП6-ЕД-001 для куста скважин №6);
- площадка узла запуска СОД (для куста скважин №3, 4);
- место для размещения шкафа СУДР;
- метанольное хозяйство в составе:
- емкость метанола расходной $V=50 \text{ м}^3$ (КП3-Е-001 для куста скважин №3, КП4-Е-001 для куста скважин №4, КП6-Е-001 для куста скважин №6);
- блок подачи метанола (КП3-БПМ-001 для куста скважин №3, КП4-БПМ-001 для куста скважин №4, КП6-БПМ-001 для куста скважин №6);
- подземная дренажная емкость для метанола $V=8 \text{ м}^3$ (КП3-ЕД-002 для куста скважин №3, КП4-ЕД-002 для куста скважин №4, КП6-ЕД-002 для куста скважин №6);
- системы подачи ингибитора (метанола) на устья добывающих скважин.
- факельного хозяйства в составе:
- факельный амбар с ГФУ (КП3-ГФУ-001 для куста скважин №3, КП4-ГФУ-001 для куста скважин №4, КП6-ГФУ-001 для куста скважин №6);
- площадки шкафа управления ГФУ и блока подачи газа на дежурную горелку;
- площадки для исследовательского сепаратора.
- технологические трубопроводы.

Ведомость оборудования с его основными характеристиками приведена в Приложении Б.

Сбор продукции нефтяных скважин осуществляется по системе сбора с надземной и подземной прокладкой технологических трубопроводов в пределах кустов №3, 4, 6.

Трубопроводы, прокладываемые на территории кустов скважин №3, 4, 6 относятся к технологическим. Границей технологических трубопроводов является присоединительный ответный фланец отсекающей запорной арматуры КП3-ZV-001, КП4-ZV-001, КП6-ZV-001 на узле отключающей арматуры на выходе с кустов №3, 4, 6 соответственно. При проектировании технологических трубопроводов соблюдены требования ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020г. № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали приняты в соответствии с ГОСТ 32569-2013 п. 10.1.9.

Диаметры трубопроводов по проектируемым кустам скважин определены исходя из нормативных скоростей, с учетом свойств транспортируемой среды и ее расхода, на основание гидравлического расчета системы, представленного в п. 1.9 настоящего раздела.

Надземные участки выкидного трубопровода от фонтанной арматуры до замерных установок, дренажный трубопровод от ЗУ в ДЕ и реагентопровод, трубопровод на ГФУ предусмотрены в теплоизоляции из минваты толщиной 50 мм с негорючей стальной оцинкованной защитной оболочкой, толщиной не более 1 мм. Теплоизолируемые участки на кустах №3, 4, 6 предусмотрены с обогревом саморегулирующимися греющими кабелями. Данное техническое решение принято для исключения застывания нефти, происходящее при температуре от минус 56°C до минус 35°C, и застывания ингибитора коррозии при минус 35°C, так как температура наиболее холодной пятидневки данного района равна минус 48°C на основании инженерных изысканий. Подробно о проектных решениях для технологических трубопроводов на проектируемых кустах описано 1.4.4.14 настоящего раздела.

Установка фонтанной арматуры полного заводского исполнения, вместе с приборами местного контроля давления, на устьях добывающих скважин кустов №3, 4, 6 предусматривается по проекту бурения скважин. Фонтанная устьевая арматура предназначена

для герметизации устья скважины, пропуска добываемой среды в нужном направлении, подвешивания лифтовой колонны НКТ со скважинным оборудованием.

Для обслуживания фонтанной арматуры предусматриваются лубрикаторные площадки.

Каждая скважина на кустах №3, 4, 6 оборудуется задвижкой дисковой штуцерной, клапаном обратным устьевым незамерзающим, клапаном-отсекателем с электромагнитным дублером, пробоотборным устройством вентильного типа, запорной арматурой с ручным приводом. Подробно об устройстве устьев добывающих скважин и выборе запорно-регулирующей арматуры описано в п.1.4.4.1 настоящего раздела.

В случае пуска скважин, их продувки, проведения исследований или необходимости сброса давления из участка выкидного трубопровода до клапана-отсекателя, проектом предусматривается факельный коллектор DN100, рассчитанный на давление 16 МПа, который прокладывается с уклоном 0,003 в сторону амбара, проходит над обваловкой амбара и присоединяется к горизонтальной факельной установке КП3-ГФУ-001, КП4-ГФУ-001, КП6-ГФУ-001.

Отвод газа в факельный коллектор предусмотрен в составе обвязки добывающих скважин из участка трубопровода DN100 до клапана-отсекателя. Перевод потока осуществляется вручную с помощью запорной арматуры DN100 PN160 с ручным управлением.

Горизонтальные факельные установки устанавливаются в факельных амбара в обваловании. Трубопровод подачи газа на горизонтальную факельную установку прокладывается с уклоном в сторону амбара.

В составе каждой горизонтальной факельной установки предусмотрен розжиг факела от баллонов с пропаном (блок подачи газа на дежурную горелку). Блок теплоизолированный и обогреваемый до температуры +5 °С, внутри которого находятся газовые баллоны с запорно-регулирующей арматурой.

Блок подачи газа на дежурную горелку и Шкаф управления ГФУ устанавливаются за пределами обвалования амбаров.

Для проведения работ по исследованию скважин на факельном и газосборном трубопроводах предусмотрены узлы подключения передвижного исследовательского сепаратора, определяющего эксплуатационные характеристики каждой газовой скважины (содержание мехпримесей, воды). При проведении исследований газ возвращается в сборный коллектор или сжигается на горизонтальной факельной установке в зависимости от режима проведения исследований.

Для предупреждения возможного гидратообразования в шлейфах предусмотрена подача метанола от блока подачи метанола КП3-БПМ-001, КП4-БПМ-001, КП6-БПМ-001. Накопление метанола на кустовых площадках №3, 4, 6 и подачи его в БПМ применяются емкости расходные объёмом 50 м³ КП3-Е-001, КП4-Е-001, КП6-Е-001. Расчетное давление емкости составляет 0,05 МПа. Закачка реагента в емкость осуществляется из передвижной техники.

Ввод метанола в выкидной трубопровод нефтяных скважин производится при помощи системы подачи ингибитора DN25 PN160, расположенной в технологической обвязке скважин.

Дебит нефтяных скважин контролируется в замерных установках КП3-АГЗУ-001, КП4-АГЗУ-001, КП6-АГЗУ-001. Для кустов скважин принята измерительная установка с многофазным расходомером, осуществляют замер дебита скважины по нефти, воде и газу в автоматическом и ручном режимах. Данная технология обеспечивает наиболее достоверные и устойчивые показатели результатов измерений многофазного потока. Подробно о блоках измерительных установок на проектируемых кустах описано в 1.4.4.2 настоящего раздела.

Для предупреждения преждевременной коррозии трубопроводов предусмотрена подача ингибитора коррозии от блока дозирования реагента (БДР) через узел ввода реагента в нефтегазосборный трубопровод на выходе замерных установок КП3-АГЗУ-001, КП4-АГЗУ-

001, КП6-АГЗУ-001 на кустах №3, 4, 6 соответственно. Подробно о блоках дозирования реагента на проектируемых кустах описано в 1.4.4.3 настоящего раздела.

Для защиты от образования АСПО осуществляется поочередная подача ингибитора в добывающие скважины через скважинную установку дозирования реагента КП10-СУДР-001 по гибкому трубопроводу. На кустовых площадках предусматриваются места под СУДР. Шкаф предусмотрен в проекте 1325/10.2 (ТЮ-КП10) - Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10. Подробно о СУДР на проектируемых кустах описано в 1.4.4.4 настоящего раздела.

На кустах №3, 4, 6 предусмотрен контроль скорости коррозии.

Все технологическое оборудование, предусмотренное к использованию в проекте – новое, поставляется по соответствующим опросным листам (Том ТТ, ОЛ, С «Технические требования, опросные листы и заказные спецификации»), нормативным документам РФ (ГОСТ, ОСТ), внутренним нормативным документам Заказчика (ТТТ).

Исходя из расположения проектируемого объекта, климатическое исполнение всего технологического оборудования принято ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 для оборудования на открытой площадке.

Контроль загазованности на территории кустов скважин №3, 4, 6 осуществляется датчиками ДВК.

Проектируемые надземные участки технологических трубопроводов прокладываются на эстакадах. Для закрепления надземных трубопроводов на строительных конструкциях используются корпусные хомутовые и тавровые хомутовые опоры по ОСТ 36-146-88.

Для обеспечения устойчивости трубопровода при изменении способа прокладки подземно/надземно на проектируемых кустах возле площадки ЗУ предусмотрены подземные опоры под выкидные трубопроводы.

Проведение очистки и диагностики трубопроводов системы сбора предусмотрено от куста №3, 4. Нефтегазосборный трубопровод от куста №6 не подлежит очистке и диагностике ввиду малой протяженности проектируемого участка.

Для запуска очистных и диагностических устройств в нефтегазосборный трубопровод от куста №3 предусмотрена камера запуска СОД DN200 PN63 КП3-К3-001, от куста №4 предусмотрена камера запуска СОД DN300 PN63 КП4-К3-001. В режиме запуска снаряда, перевод продукции куста производится на вход камеры для создания необходимого давления для запуска снаряда. При обычном режиме, продукция куста проходит по байпасному трубопроводу обвязки камеры. В технологической обвязке камеры установлен тройник с решеткой.

Прием очистных и диагностических устройств осуществляется в камере приема СОД DN200 PN63 03Л-КП-001 на КП №3, DN300 PN63 04Л-КП-001. Проектные решения по узлу приема СОД от куста скважин №3, №4 описано в томе 3.1 «Часть 1. Промысловые трубопроводы» проекта 1325/12 (ТЮ-КП3) - Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №3.

Подробно о проектных решениях на площадке узла запуска СОД на кустах скважин №3, 4 описано в 1.4.4.6 настоящего раздела.

Для опорожнения групповых замерных установок и камеры запуска СОД (на кустах №3, 4) предусматриваются подземные дренажные емкости объемом 8 м³. Движение продукции по дренажным трубопроводам осуществляется самотеком, за счет создания уклона 0,002. Подробно о подземных дренажных емкостях на проектируемых кустах описано в 1.4.4.5 настоящего раздела.

Для безопасного проведения работ при поэтапном освоении и эксплуатации скважин на обустраиваемой кустовой площадке предусмотрены следующие мероприятия. При разбуривании новых скважин на одной кустовой площадке, уже пробуренные скважины, находящиеся от разбуриваемой скважины на расстоянии, менее, чем высота буровой вышки плюс 10 м, должны быть временно законсервированы.

Расстояние между эксплуатируемой скважиной и устьем забуруиваемой скважины должно быть не менее высоты буровой вышки плюс 10 м.

1.4.3 Физико-химические свойства и компонентный состав добываемой продукции

Характеристика добываемой продукции приведена в таблицах 1.1– 1.3.

Таблица 1.1 - Компонентный мольный состав и физико-химические свойства дегазированной нефти и ионный состав воды Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H2	0,000
He	0,000
N2	0,000
CO2	0,000
CH4	0,243
C2H6	0,392
C3H8	0,382
i-C4H10	0,114
n-C4H10	1,022
i-C5H12	0,557
n-C5H12	1,597
C6	2,656
C7	4,408
C8	6,516
C9	7,441
C10	7,108
C11	5,742
C12	5,155
C13	4,737
C14	4,330
C15	3,932
C16	3,444
C17	3,019
C18	2,758
C19	2,632
C20	2,359
C21	2,146
C22	1,825
C23	1,644
C24	1,565
C25	1,497
C26	1,375
C27	1,294
C28	1,235
C29	1,172
C30	1,047
C31	0,831

Компонент	Содержание, % мольн.
C32	0,665
C33	0,510
C34	0,308
C35	0,219
C36+	12,124
Молекулярная масса	259,3-262,8
Содержание серы, % масс.	0,73-0,93
Содержание смол силикагелевых, % масс.	9,2-10,68
Содержание асфальтенов, % масс.	0,29-0,56
Содержание парафинов, % масс.	0,15-1,22
Содержание механических примесей, % масс., не более	0,17
Температура застывания нефти, ⁰ С	минус 56-минус 35
Плотность нефти при 20 ⁰ С, кг/м ³	866,4
Массовая концентрация в воде, мг/дм ³	Ca ²⁺ - 195390,0 Mg ²⁺ - 14886,8 HCO ₃ ⁻ - 278,9 Cl ⁻ - 235271 общего железа – 51,8 SO ₄ ²⁻ - 351,3 Na ⁺ +K ⁺ - 14176,2
Общая минерализация воды, мг/дм ³	460406

Таблица 1.2 – Компонентный мольный состав растворенного газа Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂	0,0052
He	0,03
N ₂	2,162
CO ₂	0,0215
CH ₄	68,034
C ₂ H ₆	12,3170
C ₃ H ₈	7,3297
i-C ₄ H ₁₀	1,2705
n-C ₄ H ₁₀	3,5574
i-C ₅ H ₁₂	1,0687
n-C ₅ H ₁₂	1,5890
C ₆	1,3029
C ₇	0,8765
C ₈	0,3448
C ₉	0,0888
C ₁₀	0,0018
C ₁₁	0.000
C ₁₂₊	0.000
C ₁₃	0.000
Молекулярная масса	25,700

Таблица 1.3 - Компонентный мольный состав газа газовой шапки Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂ S	0,00
CO ₂	0,08
N ₂	5,95
Ar	0,00
He	0,35
H ₂	0,02
C1	86,53
C2	4,25
C3	1,43
iC4	0,23
nC4	0,49
iC5	0,67
nC5	0,00
C6	0,00
C7	0,00
C8	0,00
C9	0,00
C10	0,00
C11	0,00
C12	0,00
C13	0,00
Молекулярная масса	18,410

1.4.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

1.4.4.1 Обустройство устьев добывающих скважин

На кусте №3 размещается 3 скважины, на кусте №4 – 2 скважины, на кусте №6 – 5 скважин, продукция от которых поступает в выкидные трубопроводы, а затем в замерные установки по лучевой системе сбора.

Способ эксплуатации добывающих скважин фонтанный с последующим переводом на механизированный.

Расстояния между устьями скважин составляет 9 м.

Для обвязки добывающих скважин применяется типовая устьевая фонтанная арматура типа АФК6Э-80/80х21 К1 ХЛ, конструкция которой обеспечивает выполнение требований п. 618 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Устьевая арматура скважин оборудуется на заводе необходимыми приборами для замера трубного и затрубного давления продукции скважины, устанавливается на скважине буровыми предприятиями и в проектную документацию не входит.

На кустах №3, 4, 6 в обвязке устьев добывающих нефтяных предусмотрены:

- задвижка дисковая штуцерная (ЗДШ);
- пробоотборное устройство вентильного типа;
- клапан-отсекатель с электромагнитным дублером;
- клапан обратный устьевой незамерзающий;
- запорная арматура с ручным приводом.

Границей проектирования выкидных трубопроводов скважин являются фланцы фонтанной арматуры.

В соответствии с Приложением Г, статическое давление на устье скважин составляет 120 бар (12,0 МПа), и обусловлено наличием прорывного газа из газовой шапки.

Это значение давления больше расчетного давления трубопроводов системы сбора, равного 6,3 МПа. Поэтому, на каждой скважине предусмотрена возможность снижения давления до значений не более 6,3 МПа с использованием задвижки дисковой штуцерной. Расчетное давление участка трубопровода от фонтанной арматуры до клапана-отсекателя принято равным 16,0 МПа.

При повышении давления в выкидном трубопроводе до давления 6,3 МПа (в случае выброса газа из газовой шапки) происходит автоматическое закрытие клапана-отсекателя. Также при росте давления на выкиде скважинного насоса УЭЦН до 6,3 МПа производится его автоматическое отключение. Дистанционный контроль давления осуществляется по датчику давления, установленному на выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя (см. Том 4.6.2, чертеж ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.02-ГЧ-003).

Отключение скважинного насоса УЭЦН при выбросе газа из газовой шапки производится при росте давления на приеме насоса.

Достаточность описанных выше технических решений по эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором, обусловленных наличием прорывного газа из газовой шапки, обоснована в разделе 4 документа «Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Тас-Юряхского НГКМ» ООО «Газпромнефть-Заполярье» в составе проектной документации «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6», разработанным ООО «ГК «ТЭК». Данный документ представлен в томе 1.

ЗДШ, установленный после фонтанной арматуры на выкидных линиях трубного и затрубного пространства каждой скважины проектируемых кустов №3, 4, 6, обеспечивает снижение давления до рабочего давления в трубопроводах системы сбора, которое не превышает 6,3 МПа. При отказе ЗДШ и возникновении аварийного максимального давления, равного 6,3 МПа, а также при аварийном минимальном давлении, равном 2,5 МПа, до клапана-отсекателя, происходит автоматическое закрытие клапана-отсекателя.

Закрытие клапана-отсекателя предусмотрено в автоматическом режиме, а также дистанционное его закрытие с пульта оператора.

Клапаны обратные незамерзающие предусмотрены для предотвращения перетока добываемой среды между трубным и затрубным пространством скважины.

Конструкция пробоотборного устройства позволяет производить безопасный отбор проб продукции, выходящей из скважины с высоким давлением.

Для обеспечения безопасности, своевременного выполнения работ по управлению и глушению скважин, проведения специальных, ремонтных и аварийных работ на скважинах предусматриваются передвижные инвентарные линии глушения с запорной арматурой, обратными клапанами и БРС.

Линии глушения предусмотрены на инвентарных опорах. Подключение агрегатов осуществляется посредством быстроразъемных соединений типа БРС, которые располагаются вместе с запорной арматурой и обратным клапаном.

Узел глушения и линии глушения предусматриваются в количестве 1 шт. на весь куст.

Для предупреждения возможного гидратообразования предусмотрена подача метанола от блока подачи метанола. Ввод метанола от БПМ в скважины осуществляется при помощи системы подачи ингибитора (метанола), расположенной на мобильном основании.

В технологической обвязке добывающих скважин на фонтанной арматуре, размещаются устройства для ввода метанола в верхние и нижние отводы фонтанной арматуры. Подача метанола в верхний отвод фонтанной арматуры обеспечивает защиту выкидного трубопровода от гидратообразования, а при подаче в нижние отводы фонтанной арматуры – для защиты затрубного пространства скважины.

В случае пуска скважины, ее продувки, проведения исследований или необходимости сброса давления из участка выкидного трубопровода до клапана-отсекателя, проектом предусматривается факельный коллектор DN100, рассчитанный на давление 16 МПа, который прокладывается с уклоном 0,003 в сторону амбара.

Отвод газа в факельный коллектор предусмотрен в составе обвязки добывающих скважин из участка трубопровода DN100 до клапана-отсекателя. Перевод потока осуществляется вручную с помощью запорной арматуры DN100 PN160 с ручным управлением.

В объем автоматизации обвязки устьев добывающих скважин на кусте №3, 4, 6 входит:

- местный контроль давления в трубном и затрубном пространствах скважин;
- местный и дистанционный контроль до и после клапана-отсекателя КП3-КО-001...КП3-КО-003 на кусте №3, КП4-КО-001...КП4-КО-002 на кусте №4, КП6-КО-001...КП6-КО-005 на кусте №6;

При давлении более 6,3 МПа до клапана-отсекателя, предусмотрена аварийная сигнализация. Расчетное давление выкидного трубопровода до клапана-отсекателя и самого клапана-отсекателя составляет 16,0 МПа, после – 6,3 МПа. Данное техническое решение принято для защиты выкидного трубопровода в случае остановки скважины и скоплении газа в приустьевой зоне скважины, в случае прорыва газа из газовой шапки.

Подробно о технических решениях для принятого объема автоматизации описано в томе 4.6.2 «Книга 2. Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Для проведения подземного ремонта скважин, операций по подъему и установке подземного оборудования у каждой скважины предусматриваются следующие сооружения:

- устье скважины;
- место для площадки под приемные мостки, совмещенное с площадкой под ремонтный агрегат (12,0x4,0 м);
- места под якоря оттяжек подъемного агрегата (0,5x0,5 м).

Якоря для оттяжек агрегатов по ремонту скважин предусмотрены передвижными. Якоря поставляются Заказчиком. В качестве якорей используются железобетонные блоки, которые испытаны на нагрузки, установленные инструкцией по эксплуатации завода

изготовителя. На территории кустов предусмотрены места для хранения якорей. После монтажа агрегата по ремонту над устьем скважины, якоря оттяжек располагаются в соответствии со схемой, указанной в паспорте агрегата по ремонту скважин (установки). Соединение оттяжек с якорями должно соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

Вокруг устьев всех обустраиваемых скважин при необходимости проведения работ на скважинах будут использоваться инвентарные поддоны.

Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК для контроля загазованности вокруг обвязки устья каждой скважины.

Обвязка устья скважин кустов №3, 4, 6 имеет унифицированные исполнение, представлена на чертеже ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-004.

1.4.4.2 Измерительные установки с многофазным расходомером

В составе кустов скважин №3, 4, 6 предусмотрены установки измерительные (АГЗУ) КП3-АГЗУ-001, КП4-АГЗУ-001, КП4-АГЗУ-006 на 6, 4 и 8 подключений соответственно, блочного исполнения, на базе бессепарационной технологии измерения, с использованием многофазного расходомера, которая обеспечивает замер поступающей от скважины продукции.

Измерительные установки осуществляют замер дебита скважины по жидкости и газу в автоматическом режиме и ручном режимах. Данная технология обеспечивает наиболее достоверные и устойчивые показатели результатов измерений многофазного потока.

Параметры ЗУ приняты по показателям добычи на проектируемых сооружениях, где дебиты составляют:

Для куста №3:

- по жидкости (максимальный) – 432,72 т/сут;
- по жидкости (минимальный) – 11,25 т/сут;
- по газу (максимальный) – 265,34 тыс. ст. м³/сут;
- по газу (минимальный) – 18,91 тыс. ст. м³/сут

Для куста №4:

- по жидкости (максимальный) – 429,61 т/сут;
- по жидкости (минимальный) – 5,32 т/сут;
- по газу (максимальный) – 1139,33 тыс. ст. м³/сут;
- по газу (минимальный) – 14,40 тыс. ст. м³/сут.

Для куста №6:

- по жидкости (максимальный) – 436,24 т/сут;
- по жидкости (минимальный) – 5,42 т/сут;
- по газу (максимальный) – 883,02 тыс. ст. м³/сут;
- по газу (минимальный) – 14,34 тыс. ст. м³/сут.

Расчетное давление групповых замерных установок составляет 6,3 МПа.

Блоки измерительных установок представляют собой технологический блок во взрывозащищенном исполнении. В блоке имеются элементы жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция, пожарная сигнализация и сигнализация загазованности). Так же в технологическом блоке располагается распределительный щит с необходимым набором пусковой и защитной аппаратуры (во взрывозащищённом исполнении). Объем автоматизации представлен в томе 4.6.2 «Книга 2. Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Шкаф ЛСУ поставляется комплектно с АГЗУ и располагается в блоке автоматики или аналогичном, который вынесен из взрывоопасной зоны.

В состав технологического блока входят измерительный модуль. Основным элементом измерительного модуля является расходомер типа Phase Watcher Vx или аналогичный, в котором применяется многофазная технология измерений.

В технологическом блоке размещаются трубопроводная обвязка, замерное устройство многофазного потока.

В блок-боксе предусмотрены датчики системы автоматической пожарной сигнализации, световые и звуковые устройства оповещения людей при пожаре, вытяжная естественная и вытяжная механическая вентиляции, электрические взрывозащищенные нагреватели, контроль загазованности.

В случае профилактического осмотра, ремонта или аварийной ситуации на АГЗУ кустов №3, 4, 6, дренаж оборудования и трубопроводов АГЗУ осуществляется в подземные дренажные емкости КП3-ЕД-001, КП4-ЕД-001, КП6-ЕД-001 соответственно. Откачка дренажа из дренажной емкости осуществляется в передвижную технику.

Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК внутри блока, поставляемого в комплекте блока полной заводской готовности, а также автоматическая пожарная сигнализация.

Для контроля загазованности вокруг каждого блоков АГЗУ устанавливается 1 датчик ДВК.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение блока измерительной установки соответствует требованиям ТТТ-01.02.05-02 «Типовыми техническими требованиями на изготовление и поставку оборудования. Измерительная установка (АГЗУ) в блочном исполнении».

Блок измерительной установки размером 6,5x3,0 (на КП №3, 6); 6,0x3,0 м (на КП №4) располагается на свайном основании высотой 1,6 м.

В технологической обвязке блока групповой замерной установки КП6-АГЗУ-001 на кусте скважин №6 предусмотрена установка отключающей арматуры с электроприводом КП6-ZV-001 на выходе с куста, проектные решения подробно описаны в п.1.4.3.8 настоящего раздела.

Групповая замерная установка представлена на чертеже ТЮ-КП3.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005 для куста скважин №3, ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006 для куста скважин №4, ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007 для куста скважин №6.

1.4.4.3 Блоки дозирования реагента

На территории кустов скважин №3, 4, 6 для предупреждения преждевременной коррозии трубопроводов предусмотрена подача ингибитора коррозии от блоков дозирования реагента (БДР) КП3-БДР-001, КП4-БДР-001, КП6-БДР-001 соответственно в нефтегазосборный трубопровод.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение блока дозирования ингибитора соответствует требованиям ТТТ-01.02-14 версия 2.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Установка дозирования химреагентов (УДХ) в блочном исполнении».

Блоки КП3-БДР-001, КП4-БДР-001, КП6-БДР-001 представляют собой закрытые блок-боксы во взрывозащищенном исполнении, включающие в себя технологические емкости для хранения реагента объемом 6,0 м³, 2 шт. дозировочных плунжерных насоса (1 рабочий и 1 резервный), 1 шт. шестеренного насоса для заполнения и перемешивания реагента.

Производительность одного насоса-дозатора составляет до 40 л/ч, давление на нагнетании на выходе одного насоса 63 кгс/см².

Емкость оснащается воздушником, на котором предусматривается огнепреградитель, входящий в комплект поставки БДР.

Подключение реагентопроводов от блоков БДР в нефтегазосборные трубопроводы предусматривается с помощью устройств ввода, поставляемые в комплекте с БДР.

Расчетное давление реагентопровода составляет 6,3 МПа от БДР до обратного клапана в составе устройства ввода ингибитора.

В качестве рекомендуемых к применению ингибиторов коррозии при постоянной подаче в нефтегазосборный коллектор - «СНПХ-5314», «СНПХ-6035», «ИНКОРГАЗ-112-М», «ТюменьГаз-КОРР» (или аналогичный) с удельной дозировкой ингибитора до 50 г/м³ добываемой жидкости (до 1,77 л/ч для куста №3, до 2,02 л/ч для куста №4, до 2,7 л/ч для куста №6).

Дозировка и типы ингибиторов уточняются в процессе эксплуатации в зависимости от дебитов скважин, физико-химических параметров добываемой продукции, а также после проведения эксплуатирующей организацией лабораторных исследований по скорости коррозии.

На кусты скважин №3, 4, 6 ингибитор доставляется передвижной техникой и сливается в емкость внутри блока БДР. Закачка реагента производится посредством шестеренного насоса, установленного внутри блока.

При операциях слива/налива ингибитора из передвижной техники будут предусмотрены инвентарные поддоны.

В случае профилактического осмотра, ремонта или аварийной ситуации дренаж оборудования и трубопроводов БДР в передвижную технику через подключение к БРС.

Блоки дозирования реагента выполняют следующие функции:

- прием ингибитора из передвижной техники в бак с помощью внешнего насоса, установленного на передвижной технике;
- прием ингибитора из передвижной заправочной емкости в бак с помощью собственного шестеренного насоса;
- перемешивание ингибитора в баке;
- закачку ингибитора в емкость для настройки производительности насоса-дозатора;
- дозированную подачу ингибитора в трубопроводы через устройство ввода на нефтегазосборном трубопроводе.

Внутри блок-бокса располагается технологическое оборудование. Шкаф ЛСУ поставляется комплектно с БДР и располагается в блоке автоматики или аналогичном, который вынесен из взрывоопасной зоны. Распределительный щит с пусковой и защитной аппаратурой.

В блок-боксе предусмотрены датчики системы автоматической пожарной сигнализации, световые и звуковые устройства оповещения людей при пожаре, вытяжная естественная и вытяжная механическая вентиляции, электрические взрывозащищенные нагреватели. Объем автоматизации представлен в томе 4.6.2. «Книга 2. Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК для контроля загазованности в блоке.

Объем автоматизации и контроля обеспечивает работу БДР без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Блоки БДР размером 7,0x3,0 м располагается на свайном основании высотой 1,6 м.

Блоки дозирования реагента КП3-БДР-001, КП4-БДР-001, КП6-БДР-001 представлены на чертеже ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008 и имеют унифицированное исполнение, включая монтажную обвязку.

1.4.4.4 Скважинные установки дозирования реагента

На основании анализов результатов гидравлического расчета, нефть является малопарафинистой (0,15-1,2% (масс.)), риски парафинообразования отсутствуют. Ввиду высокого солесодержания, для предотвращения процесса солеобразования в добывающих скважинах и трубопроводах, предусматривается периодическая подача ингибитора солеотложения карбонатного типа в отдельные осложненные скважины. Солеобразование наиболее вероятно при обводненности добываемой продукции скважин более 60-65 %. Подача

реагента солеотложения в затрубное пространство или непосредственно в зону приема УЭЦН осложненных отложениями скважин.

Для этих целей предусматривается подача ингибиторов в каждую скважину с помощью передвижных скважинных установок дозирования реагента (СУДР), смонтированных на салазках, оборудованных сцепным устройством.

Проектом предусматривается место для установки блока СУДР, подробно в томе 4.4 «Часть 4. Конструктивные решения».

Подача ингибитора будет осуществляться по нагнетательному гибкому трубопроводу, поставляемому в комплекте с СУДР. Подключение нагнетательного трубопровода предусматривается к трубной конической (внутренней) резьбе фланца устьевой фонтанной арматуры добывающих скважин.

Подключение установки к скважине трубопроводом не является стационарным и не входит в объект капитального строительства, осуществляется службами эксплуатации заказчика, через услуги подрядной организации в период эксплуатации осложненных солеотложением и парафиноотложением скважин.

Дозировка и типы ингибиторов уточняются в процессе эксплуатации в зависимости от добывных возможностей скважин, физико-химических параметров добываемой продукции.

1.4.4.5 Дренажные емкости

Для опорожнения трубопроводной обвязки групповых замерных установок КП3-АГЗУ-001, КП4-АГЗУ-001, КП6-АГЗУ-001 и камеры запуска СОД (на кустах скважин №3, 4), предусматривается подземные дренажные емкости (ЕД) КП3-ЕД-001, КП4-ЕД-001, КП6-ЕД-001 на кустах скважин №3, 4, 6 соответственно.

Климатическое исполнение дренажной емкости ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Объем дренажных емкостей принят в соответствии с расчетом объема опорожнения в них групповых замерных установок и камеры запуска СОД (на кустах скважин №3, 4). Объем дренажных емкостей на проектируемых кустах скважин №3, 4, 6 принят равным 8 м³. Расчетное давление составляет 0,05 МПа.

Емкость оснащается свечой рассеивания DN100, высотой не менее 5 м, на конце которой устанавливается клапан дыхательный, совмещенный с огнепреградителем типа СМДК. Для исключения замерзания трубопровода на свечу рассеивания в период отрицательных температур предусматривается теплоизоляция из минваты 50 мм с оцинкованным покрытием и электрообогревом для поддержания температуры +5°C (ручное включение перед началом проведения работ).

Трубопроводы пропарки и откачки из дренажных емкостей предусмотрены в теплоизоляции.

Для обслуживания внутренней полости емкости предусмотрена лестница.

Для кустов скважин №3, 4, 6 работа дренажной емкости будет осуществляться только в период плановых/ремонтных работ, в момент запуска очистного или диагностического снаряда, в присутствии обслуживающего персонала.

В емкости предусмотрен контроль минимального, максимального уровней.

Для контроля загазованности вокруг емкости устанавливается один датчик ДВК.

Объем автоматизации представлен в томе 4.6.2. «Книга 2. Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Откачка из дренажной емкости осуществляется в емкость передвижной техники.

Для пропарки дренажных емкостей предусмотрен штуцер для пропарки, оснащенный запорной арматурой с ручным приводом и быстроразъемным соединением (БРС). Подача пара осуществляется от передвижной пропарочной установки (ППУ).

Емкости изготавливаются из стали 09Г2С с внутренним и наружным антакоррозионным покрытием.

Тепловая изоляция емкостей не предусмотрена.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности емкостей предусмотрена система покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – один слой толщиной 60 мкм;

Для защиты от почвенной коррозии подземных емкостей предусмотрено заводское антакоррозионное абразивостойкое эпоксидное мастичное покрытие. Общая толщина покрытия 400-450 мкм.

Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98.

Для защиты внутренней поверхности дренажных емкостей от коррозии предусмотрена заводское эпоксидно-фенольное покрытие – два слоя толщиной по 150 мкм. Общая толщина покрытия 300 мкм.

Подземная дренажная емкость для кустов №3, 4, 6 представлена на чертеже ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011 и имеет унифицированное исполнение, включая монтажную обвязку.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение дренажной емкости соответствует требованиям ТТТ-01.02-06 версия 2.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Сепарационное и емкостное оборудование».

1.4.4.6 Площадка узла запуска СОД

Площадка узла запуска СОД КП3-КЗ-001 DN200 PN63 предназначена для запуска очистного и диагностического устройства в нефтегазосборный трубопровод системы сбора от куста №3: камера запуска СОД предусмотрена DN200, рабочее давление составляет 6,3 МПа.

Площадка узла запуска СОД КП4-КЗ-001 DN300 PN63 предназначена для запуска очистного и диагностического устройства в нефтегазосборный трубопровод системы сбора от куста №4: камера запуска СОД предусмотрена DN300, рабочее давление составляет 6,3 МПа.

В режиме запуска снаряда перевод продукции куста производится на вход камеры для создания необходимого давления для запуска снаряда. При обычном режиме продукция куста проходит по байпасному трубопроводу камеры.

В технологической обвязке камеры установлен тройник с решеткой, исключающая застревание очистного и диагностического снаряда (СОД) в байпасной линии. Технические характеристики камеры соответствуют характеристикам нефтегазосборного трубопровода, на котором она установлена.

Объем автоматизации тома 4.6.2. «Книга 2. Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

В технологической обвязке узла запуска СОД на кустах скважин №3, 4 предусмотрена установка отключающей арматуры с электроприводом КП3-ZV-001, КП4-ZV-001 соответственно, на выходе с куста, проектные решения подробно описаны в п. 1.4.4.8 настоящего раздела.

Дренаж камеры запуска СОД производится в дренажную емкость КП3-ЕД-001, КП4-ЕД-001 объемом 8 м³.

На площадке узла запуска СОД предусматриваются следующие технологические операции:

- перекачка нефтегазовой смеси, минуя камеру запуска СОД;
- запуск очистного или диагностического устройства;
- технологические операции на вспомогательных трубопроводах узлов приема СОД:
 - а) заполнение продуктом камеры из трубопровода во время запуска снарядов;
 - б) отключение камеры от трубопроводов;
 - в) опорожнение камеры и всех надземных участков трубопроводов в дренажные емкости;

г) подача пара или инертного газа во внутреннюю полость камеры СОД.

Все применяемое оборудование соответствует климатическому исполнению (ХЛ1 по ГОСТ 15150-69), позволяющему его размещение на открытом воздухе без укрытий.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение камеры запуска СОД соответствует требованиям ТТТ-01.02.04-03 версия 2.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов».

Схема принципиальная технологическая узла запуска СОД представлена на чертежах ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001, ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002, ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003.

Компоновка узла запуска СОД и расположение оборудования на них представлено на чертеже ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-018, ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-019, ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-020.

Схема принципиальная технологическая и монтажная компоновка узла приема СОД от куста скважин №3, 4 представлены в томе 3.1 «Часть 1. Промысловые трубопроводы».

1.4.4.7 Узлы отключающей арматуры на выходе с кустов скважин

Для аварийного отключения подачи добываемой продукции с кустов нефтяных скважин №3, 4, 6 проектом предусматривается запорная арматура с электроприводом КП3-ZV-001 DN200 PN63, КП4-ZV-001 DN300 PN63, КП6-ZV-001 DN300 PN63 соответственно.

Указанная выше арматура устанавливается на выходе трубопровода с куста после блока групповой замерной установки КП6-АГЗУ-001 (на кусте №6), на площадке узлов камер запуска СОД (на кустах №3, 4).

Данная арматура обеспечивает прекращение подачи продукции с кустов скважин №3, 4, 6 до точек врезки (т.вр.1 (от куста №3, 4), т.вр.3 (от куста №6)) в промысловый нефтегазосборный трубопровод до ДНС (проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от кустов скважин №3, 4, 6 описаны в Томе 3.1 «Часть 1. Промысловые трубопроводы») в следующих случаях:

- пожар в блоках, находящихся на территории кустов №3, 4, 6;
- загазованность в блоках, находящихся на территории кустов №3, 4, 6;
- отключение электроэнергии на территории кустов №3, 4, 6;
- повышении или падении давления до задвижки с электроприводом КП3-ZV-001, КП4-ZV-001, КП6-ZV-001 на кустах №3, 4, 6 соответственно.

Проектом предусматривается контроль давления до (местный и дистанционный) и после (местный) отключающей арматуры с электроприводом КП3-ZV-001 для куста №3, КП4-ZV-001 для куста №4, КП6-ZV-001 для куста №6. Аварийное закрытие КП3-ZV-001, КП4-ZV-001, КП6-ZV-001 осуществляется при $P_{min} = 2,5$ МПа и при $P_{max} = 6,2$ МПа. Объем автоматизации представлен в томе 4.6.2. «Книга 2. Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Запорная арматура с электроприводом КП3-ZV-001 (DN200 PN63) для куста №3, КП4-ZV-001 (DN300 PN63) для куста №4, КП6-ZV-001 (DN300 PN63) для куста №6 поставляется по ТТТ-01.02.03 версия 2.1 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

Применяемые в проекте электроприводы для запорной трубопроводной арматуры учитывают требования ТТТ-01.02-11 версия 2.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Электро- и пневмоприводы для ЗРА».

В соответствии с ТТТ-01.02-03 версия 3.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура» время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет не более 180 секунд (для задвижек DN200, DN300).

Компоновка узлов отключающей арматуры представлено на чертежах ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-018 для куста №3, ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-019 для куста №4, ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007 для куста №6.

1.4.4.8 Запорная и регулирующая арматура

Арматура, устанавливаемая на проектируемых трубопроводах, отвечает требованиям ГОСТ 31610.20-1-2020 и ПУЭ (седьмое издание).

В проекте предусмотрено применение запорной арматуры с ручным и электроприводом. Управление электроприводной арматурой осуществляется как автоматически, так и дистанционно из операторской.

Проектом предусматривается надземная установка всей запорной и регулирующей арматуры на кустах скважин №3, 4, 6.

Арматура размещается в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры располагается на высоте не более 1,6 м от уровня пола помещения или площадки, с которой ведется управление.

В качестве запорной арматуры для технологических нефтегазосборных трубопроводов, реагентопроводов, трубопроводов откачки и пропарки, применяются задвижки клиновые. Конструкция запорной и регулирующей арматуры, на кустах №3, 4, 6, обеспечивает герметичность, соответствующую классу А, согласно требованиям ГОСТ 9544-2015.

Краны и задвижки изготавливаются из той же стали, что и трубопровод, на котором они установлены. Арматура на выходе с кустов №3, 4, 6 комплектуется электроприводом. Время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет не более 180 секунд в соответствие с ТТТ-01.02-03 версия 3.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

В проекте предусматривается установка фланцевой запорной и регулирующей арматуры с заводской разделкой кромок. Вся арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом.

В соответствии с п.8.4 Приказа №444 от 21.12.2021 г. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" вся арматура подлежит заводским испытаниям на прочность и плотность.

Вся запорная и регулирующая арматура на кустах №3, 4, 6 подлежит заземлению.

Для теплоизоляции арматуры используются теплоизоляционные маты из минеральной ваты, толщиной 50 мм. В качестве покровного слоя теплоизоляции применяется сталь тонколистовая оцинкованная ГОСТ 14918-2020.

Применяемая в проекте запорная трубопроводная арматура учитывает дополнительные требования ТТТ-01.02.03 версия 3.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

Применяемые в проекте электроприводы для запорной трубопроводной арматуры учитывают требования ТТТ-01.02-11 версия 2.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Электро- и пневмоприводы для ЗРА».

Все электроприводы, устанавливаемые на запорную и регулирующую арматуру, имеют климатическое исполнение ХЛ1, взрывозащищенное исполнение (группа II), вид взрывозащиты не менее 1ExdIIAT3 по ГОСТ 31610.0-2019, температурный класс электрооборудования – Т3.

Для отсечения потока на выкидных трубопроводах от скважин кустов №3, 4, 6 предусмотрен механический клапан-отсекатель DN100 PN160 с электромагнитным дублером. Поставка клапана-отсекателя осуществляется в соответствие с ТТТ-01.02-03 версия 3.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

В обвязке добывающей скважины принята арматура, обеспечивающая возможность регулирования режима работы скважин и разрядку скважины в случае повышения затрубного давления:

- задвижка дисковая штуцерная (ЗДШ) DN100 PN160;
- пробоотборное устройство вентильного типа DN25 PN210;
- клапан-отсекатель с электромагнитным дублером DN100 PN160;
- клапан обратный устьевой незамерзающий DN100 PN160;
- запорная арматура с ручным приводом DN100 PN160;
- клапан регулирующий с ручным приводом DN100 PN160;
- клапан обратный DN100 PN160.

1.4.4.9 Узел подключения исследовательского сепаратора

На факельном коллекторе DN100, рассчитанном на давление 16,0 МПа, предусмотрен узел для подключения передвижного исследовательского сепаратора, который будет использоваться для периодических замеров дебита и исследований скважин. Замерный сепаратор имеет расчетное давление, не менее 16,0 МПа. Узел состоит из двух линий с запорной арматурой DN100 PN160, одна из них – для подачи продукции скважины в сепаратор, другая – выходная линия из сепаратора для сжигания на ГФУ. Передвижной сепаратор присоединяется к технологической обвязке с помощью БРС. Сброс потока от скважины осуществляется только после прохождения исследовательского сепаратора.

Расположение сбросного трубопровода не должно оказывать негативного термического воздействия на горелку ГФУ при сжигании потока газа.

Для замера газа необходимо подать газоконденсатную смесь в сепаратор, в котором произойдет отделение капельной жидкости. Выделившийся газ поступает в линию факельного коллектора DN100, проходит через клапан регулирующий, далее сжигается на ГФУ.

В объем автоматизации входит местный контроль давления в трубопроводах.

Для подключения передвижного сепаратора предусмотрено место размером 6,0x12,0 м. Компоновка узла подключения представлена на чертеже ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-015.

1.4.4.10 Горизонтальная факельная установка

В случае пуска скважины, ее продувки, проведения исследований или необходимости сброса давления из участка выкидного трубопровода до клапана-отсекателя, проектом предусматривается факельный коллектор DN100, рассчитанный на давление 16,0 МПа, который прокладывается с уклоном 0,003 в сторону амбара, проходит над обвалованием амбара и присоединяется к горизонтальной факельной установке (ГФУ).

Отвод газа в факельный коллектор предусмотрен в составе обвязки арматурного блока из участка трубопровода DN100 до клапана-отсекателя. Перевод потока осуществляется вручную с помощью запорной арматуры DN100 PN160 с ручным управлением.

Расположение сбросного трубопровода не должно оказывать негативного термического воздействия на горелку ГФУ при сжигании потока газа.

В комплект поставки ГФУ входят:

- автоматизированная горелка газа с продувки скважин (Гф);
- дежурная горелка (Гд);
- блок подачи газа на дежурную горелку с баллонами пропана (не более 6 шт.) на 8 часов;
- шкаф управления ГФУ (узел автоматического розжига и контроля пламени).

Для предотвращения попадания воздуха в факельный коллектор в составе блочной поставки ГФУ предусмотрен обратный клапан.

Работа дежурной горелки предусмотрена от баллонов с пропаном, расположенных в блоке подачи газа на ГФУ.

В соответствии с п.105 Руководства по безопасности факельных систем, уклон дна амбара выполнен в направлении от ГФУ. Факельные трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах, с уклоном в сторону ГФУ не менее 0,003. Все трубопроводы, прокладываемые до ГФУ, предусматриваются в теплоизоляции минватой толщиной 50 мм. В соответствии с п. 105 «Руководства по безопасности факельных систем» объем амбара вмещает полуторакратный объем одной скважины, подтверждающий расчет представлен в приложении Г. Размеры амбара по осям обвалования составляют 33x4 м, высота обвалования около 2,5 м.

Территория вокруг ГФУ должна быть ограничена по периметру сигнальными флагами и/или лентой, либо каким-либо другим образом на время работы ГФУ, а по периметру выставлены охранные посты для ограничения несанкционированного доступа персонала к объекту и доступа транспорта к разворотным площадкам основного и возможного проездов и подъездов.

Предусмотрен клапан регулирующий, который устанавливается на факельном коллекторе после блока подачи газа на дежурную горелку. Клапан регулирующий рассчитан на давление 16,0 МПа, устанавливается на трубопроводе DN100.

Факельный амбар куста газовых скважин представлен на чертеже ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-017.

Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ представлен на чертеже ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-016.

1.4.4.11 Блок подачи метанола

На территории кустовой площадки КП 3.4.6 для предупреждения возможного гидратообразования в выкидных трубопроводах и трубного пространства предусмотрен блок подачи метанола КП3-БПМ-001, КП4-БПМ-001, КП6-БПМ-001.

БПМ представляет собой закрытый блок-бокс во взрывозащищенном исполнении, включающий в себя два дозировочных плунжерных насоса (1 рабочий и 1 резервный).

Электродвигатели насосов, устанавливаемых в блоке, имеют климатическое исполнение ХЛ4, взрывозащищенное исполнение (группа II), вид взрывозащиты не менее 1ExdIIAT2 по ГОСТ 30852.0-2002, температурный класс электрооборудования – Т2.

Подача метанола осуществляется по коллекторной схеме: от БПМ ингибитор направляется в коллектор DN50 до входного патрубка шкафа СПИ возле устья скважины (DN25). После шкафа СПИ двумя трубопроводами DN25 метанол подается к фонтанной арматуре скважины и через инструментальные фланцы направляется в трубное/затрубное пространство.

Расчетное давление метанолопровода составляет 16 МПа.

Метанол поступает в БПМ из передвижной техники (по трубопроводу DN100) или расходной емкости метанола V=50 м³ КП3-Е-001, КП4-Е-001, КП6-Е-001 по самотечному трубопроводу диаметром DN100 с уклоном 0,002 в сторону БПМ.

При операциях слива/налива реагента из передвижной техники будут предусмотрены инвентарные поддоны. Метанол поставляется на кустовую площадку в одорированном состоянии.

Объем автоматизации и контроля обеспечивает работу БПМ без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Блок подачи метанола выполняет следующие функции:

- перекачку метанола из расходной емкости в арматурный блок;
- прием промывочной жидкости из передвижной техники.

Внутри блок-бокса располагается технологическое оборудование, распределительный щит с пусковой и защитной аппаратурой.

В блок-боксе предусмотрены датчики системы автоматической пожарной сигнализации, световые и звуковые устройства оповещения людей при пожаре, вытяжная

естественная и вытяжная механическая вентиляции, электрические взрывозащищенные нагреватели.

Блок подачи метанола представлен на чертеже ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012.

1.4.4.12 Емкость расходная для метанола

Для накопления метанола на кустовых площадках КПЗ, 4, 6 и подачи его в БПМ применяются емкости расходные объемом 50 м³. Расчетное давление емкостей КПЗ-Е-001, КП4-Е-001, КП6-Е-001 составляет 0,05 МПа.

Закачка реагента в емкость осуществляется из передвижной техники.

При операциях слива/налива реагента из передвижной техники будут предусмотрены инвентарные поддоны. Метанол поставляется на кустовую площадку в одорированном состоянии.

В емкости предусмотрен контроль минимального, максимального и аварийного уровней, температуры и давления жидкости.

На трубопроводе от емкости хранения метанола в БПМ предусмотрена запорная арматура с электроприводом КП3-XV-001, КП4-XV-001, КП6-XV-001 DN100 для дистанционного открытия/закрытия. При достижении минимального уровня в емкости метанола расходной, запорная арматура с электроприводом КП3-XV-001, КП4-XV-001, КП6-XV-001 DN100 закрывается.

В случае заполнения емкости метанола расходной КП3-Е-001, КП4-Е-001, КП6-Е-001 дренаж расходной емкости направляется через БРС в передвижную технику.

Высота установки емкости +2,400 м от уровня насыпи.

Стойки КР-1, КР-2 идут в комплекте поставки с расходной емкостью, способ крепления стоек КР-1, КР-2 разрабатывает поставщик емкости. Стойки под опоры трубопроводов Ст-1...6 в комплекте поставки КП3-Е-001, КП4-Е-001, КП6-XV-001.

Емкость связана с атмосферой через дыхательную арматуру для её заполнения/опорожнения.

Емкость поставляется в комплекте с воздушником, высотой 5 м, с совмещенным дыхательным клапаном с огнепреградителем, лестницей и площадкой для обслуживания внутренней полости емкости, а также с узлом для закачки метанола из передвижной емкости и подачи пара от передвижной техники КП3-БПМ-001, КП4-БПМ-001, КП6-XV-001 состоящим из запорной арматуры с ручным приводом и быстроразъемным соединением.

1.4.4.13 Дренажная емкость для метанола

Для опорожнения трубопроводной обвязки блока подачи метанола и емкости хранения метанола предусматривается подземная дренажная емкость объемом 8 м³.

Откачка метанола из дренажной емкости осуществляется насосом в составе передвижной техники.

Для дренажной емкости предусмотрен контроль минимального, максимального и аварийного максимального уровней и температуры жидкости.

На емкости также предусмотрен штуцер для пропарки, оснащенный запорной арматурой с ручным приводом, клапаном обратным и быстроразъемным соединением (БРС). Все вышеперечисленное входит в комплект поставки емкости.

Также, дренажная емкость поставляется в комплекте со свечой рассеивания, высотой 5 м, клапаном дыхательным, совмещенным с огнепреградителем, лестницей для обслуживания внутренней полости емкости, а также с узлом для откачки в передвижную емкость, состоящим из запорной арматуры с ручным приводом и быстроразъемным соединением.

Подземные дренажные емкости КП3-ЕД-002, КП4-ЕД-002, КП6-ЕД-002 представлены на чертеже ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-014.

Мероприятия по защите емкости от коррозии приведены в Разделе 2.

1.4.4.14 Технологические трубопроводы

Все трубопроводы, прокладываемые по территории кустов №3, 4, 6 относятся к технологическим и проектируются в соответствии ГОСТ 32569 2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химических производствах».

Принятые проектные решения соответствуют Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 №444.

Категория технологического трубопровода и группа среды в соответствии с ТР ТС 032/2013 представлены в таблице 1.15.

Расчетное давление проектируемых технологических трубопроводов кустов №3, 4, 6 приведено в п. 1.4.4.15.

Трассы технологических трубопроводов выбраны исходя из наименьшей их протяженности, возможности беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения, а также для возможности самокомпенсации температурных деформаций в местах поворотов трассы в соответствии с п. 10.1.3, 10.1.10 ГОСТ 32569-2013. Расположение технологических трубопроводов представлено с учетом необходимого разделения на технологические узлы и блоки при производстве монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации. Конструкция трубопроводов разработана при условии исключения провисания и образования застойных зон.

Проектируемые технологические трубопроводы на кустах №3, 4, 6 прокладываются преимущественно подземно, с надземной обвязкой устьев скважин, блоков оборудования, площадки узла запуска СОД и реагентопроводов.

В соответствии с п.10.1.34 ГОСТ 32569-2013 глубина заложения подземных технологических трубопроводов принята равной не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей.

Расстояние между подземными трубопроводами и строительным конструкциями (свайные основания блоков) составляет не менее 1,5 м в соответствии с таблицей 17 СП 4.13130.2013.

Высота прокладки надземных трубопроводов составляет не менее 0,6 м от поверхности земли до оси трубопровода.

Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали приняты в соответствии с ГОСТ 32569-2013 п. 10.1.9.

При подземной прокладке технологических трубопроводов и взаимном их пересечении расстояние в свету между образующими трубопроводами составляет не менее 0,35 м.

Расстояние от электрических сетей и трубопроводами в «свету» принято не менее 500 мм в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, ПУЭ (седьмое издание).

Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном 0,002 в сторону дренажной емкости.

Переходы проектируемых технологических трубопроводов через проезды и проходы отсутствуют.

Для возможности обслуживания запорной арматуры на площадке узла запуска СОД куста скважин №3, 4 предусмотрены площадки обслуживания.

В верхних точках надземных технологических трубопроводов предусматриваются воздушники, а в нижних – спускники.

На кустах №3, 4, 6 предусмотрена возможность пропарки и продувки нефтегазосборного трубопровода от групповых замерных установок до точек врезки в нефтегазосборный трубопровод до УПНГ (т.вр.1, т.вр.3).

На кустах скважин №3, 4, 6 надземные участки выкидных линий со скважин до групповых замерных установок, дренаж от групповых замерных установок в дренажные

емкости и реагентопроводы проектируются с применением теплоизоляции из полуцилиндров минваты толщиной 50 мм и электрообогревом.

В качестве покровного слоя теплоизоляции применяется сталь тонколистовая оцинкованная ГОСТ 14918-2020.

Монтаж теплоизоляции и электрообогрева на трубопроводах производится после нанесения антакоррозионного покрытия труб и соединительных деталей.

Для фасонных деталей трубопроводов применяется аналогичная конструкция антакоррозионного защитного покрытия и теплоизоляции с покровным листом, как и для основного трубопровода.

В качестве отводов применяются отводы с радиусом изгиба 1,5DN. Материальное исполнение деталей трубопроводов и фланцев соответствует материальному исполнению труб, на которых они установлены.

Для прокладки надземных трубопроводов применяются опоры по ОСТ 36-146-88:

- Для трубопроводов DN <50 – тавровые хомутовые;
- Для трубопроводов DN ≥50 – корпусные хомутовые.

В случае превышения допускаемых нагрузок на опору согласно ОСТ 36-146-88 применяются опоры по специально-разработанным рабочим чертежам.

Применение компенсаторов на проектируемых технологических трубопроводах не требуется. Температурные расширения будут компенсироваться за счёт горизонтальных поворотов трубопроводов.

По окончании строительно-монтажных работ технологические трубопроводы подлежат промывке и гидравлическому испытанию.

Материальное исполнение и защита от коррозии технологических трубопроводов приведены в Разделе 2.

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний приведены в п. 1.4.4.15.

Все пересечения проектируемых трубопроводов с проектируемыми коммуникациями выполнены в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

Пересечения проектируемых трубопроводов с надземными кабелями выполняются надземно, с обеспечением минимального расстояния «в свету» по вертикали и по горизонтали от пересекаемых кабелей до образующей трубопровода не менее 500 мм.

При пересечении трубопроводов расстояние между ними составляет не менее 500 мм в свету в соответствие с ГОСТ 32569-2013.

1.4.4.15 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических трубопроводов

До ввода в эксплуатацию все проектируемые технологические трубопроводы подвергаются очистке полости, испытанию на прочность, плотность и дополнительному испытанию на герметичность. Испытания трубопровода на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка или всего трубопровода (контроля качества сварных соединений физическим методом, закрепления трубопровода на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов). Очистку трубопровода и испытания осуществляют по специальной инструкции, разработанной подрядчиком и согласованной с Заказчиком. Инструкция по проведению испытания утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации и предусматривает полный комплекс необходимых мер безопасности.

Для технологических трубопроводов испытания проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы стальные технологические. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах, а также с учетом требований Приказа Ростехнадзора №444 от 21.12.2021 г

Испытания на прочность и плотность технологических трубопроводов с номинальным давлением не более 10 МПа проводятся гидравлическим или пневматическим способом.

Испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность с номинальным давлением более 10 МПа проводятся гидравлическим способом.

Испытание на герметичность проводится пневматическим способом.

Применение пневматических испытаний трубопроводов на прочность и плотность рекомендуется, в связи отсутствием на месторождении внешней инфраструктуры и связанными с этим проблемами с утилизацией воды, содержащей водные растворы гликолов, которые требуются для проведения гидравлических испытаний в период отрицательных температур окружающего воздуха.

При гидравлических испытаниях в условиях температур окружающего воздуха не менее плюс 5 °C применяется вода, при температуре ниже плюс 5 °C используются водные растворы гликолов.

Пневматическое испытание проводится воздухом или инертным газом и только в светлое время суток.

Величины давлений испытаний для технологических трубопроводов приведены в таблице 1.4.

Время выдержки трубопроводов под пробным давлением при гидравлических испытаниях составляет не менее 30 мин. После выдержки под пробным давлением, давление снижается до расчетного, при котором проводится визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений. После окончания испытаний трубопровод полностью опорожняется и продувается.

При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления следует вести плавно, со скоростью, не более 0,2 МПа (2 кгс/см²) в минуту, с периодическим осмотром трубопровода на следующих этапах:

- при расчетном давлении до 0,2 МПа (2 кгс/см²) осмотр проводят при давлении, равном 0,6 пробного давления, и при рабочем давлении;

- при расчетном давлении выше 0,2 МПа (2 кгс/см²) осмотр проводят при давлении, равном 0,3 и 0,6 пробного давления, и при рабочем давлении.

Во время осмотра подъем давления должен быть приостановлен. Окончательный осмотр трубопровода разрешается по истечении 10 минут, после того как испытательное давление будет снижено до расчетного.

Мероприятия по обеспечению водой для гидравлических испытаний и способ последующей утилизации загрязненных вод определяются Подрядчиком по строительству и отражаются в проекте производства работ.

Для всех технологических трубопроводов, за исключением дренажных и воздушных, максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков технологических трубопроводов выполняются в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожарных и химически опасных производствах».

В соответствии с п. 13.3.7 ГОСТ 32569-2013 и п. 156 приказа Ростехнадзора от 21.12.2021 N 444 во время проведения пневматических испытаний на прочность для технологических трубопроводов устанавливается охранная зона. Минимальное расстояние от края зоны до трубопровода должно составлять не менее 25 м при надземной прокладке трубопровода и не менее 10 м при подземной. Границы охранной зоны должны отмечаться флагками.

Характеристика технологических трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений и продолжительность испытаний представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Характеристика трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Технологические трубопроводы на кусте скважин №3									
Выкидные трубопроводы от устья скважин до клапана-отсекателя КПЗ-КО-001...003	16,0	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб}=16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы от клапана-отсекателя КПЗ-КО-001...003 до КПЗ-АГЗУ-001	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Реагентопровод от КПЗ-БДР-001 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Нефтегазосборный трубопровод от КПЗ-АГЗУ-001 до задвижки с э/п КПЗ-ZV-001	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопроводы обвязки камеры запуска СОД	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод продувки инертным газом камеры запуска СОД	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для пропарки нефтегазосборного трубопровода	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод закачки ингибитора в КПЗ-БДР-001 из передвижной техники	1,6	A(б), I	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки ингибитора из КПЗ-БДР-001 в передвижную технику	1,6	A(б), I	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Дренажный трубопровод от измерительной установки КПЗ-АГЗУ-001 в дренажную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	1,6	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки из дренажной емкости КПЗ-ЕД-001 в емкость передвижной техники	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи пара в дренажную емкость КПЗ-ЕД-001	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод сброса газа до ГФУ	16	Б(а), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб}=16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровода от блока подачи газа на дежурную горелку ГФУ	1,6	Б(а), II	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод для подключения исследовательского сепаратора	16	Б(а), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от емкости расходной до БПМ	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от БПМ до точки подключения к скважине	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод закачки подачи метанола от передвижной техники в БПМ	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от БПМ в передвижную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для пропарки подземной	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.;	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
дренажной емкости								На герметичность: не менее 24 час	
Трубопровод опорожнения дренажной емкости в передвижную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от КПЗ-БПМ-001 к СПИ	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб}=16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от СПИ к скважине	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб}=16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от расходной емкости КПЗ-Е-001 в КПЗ-ЕД-002	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод подачи пара от передвижной техники в КПЗ-ЕД-002	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки из КПЗ-ЕД-002 в передвижную технику	1,6	А(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Воздушник КПЗ-ЕД-002	1,6	Б(а), II	2/1	10	2	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Технологические трубопроводы на кусте скважин №4									
Выкидные трубопроводы от устья скважин до клапана-отсекателя КП4-КО-001...002	16,0	А(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб}=16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы от клапана-отсекателя КП4-КО-001...002 до КП4-АГЗУ-001	6,3	А(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Реагентопровод от КП4-БДР-001 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Нефтегазосборный трубопровод от КП4-АГЗУ-001 до задвижки с э/п КП4-ЗВ-001	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для пропарки нефтегазосборного трубопровода	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод закачки ингибитора в КП4-БДР-001 из передвижной техники	1,6	A(б), I	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки ингибитора из КП4-БДР-001 в передвижную технику	1,6	A(б), I	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от измерительной	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.;	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
установки КП4-АГЗУ-001 и камеры запуска СОД в дренажную емкость								На герметичность: не менее 24 час	
Трубопровод откачки из дренажной емкости КП4-ЕД-001 в емкость передвижной техники	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи пара в дренажную емкость КП4-ЕД-001	1,6	Б(а), II	-	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопроводы обвязки камеры запуска СОД	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод продувки инертным газом камеры запуска СОД	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод сброса газа до ГФУ	16	Б(а), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровода от блока подачи газа на дежурную горелку ГФУ	1,6	Б(а), II	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для подключения исследовательского сепаратора	16	Б(а), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от емкости расходной до БПМ	1,6	А(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от БПМ до точки подключения к скважине	16	А(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод закачки метанола от передвижной техники в БПМ	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от БПМ в передвижную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для пропарки подземной дренажной емкости	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод опорожнения дренажной емкости в передвижную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от КП4-БПМ-001 к СПИ	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод подачи метанола от СПИ к скважине	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб}=16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от расходной емкости КП4-Е-001 в КП4-ЕД-002	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи пара от передвижной техники в КП4-ЕД-002	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки из КП4-ЕД-002 в передвижную технику	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Воздушник КП4-ЕД-002	1,6	Б(а), II	2/1	10	2	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Технологические трубопроводы на кусте скважин №6									
Выкидные трубопроводы от устья скважин до клапана-отсекателя КП6-КО-001...005	16,0	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб}=16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы от клапана-отсекателя КП6-КО-001...002 до КП6-АГЗУ-001	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Реагентопровод от КП6-БДР-001 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Нефтегазосборный трубопровод от КП6-АГЗУ-001 до задвижки с э/п КП6-ZV-001	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для пропарки нефтегазосборного трубопровода	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод закачки ингибитора в КП6-БДР-001 из передвижной техники	1,6	A(б), I	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки ингибитора из КП6-БДР-001 в передвижную технику	1,6	A(б), I	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от измерительной установки КП6-АГЗУ-001 и камеры запуска СОД в дренажную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки из дренажной емкости КП6-ЕД-001 в емкость передвижной техники	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи пара в дренажную	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.;	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
емкость КП6-ЕД-001								На герметичность: не менее 24 час	
Трубопровод сброса газа до ГФУ	16	Б(а), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровода от блока подачи газа на дежурную горелку ГФУ	1,6	Б(а), II	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для подключения исследовательского сепаратора	16	Б(а), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от емкости расходной до БПМ	1,6	А(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от БПМ до точки подключения к скважине	16	А(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод закачки метанола от передвижной техники в БПМ	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от БПМ в передвижную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для пропарки подземной дренажной емкости	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод опорожнения дренажной емкости в передвижную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от КП6-БПМ-001 к СПИ	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.;	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и герметичность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
от СПИ к скважине								На герметичность: не менее 24 час	
Дренажный трубопровод от расходной емкости КП6-Е-001 в КП6-ЕД-002	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи пара от передвижной техники в КП6-ЕД-002	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки из КП6-ЕД-002 в передвижную технику	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Воздушник КП6-ЕД-002	1,6	Б(а), II	2/1	10	2	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Примечания									
1. При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному.									
2. Объем контроля сварных соединений принят в соответствии с ГОСТ 32569-2013, т.к. в нем представлены более жесткие требования.									

1.4.5 Требования к организации производства

Организацией производства является комплекс мероприятий по эффективному сочетанию трудовых процессов с материальными элементами производства, осуществляемый в конкретных социально-экономических условиях в целях производства продукции с установленными качественными показателями при рациональном использовании ресурсов.

Ее основная задача - обеспечить наиболее рациональное соединение и использование во времени (производственная структура предприятия), с одной стороны, живого труда (рабочей силы), с другой - орудий и предметов труда.

На каждом предприятии организация производства зависит от особенностей отрасли, вида выпускаемой продукции, степени общественного разделения труда и состоит из следующих основных направлений:

- создание рациональной производственной структуры внутри предприятия и организация основных производственных процессов (состав и номенклатура цехов, служб и подразделений, степень их специализации), а также вопросы, связанные непосредственно с регламентом работы цехов и участков и обеспечения бесперебойного хода производственного процесса;
- техническое обслуживание производства - квалифицированное обслуживание основного производства, обеспечивающее ритмичный выпуск высококачественной продукции;
- управление производством.

В основу разработки организационной структуры и численности по обслуживанию проектируемых объектов положены анализ проектируемых количества и состава технологических сооружений, а также нормативы определения численности обслуживающего персонала с учетом автоматизации производственного процесса.

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ. Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».

Организация рабочего места, конструкция органов контроля и управления производится с учетом антропометрических, сенсомоторных, биомеханических и психофизиологических характеристик человека при соблюдении требований и удобного доступа к органам управления в соответствии с ГОСТ 12.2.064-81. ССБТ. «Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.4.040-78 ССБТ. «Органы управления производственным оборудованием. Обозначения».

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

- досягаемость - рациональная планировка рабочего места предполагает такое размещение всех технических средств и рабочих материалов, которое позволяет работать без лишних движений, приводящих к утомлению и лишним затратам времени;
- обозримость;

- изолированность;
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения при эксплуатации машин и механизмов;
- достаточные физические, зрительные и слуховые связи между персоналом и оборудованием;
- оптимальное размещение оборудования, главным образом средств отображения информации и органов управления, благодаря которому обеспечивается удобное положение человека при работе;
- четкое обозначение органов управления, элементов системы обозначения информации, других элементов оборудования, которые нужно находить опознавать, и которыми работник должен манипулировать;
- необходимое естественное и искусственное освещение для выполнения оперативных задач и технического обслуживания оборудования;
- обеспечение комфорта в производственных помещениях (температурный режим, допустимый уровень акустических шумов, создаваемых оборудованием рабочего места);
- наличие необходимых инструкций и предупредительных знаков, предостерегающих об опасности и указывающих на необходимые меры предосторожности при работе.

Рабочие места обеспечены всеми видами энергии (теплом, электроэнергией, питьевой водой и др.). Персонал обеспечивается коммунальными и бытовыми услугами. Для оказания первой медицинской помощи работающим на месторождении предусматривается медицинский пункт.

Предусмотренная в проекте система обслуживания рабочих мест должна обеспечить сокращение потерь рабочего времени и рост производительности труда.

Доставка рабочих смен к месту работы от мест проживания предусмотрена вахтовым транспортом.

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых способствует оптимизации напряженности трудовой деятельности. Рациональные режимы труда и отдыха устанавливаются с учетом сменности и длительности рабочих смен, перерывов на обед и с учетом специфики работы на промысле. Время предоставления перерыва и его конкретная продолжительность устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка по соглашению между работодателем и работниками в соответствии с главой 18 статьей 108 Трудового Кодекса РФ.

Применение прогрессивных технологий, технологическое автоматизированное оборудование, которым оснащаются проектируемые объекты системы транспорта газа, требует высокого профессионализма рабочих и служащих, и своевременной опережающей подготовки рабочих кадров. Обучение смежным профессиям и периодическое повышение квалификации будут осуществляться непосредственно на предприятии, в предусмотренных для этого помещениях, т. к. эта форма обучения является преобладающей. Также возможна подготовка работников по смежным профессиям из числа лиц, имеющих необходимую общетеоретическую подготовку и опыт работы по родственным и смежным специальностям.

Возраст, пол и состояние здоровья лиц, принимаемых для обучения на производстве, должны соответствовать действующему трудовому законодательству. Обучение обслуживающего персонала опасных производственных объектов осуществляется организациями, имеющими специальное разрешение.

В соответствии с местоположением нефтепромысла набор кадров для эксплуатации этой системы предполагается производить в ближайших населенных пунктах, в которых имеется избыток трудовых ресурсов и сложились условия для проживания и обслуживания населения.

Источниками квалифицированных кадров для комплектования персонала могут быть высшие и средние специальные заведения, а также функционирующие предприятия отрасли, на которых проводятся (или ранее проведены) сокращения кадров.

Рациональная организация производства является обязательным условием эффективной работы системы транспорта газа, поскольку создает благоприятные возможности для высокопроизводительной работы трудового коллектива, выпуска продукции хорошего качества, полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего развития личности в процессе труда. Организация производства – это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления – в отрасли в регионе, на предприятии.

В соответствии п.п.527, 528, 529 с ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», в целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и других работ) на кусте скважин, с учетом поэтапного обустройства скважин, пользователь недр (Заказчик) или его представитель разрабатывает и утверждает положение о порядке организации безопасного производства работ. Эти мероприятия обязательны к выполнению всеми участниками производственного процесса.

Пользователем недр (Заказчиком) или его представителем назначается ответственный руководитель работ, наделенный необходимыми полномочиями.

Положение о порядке организации безопасного производства работ должно предусматривать:

- последовательность работ и операций, порядок их начала при совмещении во времени;
- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности всех участников производственных процессов;
- систему оперативного контроля за ходом и качеством работ, соблюдением требований промышленной безопасности;
- порядок и условия взаимодействия организаций между собой и ответственным руководителем работ.

1.5 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для технологических нужд используются следующие виды ресурсов:

- электроэнергия;
- ингибитор коррозии, солеобразования;
- пар;
- азот.

Потребность в остальных видах потребляемых ресурсов приведена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Количество потребляемых ресурсов

Вид потребляемого ресурса	Потребление
Куст скважин №3	
Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1 «Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть».
Ингибитор коррозии	Определяется в процессе эксплуатации

Вид потребляемого ресурса	Потребление
Ингибитор солеотложения	Определяется в процессе эксплуатации
Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год)	50 м ³
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)	280 м ³

Куст скважин №4

Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1 «Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть».
Ингибитор коррозии	Определяется в процессе эксплуатации
Ингибитор солеотложения	Определяется в процессе эксплуатации
Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год)	50 м ³
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)	270 м ³

Куст скважин №6

Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1 «Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть».
Ингибитор коррозии	Определяется в процессе эксплуатации
Ингибитор солеотложения	Определяется в процессе эксплуатации
Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год)	50 м ³
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)	290 м ³

Продувка инертным газом – азотом – предусмотрена для освидетельствования емкостного оборудования и трубопроводов, пуска их после ремонта (из расчета количества продувок – один раз в год). Продувка азотом и подача азота осуществляется при помощи баллонов с азотом, хранящихся на отдельной площадке на территории куста скважин, при этом содержание горючих газов, выделяющихся из оборудования при продувке, контролируется газоанализатором.

Пар используется в период проведения ремонтных работ для пропарки трубопроводов и дренажных емкостей. Пропарка оборудования и трубопроводов осуществляется от передвижной парогенераторной установки типа ППУА 1600/100 (или аналог).

Подвод пара к оборудованию и трубопроводам для их пропарки производится при помощи сборных трубопроводов и гибких шлангов, с установкой запорной арматуры с обеих сторон сборного участка. После пропарки эти участки трубопроводов и шланги должны быть разобраны.

1.6 Описание источников поступления сырья и материалов

Обеспечение водой для питьевых нужд на период строительства проектируемых сооружений предусматривается привозной бутилированной водой.

Описание источников электроэнергии и обоснование потребности в ней представлено в Томе 4.5.1 «Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть».

Описание источников поступления материалов и сырья на площадку строительства представлено в Томе 5 «Раздел 5. Проект организации строительства».

Сырьем на кустах №3, 4, 6 является водонефтегазовая эмульсия нефтяных скважин.

Пар, азот, ингибиторы АСПО и ингибитор коррозии подаются из передвижной техники, которая находится ДНС.

1.7 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Характеристика добываемой продукции представлена в таблицах 1.1– 1.3.

Продукцией куста №3 является водонефтегазовая смесь, добываемая на всех 3 нефтяных скважинах с добавленным в нее реагента (ингибитора коррозии). Расчетное давление выкидных и нефтегазосборных трубопроводов составляет 6,3 МПа (изб.). Диаметры выкидных и нефтегазосборных трубопроводов от скважин составляют DN100, DN200 на основании результатов гидравлического расчета

Продукцией куста №4 является водонефтегазовая смесь, добываемая на всех 2 нефтяных скважинах с добавленным в нее реагента (ингибитора коррозии). Расчетное давление выкидных и нефтегазосборных трубопроводов составляет 6,3 МПа (изб.). Диаметры выкидных и нефтегазосборных трубопроводов от скважин составляют DN100, DN300 на основании результатов гидравлического расчета

Продукцией куста №6 является водонефтегазовая смесь, добываемая на всех 5 нефтяных скважинах с добавленным в нее реагента (ингибитора коррозии). Расчетное давление выкидных и нефтегазосборных трубопроводов составляет 6,3 МПа (изб.). Диаметры выкидных и нефтегазосборных трубопроводов от скважин составляют DN100, DN300 на основании результатов гидравлического расчета

1.8 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Принятые технические характеристики оборудования соответствуют требованиям Задания на проектирование, а также требованиям нормативно-технической документации, действующей на территории РФ.

Строительство и бурение скважин, проектирование скважинного оборудования (фонтанная арматура) в объем проектирования не входит. Границей проектирования является фланец фонтанной арматуры типа АФК6Э-80/80x21 К1 ХЛ.

Перечень сооружений на кустовой площадке и описание характеристик представлен в разделе 1.4.2.

Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кустовых площадках 121, 122 приняты согласно СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности» и ФНиП в области

промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Требуемые и фактические расстояния представлены в таблицах 1.6, 1.7, 1.8

Таблица 1.6 – Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кусте скважин №3

Здания и сооружения	Устье добывающей скважины*	Групповая замерная установка КП3-АГЗУ-001	Блок дозирования реагента КП3-БДР-001	СУДР	Дренажная емкость КП3-ЕД-001	Площадка узла запуска СОД	Узел отключающей арматуры КП3-ZV-001	БПМ	Факельный амбар	Площадка исследовательского сепаратора	Расходная емкость	Дренажная емкость для метанола
Устье добывающей скважины*	9/22	9/9	9/10	9/43	9/32	9/36	9/35	100/106	9/28	9/47	9/62	
Установка измерительная КП3-АГЗУ-001	9/22		9/9	+	9/36	9/11	+/22	9/55	60/95	9/16	9/69	9/84
Блок дозирования реагента КП3-БДР-001	9/9	9/9		+	9/32	9/20	9/24	9/40	60/102	9/22	9/52	9/67
СУДР	9/10	+	+		9/52	9/38	9/44	+	60/99	9/20	+	9/52
Дренажная емкость КП3-ЕД-001	9/43	9/36	9/32	9/52		9/16	9/13	9/60	60/132	9/55	9/66	9/85
Площадка узла запуска СОД	9/32	9/11	9/20	9/38	9/16		+/	9/60	60/108	9/33	9/71	9/88
Узел отключающей арматуры КП3-ZV-001	9/36	+/22	9/24	9/44	9/13	+/10		9/62	60/119	9/43	9/68	9/87
БПМ	9/35	9/55	9/40	+	9/63	9/60	9/62		60/132	9/61	9/16	9/20
Факельный амбар	100/106	60/95	60/102	60/99	60/132	60/108	60/119	60/132		60/68	60/148	60/155
Площадка исследовательского сепаратора	9/28	9/16	9/22	9/20	9/55	9/33	9/43	9/61	60/68		9/79	9/87
Расходная емкость	9/47	9/69	9/52	+	9/66	9/71	9/68	9/16	60/148	9/79		9/10
Дренажная емкость для метанола	9/62	9/84	9/67	9/52	9/85	9/88	9/87	9/20	60/155	9/87	9/10	

Таблица 1.7 – Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кусте скважин №4

Здания и сооружения	Устье добывающей скважины*	Групповая замерная установка КП4-АГЗУ-001	Блок дозирования реагента КП4-БДР-001	СУДР	Дренажная емкость КП4-ЕД-001	Площадка узла запуска СОД	Узел отключающей арматуры КП4-ЗВ-001	БПМ	Факельный амбар	Площадка исследовательского сепаратора	Расходная емкость	Дренажная емкость для метанола
Устье добывающей скважины*	9/22	9/9	9/10	9/43	9/32	9/36	9/22	100/106	9/28	9/42	9/48	
Установка измерительная КП4-АГЗУ-001	9/22	9/10	+	9/34	9/19	+/24	9/33	60/102	9/22	9/52	9/66	
Блок дозирования реагента КП4-БДР-001	9/9	9/10	+	9/31	9/20	9/24	9/32	60/102	9/22	9/45	9/66	
СУДР	9/10	+	+	9/52	9/38	9/44	+	60/97	9/19	+	9/57	
Дренажная емкость КП4-ЕД-001	9/43	9/34	9/31	9/52	9/16	9/13	9/53	60/133	9/55	9/57	9/76	
Площадка узла запуска СОД	9/32	9/19	9/20	9/38	9/16	+/	9/51	60/116	9/34	9/59	9/77	
Узел отключающей арматуры КП4-ЗВ-001	9/36	+/24	9/24	9/44	9/13	+/10	9/53	60/119	9/43	9/60	9/78	
БПМ	9/22	9/33	9/32	+	9/53	9/51	9/53	60/130	9/52	9/13	9/20	
Факельный амбар	100/106	60/102	60/102	60/97	60/133	60/116	60/119	60/130	60/68	60/146	60/152	
Площадка исследовательского сепаратора	9/28	9/22	9/22	9/19	9/55	9/34	9/43	9/52	60/68	9/67	9/78	
Расходная емкость	9/42	9/52	9/45	+	9/57	9/59	9/60	9/13	60/146	9/67		9/10
Дренажная емкость для метанола	9/48	9/66	9/66	9/57	9/76	9/77	9/78	9/20	60/152	9/78	9/10	

Таблица 1.8 - Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кусте скважин №6

Здания и сооружения	Устье добывающей скважины*	Установка измерительная	БДР	СУДР	Дренажная емкость	Узел отключающей арматуры КП6-ZV-001	БИМ	Расходная емкость	Факельный амбар	Площадка исследовательского сепаратора	Дренажная емкость для метанола
Устье добывающей скважины*	[REDACTED]	9/22	9/9	9/10	9/29	9/30	9/21	9/36	100/10 6	9/26	9/41
Установка измерительная КП6-АГЗУ-001	9/22	[REDACTED]	9/10	+/25	9/10	+/3,8	9/59	9/70	60/95	9/17	9/86
Блок дозирования реагента КП6-БДР-001	9/9	9/10	[REDACTED]	+/15	9/17	9/19	9/44	9/54	60/103	9/23	9/72
СУДР	9/10	+/25	+/15	[REDACTED]	9/35	9/31	+	+	60/97	9/19	9/47
Дренажная емкость КП6-ЕД-001	9/29	9/10	9/17	9/35	[REDACTED]	9/17	9/20	9/71	60/109	9/32	9/88
Узел отключающей арматуры КП6-ZV-001	9/30	+/3,8	9/19	9/31	9/17	[REDACTED]	9/67	9/80	60/91	9/17	9/95
Блок подачи метанола	9/21	9/59	9/44	+	9/20	9/67	[REDACTED]	9/13	60/133	9/59	9/20
Расходная емкость	9/36	9/70	9/54	+	9/71	9/80	9/13	[REDACTED]	60/150	9/75	9/10
Факельный амбар	100/106	60/95	60/103	60/97	60/109	60/91	60/133	60/150	[REDACTED]	60/68	60/157
Площадка исследовательского сепаратора	9/26	9/17	9/23	9/19	9/32	9/17	9/59	9/75	60/68	[REDACTED]	9/86
Дренажная емкость для метанола	9/41	9/86	9/72	9/47	9/88	9/95	9/20	9/10	9/157	9/86	[REDACTED]

1.9 Гидравлический расчет системы сбора Тас-Юряхского месторождения кустов скважин №3, 4, 5, 6

1.9.1 Общие положения

В разделе представлено гидравлическое исследование системы сбора продукции скважин кустов скважин кустов №№3,4,6 Тас-Юряхского месторождения с учетом продукции скважин куста №5 Тас-Юряхского месторождения.

Данное исследование проведено с целью:

- определения оптимальных диаметров выкидных трубопроводов от проектируемых скважин кустов №№3,4,6, нефтегазосборных коллекторов и нефтегазосборных трубопроводов от куста №3 до точки врезки куста №4, от куста №4 до точки врезки куста №4, от точки врезки куста №4 до точки врезки куста №5, от куста №6 до точки врезки куста №6;
- определения скоростей движения потока в нефтегазосборных коллекторах;
- определения режимов течения потоков в нефтегазосборных коллекторах.

Гидравлический расчет системы сбора выполнен с помощью компьютерного моделирования с использованием уравнения состояния Peng Robinson.

1.9.2 Исходные данные

При выполнении гидравлического расчета системы сбора продукции скважин были учтены следующие исходные данные:

- прогнозные показатели по добыче нефти, жидкости и газа для скважин проектируемых кустов №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения приняты на основании приложений №5.1, 5.2 к Заданию на проектирование. Максимальные показатели: по нефти для куста 6 – 253,08тыс.т/год (2029 год), по жидкости 289,69 тыс.т/год (2029 год), по газу 580,582млн.м³/год (2030 год), для куста 4 – 107,5тыс.т/год (2028 год), по жидкости 108,0 тыс.т/год (2028 год), по газу 620,688млн.м³/год (2028 год), для куста 3 – 122,9тыс.т/год (2029 год), по жидкости 133,38 тыс.т/год (2029 год), по газу 191,923млн.м³/год (2030 год). Максимальные суточные показатели для скважин кустов 3,4,6 с указанием периодов представлены в таблицах 1.9- 1.11 соответственно;
- температура на устье скважин кустов №№3,4,6 до редуцирования принята на основании приложения №5.2 к Заданию на проектирование и составляет минус 21÷плюс 10⁰C;
- давление на устьях скважин кустов №№3,4,6 до регулирующего клапана принято на основании приложения №5.2 к Заданию на проектирование;
- расчетное давление трубопроводов системы сбора составляет 6,3МПа(изб.);
- давление на входе УПНГ – 1,2МПа(изб.);
- прокладка выкидных трубопроводов и коллекторов на кусте – надземная в теплоизоляции ППУ (коэффициент теплопроводности 0,029Вт/м*K) 50мм с участками подземной прокладки без теплоизоляции;
- среднемесячная температура воздуха от минус 29,1⁰C до плюс 17,7⁰C принята в соответствии с таблицей 5.1 СП 131.13330.2020 Строительной климатологии;
- прокладка трубопроводов системы сбора подземная без теплоизоляции;
- коэффициент теплопроводности грунта 1,56Вт/м*K;
- среднегодовая температура грунта на глубине прокладки принята по месяцам (от минус 3,8⁰C до плюс 13,2⁰C) в соответствии с «Климатической справкой Ст. Ленск»;
- шероховатость трубопроводов 0,1мм;
- компонентный мольный состав и физико-химические свойства дегазированной нефти, ионный состав воды Тас-Юряхского месторождения в соответствии с приложением №1 к Заданию на проектирование представлен в таблице 1.12;

- компонентный мольный состав растворенного газа и газа газовой шапки Тас-Юряхского месторождения в соответствии с приложением №1 к Заданию на проектирование представлен в таблицах 1.2 и 1.3 ;
- для трубопроводов от кустов №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения принят метод расчета Oliemans;
- рекомендуемые скорости жидкости 0,3-3,0м/с в соответствии с письмом ООО «Газпромнефть-Заполярье» №11/1.2/012160 от 24.10.2024г;
- ограничением по скорости для газа принято значение 20 м/с в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019;
- на основании письма «О применении ингибитора» №11/1/007708 ООО «Газпромнефть НТИ» от 3.06.2025года требуется подача ингибитора гидратообразования на проектируемые скважины в дозировке 1г/1м³ добываемого газа;
- принципиальная расчетная технологическая схема системы сбора представлена на рисунке 1.1;
- гидравлический расчет выполнен с учетом профиля трасс трубопроводов системы сбора на основании данных инженерных изысканий;
- профиль трассы трубопровода от куста КП3 до т.в.1 (точки врезки куста №4) представлен на рисунке 1.2;
- профиль трассы трубопровода от куста КП4 до т.в.1 (точки врезки куста №4) представлен на рисунке 1.3;
- профиль трассы трубопровода от т.в.1 (точки врезки куста №4) до т.в.2 (точки врезки куста №5) представлен на рисунке 1.4 ;
- профиль трассы трубопровода от куста КП6 до т.в.3 (точки врезки куста №6) представлен на рисунке 1.5.

Таблица 1.9- Суточные показатели для скважин куста 3

№№скв	Макс/мин	Добыча нефти, м ³ /сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Добыча ж-ти, т/сут	Гф общий, м ³ /т	Обв, % масс
3001	максимум	495,68	495,78	233,65	429,59	9504,76	57,75
	период макс	08.2028	08.2028	09.2029	08.2028	05.2034	12.2035
	минимум	5,49	10,57	18,91	11,25	80,13	0,03
	период мин	12.2035	12.2035	12.2035	12.2035	08.2028	08.2028
3002	максимум	495,49	495,78	120,97	432,72	3737,66	31,88
	период макс	11.2028	11.2028	01.2032	02.2029	01.2036	01.2036
	минимум	11,07	14,58	29,62	14,08	69,40	0,09
	период мин	01.2036	01.2036	01.2029	01.2036	01.2029	11.2028
3004	максимум	211,47	216,76	265,34	189,97	19809,94	75,42
	период макс	01.2029	01.2029	03.2030	01.2029	01.2036	08.2036
	минимум	8,59	26,44	56,42	30,26	307,93	3,56
	период мин	08.2036	08.2036	01.2029	08.2036	01.2029	01.2029
Куст 3	максимум	842,38	853,36	579,98	743,87	19748,24	75,42
	период макс	01.2029	01.2029	11.2030	01.2029	08.2036	08.2036
	минимум	8,59	26,44	34,41	30,26	80,13	0,03
	период мин	08.2036	08.2036	08.2028	08.2036	08.2028	08.2028

Таблица 1.10- Суточные показатели для скважин куста 4

№№скв	Макс/мин	Добыча нефти, м ³ /сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Добыча ж-ти, т/сут	Гф общий, м ³ /т	Обв, % масс
4001	максимум	495,64	495,78	1139,33	429,61	24903,65	85,24
	период макс	01.2028	01.2028	03.2028	01.2028	08.2032	05.2035
	минимум	1,36	6,70	14,41	8,01	355,91	0,04
	период мин	05.2035	05.2035	05.2035	05.2035	01.2028	01.2028
4002	максимум	475,02	475,02	1056,74	411,56	12952,29	6,92
	период макс	01.2028	01.2028	03.2028	01.2028	06.2035	05.2035
	минимум	5,73	6,01	23,06	5,33	1483,78	0,00
	период мин	05.2035	05.2035	05.2035	05.2035	01.2028	01.2028
Куст 4	максимум	970,65	970,80	2196,07	841,16	16831,40	43,35
	период макс	01.2028	01.2028	03.2028	01.2028	07.2032	04.2035
	минимум	5,79	6,04	37,47	5,34	907,87	0,02
	период мин	07.2035	07.2035	05.2035	07.2035	01.2028	01.2028

Таблица 1.11- Суточные показатели для скважин куста 6

№№скв	Макс/мин	Добыча нефти, м ³ /сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Добыча ж-ти, т/сут	Гф общий, м ³ /т	Обв, % масс
6001	максимум	491,37	495,78	120,08	431,35	4595,03	42,10
	период макс	06.2028	06.2028	12.2030	06.2028	09.2033	08.2036
	минимум	7,94	11,66	23,21	11,64	78,65	1,31
	период мин	01.2036	01.2036	08.2036	01.2036	06.2028	06.2028
6002	максимум	362,65	369,41	73,95	322,84	1944,26	55,97
	период макс	09.2028	09.2028	10.2028	09.2028	01.2036	06.2034
	минимум	10,98	19,54	18,32	20,46	227,38	2,68
	период мин	08.2036	08.2036	08.2036	08.2036	09.2028	09.2028
6003	максимум	492,85	495,78	127,67	436,24	5421,59	79,32
	период макс	11.2028	11.2028	04.2031	01.2029	11.2033	01.2036
	минимум	3,53	11,39	14,35	13,10	67,08	0,87
	период мин	08.2036	08.2036	08.2036	08.2036	01.2029	11.2028
6004	максимум	442,74	442,77	883,03	383,63	29953,75	14,27
	период макс	01.2029	01.2029	04.2029	01.2029	01.2036	01.2036
	минимум	5,38	5,98	119,03	5,42	383,24	0,01
	период мин	08.2036	08.2036	08.2036	08.2036	01.2029	01.2029
6005	максимум	495,72	495,78	733,33	429,57	19437,72	46,52
	период макс	03.2029	03.2029	06.2030	03.2029	01.2036	09.2034
	минимум	14,84	21,65	42,12	21,56	98,08	0,02
	период мин	08.2036	08.2036	03.2029	08.2036	03.2029	03.2029
Куст 6	максимум	1297,64	1351,44	1694,31	1193,03	12404,70	51,90
	период макс	03.2029	03.2029	08.2030	03.2029	01.2036	08.2035
	минимум	42,74	70,52	33,48	72,54	78,65	1,31
	период мин	08.2036	08.2036	06.2028	08.2036	06.2028	06.2028

Таблица 1.12 – Компонентный мольный состав и физико-химические свойства дегазированной нефти и ионный состав воды Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H2	0,000
He	0,000
N2	0,000
CO2	0,000
CH4	0,243
C2H6	0,392
C3H8	0,382
i-C4H10	0,114
n-C4H10	1,022
i-C5H12	0,557
n-C5H12	1,597
C6	2,656
C7	4,408
C8	6,516
C9	7,441
C10	7,108
C11	5,742
C12	5,155
C13	4,737
C14	4,330
C15	3,932
C16	3,444
C17	3,019
C18	2,758
C19	2,632
C20	2,359
C21	2,146
C22	1,825
C23	1,644
C24	1,565
C25	1,497
C26	1,375
C27	1,294
C28	1,235
C29	1,172
C30	1,047
C31	0,831
C32	0,665
C33	0,510
C34	0,308
C35	0,219
C36+	12,124
Молекулярная масса	259,3-262,8

Компонент	Содержание, % мольн.
Содержание серы, % масс.	0,73-0,93
Содержание смол силикагелевых, % масс.	9,2-10,68
Содержание асфальтенов, % масс.	0,29-0,56
Содержание парафинов, % масс.	0,15-1,22
Содержание механических примесей, % масс., не более	0,17
Температура застывания нефти, $^{\circ}\text{C}$	минус 56-минус 35
Плотность нефти при 20°C , кг/м 3	866,4
Массовая концентрация в воде, мг/дм 3	Ca $^{2+}$ - 195390,0 Mg $^{2+}$ - 14886,8 HCO 3^- - 278,9 Cl $^-$ - 235271 общего железа – 51,8 SO 4^{2-} - 351,3 Na $^+$ +K $^+$ - 14176,2
Общая минерализация воды, мг/дм 3	460406

Таблица 1.13 – Компонентный мольный состав растворенного газа Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂	0,0052
He	0,03
N ₂	2,162
CO ₂	0,0215
CH ₄	68,034
C ₂ H ₆	12,3170
C ₃ H ₈	7,3297
i-C ₄ H ₁₀	1,2705
n-C ₄ H ₁₀	3,5574
i-C ₅ H ₁₂	1,0687
n-C ₅ H ₁₂	1,5890
C ₆	1,3029
C ₇	0,8765
C ₈	0,3448
C ₉	0,0888
C ₁₀	0,0018
C ₁₁	0.000
C ₁₂₊	0.000
C ₁₃	0.000
Молекулярная масса	25,700

Таблица 1.14 - Компонентный мольный состав газа газовой шапки Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂ S	0,00
CO ₂	0,08
N ₂	5,95
Ar	0,00
He	0,35
H ₂	0,02
C1	86,53
C2	4,25
C3	1,43
iC4	0,23
nC4	0,49
iC5	0,67
nC5	0,00
C6	0,00
C7	0,00
C8	0,00
C9	0,00
C10	0,00
C11	0,00
C12	0,00
C13	0,00
Молекулярная масса	18,410

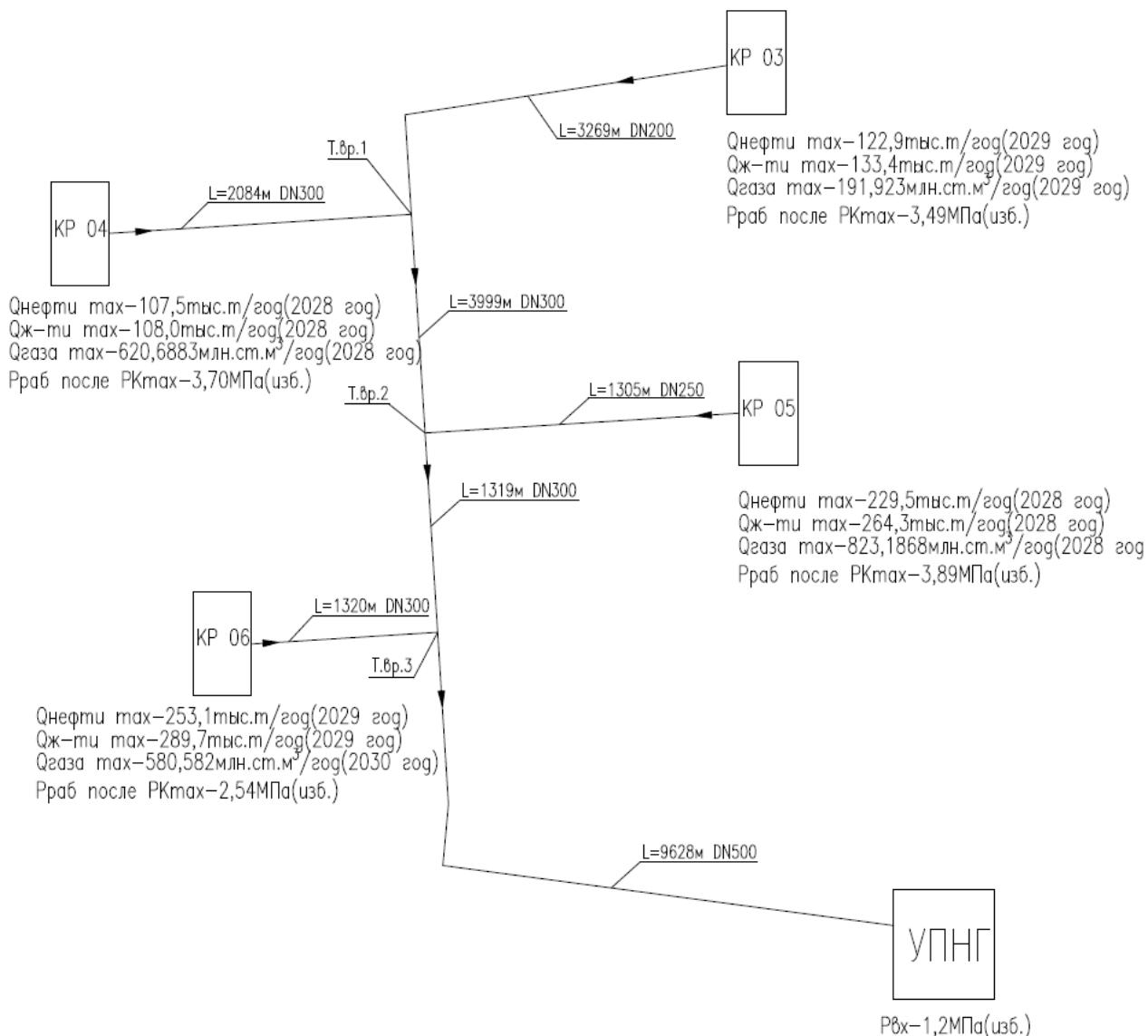


Рисунок 1.1 – Принципиальная технологическая схема системы сбора продукции скважин кустов №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения



Рисунок 1.2 – Профиль трассы трубопровода от куста КП3 до т.в.1 (точки врезки куста №4)

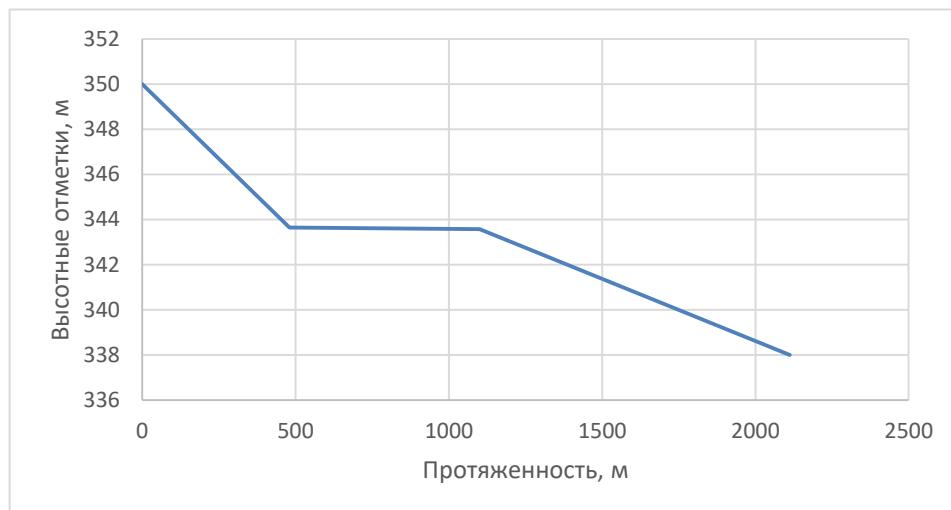


Рисунок 1.3 – Профиль трассы трубопровода от куста КП4 до т.в.1 (точки врезки куста №4)



Рисунок 1.4 – Профиль трассы трубопровода от т.в.1 (точки врезки куста №4) до т.в.2 (точки врезки куста №5)



Рисунок 1.5 – Профиль трассы трубопровода от куста КП6 до т.в.3 (точки врезки куста №6)

1.9.3 Результаты гидравлического расчета

Гидравлический расчет системы сбора продукции скважин кустов №№3,4,6 Тас-Юряхского месторождения с учетом продукции скважин куста №5 Тас-Юряхского месторождения выполнен на следующие периоды:

- 01.2028г – максимальной суточной добычи нефти и жидкости для кустов №4,5, суммарно для кустов №№3,4,5,6;
- 03.2028г – максимальной суточной добычи газа для куста №4;
- 04.2028 г – максимальной суточной добычи газа для куста №5, суммарно для кустов №№3,4,5,6;
- 01.2029 г – максимальной суточной добычи нефти и жидкости для куста №3, суммарно для кустов №3,4,5,6;
- 03.2029 г – максимальной суточной добычи нефти и жидкости для куста №6;
- 08.2030 г – максимальной суточной добычи газа для куста №6;
- 11.2030 г – максимальной суточной добычи газа для куста №3;
- 03.2035 г – для проверки диаметров системы сбора.

Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах кустов №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения на рассматриваемые периоды представлены в таблицах 1.15- 1.16.

Результаты гидравлического расчета системы сбора с учетом №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения на рассматриваемые периоды представлены в таблице 1.18.

Таблица 1.15 – Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №3 Тас-Юряхского месторождения

Показатель		янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
СКВ3001 КУСТ3, DN100, L=41,1м						
Давление, МПа(изб.)	на устье	3,482	3,233	5,691	4,206	1,860
	в начале	3,482	3,233	2,794	2,867	3,562
	в конце	3,472	3,225	2,782	2,853	1,702
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,278	0,233	0,331	0,380	0,067
Температура, °C	на устье	0,2	0,0	-7,22	-13,3	0,079
	в начале	0,2	0,0	-19,3	-19,3	-9,6
	в конце	0,1	-0,1	-19,0	-19,1	-17,6
Скорость газа в начале, м/с		4,86	5,01	7,36	7,95	3,44
Скорость газа в конце, м/с		4,87	5,02	7,41	8,00	3,45
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,22	0,17	0,12	0,13	0,02
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,22	0,17	0,12	0,13	0,02
Режим	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч		149,3	152,1	219,9	237,4	101,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		142,9	147,2	216,3	233,6	101,1
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		6,4	4,9	3,6	3,8	0,7
СКВ3002 КУСТ3, DN100, L=51,7м						
Давление, МПа(изб.)	на устье	3,482	3,243	2,793	5,279	3,562
	в начале	3,482	3,243	2,793	2,869	1,705
	в конце	3,472	3,225	2,782	2,853	1,699
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,223	0,424	0,248	0,341	0,120
Температура, °C	на устье	9,5	3,3	1,2	-3,5	-10,41
	в начале	9,5	3,3	1,2	-8,5	-17,6
	в конце	9,4	3,2	1,4	-8,4	-17,1
Скорость газа в начале, м/с		0,49	2,14	3,66	3,87	4,49
Скорость газа в конце, м/с		0,50	2,15	3,68	3,90	4,51
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,74	0,67	0,25	0,27	0,06
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,74	0,67	0,25	0,27	0,06
Режим	пробковый	пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	36,4	82,6	114,9	121,7	133,7
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	14,5	62,9	107,6	113,9	131,9
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	21,9	19,7	7,4	7,8	1,8
СКВ3004 КУСТ3, DN100, L=62,3м					
Давление, МПа(изб.)	на устье в начале в конце	3,485 3,485 3,472	3,235 3,235 3,225	5,388 2,810 2,782	5,497 2,882 2,853
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,209	0,169	0,434	0,443
Температура, °C	на устье в начале в конце	1,9 1,9 1,8	0,5 0,5 0,3	-8,57 -20,0 -19,4	-7,8 -19,2 -18,9
Скорость газа в начале, м/с		1,93	3,38	9,37	9,29
Скорость газа в конце, м/с		1,94	3,39	9,50	9,40
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,32	0,15	0,09	0,09
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,32	0,15	0,09	0,09
Режим	пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	66,1	103,6	278,1	275,6	362,5
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	56,8	99,4	275,5	273,0	360,7
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	9,4	4,3	2,6	2,6	1,8
до границы куста 3, DN200, L=60,5м					
Давление, МПа(изб.)	в начале в конце	3,472 3,464	3,225 3,215	2,782 2,771	2,853 2,841
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,063	0,069	0,082	0,092
Температура, °C	в начале в конце	4,8 3,2	1,7 0,8	-12,8 -11,4	-15,5 -15,7
Скорость газа в начале, м/с		1,81	2,58	5,08	5,21
Скорость газа в конце, м/с		1,80	2,57	5,14	5,23
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,31	0,24	0,11	0,12
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,31	0,24	0,11	0,12
					0,04

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Режим	пробковый	волновой	дисперсный	дисперсный	расслоенный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	256,7	341,2	628,6	645,7	606,9
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	219,1	312,3	615,0	631,4	602,6
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	37,6	28,9	13,5	14,2	4,4

Таблица 1.16 – Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №6 Тас-Юряхского месторождения

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
СКВ6001_КУСТ6, DN100, L=49,8м					
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,037	2,158	2,009	2,004
	в начале	2,037	2,158	2,009	2,004
	в конце	2,030	2,151	2,002	1,997
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,183	0,171	0,196	0,192	0,072
Температура, °C	на устье	0,2	0,0	-2,4	-5,9
	в начале	0,2	0,0	-2,4	-5,9
	в конце	0,1	-0,1	-2,1	-5,8
Скорость газа в начале, м/с	4,76	4,80	6,79	6,76	3,65
Скорость газа в конце, м/с	4,77	4,82	6,82	6,78	3,67
Скорость ж-ти в начале, м/с	0,16	0,14	0,09	0,08	0,03
Скорость ж-ти в конце, м/с	0,16	0,14	0,09	0,08	0,03
Режим	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	144,6	145,3	202,3	201,2	108,2
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	140,0	141,3	199,6	198,7	107,4
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	4,6	4,1	2,7	2,5	0,8
СКВ6002_КУСТ6, DN100, L=58,3м					
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,041	2,160	2,007	2,003
	в начале	2,041	2,160	2,007	2,003
	в конце	2,030	2,151	2,002	1,997
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,252	0,198	0,108	0,134	0,098
Температура, °C	на устье	1,9	2,0	1,7	1,5
	в начале	1,9	2,0	1,7	1,5
	в конце	1,8	1,9	1,9	1,4
Скорость газа в начале, м/с	4,01	3,03	1,19	1,06	2,01
Скорость газа в конце, м/с	4,03	3,04	1,19	1,06	2,02
Скорость ж-ти в начале, м/с	0,22	0,20	0,13	0,13	0,05
Скорость ж-ти в конце, м/с	0,22	0,20	0,13	0,13	0,05
Режим	дисперсный	дисперсный	пробковый	пробковый	пробковый
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	124,5	94,8	38,7	34,8	60,6

Показатель		янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Расход газа в раб. условиях в начале, м ³ /ч		118,0	89,0	34,9	31,0	59,2
Расход жидкости в раб. условиях в начале, м ³ /ч		6,5	5,8	3,8	3,7	1,5
СКВ6003 КУСТ6, DN100, L=67,0м						
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,050	2,175	6,442	2,840	2,469
	в начале	2,050	2,175	2,029	2,145	1,405
	в конце	2,030	2,151	2,002	2,108	1,402
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,309	0,374	0,424	0,581	0,048
Температура, °C	на устье	9,5	3,8	-0,81	-8,9	-6,84
	в начале	9,5	3,8	-10,3	-11,0	-9,3
	в конце	9,3	3,6	-9,8	-10,9	-8,9
Скорость газа в начале, м/с		1,02	2,94	6,33	6,77	3,07
Скорость газа в конце, м/с		1,03	2,98	6,44	6,91	3,08
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,74	0,48	0,19	0,17	0,05
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,74	0,48	0,19	0,17	0,05
Режим	пробковый	пробковый	дисперсный	дисперсный	волновой	
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч		51,8	100,8	191,7	204,2	91,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		30,1	86,5	186,1	199,1	90,2
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		21,7	14,2	5,6	5,1	1,5
СКВ6004 КУСТ6, DN100, L=75,6м						
Давление, МПа(изб.)	на устье	5,549	5,610	4,073	3,784	2,469
	в начале	2,104	2,541	2,232	2,203	1,438
	в конце	2,030	2,151	2,002	1,997	1,402
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		1,029	5,400	3,176	2,859	0,496
Температура, °C	на устье	-5,86	-10,06	-18,55	-19,7	-14,29
	в начале	-11,9	-24,0	-29,0	-28,8	-21,1
	в конце	-12,0	-26,0	-30,0	-29,8	-20,8
Скорость газа, в начале, м/с		7,07	33,90	31,98	30,78	17,65
Скорость газа в конце, м/с		7,35	40,12	35,69	33,99	18,13
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,66	0,53	0,21	0,19	0,02
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,66	0,52	0,20	0,19	0,02
Режим	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	227,3	1012,1	946,3	910,6	519,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	207,8	996,6	940,3	905,1	518,9
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	19,4	15,5	6,1	5,5	0,6
СКВ6005 КУСТ6, DN100, L=79,0м					
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,180	4,172	4,143	2,473
	в начале	2,180	2,313	2,297	1,537
	в конце	2,151	2,003	1,997	1,402
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,358	3,850	3,728	1,668
Температура, °C	на устье	6,2	-16,44	-16,7	-15,05
	в начале	6,2	-25,6	-26,0	-20,5
	в конце	6,0	-27,0	-27,4	-21,0
Скорость газа в начале, м/с		1,56	32,25	32,28	28,88
Скорость газа в конце, м/с		1,58	37,32	37,19	31,58
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,74	0,30	0,28	0,08
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,74	0,30	0,28	0,08
Режим		пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч		67,7	957,0	957,3	851,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		45,9	948,2	949,2	849,2
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		21,9	8,9	8,2	2,4
до границы куста 6, DN300, L=30,7м					
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,030	2,151	2,002	1,997
	в конце	2,026	2,137	1,987	1,982
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,032	0,104	0,117	0,111
Температура, °C	в начале	-0,9	-10,3	-22,2	-22,6
	в конце	-2,2	-10,4	-21,3	-22,6
Скорость газа в начале, м/с		2,09	6,61	10,62	10,43
Скорость газа в конце, м/с		2,08	6,65	10,76	10,51
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,21	0,25	0,11	0,10
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,21	0,25	0,11	0,10
Режим		пробковый	дисперсный	дисперсный	расслоенный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	567,2	1686,0	2638,5	2589,0	1739,9

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Расход газа в раб. условиях в начале, м ³ /ч	515,0	1625,4	2611,8	2564,3	1733,1
Расход жидкости в раб. условиях в начале, м ³ /ч	52,2	60,6	26,7	24,7	6,8

Таблица 1.17 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №6 Тас-Юряхского месторождения

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
СКВ6001_КУСТ6, DN100, L=49,8м					
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,037	2,158	2,009	2,004
	в начале	2,037	2,158	2,009	2,004
	в конце	2,030	2,151	2,002	1,997
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,183	0,171	0,196	0,192
Температура, °C	на устье	0,2	0,0	-2,4	-5,9
	в начале	0,2	0,0	-2,4	-5,9
	в конце	0,1	-0,1	-2,1	-5,8
Скорость газа в начале, м/с		4,76	4,80	6,79	6,76
Скорость газа в конце, м/с		4,77	4,82	6,82	6,78
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,16	0,14	0,09	0,08
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,16	0,14	0,09	0,08
Режим	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч		144,6	145,3	202,3	201,2
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		140,0	141,3	199,6	198,7
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		4,6	4,1	2,7	2,5
СКВ6002_КУСТ6, DN100, L=58,3м					
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,041	2,160	2,007	2,003
	в начале	2,041	2,160	2,007	2,003
	в конце	2,030	2,151	2,002	1,997
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,252	0,198	0,108	0,134
Температура, °C	на устье	1,9	2,0	1,7	1,5
	в начале	1,9	2,0	1,7	1,5
	в конце	1,8	1,9	1,9	1,4
Скорость газа в начале, м/с		4,01	3,03	1,19	1,06
Скорость газа в конце, м/с		4,03	3,04	1,19	1,06

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Скорость ж-ти в начале, м/с	0,22	0,20	0,13	0,13	0,05
Скорость ж-ти в конце, м/с	0,22	0,20	0,13	0,13	0,05
Режим	дисперсный	дисперсный	пробковый	пробковый	пробковый
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	124,5	94,8	38,7	34,8	60,6
Расход газа в раб. условиях в начале, м ³ /ч	118,0	89,0	34,9	31,0	59,2
Расход жидкости в раб. условиях в начале, м ³ /ч	6,5	5,8	3,8	3,7	1,5
СКВ6003 КУСТ6, DN100, L=67,0м					
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,050	2,175	6,442	2,840
	в начале	2,050	2,175	2,029	2,145
	в конце	2,030	2,151	2,002	2,108
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,309	0,374	0,424	0,581	0,048
Температура, °C	на устье	9,5	3,8	-0,81	-8,9
	в начале	9,5	3,8	-10,3	-11,0
	в конце	9,3	3,6	-9,8	-10,9
Скорость газа в начале, м/с	1,02	2,94	6,33	6,77	3,07
Скорость газа в конце, м/с	1,03	2,98	6,44	6,91	3,08
Скорость ж-ти в начале, м/с	0,74	0,48	0,19	0,17	0,05
Скорость ж-ти в конце, м/с	0,74	0,48	0,19	0,17	0,05
Режим	пробковый	пробковый	дисперсный	дисперсный	волновой
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	51,8	100,8	191,7	204,2	91,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	30,1	86,5	186,1	199,1	90,2
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	21,7	14,2	5,6	5,1	1,5
СКВ6004 КУСТ6, DN100, L=75,6м					
Давление, МПа(изб.)	на устье	5,549	5,610	4,073	3,784
	в начале	2,104	2,541	2,232	2,203
	в конце	2,030	2,151	2,002	1,997
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	1,029	5,400	3,176	2,859	0,496
Температура, °C	на устье	-5,86	-10,06	-18,55	-19,7
	в начале	-11,9	-24,0	-29,0	-28,8
	в конце	-12,0	-26,0	-30,0	-29,8
Скорость газа, в начале, м/с	7,07	33,90	31,98	30,78	17,65

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Скорость газа в конце, м/с	7,35	40,12	35,69	33,99	18,13
Скорость ж-ти в начале, м/с	0,66	0,53	0,21	0,19	0,02
Скорость ж-ти в начале, м/с	0,66	0,52	0,20	0,19	0,02
Режим	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	227,3	1012,1	946,3	910,6	519,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	207,8	996,6	940,3	905,1	518,9
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	19,4	15,5	6,1	5,5	0,6
СКВ6005 КУСТ6, DN100, L=79,0м					
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,180	4,172	4,143	2,473
	в начале	2,180	2,313	2,297	1,537
	в конце	2,151	2,003	1,997	1,402
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,358	3,850	3,728	1,668
Температура, °C	на устье	6,2	-16,44	-16,7	-15,05
	в начале	6,2	-25,6	-26,0	-20,5
	в конце	6,0	-27,0	-27,4	-21,0
Скорость газа в начале, м/с		1,56	32,25	32,28	28,88
Скорость газа в конце, м/с		1,58	37,32	37,19	31,58
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,74	0,30	0,28	0,08
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,74	0,30	0,28	0,08
Режим		пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч		67,7	957,0	957,3	851,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		45,9	948,2	949,2	849,2
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		21,9	8,9	8,2	2,4
до границы куста 6, DN300, L=30,7м					
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,030	2,151	2,002	1,997
	в конце	2,026	2,137	1,987	1,982
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,032	0,104	0,117	0,111
Температура, °C	в начале	-0,9	-10,3	-22,2	-22,6
	в конце	-2,2	-10,4	-21,3	-22,6
Скорость газа в начале, м/с		2,09	6,61	10,62	10,43
Скорость газа в конце, м/с		2,08	6,65	10,76	10,51

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Скорость ж-ти в начале, м/с	0,21	0,25	0,11	0,10	0,03
Скорость ж-ти в конце, м/с	0,21	0,25	0,11	0,10	0,03
Режим	пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный	расслоенный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	567,2	1686,0	2638,5	2589,0	1739,9
Расход газа в раб. условиях в начале, м ³ /ч	515,0	1625,4	2611,8	2564,3	1733,1
Расход жидкости в раб. условиях в начале, м ³ /ч	52,2	60,6	26,7	24,7	6,8

Таблица 1.18 – Результаты гидравлического расчета трубопроводов системы сбора с учетом №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения

Показатель	янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
граница_кустаз - т.в.1, DN200, L=3269м								
Давление, МПа(изб.)	в начал е			3,464	3,215	2,771	2,841	1,694
	в конце			3,047	2,823	2,416	2,447	1,507
Перепад на 1 км, МПа(изб.)				0,127	0,119	0,108	0,120	0,057
Температура, °C	в начал е			3,2	0,8	-11,4	-15,7	-18,5
	в конце			0,2	-2,0	-1,7	-10,2	-9,4
Скорость газа в начале, м/с				1,80	2,57	5,14	5,23	5,00
Скорость газа в конце, м/с				2,04	2,93	6,28	6,35	5,89
Скорость ж-ти в начале, м/с				0,31	0,24	0,11	0,12	0,04
Скорость ж-ти в конце, м/с				0,31	0,24	0,11	0,12	0,03
Режим				волновой	волновой	дисперсн ый	дисперсн ый	расслоенн ый
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч				255,1	340,6	636,3	647,8	610,3
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч				217,5	311,7	622,8	633,6	605,9

Показатель		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч					37,6	28,9	13,5	14,2	4,4
граница_куста4 - т.в.1, DN300, L=2084м									
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,331	3,256	3,505	3,124	2,881	2,448	2,479	1,508
	в конце	2,211	3,058	3,343	3,047	2,823	2,416	2,447	1,507
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,057	0,094	0,077	0,037	0,027	0,015	0,015	0,001
Температура, °C	в начале	-18,7	-21,8	-20,4	-23,1	-23,5	-22,7	-24,5	-17,9
	в конце	-15,6	-20,4	-18,7	-19,4	-19,1	-10,8	-16,4	-5,4
Скорость газа в начале, м/с		4,004	8,13	7,31	5,67	5,12	4,21	4,19	1,26
Скорость газа в конце, м/с		4,316	8,80	7,80	5,97	5,38	4,57	4,45	1,34
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,177	0,10	0,08	0,04	0,03	0,02	0,02	0,004
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,176	0,09	0,08	0,04	0,03	0,02	0,02	0,004
Режим	волновой	дисперсный	дисперсный	волновой	волновой	волновой	волновой	волновой	расслоенный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч		1028,2	2023,5	1817,1	1404,5	1267,7	1041,0	1034,2	310,5
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		984,8	1999,9	1797,7	1394,9	1259,8	1036,3	1029,5	309,5
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		43,5	23,7	19,5	9,6	7,9	4,7	4,7	1,0
т.в. 1 - т.в.2, DN300, L=3999м									
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,211	3,058	3,343	3,047	2,823	2,416	2,447	1,507
	в конце	1,936	2,620	2,987	2,556	2,429	2,138	2,155	1,428

Показатель		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,068	0,109	0,088	0,122	0,098	0,069	0,073	0,020
Температура, °C	в начале	-15,6	-20,4	-18,7	-11,3	-11,6	-6,1	-13,0	-8,3
	в конце	-11,7	-18,7	-16,4	-11,1	-11,0	-0,8	-9,8	-5,5
Скорость газа в начале, м/с		4,316	8,80	7,80	7,18	6,97	7,70	7,60	4,24
Скорость газа в конце, м/с		5,079	10,55	8,97	8,71	8,23	8,98	8,84	4,53
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,176	0,09	0,08	0,19	0,15	0,07	0,07	0,02
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,175	0,09	0,08	0,19	0,15	0,07	0,07	0,02
Режим		волновой	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	расслоенный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч		1104,8	2188,3	1937,2	1813,3	1750,6	1910,2	1888,2	1046,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		1061,5	2165,0	1918,0	1766,4	1714,1	1892,7	1869,8	1041,6
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		43,3	23,3	19,2	46,9	36,5	17,5	18,4	5,2
граница_куста5 - т.в.2, DN250, L=1305м									
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,278	3,146	3,529	2,892	2,693	2,340	2,361	1,493
	в конце	1,937	2,620	2,987	2,555	2,429	2,138	2,155	1,428
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,259	0,399	0,411	0,255	0,200	0,153	0,156	0,049
Температура, °C	в начале	-13,2	-17,7	-17,5	-22,0	-22,0	-21,4	-23,4	-19,6
	в конце	-13,5	-19,2	-19,2	-22,3	-21,8	-18,7	-21,9	-16,0
Скорость газа в начале, м/с		8,020	12,01	12,73	12,33	11,20	10,34	10,33	7,08
Скорость газа в конце, м/с		9,518	14,57	15,21	14,10	12,54	11,55	11,48	7,54

Показатель	янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Скорость ж-ти в начале, м/с	0,354	0,32	0,28	0,13	0,11	0,08	0,09	0,02
Скорость ж-ти в конце, м/с	0,352	0,32	0,27	0,13	0,11	0,08	0,08	0,02
Режим	дисперсный	расслоенный						
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	1562,9	2300,6	2428,5	2326,4	2110,7	1945,0	1944,2	1326,1
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	1496,9	2241,3	2376,9	2301,8	2090,2	1929,3	1928,1	1321,7
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	66,0	59,3	51,5	24,6	20,5	15,7	16,1	4,3
т.в. 2- т.в. 3, DN300, L=1319м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	1,936	2,620	2,987	2,555	2,429	2,138	2,155
	в конце	1,549	1,854	2,297	1,963	1,983	1,818	1,823
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,285	0,564	0,508	0,436	0,329	0,236	0,245
Температура, °C	в начале	-12,8	-18,8	-18,0	-16,8	-16,5	-10,0	-16,0
	в конце	-13,6	-22,2	-20,9	-19,1	-18,0	-10,1	-16,7
Скорость газа в начале, м/с	11,511	20,23	19,19	18,22	16,64	16,60	16,43	9,60
Скорость газа в конце, м/с	14,453	28,71	25,12	23,82	20,46	19,64	19,50	10,18
Скорость ж-ти в начале, м/с	0,413	0,31	0,27	0,27	0,21	0,12	0,13	0,04
Скорость ж-ти в конце, м/с	0,410	0,31	0,26	0,27	0,21	0,12	0,13	0,04
Режим	дисперсный							
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч	3134,8	5400,3	5114,3	4860,8	4431,5	4397,5	4353,4	2532,9
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	3026,1	5318,6	5044,4	4790,0	4375,1	4365,1	4319,5	2523,5
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	108,7	81,7	69,9	70,8	56,4	32,4	33,9	9,4

Показатель		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
граница_кустаб - т.в. 3, DN300, L=1320м									
Давление, МПа(изб.)	в начале				2,026	2,137	1,987	1,982	1,398
	в конце				1,963	1,983	1,818	1,823	1,351
Перепад на 1 км, МПа(изб.)					0,048	0,117	0,127	0,120	0,036
	в начале				-2,2	-10,4	-21,3	-22,6	-17,6
Температура, °С					-2,4	-10,3	-18,8	-21,1	-14,8
в конце									
Скорость газа в начале, м/с					2,08	6,65	10,76	10,51	7,08
Скорость газа в конце, м/с					2,15	7,20	11,97	11,57	7,42
Скорость ж-ти в начале, м/с					0,21	0,25	0,11	0,10	0,03
Скорость ж-ти в конце, м/с					0,21	0,25	0,11	0,10	0,03
Режим					пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч					564,8	1696,0	2673,7	2609,7	1746,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч					512,6	1635,4	2647,1	2585,0	1740,1
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч					52,2	60,6	26,6	24,7	6,8
т.в. 3 - УПНГ, DN500, L=9628м									
Давление, МПа(изб.)	в начале	1,549	1,854	2,297	1,963	1,983	1,818	1,823	1,351
	в конце	1,202	1,201	1,202	1,202	1,205	1,202	1,204	1,201
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,036	0,067	0,113	0,078	0,080	0,063	0,064	0,015

Показатель		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Температура, °C	в начале	-13,6	-22,2	-20,9	-15,4	-15,3	-13,5	-18,3	-12,2
	в конце	-10,1	-19,8	-20,9	-15,1	-15,6	-8,0	-15,4	-7,6
Скорость газа в начале, м/с		5,251	10,43	9,13	9,50	9,92	11,19	11,01	6,22
Скорость газа в конце, м/с		6,899	16,39	17,73	15,64	16,42	17,38	16,95	7,13
Скорость ж-ти в начале, м/с		0,149	0,11	0,10	0,17	0,16	0,08	0,08	0,02
Скорость ж-ти в конце, м/с		0,148	0,11	0,09	0,16	0,16	0,08	0,08	0,02
Режим		дисперсный							
Объемный расход потока в раб. условиях в начале, м ³ /ч		3907,5	7628,4	6672,4	6996,4	7297,3	8157,0	8025,9	4517,5
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		3799,6	7548,0	6603,3	6874,4	7180,9	8098,8	7968,0	4501,5
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		107,9	80,4	69,1	121,9	116,4	58,3	57,9	16,0

1.9.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы

По результатам гидравлического расчета трубопроводов системы сбора продукции скважин кустов №№3,4,6 Тас-Юряхского месторождения с учетом продукции скважин куста №5 Тас-Юряхского месторождения можно сделать следующие выводы:

- рекомендуемые в соответствии с Заданием на проектирование диаметры выкидных трубопроводов от проектируемых скважин кустов №3,4,6 - DN100. Скорость газа в выкидных трубопроводах не превышают допустимых значений, кроме выкидных трубопроводов для скважин №4001 на период 03.28-11.30гг, №4002 на период 01.28-01.29гг, №6004 на период 03.29-11.30гг, №6005 на период 08.30-03.35гг. Для предотвращения возможного фактического превышения нормативных значений скорости газа во время эксплуатации предусмотрено регулирование расхода продукта в выкидных трубопроводах с использованием регулирующих клапанов, установленных на каждом выкидном трубопроводе скважины.;
- диаметры нефтегазосборного коллектора кустов №№3,4,6 приняты равными диаметрам трубопроводов от кустов;
- рекомендуемые диаметры проектируемых нефтегазосборных трубопроводов от куста №3 до точки врезки куста №4, от куста №4 до точки врезки куста №4, от точки врезки куста №4 до точки врезки куста №5, от куста №6 до точки врезки куста №6 представлены в таблице 1.19;

Таблица 1.19 – Рекомендуемые диаметры проектируемых трубопроводов

Участок	L, м	DN
Куст 3 – т.в.1	3269	200
Куст 4 – т.в.1	2084	300
Т.в. 1 – т.в.2	3999	300
Куст 6 – т.в.3	1320	300

- для скважин, давления на устье которых недостаточно для обеспечения давления входа на УПНГ, рекомендуется перевод на механизированный способ добычи. Требуемое устьевое давление указано в строке «давление в начале выкидного трубопровода» в результатах гидравлического расчета на рассматриваемые периоды;
- рабочее давление в трубопроводах системы сбора составляет 1,3-3,6МПа(изб.), что не превышает расчетное давление 6,3 МПа (изб.);
- режим течения в проектируемых трубопроводах: дисперсный, пробковый, расслоенный, волновой;
- скорости газа на рассматриваемые периоды не превышают 20м/с в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019. Скорость газа в проектируемом трубопроводе «т.в.2 – т.в.3» превышает рекомендованное в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019 значение 20м/с на период 03.2028-03.2029гг;
- скорости жидкости в трубопроводах системы сбора на рассматриваемые периоды не превышают 1м/с, что не противоречит рекомендации в соответствии с письмом ООО «Газпромнефть-Заполярье» №11/1.2/012160 от 24.10.2024г;
- в связи с повышенной минерализацией пластовой воды Тас-Юряхского НГКМ, расслоенным режимом течения продукта в нефтепроводах существуют технологические риски при транспорте нефти, а именно: язвенная коррозия металла трубопровода, увеличение шероховатости трубопровода, потенциальное снижению пропускной способности, а также выпадение из жидкости кристаллов солей. Для исключения данных рисков рекомендовано проведение коррозионного мониторинга и применение системы подачи ингибитора коррозии в сборные коллекторы на выходе с кустов. Пробный расход ингибитора рекомендуется принять равным до 50 г/м3 жидкости (до 1,77л/ч для куста №3, до 2,02л/ч для куста №4, до 2,7л/ч для куста №6 в соответствии с рекомендациями науки) с последующей корректировкой расхода по

результатам коррозионного контроля. Режим подачи ингибитора коррозии – непрерывный. Учитывая высокое солесодержание, можно рекомендовать ингибитор комплексного действия (для защиты от коррозии и отложений солей) СНПХ-5314. Возможно применение ингибиторов коррозии СНПХ-6035, ИНКОРГАЗ-112-М, ТюмНТ-КОРР. Фактическая скорость коррозии в реальных условиях технологического объекта определяется по фактическим данным на основании проведения коррозионного мониторинга;

- по содержанию парафина 0,15-1,2% (масс.) нефть является малопарафинистой, риски осложнений в части парафинообразования отсутствуют;
- потребность в ингибиторе гидратообразования на основании письма «О применении ингибитора» №11/1/007708 ООО «Газпромнефть НТЦ» от 3.06.2025года, в соответствии с которым требуется подача ингибитора гидратообразования на проектируемые скважины в дозировке 1г/1м³ добываемого газа, представлена в таблицах 1.20-1.22.

Таблица 1.20 - Потребность в ингибиторе гидратообразования для проектируемых скважин куста 3

Скважина	3001		3002		3004		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
08.2028	34,41	1,43	0,00		0,00		1,43
09.2028	50,18	2,09	0,00		0,00		2,09
10.2028	87,78	3,66	0,00		0,00		3,66
11.2028	119,52	4,98	32,34	1,35	0,00		6,33
12.2028	139,15	5,80	30,54	1,27	0,00		7,07
01.2029	152,53	6,36	29,62	1,23	56,42	2,35	9,94
02.2029	139,19	5,80	47,51	1,98	71,24	2,97	10,75
03.2029	143,94	6,00	74,14	3,09	93,95	3,91	13,00
04.2029	175,13	7,30	61,82	2,58	119,01	4,96	14,83
05.2029	190,38	7,93	58,88	2,45	144,72	6,03	16,42
06.2029	207,80	8,66	61,09	2,55	160,67	6,69	17,90
07.2029	215,83	8,99	64,54	2,69	181,09	7,55	19,23
08.2029	225,95	9,41	68,64	2,86	190,18	7,92	20,20
09.2029	233,65	9,74	73,33	3,06	205,40	8,56	21,35
10.2029	232,34	9,68	77,44	3,23	210,02	8,75	21,66
11.2029	232,84	9,70	79,79	3,32	223,62	9,32	22,34
12.2029	231,43	9,64	80,76	3,37	226,51	9,44	22,45
01.2030	224,33	9,35	81,51	3,40	249,34	10,39	23,13
02.2030	215,69	8,99	83,35	3,47	257,54	10,73	23,19
03.2030	208,48	8,69	84,73	3,53	265,34	11,06	23,27
04.2030	200,95	8,37	85,95	3,58	262,60	10,94	22,90
05.2030	193,39	8,06	87,10	3,63	252,50	10,52	22,21
06.2030	189,16	7,88	87,88	3,66	250,95	10,46	22,00
07.2030	192,50	8,02	89,28	3,72	253,54	10,56	22,31
08.2030	198,22	8,26	91,86	3,83	251,32	10,47	22,56

Скважина	3001		3002		3004		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
09.2030	205,84	8,58	95,31	3,97	250,67	10,44	22,99
10.2030	214,34	8,93	99,16	4,13	260,47	10,85	23,92
11.2030	219,94	9,16	105,27	4,39	254,77	10,62	24,17
12.2030	220,63	9,19	110,24	4,59	247,90	10,33	24,12
01.2031	212,00	8,83	110,80	4,62	252,89	10,54	23,99
02.2031	204,25	8,51	110,85	4,62	248,63	10,36	23,49
03.2031	196,19	8,17	111,16	4,63	247,08	10,29	23,10
04.2031	187,32	7,81	111,54	4,65	246,04	10,25	22,70
05.2031	178,81	7,45	112,32	4,68	244,92	10,21	22,34
06.2031	171,26	7,14	113,41	4,73	244,03	10,17	22,03
07.2031	164,12	6,84	114,65	4,78	243,23	10,13	21,75
08.2031	159,10	6,63	115,96	4,83	242,38	10,10	21,56
09.2031	156,10	6,50	117,44	4,89	241,36	10,06	21,45
10.2031	156,76	6,53	118,90	4,95	240,44	10,02	21,50
11.2031	157,72	6,57	120,08	5,00	239,50	9,98	21,55
12.2031	158,73	6,61	120,78	5,03	238,78	9,95	21,60
01.2032	158,94	6,62	120,97	5,04	237,97	9,92	21,58
02.2032	159,83	6,66	120,65	5,03	237,38	9,89	21,58
03.2032	159,91	6,66	120,06	5,00	236,46	9,85	21,52
04.2032	159,52	6,65	119,45	4,98	235,66	9,82	21,44
05.2032	159,51	6,65	118,83	4,95	234,82	9,78	21,38
06.2032	158,74	6,61	118,19	4,92	234,08	9,75	21,29
07.2032	158,43	6,60	117,72	4,90	233,26	9,72	21,23
08.2032	156,41	6,52	117,64	4,90	232,36	9,68	21,10
09.2032	154,11	6,42	117,47	4,89	231,62	9,65	20,97
10.2032	153,19	6,38	117,17	4,88	230,71	9,61	20,88
11.2032	153,93	6,41	116,72	4,86	230,07	9,59	20,86
12.2032	153,99	6,42	116,02	4,83	229,32	9,56	20,81
01.2033	153,98	6,42	115,10	4,80	228,58	9,52	20,74
02.2033	153,88	6,41	114,11	4,75	228,07	9,50	20,67
03.2033	153,47	6,39	113,08	4,71	227,20	9,47	20,57
04.2033	152,72	6,36	111,99	4,67	226,52	9,44	20,47
05.2033	150,77	6,28	110,83	4,62	225,72	9,40	20,31
06.2033	148,12	6,17	109,62	4,57	224,95	9,37	20,11
07.2033	145,35	6,06	108,40	4,52	223,91	9,33	19,90
08.2033	142,24	5,93	107,12	4,46	222,81	9,28	19,67
09.2033	138,59	5,77	106,02	4,42	221,78	9,24	19,43
10.2033	134,79	5,62	105,14	4,38	220,61	9,19	19,19
11.2033	130,80	5,45	104,07	4,34	219,52	9,15	18,93
12.2033	126,57	5,27	102,84	4,29	218,34	9,10	18,66

Скважина	3001		3002		3004		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
01.2034	122,86	5,12	101,51	4,23	217,16	9,05	18,40
02.2034	118,98	4,96	100,10	4,17	216,04	9,00	18,13
03.2034	114,57	4,77	98,58	4,11	214,57	8,94	17,82
04.2034	110,57	4,61	96,70	4,03	213,23	8,88	17,52
05.2034	106,03	4,42	93,87	3,91	211,76	8,82	17,15
06.2034	101,69	4,24	91,17	3,80	210,38	8,77	16,80
07.2034	97,20	4,05	88,58	3,69	208,83	8,70	16,44
08.2034	92,44	3,85	86,01	3,58	207,21	8,63	16,07
09.2034	87,58	3,65	83,63	3,48	205,68	8,57	15,70
10.2034	81,66	3,40	81,31	3,39	204,14	8,51	15,30
11.2034	76,61	3,19	79,12	3,30	202,73	8,45	14,94
12.2034	71,08	2,96	76,97	3,21	201,16	8,38	14,55
01.2035	64,04	2,67	74,76	3,12	199,87	8,33	14,11
02.2035	58,96	2,46	72,92	3,04	198,72	8,28	13,78
03.2035	53,84	2,24	71,04	2,96	197,38	8,22	13,43
04.2035	48,98	2,04	69,07	2,88	196,15	8,17	13,09
05.2035	41,08	1,71	65,84	2,74	194,78	8,12	12,57
06.2035	42,24	1,76	64,92	2,71	205,75	8,57	13,04
07.2035	38,24	1,59	61,97	2,58	211,86	8,83	13,00
08.2035	29,12	1,21	57,95	2,41	184,37	7,68	11,31
09.2035	26,86	1,12	55,70	2,32	179,08	7,46	10,90
10.2035	24,28	1,01	52,94	2,21	175,22	7,30	10,52
11.2035	21,75	0,91	49,94	2,08	171,56	7,15	10,14
12.2035	18,91	0,79	46,59	1,94	167,72	6,99	9,72
01.2036	28,71	1,20	35,84	1,49	179,33	7,47	10,16
02.2036					163,83	6,83	6,83
03.2036					161,78	6,74	6,74
04.2036					159,82	6,66	6,66
05.2036					157,62	6,57	6,57
06.2036					155,39	6,47	6,47
07.2036					153,08	6,38	6,38
08.2036					146,90	6,12	6,12

Таблица 1.21 - Потребность в ингибиторе гидратообразования для проектируемых скважин куста 4

Скважина	4001		4002		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
01.2028	152,83	6,37	610,66	25,44	31,81
02.2028	1060,54	44,19	1053,83	43,91	88,10
03.2028	1139,33	47,47	1056,74	44,03	91,50
04.2028	1124,63	46,86	998,63	41,61	88,47
05.2028	1101,49	45,90	931,70	38,82	84,72
06.2028	1073,25	44,72	902,71	37,61	82,33
07.2028	1031,85	42,99	864,47	36,02	79,01
08.2028	993,82	41,41	841,32	35,05	76,46
09.2028	929,67	38,74	786,46	32,77	71,51
10.2028	892,81	37,20	771,46	32,14	69,34
11.2028	857,10	35,71	739,58	30,82	66,53
12.2028	833,14	34,71	703,48	29,31	64,03
01.2029	799,07	33,29	667,53	27,81	61,11
02.2029	698,15	29,09	581,63	24,23	53,32
03.2029	663,39	27,64	549,47	22,89	50,54
04.2029	643,01	26,79	534,44	22,27	49,06
05.2029	621,81	25,91	513,70	21,40	47,31
06.2029	599,46	24,98	489,83	20,41	45,39
07.2029	584,01	24,33	472,87	19,70	44,04
08.2029	572,32	23,85	457,82	19,08	42,92
09.2029	563,43	23,48	444,00	18,50	41,98
10.2029	556,10	23,17	428,07	17,84	41,01
11.2029	550,09	22,92	412,05	17,17	40,09
12.2029	546,17	22,76	398,63	16,61	39,37
01.2030	539,32	22,47	386,84	16,12	38,59
02.2030	535,91	22,33	379,05	15,79	38,12
03.2030	530,58	22,11	369,89	15,41	37,52
04.2030	528,05	22,00	360,28	15,01	37,01
05.2030	525,49	21,90	347,39	14,47	36,37
06.2030	522,83	21,78	334,85	13,95	35,74
07.2030	519,46	21,64	324,08	13,50	35,15
08.2030	517,52	21,56	312,15	13,01	34,57
09.2030	518,95	21,62	309,40	12,89	34,51
10.2030	522,34	21,76	296,23	12,34	34,11
11.2030	531,50	22,15	312,93	13,04	35,18
12.2030	532,78	22,20	337,09	14,05	36,24
01.2031	516,29	21,51	343,65	14,32	35,83
02.2031	500,38	20,85	351,33	14,64	35,49

Скважина	4001		4002		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
03.2031	483,65	20,15	355,03	14,79	34,94
04.2031	468,22	19,51	356,72	14,86	34,37
05.2031	453,21	18,88	358,05	14,92	33,80
06.2031	438,87	18,29	357,70	14,90	33,19
07.2031	425,65	17,74	356,51	14,85	32,59
08.2031	412,24	17,18	352,57	14,69	31,87
09.2031	400,26	16,68	347,32	14,47	31,15
10.2031	387,89	16,16	339,27	14,14	30,30
11.2031	376,81	15,70	330,61	13,78	29,48
12.2031	366,55	15,27	322,30	13,43	28,70
01.2032	354,61	14,78	312,47	13,02	27,79
02.2032	344,51	14,35	304,33	12,68	27,03
03.2032	334,60	13,94	296,21	12,34	26,28
04.2032	323,09	13,46	286,29	11,93	25,39
05.2032	313,05	13,04	277,64	11,57	24,61
06.2032	301,50	12,56	267,15	11,13	23,69
07.2032	291,84	12,16	258,73	10,78	22,94
08.2032	279,83	11,66	247,86	10,33	21,99
09.2032	268,74	11,20	238,07	9,92	21,12
10.2032	259,29	10,80	229,98	9,58	20,39
11.2032	249,86	10,41	221,86	9,24	19,65
12.2032	239,68	9,99	212,94	8,87	18,86
01.2033	230,03	9,58	204,67	8,53	18,11
02.2033	221,35	9,22	197,23	8,22	17,44
03.2033	213,08	8,88	190,11	7,92	16,80
04.2033	204,70	8,53	183,17	7,63	16,16
05.2033	196,42	8,18	176,36	7,35	15,53
06.2033	188,46	7,85	169,81	7,08	14,93
07.2033	181,45	7,56	164,21	6,84	14,40
08.2033	174,70	7,28	158,80	6,62	13,90
09.2033	167,73	6,99	153,03	6,38	13,37
10.2033	161,50	6,73	148,09	6,17	12,90
11.2033	155,49	6,48	143,26	5,97	12,45
12.2033	149,76	6,24	138,57	5,77	12,01
01.2034	144,28	6,01	133,98	5,58	11,59
02.2034	138,85	5,79	129,09	5,38	11,16
03.2034	133,63	5,57	124,52	5,19	10,76
04.2034	129,02	5,38	120,46	5,02	10,39
05.2034	123,70	5,15	115,77	4,82	9,98
06.2034	118,59	4,94	111,11	4,63	9,57

Скважина	4001		4002		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
07.2034	113,65	4,74	106,71	4,45	9,18
08.2034	108,77	4,53	102,46	4,27	8,80
09.2034	104,29	4,35	98,70	4,11	8,46
10.2034	99,80	4,16	95,32	3,97	8,13
11.2034	94,14	3,92	91,28	3,80	7,73
12.2034	89,60	3,73	88,87	3,70	7,44
01.2035	79,16	3,30	81,82	3,41	6,71
02.2035	75,50	3,15	79,69	3,32	6,47
03.2035	69,15	2,88	76,51	3,19	6,07
04.2035	68,79	2,87	76,10	3,17	6,04
05.2035	14,41	0,60	23,06	0,96	1,56
06.2035			69,67	2,90	2,90
07.2035			53,91	2,25	2,25

Таблица 1.22 - Потребность в ингибиторе гидратообразования для проектируемых скважин куста 6

Скважи на	6001		6002		6003		6004		6005		Куст
Показа тель	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Итого метан ола на куст, кг/ч
06.2028	33,48	1,40	0,00		0,00		0,00		0,00		1,40
07.2028	36,00	1,50	0,00		0,00		0,00		0,00		1,50
08.2028	42,26	1,76	0,00		0,00		0,00		0,00		1,76
09.2028	53,41	2,23	71,44	2,98	0,00		0,00		0,00		5,20
10.2028	62,36	2,60	73,95	3,08	0,00		0,00		0,00		5,68
11.2028	70,49	2,94	73,90	3,08	30,16	1,26	0,00		0,00		7,27
12.2028	78,22	3,26	73,05	3,04	28,48	1,19	0,00		0,00		7,49
01.2029	84,63	3,53	71,82	2,99	27,86	1,16	147,01	6,13	0,00		13,81
02.2029	85,35	3,56	64,39	2,68	57,68	2,40	666,63	27,78	0,00		36,42
03.2029	90,24	3,76	57,68	2,40	61,29	2,55	847,73	35,32	42,12	1,76	45,79
04.2029	92,59	3,86	50,47	2,10	54,19	2,26	883,03	36,79	140,28	5,85	50,86
05.2029	96,43	4,02	46,82	1,95	54,48	2,27	864,05	36,00	276,01	11,50	55,74
06.2029	97,15	4,05	43,28	1,80	57,38	2,39	828,22	34,51	438,92	18,29	61,04
07.2029	97,45	4,06	41,78	1,74	64,61	2,69	805,22	33,55	537,30	22,39	64,43
08.2029	102,13	4,26	40,55	1,69	66,72	2,78	792,27	33,01	590,18	24,59	66,33
09.2029	103,20	4,30	38,05	1,59	65,87	2,74	777,55	32,40	623,01	25,96	66,99
10.2029	105,21	4,38	36,46	1,52	68,90	2,87	766,97	31,96	646,19	26,92	67,66
11.2029	108,06	4,50	35,02	1,46	75,88	3,16	759,59	31,65	658,58	27,44	68,21
12.2029	109,02	4,54	32,77	1,37	78,21	3,26	752,48	31,35	674,38	28,10	68,62
01.2030	112,28	4,68	31,56	1,32	78,10	3,25	742,13	30,92	690,04	28,75	68,92
02.2030	113,46	4,73	29,46	1,23	84,61	3,53	734,87	30,62	698,80	29,12	69,22
03.2030	113,96	4,75	28,07	1,17	90,21	3,76	727,04	30,29	706,93	29,46	69,43
04.2030	114,73	4,78	26,68	1,11	94,66	3,94	722,60	30,11	718,66	29,94	69,89
05.2030	114,82	4,78	25,25	1,05	97,75	4,07	719,49	29,98	729,61	30,40	70,29
06.2030	114,14	4,76	24,03	1,00	102,62	4,28	715,48	29,81	733,33	30,56	70,40
07.2030	114,94	4,79	22,70	0,95	109,85	4,58	710,75	29,61	730,97	30,46	70,38
08.2030	118,07	4,92	21,44	0,89	116,55	4,86	708,87	29,54	729,38	30,39	70,60
09.2030	119,24	4,97	20,42	0,85	121,75	5,07	702,62	29,28	728,78	30,37	70,53
10.2030	117,72	4,91	19,42	0,81	123,48	5,15	688,53	28,69	727,68	30,32	69,87
11.2030	119,05	4,96	19,13	0,80	124,97	5,21	672,03	28,00	725,77	30,24	69,21
12.2030	120,08	5,00	18,91	0,79	124,55	5,19	656,17	27,34	722,54	30,11	68,43
01.2031	118,72	4,95	18,57	0,77	123,34	5,14	641,32	26,72	716,70	29,86	67,44
02.2031	117,76	4,91	18,46	0,77	124,99	5,21	628,79	26,20	709,18	29,55	66,63
03.2031	116,47	4,85	18,37	0,77	126,81	5,28	617,10	25,71	701,72	29,24	65,85
04.2031	115,58	4,82	18,46	0,77	127,67	5,32	606,39	25,27	694,03	28,92	65,09
05.2031	114,46	4,77	18,54	0,77	127,61	5,32	597,04	24,88	686,45	28,60	64,34
06.2031	113,56	4,73	18,73	0,78	125,96	5,25	588,77	24,53	679,18	28,30	63,59

Скважи на	6001		6002		6003		6004		6005		Куст
Показа тель	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Итого метан ола на куст, кг/ч
07.2031	112,28	4,68	18,92	0,79	123,21	5,13	579,64	24,15	671,67	27,99	62,74
08.2031	110,59	4,61	19,17	0,80	119,67	4,99	570,32	23,76	664,14	27,67	61,83
09.2031	108,70	4,53	19,43	0,81	117,51	4,90	562,21	23,43	657,04	27,38	61,04
10.2031	107,55	4,48	19,68	0,82	115,30	4,80	554,70	23,11	649,85	27,08	60,29
11.2031	106,52	4,44	19,96	0,83	112,33	4,68	548,47	22,85	643,00	26,79	59,60
12.2031	105,49	4,40	20,24	0,84	109,31	4,55	542,25	22,59	636,09	26,50	58,89
01.2032	104,37	4,35	20,57	0,86	105,63	4,40	536,67	22,36	629,42	26,23	58,19
02.2032	103,35	4,31	20,98	0,87	101,86	4,24	528,48	22,02	622,98	25,96	57,40
03.2032	102,19	4,26	21,32	0,89	97,77	4,07	520,58	21,69	616,82	25,70	56,61
04.2032	100,90	4,20	21,76	0,91	93,55	3,90	513,65	21,40	610,88	25,45	55,86
05.2032	99,72	4,16	22,15	0,92	89,66	3,74	505,86	21,08	604,96	25,21	55,10
06.2032	98,30	4,10	22,61	0,94	86,22	3,59	498,10	20,75	599,08	24,96	54,35
07.2032	97,00	4,04	23,00	0,96	82,97	3,46	490,39	20,43	592,26	24,68	53,57
08.2032	95,43	3,98	23,39	0,97	80,39	3,35	482,62	20,11	585,67	24,40	52,81
09.2032	93,94	3,91	23,79	0,99	78,69	3,28	474,89	19,79	578,19	24,09	52,06
10.2032	92,34	3,85	24,10	1,00	76,93	3,21	467,16	19,47	570,97	23,79	51,31
11.2032	90,86	3,79	24,45	1,02	75,23	3,13	459,37	19,14	564,12	23,50	50,58
12.2032	89,24	3,72	24,73	1,03	73,35	3,06	451,61	18,82	557,56	23,23	49,85
01.2033	87,73	3,66	25,01	1,04	71,56	2,98	443,75	18,49	551,08	22,96	49,13
02.2033	86,18	3,59	25,33	1,06	69,57	2,90	435,96	18,17	545,22	22,72	48,43
03.2033	84,64	3,53	25,52	1,06	67,60	2,82	426,32	17,76	539,79	22,49	47,66
04.2033	83,05	3,46	25,83	1,08	65,66	2,74	416,06	17,34	534,53	22,27	46,88
05.2033	81,32	3,39	26,09	1,09	63,78	2,66	405,70	16,90	529,53	22,06	46,10
06.2033	79,53	3,31	26,38	1,10	61,93	2,58	395,57	16,48	524,78	21,87	45,34
07.2033	77,71	3,24	26,61	1,11	60,32	2,51	385,89	16,08	520,00	21,67	44,61
08.2033	76,14	3,17	26,85	1,12	59,01	2,46	377,62	15,73	514,05	21,42	43,90
09.2033	74,34	3,10	27,09	1,13	57,67	2,40	368,30	15,35	507,93	21,16	43,14
10.2033	72,67	3,03	27,23	1,13	56,36	2,35	360,13	15,01	501,57	20,90	42,42
11.2033	70,98	2,96	27,39	1,14	54,76	2,28	352,00	14,67	495,39	20,64	41,69
12.2033	69,33	2,89	27,52	1,15	53,83	2,24	343,54	14,31	489,33	20,39	40,98
01.2034	67,72	2,82	27,68	1,15	53,08	2,21	335,57	13,98	483,15	20,13	40,30
02.2034	66,15	2,76	27,87	1,16	52,14	2,17	327,87	13,66	477,44	19,89	39,64
03.2034	64,57	2,69	27,97	1,17	51,14	2,13	320,20	13,34	471,84	19,66	38,99
04.2034	63,07	2,63	28,18	1,17	50,12	2,09	313,12	13,05	465,91	19,41	38,35
05.2034	61,41	2,56	28,34	1,18	48,96	2,04	305,13	12,71	460,21	19,18	37,67
06.2034	59,77	2,49	27,77	1,16	47,87	1,99	297,22	12,38	454,52	18,94	36,96
07.2034	58,13	2,42	27,39	1,14	46,78	1,95	289,50	12,06	449,07	18,71	36,29
08.2034	56,46	2,35	27,05	1,13	45,60	1,90	281,88	11,74	443,75	18,49	35,61
09.2034	54,89	2,29	26,74	1,11	44,36	1,85	274,53	11,44	438,60	18,27	34,96
10.2034	53,38	2,22	26,44	1,10	43,16	1,80	267,47	11,14	433,65	18,07	34,34

Скважи на	6001		6002		6003		6004		6005		Куст
Показа тель	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Добыч а газа, тыс.м ³ / сут	Метан ол, кг/ч	Итого метан ола на куст, кг/ч
11.2034	51,92	2,16	26,14	1,09	41,95	1,75	260,75	10,86	429,33	17,89	33,75
12.2034	50,61	2,11	25,88	1,08	41,02	1,71	255,01	10,63	425,29	17,72	33,24
01.2035	49,22	2,05	25,56	1,06	39,99	1,67	248,30	10,35	421,00	17,54	32,67
02.2035	47,90	2,00	25,26	1,05	39,03	1,63	242,25	10,09	416,87	17,37	32,14
03.2035	46,63	1,94	24,96	1,04	38,11	1,59	236,15	9,84	412,51	17,19	31,60
04.2035	45,34	1,89	24,66	1,03	37,13	1,55	230,06	9,59	406,90	16,95	31,00
05.2035	44,40	1,85	24,46	1,02	36,45	1,52	225,77	9,41	401,23	16,72	30,51
06.2035	43,30	1,80	24,14	1,01	35,54	1,48	220,13	9,17	394,41	16,43	29,90
07.2035	41,96	1,75	23,61	0,98	34,04	1,42	211,36	8,81	384,64	16,03	28,98
08.2035	38,77	1,62	22,91	0,95	31,60	1,32	197,14	8,21	369,42	15,39	27,49
09.2035	37,20	1,55	22,61	0,94	30,41	1,27	190,51	7,94	359,15	14,96	26,66
10.2035	35,61	1,48	22,19	0,92	28,91	1,20	182,78	7,62	348,11	14,50	25,73
11.2035	34,10	1,42	21,83	0,91	27,32	1,14	175,15	7,30	336,89	14,04	24,80
12.2035	32,65	1,36	21,41	0,89	25,73	1,07	167,40	6,97	325,32	13,55	23,85
01.2036	28,56	1,19	19,44	0,81	19,37	0,81	142,42	5,93	301,68	12,57	21,31
02.2036	28,03	1,17	20,07	0,84	18,98	0,79	140,01	5,83	292,65	12,19	20,82
03.2036	27,39	1,14	19,99	0,83	18,15	0,76	137,33	5,72	283,40	11,81	20,26
04.2036	26,75	1,11	19,81	0,83	17,35	0,72	134,04	5,59	273,68	11,40	19,65
05.2036	25,96	1,08	19,52	0,81	16,41	0,68	129,86	5,41	263,25	10,97	18,96
06.2036	25,21	1,05	19,31	0,80	15,58	0,65	125,71	5,24	253,03	10,54	18,29
07.2036	24,37	1,02	18,96	0,79	14,68	0,61	121,05	5,04	242,69	10,11	17,57
08.2036	23,21	0,97	18,32	0,76	14,35	0,60	119,03	4,96	229,35	9,56	16,84

1.10 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

В проекте предусмотрена механизация подъемно-транспортных операций при ремонтных работах.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на площадках устьев скважин предусмотрены места для размещения ремонтных агрегатов.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на проектируемых площадках используются передвижные грузоподъемные устройства.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте на период строительства приведена в Томе 5 «Раздел 5. Проект организации строительства».

1.11 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

В соответствии с п.1 приложения 1 к Федеральному закону №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые сооружения относятся к категории опасных производственных объектов, на которых в технологическом процессе обращаются горючие вещества (горючий газ, газовый конденсат) в количестве более 1 т.

В соответствии с требованиями ст.2 Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые опасные производственные объекты подлежат регистрации в государственном реестре, присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре.

Проектируемые опасные производственные объекты не относятся к объектам I и II классов опасности в соответствии с п.1 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», т.к. количество опасных веществ, которые одновременно могут находиться на опасном производственном объекте, не превышает 200 т.

В соответствии с п.2 ст.14 Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» в составе проектной документации на строительство не разрабатывается декларация промышленной безопасности, т.к. проектируемые опасные производственные объекты не относятся к объектам I и II классов опасности.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по обоснованию безопасности проектируемых технологических сооружений:

- использование запорной арматуры с электроприводом КП3-ZV-001, КП4-ZV-001, КП6-ZV-001, которая обеспечивает прекращение подачи продукции от кустов №3, 4, 6 до точек врезки нефтегазосборный трубопровод до ДНС в случае аварий.

- В соответствии с п.8.9 ГОСТа 32569-2013, использование материала для трубопроводов и соединительных деталей из стали группы 4, классом прочности K52.

- В соответствии с п.6.3 СП 231.1311500.2015, применение на устьях скважин механических клапанов-отсекателей с электромагнитным дублером для защиты технологического оборудования от превышения давления.

- В соответствии с требованиями п.6.3.8 СП 231.1311500.2015, оснащение воздушника дренажной емкости клапаном-механическим дыхательным, совмещенным с огнепреградителем.

– В соответствии с требованиями п.6.3.16 СП 231.1311500.2015, применение технологического оборудования, соответствующего климатического и сейсмического исполнения.

В проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации и обслуживания оборудования на опасном производственном объекте и безопасность выполнения ремонтных работ:

- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- полная герметизация технологического оборудования;
- электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении;
- применение блочного оборудования заводского изготовления с легкосбрасываемыми конструкциями;
- работа технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- размещение технологического оборудования на открытых территориях куста или площадках с обеспечением необходимых проходов;
- автоматизация основных технологических процессов;
- соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;
- применение на устьях скважин механических клапанов-отсекателей с электромагнитным дублером для защиты технологического оборудования от превышения давления;
- контроль загазованности на технологических площадках и в блок-боксах;
- применение теплоизоляции и электрообогрева трубопроводов и арматуры для предотвращения застывания перекачиваемой продукции;
- применение сталей повышенной коррозионной стойкости для проектируемых трубопроводов и деталей трубопроводов, обеспечивающее их надежную работу в течение расчетного срока службы;
- пожарная сигнализация.

Для контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов необходимо осуществлять периодическую ревизию, которую проводит служба технического надзора предприятия совместно с механиками, начальниками установок и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов. Ревизия трубопроводов должна быть приурочена к планово-предупредительному ремонту отдельных агрегатов, установок или цехов.

В проектных решениях учтены требования пунктов 6, 7, 8, 10 и других пунктов ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», «Правил технической эксплуатации электроустановок» и других нормативных документов, представленных в Приложении А.

Уровень ответственности проектируемых сооружений – повышенный.

На кустах №3, 4, 6 находятся закрытые технологические помещения, размещаемые в блок-боксах заводской готовности. К ним относятся блоки дозирования реагента и блоки измерительных установок. Постоянное пребывание персонала в них не предусмотрено.

Характеристика основных технологических объектов обустройства месторождения по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.23

Таблица 1.23 - Характеристика проектируемых технологических объектов кустов скважин по взрывопожароопасности

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающиеся в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности и по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
Куст скважин №3						
Устье добывающей скважины - 3 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIА-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Установка измерительная – 1 шт.	Газ легкий, ЛВЖ	A (блок-бокс) АН (площадка)	B-1а (блок-бокс) B-1г (площадка)	IIА-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Блок дозирования реагента – 1 шт.	Ингибитор	A (блок-бокс) АН (площадка)	B-1а (блок-бокс) B-1г (площадка)	IIА-T2	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Подземная дренажная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	ЛВЖ Газ легкий	АН	B-1г	IIА-T3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Место для размещения шкафа СУДР – 3 шт.	Реагент	АН	B-1г	IIА-T2	Зона 2	Зона 2
Блок подачи метанола – 1 шт.	Метанол	A (блок-бокс) АН (площадка)	B-1а (блок-бокс) B-1г (площадка)	IIА-T2	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)
Расходная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, метанол	АН	B-1г	IIА-T2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Подземная ренажная емкость для метанола V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, ЛВЖ	АН	B-1г	IIА-T2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Площадка узла камеры запуска СОД – 1 шт.	ЛВЖ	АН	B-1г	IIА-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающееся в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности и по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
Узел подключения исследовательского сепаратора – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T1, IIA-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T1, IIA-T3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T1, IIA-T3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Куст скважин №4						
Устье добывающей скважины - 2 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Установка измерительная – 1 шт.	Газ легкий, ЛВЖ	A (блок-бокс) АН (площадка)	B-1а (блок-бокс) B-1г (площадка)	IIA-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Блок дозирования реагента – 1 шт.	Ингибитор	A (блок-бокс) АН (площадка)	B-1а (блок-бокс) B-1г (площадка)	IIA-T2	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Подземная дренажная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	ЛВЖ Газ легкий	АН	B-1г	IIA-T3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Площадка узла камеры запуска СОД – 1 шт.	ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Место для размещения шкафа СУДР – 2 шт.	Реагент	АН	B-1г	IIA-T2	Зона 2	Зона 2
Блок подачи метанола – 1 шт.	Метанол	A (блок-бокс) АН (площадка)	B-1а (блок-бокс) B-1г (площадка)	IIA-T2	Зона 2 (внутри блока),	Зона 2 (внутри блока),

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающееся в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности и по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
					Зоны 0,1,2 (снаружи блока)	Зоны 0,1,2 (снаружи блока)
Расходная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, метанол	АН	B-1г	IIA-T2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Подземная резервная емкость для метанола V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Узел подключения исследовательского сепаратора – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T1, IIA-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T1, IIA-T3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T1, IIA-T3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Куст скважин №6						
Устье добывающей скважины - 5 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIA-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Установка измерительная – 1 шт.	Газ легкий, ЛВЖ	A (блок-бокс) АН (площадка)	B-1а (блок-бокс) B-1г (площадка)	IIA-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Блок дозирования реагента – 1 шт.	Ингибитор	A (блок-бокс АН (площадка)	B-1а (блок-бокс) B-1г (площадка)	IIA-T2	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Подземная дренажная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	ЛВЖ Газ легкий	АН	B-1г	IIA-T3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающееся в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности и по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
Площадка узла камеры запуска СОД – 1 шт.	ЛВЖ	АН	B-1г	IIА-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Место для размещения шкафа СУДР – 1 шт.	Реагент	АН	B-1г	IIА-T2	Зона 2	Зона 2
Блок подачи метанола – 1 шт.	Метанол	A (блок-бокс) АН (площадка)	B-1а (блок-бокс) B-1г (площадка)	IIА-T2	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)
Расходная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, метанол	АН	B-1г	IIА-T2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Подземная резервная емкость для метанола V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, ЛВЖ	АН	B-1г	IIА-T2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Узел подключения исследовательского сепаратора – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIА-T1, IIА-T3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIА-T1, IIА-T3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1г	IIА-T1, IIА-T3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
<p>Примечание - размеры взрывоопасных зон принимаются согласно Приложению №5 Приказа от 15 декабря 2020 года №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Зона 0 – R=1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы; – Зона 1 - R=1,5 м от зоны 0 (R=3 м в случае отсутствия Зоны 0); – Зона 2 - R= 2 м от зоны 1 (R=3 м в случае отсутствия Зоны 1). 						

1.12 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности, разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости)

Все технологическое оборудование, используемое для обустройства кустов скважин, поставляется в соответствии с опросными листами и техническими требованиями. Всё оборудование должно соответствовать действующим требованиям нормативно-технической документации, действующей на территории Российской Федерации.

Оборудование должно быть сертифицировано в соответствии с Техническим регламентом Таможенного союза и должно иметь сертификаты:

- сертификат соответствия требованиям технического регламента;
- сертификат соответствия системе сертификации требованиям стандарта ГОСТ Р;
- сертификат соответствия пожарной безопасности (Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (статья 145)).

Технические устройства, применяемые в проекте (на объекте) должны соответствовать требованиям Технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» (ч.1 ст.7 ФЗ от 21.07.1997 №116) с предоставлением подтверждающей документации.

В случае, если техническим регламентом не установлена форма оценки соответствия технического устройства - указанное техническое устройство подлежит экспертизе промышленной безопасности до начала применения на ОПО (ч.2 ст.7 ФЗ от 21.07.1997 №116).

В соответствии со статьей 1 ч.5, статьей 8 ч.4, статьей 9, приложение №3 Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» для машин и оборудования используется схема 5д, которая включает в себя следующие действия:

– заявитель формирует комплект документов, указанных в пункте 10 статьи 8; осуществляет производственный контроль и принимает все необходимые меры для того, чтобы процесс производства обеспечивал соответствие машин и (или) оборудования требованиям настоящего технического регламента и направляет в орган по сертификации заявку на проведение исследования типа;

– орган по сертификации проводит исследование типа с учетом полученных от заявителя документов. В случае если заявитель не применял стандарты, указанные в пункте 1 статьи 6 настоящего технического регламента, орган по сертификации оценивает возможность замены требований указанных стандартов заявленными требованиями. Исследование типа в зависимости от представленных заявителем документов, проводится одним из следующих способов:

– исследование образца, как представителя всех производимых впоследствии машин и (или) оборудования;

– изучение предоставленных документов, испытание образца или определяющих (критических) составных частей машин и (или) оборудования;

– при положительных результатах проведенных исследований типа орган по сертификации оформляет сертификат на тип по единой форме, утвержденной решением Комиссии, и выдает его заявителю. Сертификат на тип является неотъемлемой частью декларации о соответствии, и содержащиеся в нем заявленные требования к машине и (или) оборудованию, признанные достаточным доказательством соответствия ее требованиям настоящего технического регламента, используются при проверках, проводимых органами государственного контроля (надзора) на соответствие настоящему техническому регламенту;

– заявитель принимает и регистрирует декларацию о соответствии.

1.13 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ. Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

Численность персонала по обслуживанию куста скважин и линейной части промысловых нефтегазосборных трубопроводов приведена в Томе 3.2 «Часть 2. Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.14 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, наличия взрывопожароопасных веществ – нефти, газа и газового конденсата, их токсичность.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Обслуживающий персонал должен проходить обучение, инструктаж, и проверку знаний по охране труда.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отправляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А либо БКФ, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов пожаров, травмирование людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы транспорта продукции скважин необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду допуску на проведение огневых работ.

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию нефтегазосборных трубопроводов на кустах скважин №3, 4, 6 при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

1.15 Описание автоматизированных систем, используемых на производственном объекте

Проектирование систем автоматизации выполняется в соответствии с Заданием на проектирование.

Автоматизированная система управления объектами основывается на принципах построения автоматизированных систем, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- контроль и управление площадными объектами;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях;
- отображение и регистрация основных контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- выдача отчётовых документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала.

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, анализа технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму.

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в томе 4.6.2 «Книга 2. Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

1.16 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от технологических сооружений на проектируемом объекте подразделяются на:

- неорганизованные;
- организованные.

К неорганизованным источникам выбросов относятся выбросы от уплотнений и соединений технологического оборудования и трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, расположенных на наружных площадках технологических установок.

К организованным источникам выбросов относятся:

- воздушники от дренажных емкостей (КП3-ЕД-001, КП4-ЕД-001, КП6-ЕД-001) и блоков дозирования реагента (КП3-БДР-001, КП4-БДР-001, КП6-БДР-001);
- вентиляционные трубы от блоков дозирования реагента (КП8-БДР-001, КП9-БДР-001) и групповых замерных установок (КП3-АГЗУ-001, КП4-АГЗУ-001, КП6-АГЗУ-001);

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в Томе 6.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

1.17 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в атмосферу

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду в период эксплуатации достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений, в том числе:

- трубопроводы предусматриваются из сталей повышенной эксплуатационной надёжности;
- повышением надежности трубопроводов и оборудования за счет комплекса мер: подбора труб и деталей, антикоррозионной защиты, испытаний;
- применение запорной арматуры соответствующего класса герметичности;
- предусмотрен контроль технологического процесса при помощи автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий персонала.

1.18 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Основными источниками образования отходов в период эксплуатации является производственное технологическое оборудование.

При эксплуатации технологического оборудования проектируемых сооружений будут формироваться следующие виды отходов:

- шлам очистки трубопроводов, дренажной емкости при периодической зачистке;
- масла индустриальные отработанные – образуются при замене масла в насосном оборудовании блоков дозирования реагента при техническом обслуживании;
- огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании оборудования.

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Томе 6.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

1.19 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента

Все технические решения при проектировании устройства кустов скважин №3, 4, 6 Тас-Юряхского НГКМ на период эксплуатации приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А.

Применяемые трубопроводы, арматура, материалы и оборудование должны соответствовать требованиям технических регламентов.

Технические устройства, применяемые в проекте (на объекте), должны соответствовать требованиям Технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» (ч.1 ст.7 ФЗ от 21.07.1997 №116) с предоставлением подтверждающей документации.

В случае, если техническим регламентом не установлена форма оценки соответствия технического устройства - указанное техническое устройство подлежит экспертизе промышленной безопасности до начала применения на ОПО (ч.2 ст.7 ФЗ от 21.07.1997 №116).

Технологический регламент по эксплуатации технологических объектов и сооружений, а также объектов и сооружений производственной инфраструктуры будет разработан в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно - техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов кустовых площадок проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6».

Проектирование трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

2.2 Общие положения

2.2.1 Промысловые трубопроводы

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения промысловых трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 по методике, представленной в данном документе.

2.2.2 Технологические трубопроводы

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения технологических трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ 32569-2013, по методике представленной в ГОСТ 32388-2013.

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °C;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 32 °C;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 46 °C.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

Согласно рекомендациям НТД выбор материального исполнения трубопроводов (трубы, детали, арматура) выполнялся на основании следующих данных:

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Фасонные

изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;

- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа».
- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: общая минерализация, кислотность (рН), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H_2S , CO_2 , O_2). Для объекта месторождения характерно наличие CO_2 в количестве до 0,08% мольных/ Для расчета толщина стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год для нефтегазосборных трубопроводов и 0,05 мм/год для реагентопроводов, метанолопроводов, трубопровода пропарки. Скорость коррозии 0,1 мм/год обеспечивается применением ингибиторной защиты. Количество и марка ингибитора коррозии подбирается по результатам научно-исследовательских работ, либо по результатам опытно-промышленной эксплуатации месторождения. Подтверждение скорости коррозии производится по результатам научно-исследовательской работы, которую выполняет организация, выбранная ООО «Газпромнефть – Заполярье.

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб повышенной коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 2 мм для нефтегазосборных трубопроводов, и 1 мм для реагентопроводов, метанолопроводов и трубопровода для подачи газа на дежурную горелку.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

Для промысловых трубопроводов:

- за минимальную расчтную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;
- за максимальную расчтную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять максимальную температуру транспортируемого продукта.

Для технологических трубопроводов:

- за минимальную расчтную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;
- за максимальную расчтную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям п. 4.7 ГОСТ 32569-2013, принять температуру равную максимальной рабочей температуре продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред, рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов приняты следующие трубы:

– для нефтегазосборных трубопроводов приняты трубы из стали группы 4 класса прочности К52 ТТТ 01.02.04-01. Данная сталь содержит хром на уровне 1%, обладает низким уровнем загрязнений неметаллическими включениями, мелкозернистую структуру и высокие требования к структурному состоянию, чем в большей степени и определяется удовлетворительная стойкость к общей и язвенной коррозии и малое количество отказов по причине коррозии;

– для трубопровода реагента, метанола приняты трубы из стали группы 2 класса прочности К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;

– для трубопроводов DN25 приняты трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 32569-2013, ТТР-01.02-01, ТТТ 01.02.04-01, изготовленных из стали того же класса прочности.

Все трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;
- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода $C_{экв}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $P_{с.м.}$, характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,43% и 0,25% соответственно. Пластическая деформация металла в процессе производства труб должна быть не более 1,2 %. Относительное удлинение при разрыве должно составлять не менее 20%.

В соответствии с требованиями ТТТ 01.02.04-01, ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ-32569-2013, ТТР-01.02-01 трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C;
- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах КСУ не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60°C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60 °C для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах КСУ не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60 °C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами, или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

Для трубопроводов из сталей повышенной коррозионной стойкости применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52, группы 4 в соответствии с типовыми техническими требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 «Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией».

Для трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали применять соединительные детали трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали 09Г2С по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17379-2001 по каталогам заводов-изготовителей, толщина стенки детали принимается равной или по ближайшей большей толщине, указанной в каталоге.

Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец.

Для соединения трубопроводов с давлением 1,6 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. В) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для соединения трубопроводов с давлением 6,3 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. Е-Ф) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для соединения трубопроводов с давлением 16,0 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. Ј) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением 1,6 МПа применить прокладки плоские эластичные из паронита марки ПМБ-1 по ГОСТ 15180-86 или спирально-навитые по ГОСТ Р 52376-2005 с ограничительными кольцами в зависимости от типа уплотнительной поверхности фланцев.

Для трубопроводов с давлением 6,3 МПа применить спирально-навитые прокладки тип В по ГОСТ Р 52376-2005.

Для трубопроводов с давлением 16,0 МПа применить прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020.

2.4.3 Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений из низколегированных сталей, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применить из малоуглеродистой и низколегированной стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки применить из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применить из стали 35. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015, ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах КСВ не менее 24,5 Дж/см². Для изготовления литых деталей и изделий рекомендуется сталь 20ГЛ, для изготовления изделий из поковок (штамповок) рекомендуется сталь 09Г2С. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей.

Сальниковые уплотнения арматуры должны соответствовать условиям эксплуатации в холодном климате. В материале уплотнений не должен присутствовать асбест. Приемлемы различные типы уплотнений, но предпочтительно использовать уплотнения манжетного типа вместо набивочных уплотнений.

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

2.4.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяются опоры скольжения по ТТТ-01.07.03-01 версия 2.0 из стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

- Для трубопроводов DN <50 – тавровые хомутовые;
- Для трубопроводов DN ≥50 – корпусные хомутовые.

2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

В данном разделе выполнен расчёт толщин стенок и выбор сортамента для трубопроводов.

2.5.1 Исходные данные

Исходные данные для расчёта трубопроводов на прочность приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °C	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
Промысловые трубопроводы						
200	С	Нефтегазосборный трубопровод от кустов КПЗ, 4, 6	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
300						
Технологические трубопроводы						
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от скважины до клапана-отсекателя	16,0	-61...+32	—	0,0215... 0,08
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя до КПЗ/4/6-АГЗУ-001	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
300	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от КП6-АГЗУ-001 до задвижки с з/п КП6-ZV-001	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
300	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от КП4-АГЗУ-001 до камеры запуска СОД КП4-К3-001	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
200	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от КП3-АГЗУ-001 до камеры запуска СОД КП3-К3-001	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
50	A(б), II	Дренажный трубопровод от КП3/4/6-АГЗУ-001 в дренажную емкость КП3/4/6-ЕД-001	1,6	-4...+12	—	0,0215... 0,08
100						
25	A(б), I	Трубопровод подачи ингибитора коррозии от КП3/4/6-БДР-001 до точки врезки в НГСТ	6,3	-61...+32	—	—
100	A(б), I	Трубопровод закачки ингибитора коррозии от передвижной техники в КП3/4/6-БДР-001	1,6	-61...+32	—	—
50	A(б), II	Дренажный трубопровод от КП3/4/6-БДР-001 в передвижную емкость	1,6	-61...+32	—	—
100	A(б), I	Дренаж от камеры СОД КП3/4-К3-001 до КП3/4/6-ЕД-001	1,6	-4...+12	—	0,0215... 0,08
50	A(б), I	Трубопроводы обвязки оборудования	6,3	-4...+12	—	0,0215... 0,08
80						
100						
150						

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
Метанольное хозяйство						
50	A(б), I	Трубопровод подачи метанола от КПЗ/4/6-БПМ-001 к СПИ	16,0	-61...+32	—	—
25	A(б), I	Трубопровод подачи метанола от СПИ к скважине	16,0	-61...+32	—	—
100	A(б), II	Трубопровод закачки от емкости метанола расходной КПЗ-Е-001 в КПЗ/4/6-БПМ-001	1,6	-61...+32	—	—
100	A(б), II	Дренажный трубопровод от расходной емкости КПЗ/4/6-Е-001 в КПЗ/4/6-ЕД-002	1,6	-61...+32	—	—
100	A(б), II	Трубопровод закачки метанола от передвижной техники в КПЗ/4/6-БПМ-001	1,6	-61...+32	—	—
50	A(б), II	Трубопровод подачи пара от передвижной техники в КПЗ/4/6-БПМ-001	1,6	+150	—	—
50	A(б), II	Трубопровод откачки от КПЗ/4/6-БПМ-001 в передвижную емкость	1,6	-61...+32	—	—
100	A(б), II	Воздушник емкостей	1,6	-61...+32	—	—
100	A(б), II	Закачка метанола из передвижной техники в КПЗ/4/6-БПМ-001	1,6	-61...+32	—	—
Факельное хозяйство						
100	Б(а), I	Факельный коллектор на КПЗ/4/6-ГФУ-001	16,0	-61...+32	—	0,0215... 0,08
65	Б(а), I	Трубопровод от факельного коллектора на вход в исследовательский сепаратор	16,0	-61...+32	—	0,0215... 0,08
100						
65	Б(а), I	Трубопровод от исследовательского сепаратора в факельный коллектор	16,0	-61...+32	—	0,0215... 0,08
100						
100	Б(а), I	Факельный коллектор на открытый конец	16,0	-61...+32	—	0,0215... 0,08
25	Б(а), II	Трубопровод для подачи газа на дежурную горелку	1,6	-61...+32	—	—

Расчетные нормативные характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_t , МПа	Сопротивление разрыву σ_b , МПа
Группа 4 (Cr 0,5 – 1,2) в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510
Группа 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K48	338	470
09Г2С	K48	265	470

2.5.1 Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов

Расчёт толщины стенки промысловых трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, производится в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», разделом 12.2.1.1:

$$t = \max \{ t_u; t_y \}$$

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u},$$

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}$$

где $\gamma_{fp} = 1,15$ – коэффициент надёжности по нагрузке (таблица 11 ГОСТ Р 55990-2014);

P – расчётное давление;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_u – расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y – расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

Расчетные сопротивления по прочности и текучести определяются по формулам (12.1), (12.2) ГОСТ Р 55990-2014:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u;$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y,$$

где σ_y – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

σ_u – минимальное значение временного сопротивления, МПа;

γ_d – коэффициент условий работы, принимаемый по таблице 13 ГОСТ Р 55990-2014;

γ_{mu} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности, принимаемый по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_{my}=1,15$ – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести, принимаемый согласно п. 12.1.8 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_n=1,1$ – коэффициент надёжности по ответственности трубопроводов (пункт 12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014).

Результаты расчёта и выбора минимальной толщины стенки для промысловых трубопроводов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки промысловых трубопроводов

Трубопровод		P , МПа	γ_d	Класс прочности	R_y , МПа	R_u , МПа	Толщина стенки, мм				
							t_y	t_u	Наименьшая (критическая) толщина труб и деталей, мм*	Расчетная с прибавкой на коррозию	Номинальная
219	C	6,3	0,767	K52	225,55	241,91	3,52	3,28	2,5	5,52	6
325	C	6,3	0,767	K52	225,55	241,91	5,22	4,87	3,0	7,22	8

* Если расчетная толщина труб и деталей меньше наименьшей (критической) толщины согласно Приложения 8 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», то подбор номинальной толщины вести от критической толщины

2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов

Расчетная толщина стенки технологических трубопроводов определяется в соответствии с ГОСТ 32388-2013 по формуле 7.1:

$$s_R = \frac{|p| \cdot D_a}{2\varphi_y[\sigma] + |p|},$$

где s_R – расчётная толщина стенки, мм;

s_R – расчётное внутреннее избыточное давление, МПа;

D_a – наружный диаметр трубопровода, мм;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение при расчётной температуре, МПа;

φ_y – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении.

Допускаемое напряжение при расчёте соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле (5.1) ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_b}{2,4}; \frac{\sigma_p}{1,5}\right),$$

где σ_p – предел текучести, МПа;

σ_b – временное сопротивление разрыву, МПа;

Номинальная толщина стенки технологических трубопроводов s определяется из условий (5.7), (5.8) и (5.9) ГОСТ 32388-2013:

$$s \geq s_R + C_1 + C_2,$$

$$s \geq s_{min} + C_2,$$

где C_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учётом расчётного срока эксплуатации;

C_1 – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;

s_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Отбраковочная толщина стенки трубопроводов определяется согласно формуле (5.11) ГОСТ 32388-2013:

$$[s] = \max(s_R + c_1; s_{min}).$$

Толщина стенки технологических трубопроводов принималась с учётом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых труб. Результаты расчёта и выбора толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Результаты расчёта толщины стенки технологических трубопроводов

D, мм	P , МПа	[σ], МПа	δ , %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	c_1	c_2	Отбраковочная [s]	Толщина с прибавкой на коррозию	Номинальная толщина
Технологические трубопроводы									
32	6,3	176,67	10,0	0,56	0,40	1	1,50	2,50	4
57	1,6	195,83	12,5	0,23	0,75	1	1,50	2,50	6
57	1,6	212,50	12,5	0,21	0,75	2	1,50	3,50	6
57	6,3	212,50	12,5	0,83	0,75	2	1,58	3,58	6
89	6,3	212,50	12,5	1,30	0,75	2	2,05	4,05	6
114	1,6	176,67	12,5	0,51	0,75	1	2,00	3,00	6
114	1,6	212,50	12,5	0,43	0,75	2	2,00	4,00	6
114	6,3	212,50	12,5	1,67	0,75	2	2,42	4,42	6
114	16,0	212,50	12,5	4,14	1,25	2	5,39	7,39	10
159	6,3	212,50	10,0	2,32	0,60	2	2,92	4,92	6
219	6,3	212,50	10,0	3,20	0,60	2	3,80	5,80	6
325	6,3	215,50	10,0	4,75	0,80	2	5,55	7,55	8
Метанольное хозяйство									
32	16,0	176,67	10,0	1,39	0,40	1	1,79	2,79	4
57	1,6	195,83	12,5	0,23	0,75	1	1,50	2,50	6
57	16,0	195,83	12,5	2,24	0,75	1	2,99	3,99	6
114	1,6	195,83	12,5	0,46	0,75	1	2,00	3,00	6
114	1,6	212,50	12,5	0,43	0,75	2	2,00	4,00	6
Факельное хозяйство									
32	1,6	176,67	10,0	0,14	0,40	1	1,50	2,50	4
76	16,0	212,50	12,5	2,76	1,00	2	3,76	5,76	8
114	16,0	212,50	12,5	4,14	1,25	2	5,39	7,39	10

2.5.3 Расчёт срока службы промысловых трубопроводов

Расчет ресурса эксплуатации промысловых трубопроводов выполняется в соответствии с ТТР-01.02.04-13 для принятой в проекте расчетной скорости коррозии:

$$W = \frac{(\delta_{\text{ном}} - 0,01 \times C \times \delta_{\text{ном}}) - \delta_{\text{отбр}}}{V_{\text{кор}}};$$

где $\delta_{\text{ном}}$ – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

C – минусовой допуск при изготовлении труб, %;

$V_{\text{кор}}$ – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,1 мм/год;

$\delta_{\text{отбр}}$ – отбраковочная толщина стенки трубопроводов, мм;

$$\delta_{\text{отбр}} = \max\{(\delta_{\text{расч}} - 0,01 \times C \times \delta_{\text{расч}}); \delta_{\text{НД}}; \delta_{\text{ФНП}}\}$$

где $\delta_{\text{расч}}$ – толщина стенки расчетная, определяемая согласно ГОСТ Р 55990-2014, до округления и добавления допуска на коррозию, мм;

$\delta_{\text{НД}}$ – наименьшая допустимая толщина стенки согласно п.12.2.1.2 ГОСТ Р 55990-2014, мм;

$\delta_{\text{ФНП}}$ – наименьшая допустимая толщина стенки согласно Приложения 8 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», мм

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	$\delta_{\text{ном}}$, мм	Категория по ГОСТ Р 55990-2014	Давление, МПа	C , мм	$\delta_{\text{расч}} - C(\delta_{\text{расч}})$, мм	$\delta_{\text{НД}}$, мм	$\delta_{\text{ФНП}}$, мм	$V_{\text{кор}}$, мм/год	$\delta_{\text{отбр}}$, мм	W , лет
219	6	C	6,3	0,60	3,2	3	2,5	0,1	3,2	22
325	8	C	6,3	0,80	4,7	4	3,0	0,1	4,7	25

Согласно результатам, представленным в таблице 2.5, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода – 20 лет.

Остаточный безопасный ресурс эксплуатации должен уточняться по результатам обследования и диагностики трубопроводов и результатам экспертизы промышленной безопасности.

2.5.4 Расчёт срока службы технологических трубопроводов

Расчет ресурса эксплуатации выполняется в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов для принятой в проекте расчетной скорости коррозии (формула Д.8 ГОСТ32388-2013):

$$T_r = \frac{s - c_1 - s_R}{V_c};$$

где s – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

s_R – расчетная толщина стенки трубопроводов, мм;

c_1 – прибавка на утонение стенки, мм;

V_c – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,05 мм/год для метанолопровода и реагентопровода, 0,1 мм/год для остальных труб.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.6

Таблица 2.6 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	s , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	c_1 , мм	s_R , мм	[s]*	V_c , мм/год	τ , лет
Технологические трубопроводы									
32	4	6,3	265	470	0,4	0,56	1,5	0,05	42
57	6	1,6	338	470	0,75	0,23	1,5	0,05	75
57	6	1,6	372	510	0,75	0,21	1,5	0,1	37
57	6	6,3	372	510	0,75	0,83	1,5	0,1	37
89	6	6,3	372	510	0,75	1,30	2,0	0,1	32
114	6	1,6	338	470	0,75	0,51	2,0	0,05	65
114	6	1,6	372	510	0,75	0,43	2,0	0,1	32
114	6	6,3	372	510	0,75	1,67	2,0	0,1	32
114	10	16,0	372	510	1,25	4,14	2,0	0,1	46
159	6	6,3	372	510	0,60	2,32	2,5	0,1	29
219	6	6,3	372	510	0,60	3,20	2,5	0,1	29
325	8	6,3	372	510	0,80	4,75	3,0	0,1	24
Метанольное хозяйство									
32	4	16,0	265	470	0,4	1,39	1,5	0,05	42
57	6	1,6	338	470	0,75	0,23	1,5	0,05	75
57	6	16,0	338	470	0,75	2,24	1,5	0,05	60
114	6	1,6	338	470	0,75	0,46	2,0	0,05	65
114	6	1,6	372	510	0,75	0,43	2,0	0,10	32
Факельное хозяйство									
32	4	1,6	265	470	0,4	0,14	1,5	0,05	42
76	8	16,0	372	510	1,00	2,76	2,0	0,1	42
114	10	16,0	372	510	1,25	4,14	2,0	0,1	46

* Если расчетная толщина стенки менее отбраковочной, то в расчете берется отбраковочная, согласно Д.10 ГОСТ32388-2013

Согласно результатам, представленным в таблице 2.6, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода – 20 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов. Возможно продление срока безопасной эксплуатации, путем проведения ЭПБ и получения положительного заключения экспертизы, зарегистрированного в органах РТИ в установленном порядке.

2.5.5 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.7. Толщина стенки трубопроводов из принятая согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.7 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Промысловые трубопроводы						
Нефтегазосборный трубопровод от кустов КПЗ, 4, 6	200	6,3	-4...+12	С	219×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	300				325×8	
Технологические трубопроводы						
Выкидной трубопровод от скважины до клапана-отсекателя	100	16,0	-61...+32	A(б), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя до КП3/4/6-АГЗУ-001	100	6,3	-4...+12	A(б), I	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Нефтегазосборный трубопровод от КП6-АГЗУ-001 до задвижки с э/п КП6-ZV-001	300	6,3	-4...+12	A(б), I	325×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Нефтегазосборный трубопровод от КП4-АГЗУ-001 до камеры запуска СОД КП4-КЗ-001	300	6,3	-4...+12	A(б), I	325×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Нефтегазосборный трубопровод от КП3-АГЗУ-001 до камеры запуска СОД КП3-КЗ-001	200	6,3	-4...+12	A(б), I	219×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Дренажный трубопровод от КП3/4/6-АГЗУ-001 в дренажную емкость КП3/4/6-ЕД-001	50	1,6	-4...+12	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×6	

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Temperatura продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Трубопровод подачи ингибитора коррозии от КПЗ/4/6-БДР-001 до точки врезки в НГСТ	25	6,3	-61...+32	A(б), I	32×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75
Трубопровод закачки ингибитора коррозии от передвижной техники в КПЗ/4/6-БДР-001	100	1,6	-61...+32	A(б), I	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Дренажный трубопровод от КПЗ/4/6-БДР-001 в передвижную емкость	50	1,6	-61...+32	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Дренаж от камеры СОД КПЗ/4-К3-001 до КПЗ/4/6-ЕД-001	100	1,6	-4...+12	A(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопроводы обвязки оборудования	50	6,3	-4...+12	A(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	80				89×6	
	100				114×6	
	150				159×6	
Метанольное хозяйство						
Трубопровод подачи метанола от КПЗ/4/6-БПМ-001 к СПИ	50	16,0	-61...+32	A(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод подачи метанола от СПИ к скважине	25	16,0	-61...+32	A(б), I	32×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Трубопровод закачки от емкости метанола расходной КП3-Е-001 в КП3/4/6-БПМ-001	100	1,6	-61...+32	A(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Дренажный трубопровод от расходной емкости КП3/4/6-Е-001 в КП3/4/6-ЕД-002	100	1,6	-61...+32	A(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод закачки метанола от передвижной техники в КП3/4/6-БПМ-001	100	1,6	-61...+32	A(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод подачи пара от передвижной техники в КП3/4/6-БПМ-001	50	1,6	+150	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод откачки от КП3/4/6-БПМ-001 в передвижную емкость	50	1,6	-61...+32	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Воздушник емкостей	100	1,6	-61...+32	A(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Закачка метанола из передвижной техники в КП3/4/6-БПМ-001	100	1,6	-61...+32	A(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Temperatura продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Факельное хозяйство						
Факельный коллектор на КПЗ/4/6-ГФУ-001	100	16,0	-61...+32	Б(а), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод от факельного коллектора на вход в исследовательский сепаратор	65	16,0	-61...+32	Б(а), I	76×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×10	
Трубопровод от исследовательского сепаратора в факельный коллектор	65	16,0	-61...+32	Б(а), I	76×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×10	
Факельный коллектор на открытый конец	100	16,0	-61...+32	Б(а), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод для подачи газа на дежурную горелку	25	1,6	-61...+32	Б(а), II	32×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75

2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Сборка труб, предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварочные материалы, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанной специализированной организацией и аттестованной в установленном порядке технологии сварки, и требованиям ГОСТ 32569-2013.

Непосредственное соединение в трассовых условиях разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями трубопроводов или арматурой при разнотолщинности до 1,5 толщины допускается при специальной разделке кромок более толстой трубы. Во всех случаях, когда толщина свариваемых кромок превышает 1,5 толщины стыкуемых труб, соединение следует выполнять с использованием переходного кольца. Длина переходного кольца, должна быть не менее 250 мм.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

– для сварки труб – ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

– для сварки металлоконструкций – ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

Строительство стальных трубопроводов производить согласно технологическим картам с применением следующих видов сварки:

- ручной электродуговой штучными электродами;
- ручной и механизированной аргонодуговой (для корневого слоя шва);
- автоматической под флюсом;
- автоматической и механизированной в защитных газах;
- автоматической и механизированной самозащитной порошковой проволокой с принудительным и свободным формированием корня шва;
- автоматической дугоконтактной.

Выбор конкретного вида сварки, осуществляется подрядчиком в зависимости от условий строительства.

В целях снижения затрат и повышения производительности работ рекомендуется применять автоматические и механизированные виды сварки труб. Ручная дуговая сварка допускается при технической невозможности использования механизированных способов сварки.

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

– для автоматической сварки под флюсом применять сварочную проволоку Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70 и флюсы по ГОСТ 9087-81;

– для полуавтоматической сварки стыков труб применять самозащитные порошковые проволоки, аттестованные марки которых следует выбирать в соответствии с технологической картой.

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

– для сварки труб из 09Г2С и металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;

– для сварки труб из сталей повышенной коррозионной стойкости применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

– ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см² на образцах КСВ или не менее 30 Дж/см² на образцах КСУ при температуре не выше минус 20 °C и не менее 35 Дж/см² на образцах КСВ или не менее 50 Дж/см² на образцах КСУ при температуре плюс 20 °C;

– твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 НВ соответственно.

Контроль сварных соединений технологических трубопроводов выполняется в соответствии с разделом 12.3 ГОСТ 32569-2013. Объем неразрушающего контроля сварных соединений принимается согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категории трубопровода. Неразрушающий контроль сварных соединений выполняется

радиографическим (РД) или ультразвуковым методом (УЗД), конкретный метод контроля (РД, УЗД или оба в сочетании) выбирается организацией выполняющей контроль, с целью более полного и точного выявления дефектов конкретного сварного шва. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

2.7 Антикоррозионные покрытия

Защита трубопроводов и металлоконструкций от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов осуществляется в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, вида и параметров транспортируемых веществ.

Срок службы лакокрасочных покрытий (ЛКП) для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов и арматуры под теплоизоляцией должен составлять не менее 10-15 лет. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ISO 12944-2:1998.

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения ЛКП и подготовить их согласно требованиям инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску. Степень очистки поверхности не менее Sa2,5 или St3 согласно ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014. Качество подготовки металлической поверхности должно быть проектировано по степени очистки от окислов, шероховатость поверхности и устранению дефектов (заусенцы, острые кромки, сварочные брызги и т.д.), степени запыленности, содержанию солей и обезжириванию участков.

Работы по подготовке антикоррозионных материалов и их нанесения должны выполняться в соответствии с требованиями инструкции поставщика.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции и металлоконструкций применить систему на основе полиуретановых покрытий с покрывным слоем стойким к ультрафиолетовому излучению 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 от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры с теплоизоляцией в полевых условиях применить следующую систему покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – два слоя толщиной по 60 мкм каждый;

Зашиту стальных подземных трубопроводов без теплоизоляции в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98 на основе термоусаживающихся лент толщиной 0,7 мм поверх битумно-полимерной мастики толщиной не менее 0,8 мм.

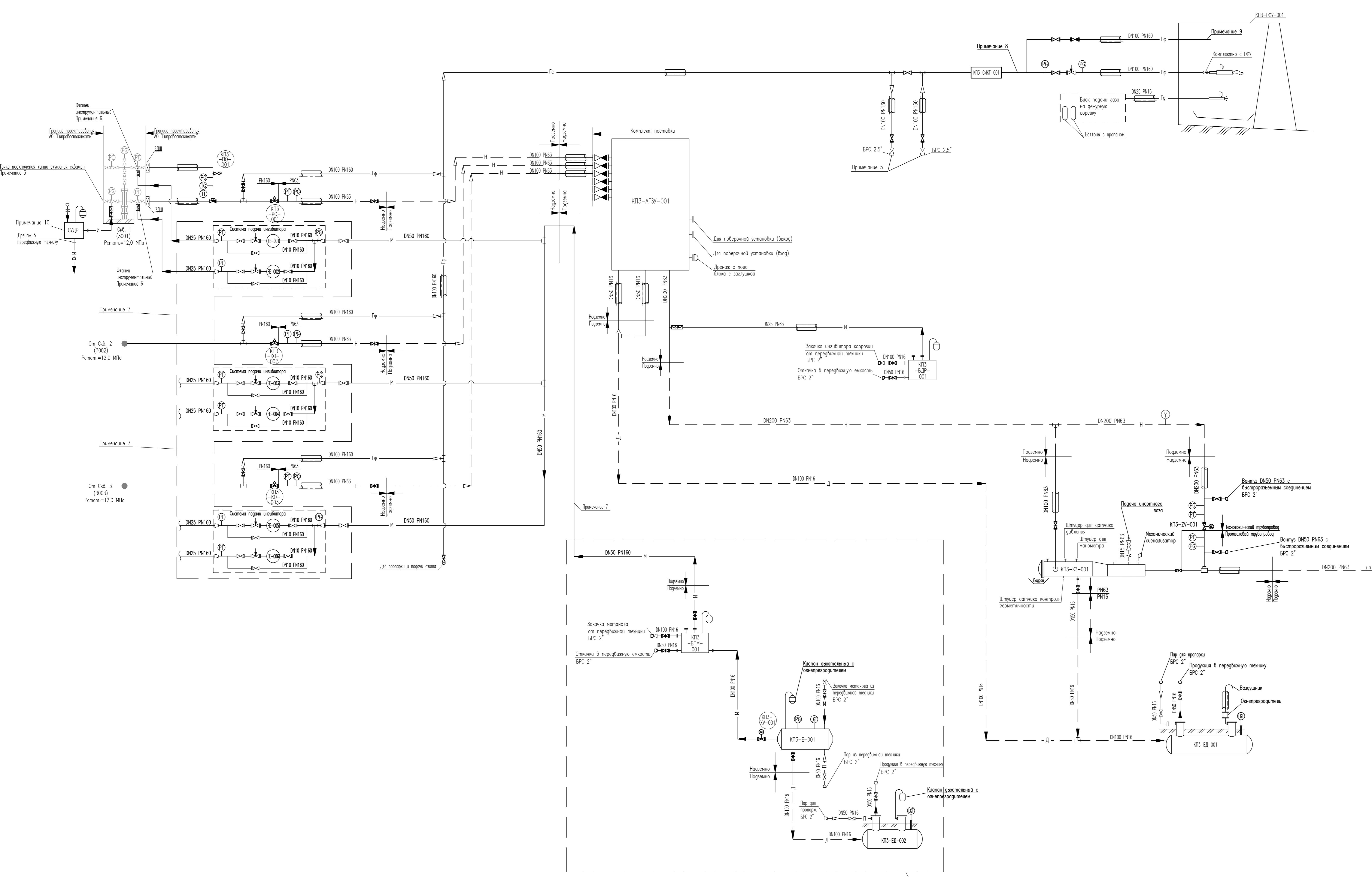
Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98.

Контроль покрытий заводского нанесения для защиты от почвенной коррозии выполнить согласно требований п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по диэлектрической сплошности (искровым дефектоскопом) и удельному сопротивлению после укладки и засыпки трубопровода.

Контроль покрытий для защиты от почвенной коррозии, наносимых в трассовых условиях, должен выполняться согласно правилам Изготовителя и методическому документу №М-01.07.04.01-03 с учетом требований п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по адгезии в нахлесте, адгезии к стали, прочности при ударе и сплошности.

Защита от внутренней коррозии осуществляется с помощью подачи реагентов. Контроль внутренней коррозии осуществляется с помощью узлов замеров коррозии. Система мониторинга коррозии выполняются согласно указаний методических документов М-01.02.04.02-01 «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов».

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
▼	Направление потока (газ)
→	Направление потока (жидкость)
—	Трубопровод норманий
—	Трубопровод пограничный
—	Трубопровод с теплоизоляцией и электроизоляцией
—	Трубопровод с теплоизоляцией без электроизоляции
—	Нагнетающий смеси
—	Резинит (Инейбатор коррозии)
—	Дренаж
—	Пар
—	Азот
—	Резин (Мембрана)
—	Газ на ГФУ
—	Газ на дежурную горелку

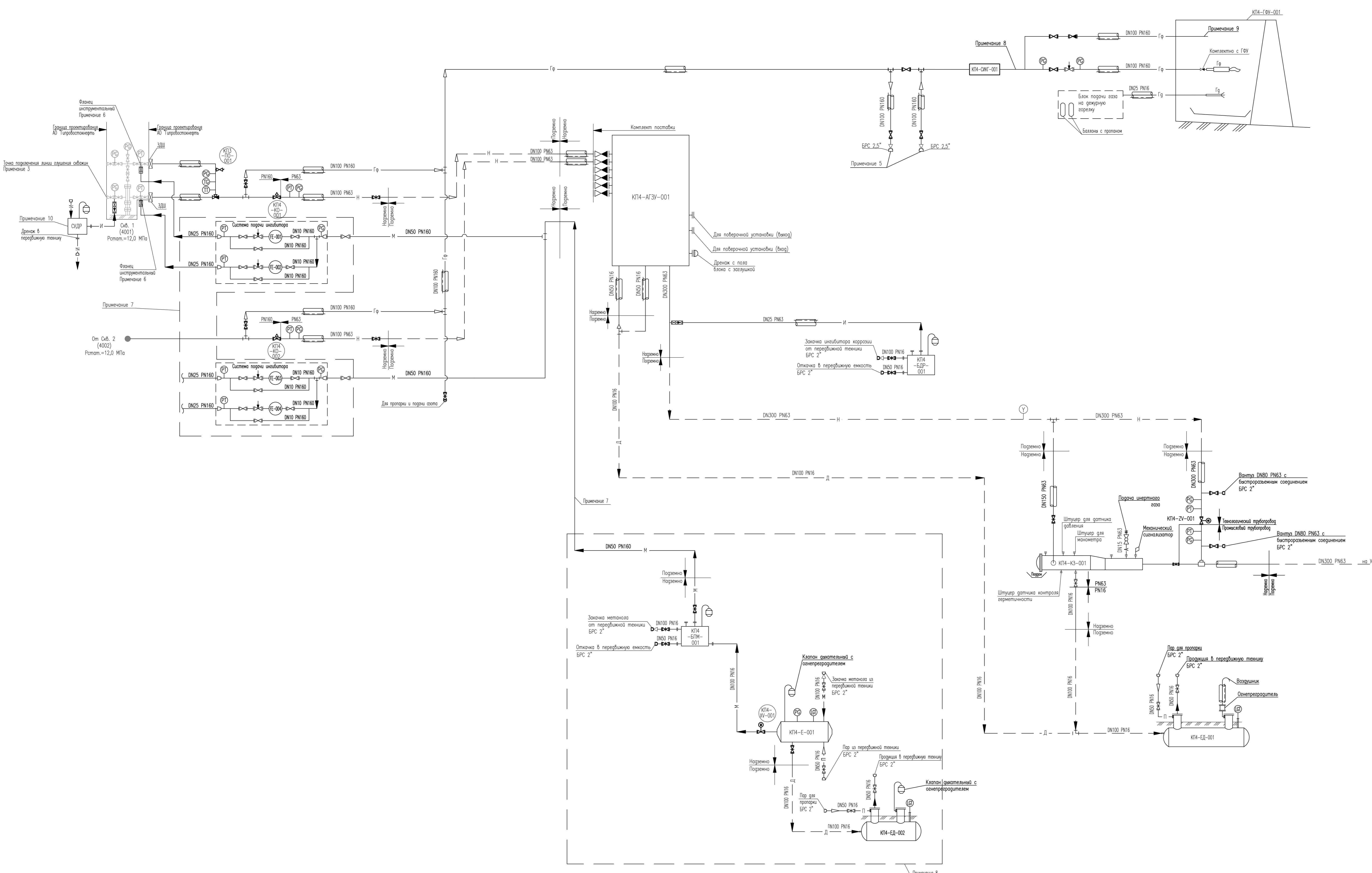


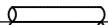
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
■	Зеркало штуцерного типа ЗМС фланцевое с ручным прибором
■	Зеркало штуцерного типа ЗМС фланцевое с электроприбором
■	Клапан рециркуляции с ручным прибором
■	Клапан обратной установкой изогнувшись
■	Пробоотборник быстросъемного типа с отборной трубкой
■	Зеркало гибкое штуцерное (ЭШ)
■	Клапан отсекатель с электромагнитным губером
■	Клапан обратной фланцевой
■	Устройство ввода резистора
■	Дренажерометр
■	Штуцер/шумер с отбивным фланцем
■	Переход
■	Тройник с решеткой
■	Тройник
■	Быстроотъемное соединение
■	Затяжка эластичная
■	Обратный клапан
■	Монитор
■	Датчик давления
■	Термометр
■	Датчик температуры
■	Датчик уровня
■	Однотипик газа/жидкости
■	Узел контроля коррозии (брюметрический метод)
■	Сигнализатор прохождения сигнала фазности

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КП3-ПО-001_003	Пробоотборник быстросъемного типа с отборной трубкой	3	DN25 PN210	
КП3-КО-001_003	Клапан-отсекатель	3	DN100 PN160	
FF-001_006	Редуктор (мембрана)	6	DN100 PN160	
КП3-ОИК-001	Система измерения концентрации и показателя качества газа	1	DN100 PN160	
КП3-АГЗ-001	Измерительная установка с манометром расходомером	1	Омом=432,72 м/сум, Омом=265,34 мс.м.м/сум, Ррас=+6,3 МПа	
КП3-БДР-001	Блок дозирования реагента (Инейбатор коррозии)	1	Объем тикног. емкости б/м3 Рикн=16,0 МПа	
КП3-БЛМ-001	Блок подачи метанола	1	Объем тикног. емкости б/м3 Рикн=16,0 МПа	
КП3-К3-001	Камера засыпки СОД	1	DN200 PN63	
КП3-АЭ-001	Блок дренажа парометра (фланец от КП3-К3-001 и КП3-К3-001)	1	V=8 м3; Ррас=+0,05 МПа	
КП3-Е-001	Блок мембранный расходника	1	V=50 м3; Ррас=0,05 МПа	
КП3-ЕД-002	Блок дренажа парометра (фланец от КП3-Е-001)	1	V=8 м3; Ррас=+0,05 МПа	
КП3-ГФУ-001	Горизонтальная фланцевая установка с блоком управления	1	Омом=10986,3 м3.м/с; Ррас=+16,0 МПа	Прим.4
КП3-ОУД-001	Охлаждающая установка дозирования реагента	1	Объем тикног. емкости 0,4м3 Рикн=16,0МПа	Из накладки

1. На скобках куста предусматривается установка фланцев арматуры марки АРК 63-80-80x21К10
2. На изображенных участках трубопроводов установлены болтыники, на пояснениях – спущники. На схеме условно не показаны.
3. Оборудование, имеющее аналогичные признаки специализированной подочной фланцевации, выполняющей работы по газификации скобок.
4. При изм. 3001 на перед. 12.03.05, соотвтетствует 776,4 см3/с4 для суб.3001 на перед. 12.03.05, при этом Ожидаемо для суб. 3001 на перед. 12.03.05 соотвтетствует 0,00023 м3/с4.
5. Для присоединения испарительных систем к газопроводам используется специальный сепаратор, предназначенный для отделения газа от жидкости, попадающей в газопроводы из сепараторов.
6. Переход скобки линии с СПГ на АРК по ходу среды (трубопровод DN25>>фланец DN50>>трубопровод DN50>>затычка для порожних скобок линии 3/8) x инструментальному фланцу с резьбовой частью Rc 1/2.
7. Емкость мембранный расходника, имеющая фланец Вк3 для подачи блоку подачи метанола, система подачи метанола в блок дозирования реагента (Инейбатор коррозии).
8. Сброс потока из скобок после прокачки испарительного газопровода.
9. Расположение сбросного трубопровода не должно находиться неотъемлемым терминального водостоком на горелку ГФУ при сжигании потока газа.
10. Охлаждающая установка дозирования реагента закупается для КП10 и используется на Тас-Юрском НГКМ, куст скобок №3, 4, 5, 6, 8, 9, 10.

ПОДСТАВКА ДЛЯ ПРИСОЕДИНЕНИЯ КУСКОВ СКБОК				
ПОДСТАВКА ДЛЯ ПРИСОЕДИНЕНИЯ КУСКОВ СКБОК				
Изм. Кодук. Лист. №окр. Подп. Дата				
Разраб. Гидр. Газод. Газосн. Гидро. Гидро.	15.12.25			
Проверка Коллежев. Газосн. Гидро. Гидро.	15.12.25			
Газосн. Гидро.	15.12.25			
Изм. Кодук. Помощника ГИП. Робченко	15.12.25			
Схема принципиальных технологических				
Формат А0				
Файл: ТЮ-КП3.4.6-П-ИП.06.01-ГЧ-001.dwg				



ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
►	Направление потока (газ)
►	Направление потока (жидкость)
_____	Трубопровод надземный
— — — —	Трубопровод подземный
	Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом
	Трубопровод с теплоизоляцией без электрообогрева
— Н —	Нефтегазовая смесь
— И —	Реагент (Ингибитор коррозии)
— Д —	Дренаж
— П —	Пар
— А —	Азот
— М —	Реагент (Метанол)
— Гφ —	Газ на ГФУ
— Гг —	Газ на дежурную горелку

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Задвижка штурвальная типа ЗМС фланцевая с ручным приводом
	Задвижка штурвальная типа ЗМС фланцевая с электроприводом
	Клапан регулирующий с ручным приводом
	Клапан обратный устьевой незамерзающий
	Пробоотборник вентильного типа с отборной трубкой
	Задвижка дисковая штуцерная (ЗДШ)
	Клапан-отсекатель с электромагнитным дублером
	Клапан обратный фланцевый
	Устройство ввода реагента
	Огнепреградитель
	Штуцер/штуцер с ответным фланцем
	Переход
	Тройник с решеткой
	Тройник
	Быстроразъемное соединение
	Заглушка эллиптическая
	Обтюратор
	Манометр
	Датчик давления
	Термометр
	Датчик температуры
	Датчик уровня
	Счетчик газа/жидкости
	Узел контроля коррозии (гравиметрический метод)
	Сигнализатор прохождения снаряда диагностики

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
П4-П0-001...002	Пробоотборник вентильного типа с отборной трубкой	2	DN25 PN210	
П4-КО-001...002	Клапан-отсекатель	2	DN100 PN160	
Е-001...004	Расходомер (метанол)	4	DN10 PN160	
П4-СИКГ-001	Системы измерений количества и показателей качества газа	1	DN100 PN160	
П4-АГЗУ-001	Измерительная установка с многофазным расходомером	1	Qж= 429,6 м ³ /сум, Qгmax= 1139,3 тыс.см. ³ /сум, Pрасч.=6,3 МПа	
П4-БДР-001	Блок дозирования реагента (Ингибитор коррозии)	1	Объем технолог. емкости 6м ³ Рнагн=6,3 МПа	
П4-БПМ-001	Блок подачи метанола	1	Объем технолог. емкости 6м ³ Рнагн=16,0 МПа	
П4-К3-001	Камера запуска СОД	1	DN300 PN63	
П4-ЕД-001	Емкость дренажная подземная (дренаж от КП4-АГЗУ-001 и КП4-К3-001)	1	V=8 м ³ ; Pрасч=0,05 МПа	
П4-Е-001	Емкость метанола расходная	1	V=50 м ³ ; Pрасч=0,05 МПа	
П4-ЕД-002	Емкость дренажная подземная (дренаж от КП4-Е-001)	1	V=8 м ³ ; Pрасч=0,05 МПа	
П4-ГФУ-001	Горизонтальная факельная установка с блоком управления	1	Qгmax=46589,9см. ³ /ч Pрасч=16,0 МПа	Прим.4
П4-СУДР-001	Скважинная установка дозирования реагента	1	Объем технолог.емкости 0,4м ³ Рнагн=16,0МПа	Из наличия заказчика

На скважинах куста предусматривается установка фонтанной арматуры марки АФК 6Э-80-80x21К1ХЛ на повышенных участках трубопроводов устанавливаются воздушники, на пониженных – спускники. На схеме условно не показаны.

Оборудование линий глушения скважин принадлежит специализированной подрядной организации, выполняющей работы по глушению скважин.

При минимальном расходе газа, Qгаза составляет 595,03 ст.м³/ч для скв. 4001 на период 05.2035, при этом Qжидкости для скв. 4001 на период 05.2035 составляет 0 м³/ч;

при максимальном расходе газа, Qгаза составляет 46589,9 ст.м³/ч для скв. 4001 на период 03.2028, при этом Qжидкости для скв. 4001 на период 03.2028 составляет 0,0003 м³/ч.

Для присоединения исследовательского сепаратора или нефтегазового сепаратора, предназначенного для отделения жидкой фазы при сбросе на ГФУ водонефтегазовой смеси от скважины.

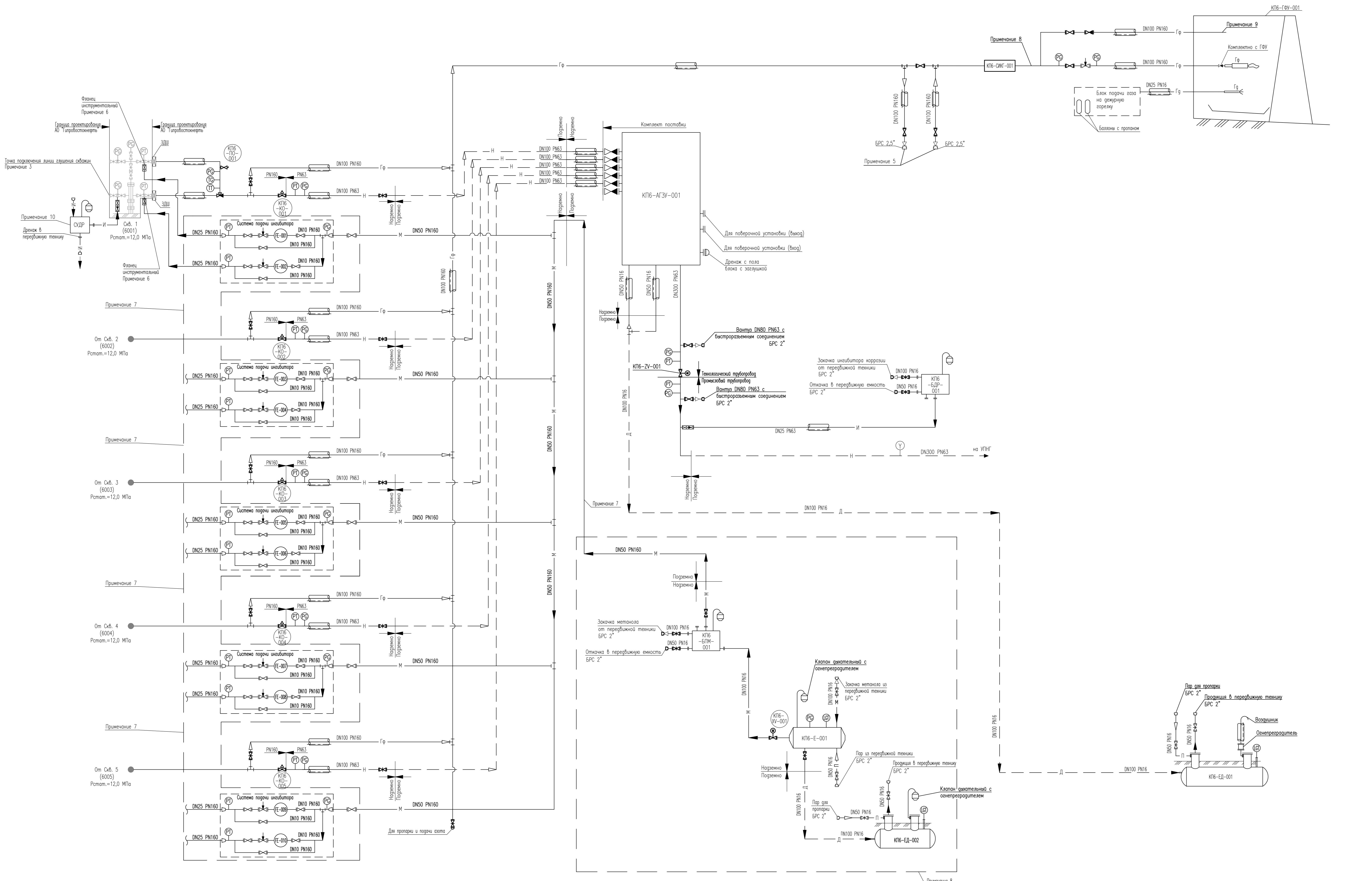
Порядок сборки линии от СПИ на АФК по ходу среды: (трубопровод DN25) > вентиль DN5мм > трубка 3/8 > фитинг для подключения трубы 3/8 к инструментальному фланцу с резьбовой частью Rc 1/2.

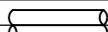
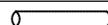
Емкость метанола расходная V=50м³, емкость дренажная V=8м³ для метанола, блок подачи метанола, система подачи ингибитора (метанола) и трубопроводы к ним включены в 9 этап строительства.

Сброс потока от скважин только после прохождения исследовательского сепаратора.

Расположение сбросного трубопровода не должно оказывать негативного термического воздействия на горелку ГФУ при сжигании потока газа.

Скважинная установка дозирования реагента закупается для КП10 и используется на Тас-Юряхском НГКМ, кусты скважин N3, 4, 5, 6, 8, 9, 10.



ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
►	Направление потока (газ)
►	Направление потока (жидкость)
_____	Трубопровод надземный
— — — —	Трубопровод подземный
	Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом
	Трубопровод с теплоизоляцией без электрообогрева
— Н —	Нефтегазовая смесь
— И —	Реагент (Ингибитор коррозии)
— Д —	Дренаж
— П —	Пар
— А —	Азот
— М —	Реагент (Метанол)
— Гφ —	Газ на ГФУ
— Гг —	Газ на дежурную горелку

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРГАМУТЫ

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Задвижка штурвальная типа ЗМС фланцевая с ручным приводом
	Задвижка штурвальная типа ЗМС фланцевая с электроприводом
	Клапан регулирующий с ручным приводом
	Клапан обратный устьевой незамерзающий
	Пробоотборник вентильного типа с отборной трубкой
	Задвижка дисковая штуцерная (ЗДШ)
	Клапан-отсекатель с электромагнитным дублером
	Клапан обратный фланцевый
	Устройство ввода реагента
	Огнепреградитель
	Штуцер/штуцер с ответным фланцем
	Переход
	Тройник с решеткой
	Тройник
	Быстроразъемное соединение
	Заглушка эллиптическая
	Обтюратор
	Манометр
	Датчик давления
	Термометр
	Датчик температуры
	Датчик уровня
	Счетчик газа/жидкости
	Узел контроля коррозии (гравиметрический метод)
	Сигнализатор прохождения снаряда диагностики

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Пробоотборник вентильного типа с отборной трубкой	5	DN25 PN210	
Клапан-отсекатель	5	DN100 PN160	
Расходомер (метанол)	10	DN10 PN160	
Системы измерений количества и показателей качества газа	1	DN100 PN160	
Измерительная установка с многофазным расходомером	1	Qжmax= 436,2 м ³ /сум, Qгmax=883,02 тыс.ст.м ³ /сум, Pрасч.=6,3 МПа	
Блок дозирования реагента (Ингибитор коррозии)	1	Объем технолог. емкости 6м ³ Рнагн=6,3 МПа	
Блок подачи метанола	1	Объем технолог. емкости 6м ³ Рнагн=16,0 МПа	
Камера запуска СОД	1	DN300 PN63	
Емкость дренажная подземная (дренаж от КП6-АГЗУ-001 и КП6-К3-001)	1	V=8 м ³ ; Pрасч=0,05 МПа	
Емкость метанола расходная	1	V=50 м ³ ; Pрасч=0,05 МПа	
Емкость дренажная подземная (дренаж от КП6-Е-001)	1	V=8 м ³ ; Pрасч=0,05 МПа	
Горизонтальная факельная установка с блоком управления	1	Qгmax=35791,5ст.м ³ /ч Pрасч=16,0 МПа	Прим.4
Скважинная установка дозирования реагента	1	Объем технолог.емкости 0,4м ³ Рнагн=16,0МПа	Из наличия скважинки

скважинах куста предусматривается установка фонтанной арматуры марки АФК 6Э-80-80x21К1ХЛ повышенных участках трубопроводов устанавливаются воздушники, на пониженных – спускники. На схеме условно не зазы.

рудование линий глушения скважин принадлежит специализированной подрядной организации, выполняющей работы по шению скважин.

минимальном расходе газа, $Q_{газа}$ составляет 587,2 см.³/ч для скв. 6003 на период 08.2036, при этом емкости для скв. 6003 на период 08.2036 составляет 0 м³/ч;

максимальном расходе газа, $Q_{газа}$ составляет 35791,5 см.³/ч для скв. 6004 на период 04.2029, при этом емкости для скв. 6004 на период 04.2029 составляет 0,0001 м³/ч.

присоединения исследовательского сепаратора или нефтегазового сепаратора, предназначенного для отделения кой фазы при сбросе на ГФУ водонефтегазовой смеси от скважины.

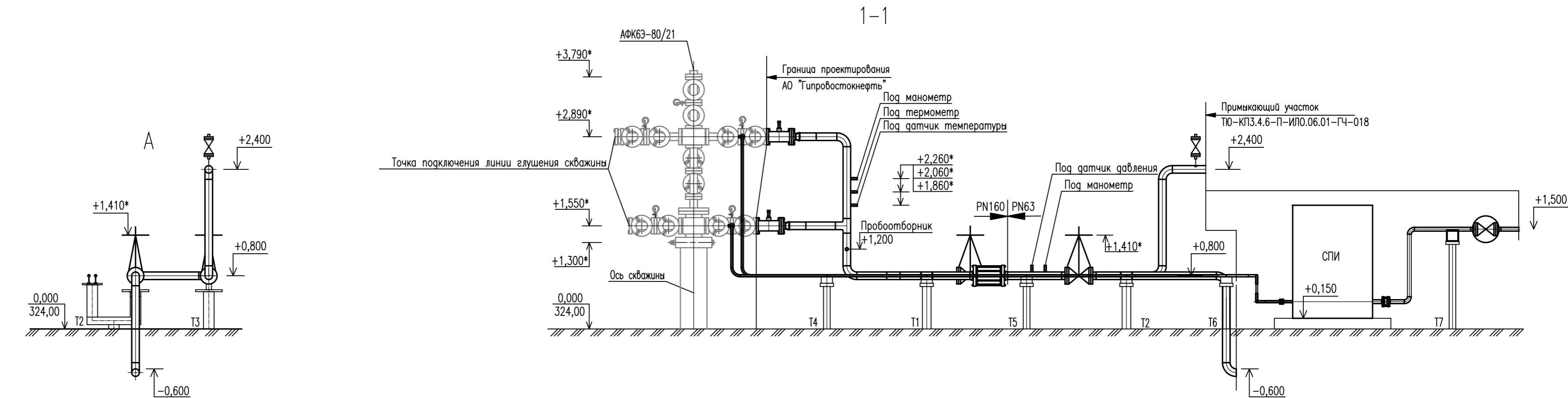
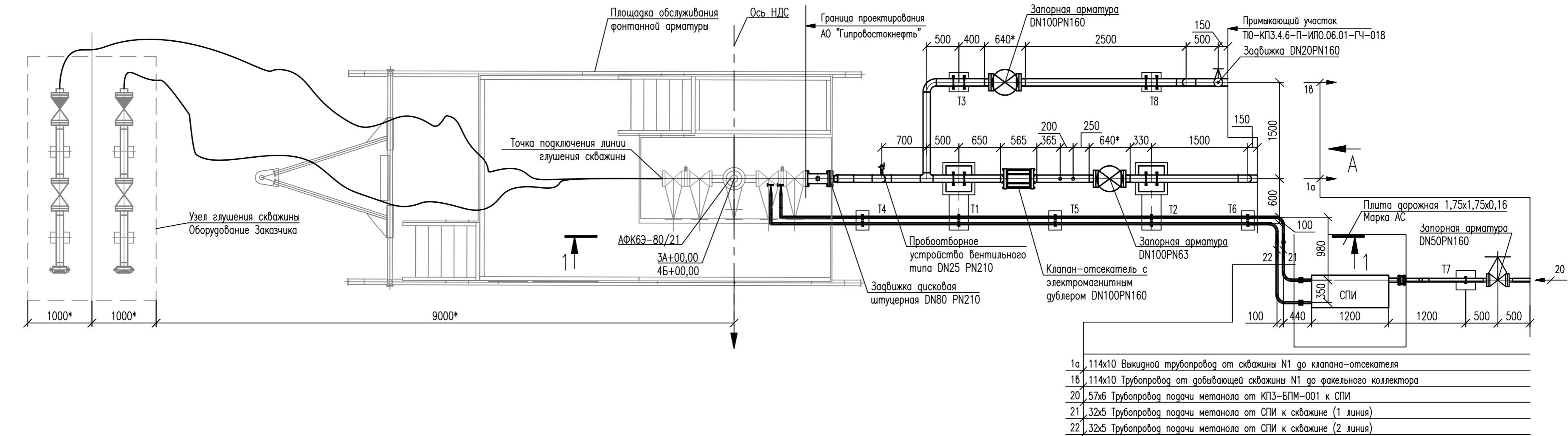
ядок сборки линии от СПИ на АФК по ходу среды: (трубопровод DN25>>вентиль DN5мм>>трубка3/8>>фитинг для включения трубы 3/8) к инструментальному фланцу с резьбовой частью Rc 1/2.

емкость метанола расходная $V=50\text{м}^3$, емкость дренажная $V=8\text{м}^3$ для метанола, блок подачи метанола, система подачи забора (метанола) и трубопроводы к ним включены в отдельный этап строительства.

ос потока от скважин только после прохождения исследовательского сепаратора.

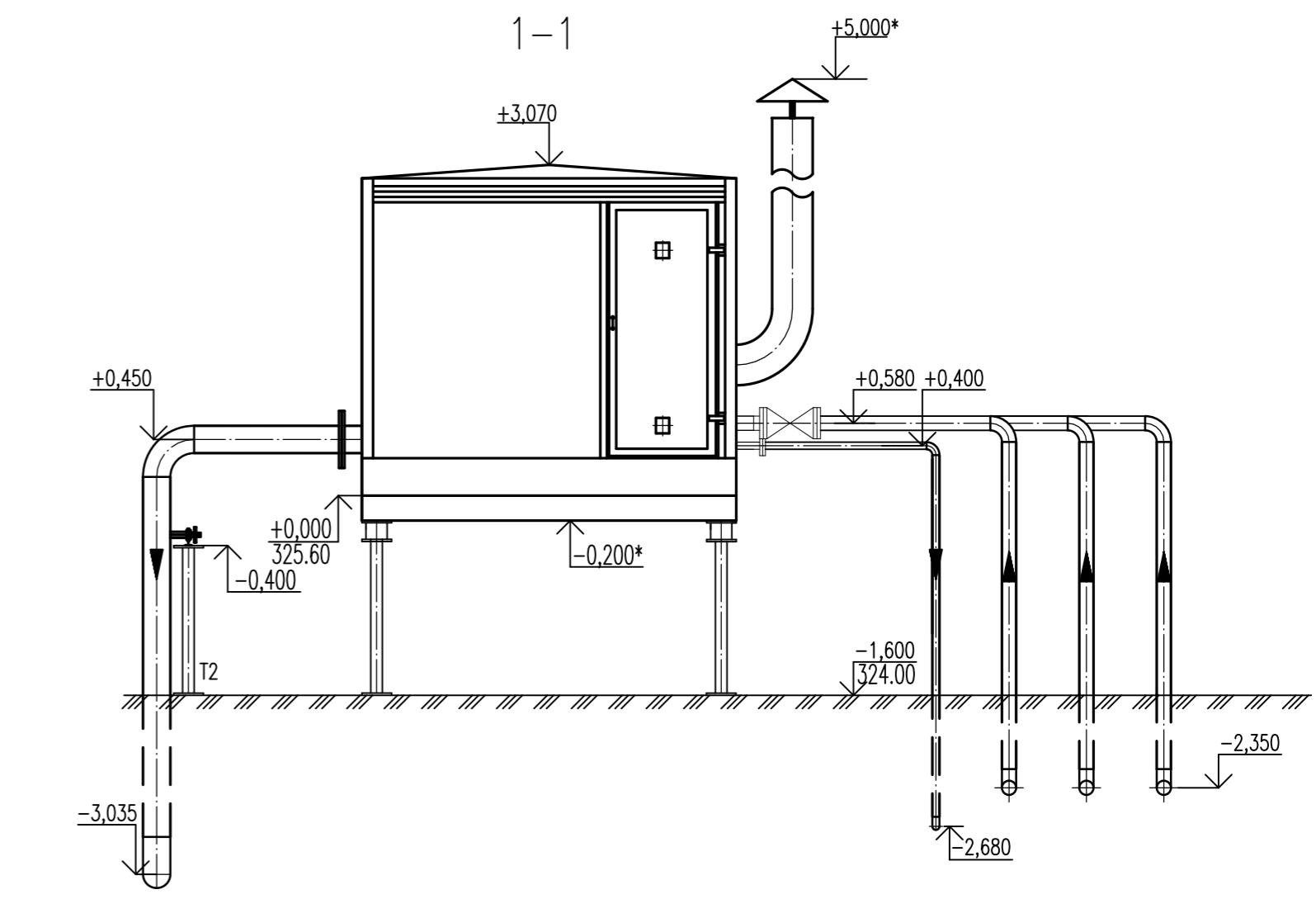
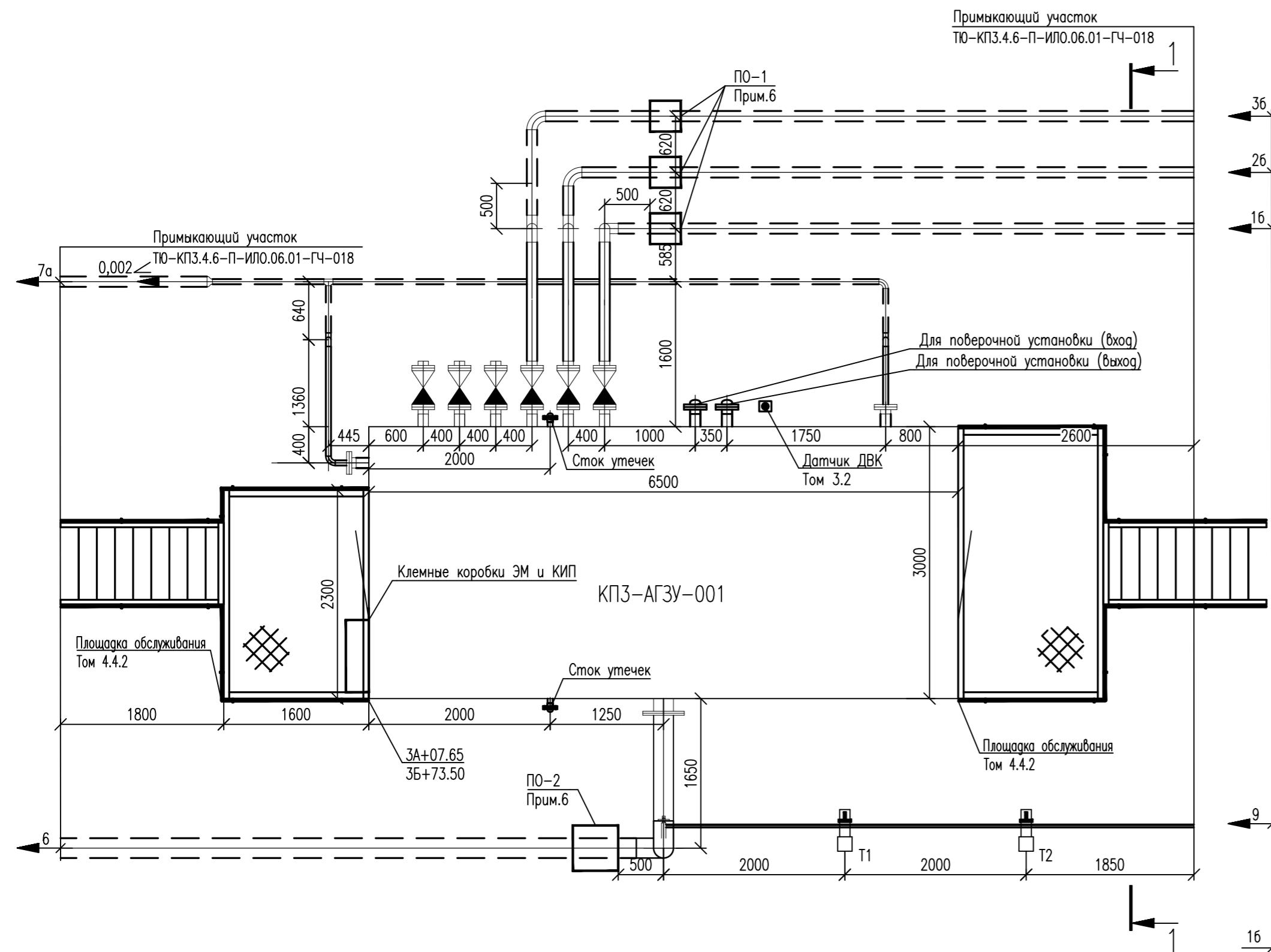
положение сбросного трубопровода не должно оказывать негативного термического воздействия на горелку ГФУ при гации потока газа.

ажинная установка дозирования реагента закупается для КП10 и используется на Тас-Юряхском НГКМ, кусты скважин 4, 5, 6, 8, 9, 10.



- *Размеры уточнить при монтаже
 - Все надземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом
 - Данный чертеж выполнен для куста КП3, чертеж аналогичен для кустовых площадок КП4, КП6
 - За абсолютные отметки земли на КП4 и КП6 приняты 353,50 и 355,00 соответственно

						ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-004
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Глухарев				15.12.25	Кусты скважин №3, 4, 6.
Проверил	Колмыков				15.12.25	Стадия
Гл.спец.	Дрынкина				15.12.25	Лист
						Листов
						1
Н.контр.	Поликашина				Сооружения добывающей скважины.	
ГИП	Р.Виноградов				План. Разрез 1-1	

1:50
МЕТРЫ

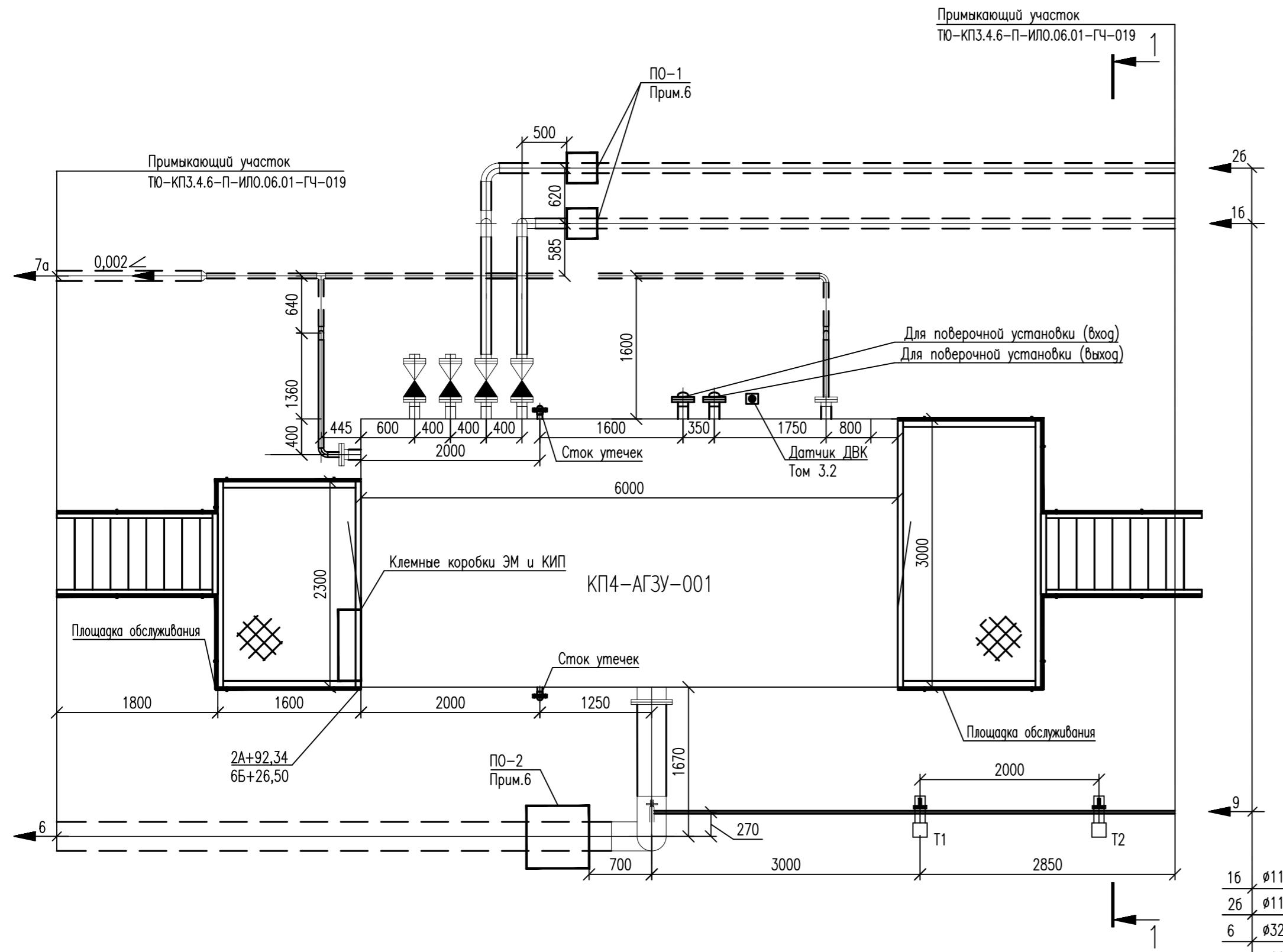
- | | |
|----|--|
| 16 | Ø114x8 Выкидной трубопровод от скважины N1 в ЗУ |
| 26 | Ø114x8 Выкидной трубопровод от скважины N2 в ЗУ |
| 36 | Ø114x8 Выкидной трубопровод от скважины N3 в ЗУ |
| 6 | Ø219x8 Нефтегазосборный трубопровод от ЗУ до камеры запуска СОД |
| 7a | Ø114x6 Дренажный трубопровод от ЗУ в дренажную емкость |
| 9 | Ø32x4 Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в НГСТ |

- * Размер уточнить при монтаже.
- За 0,000 принята абсолютная отметка низа блока.
- Надземные выкидные трубопроводы подлежат теплоизоляции, надземные дренажные трубопроводы подлежат теплоизоляции и электробогреву.
- Площадки обслуживания на разрезе условно не показаны.
- Параметры ЗУ приняты по показателям добываю на проектируемых сооружениях, где дебиты составляют:
 - по жидкости (максимальный) - 432,72 м³/сум;
 - по жидкости (минимальный) - 11,25 м³/сум;
 - по газу (максимальный) - 265,34 тыс.см. м³/сум;
 - по газу (минимальный) - 18,91 тыс.см.м³/сум.
- Опоры ПО-1 и ПО-2 являются подземными.

ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005					
Обустройство Тас-Юрянского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6					
Изм.	Колич.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Глухарев			15.12.25	Kуст скважин N3.
Проверил	Колмыков			15.12.25	Стадия
Гл.спец.	Дробыкина			15.12.25	Лист
Н.контр.	Поликашина			15.12.25	Листов
ГИП	Ровенская			15.12.25	

Установка измерительная.
План. Разрез 1-1

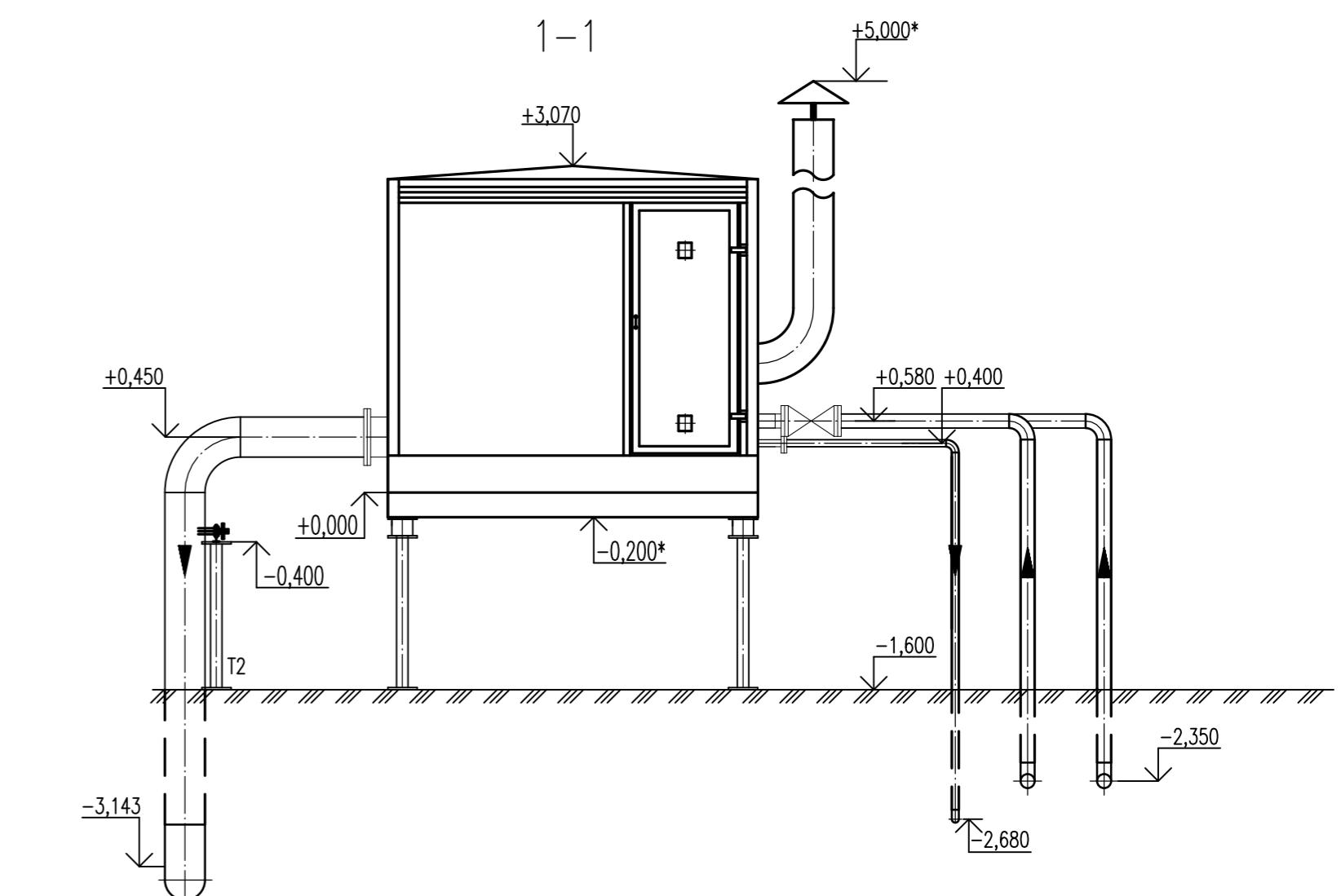
ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ



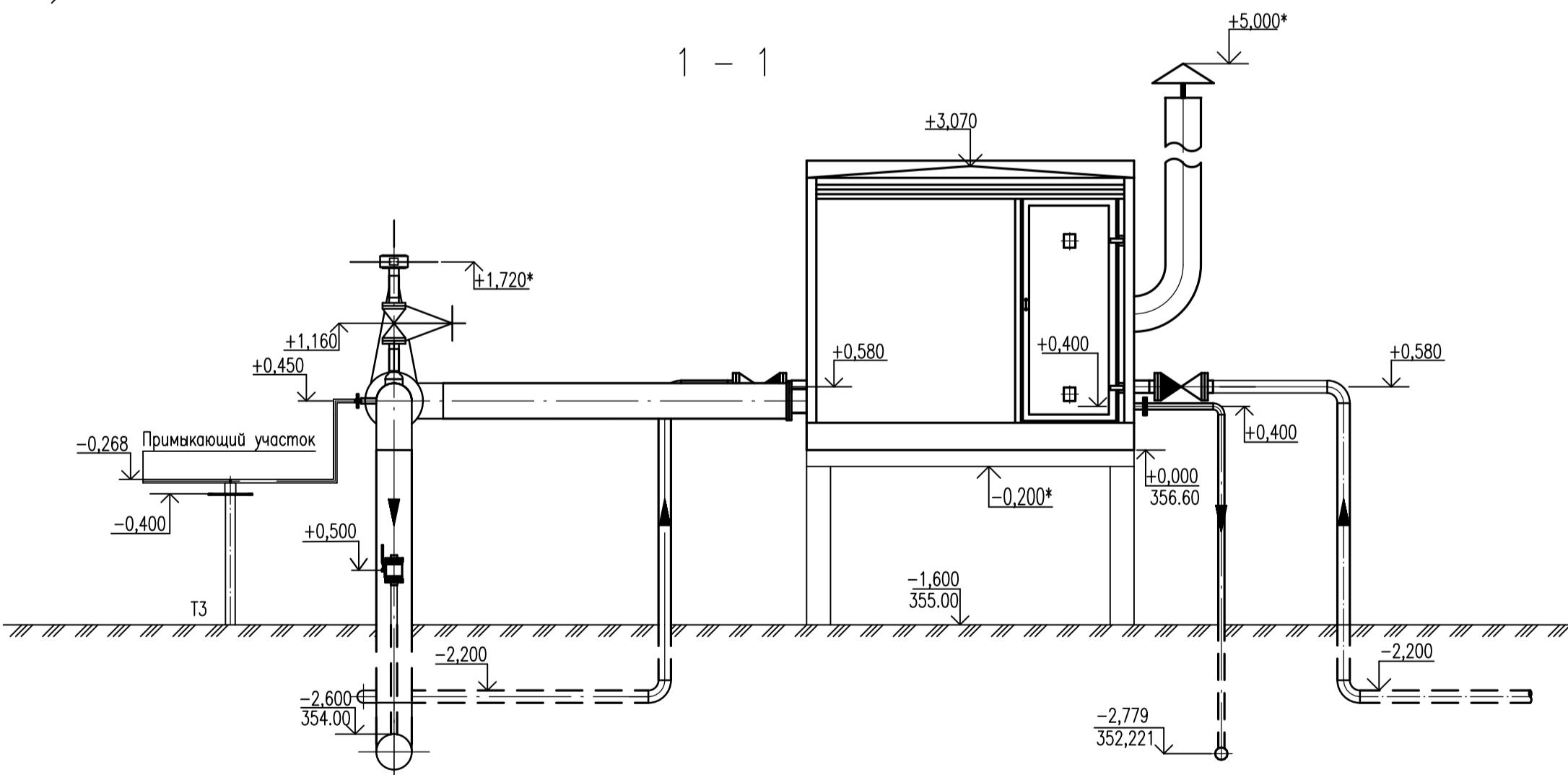
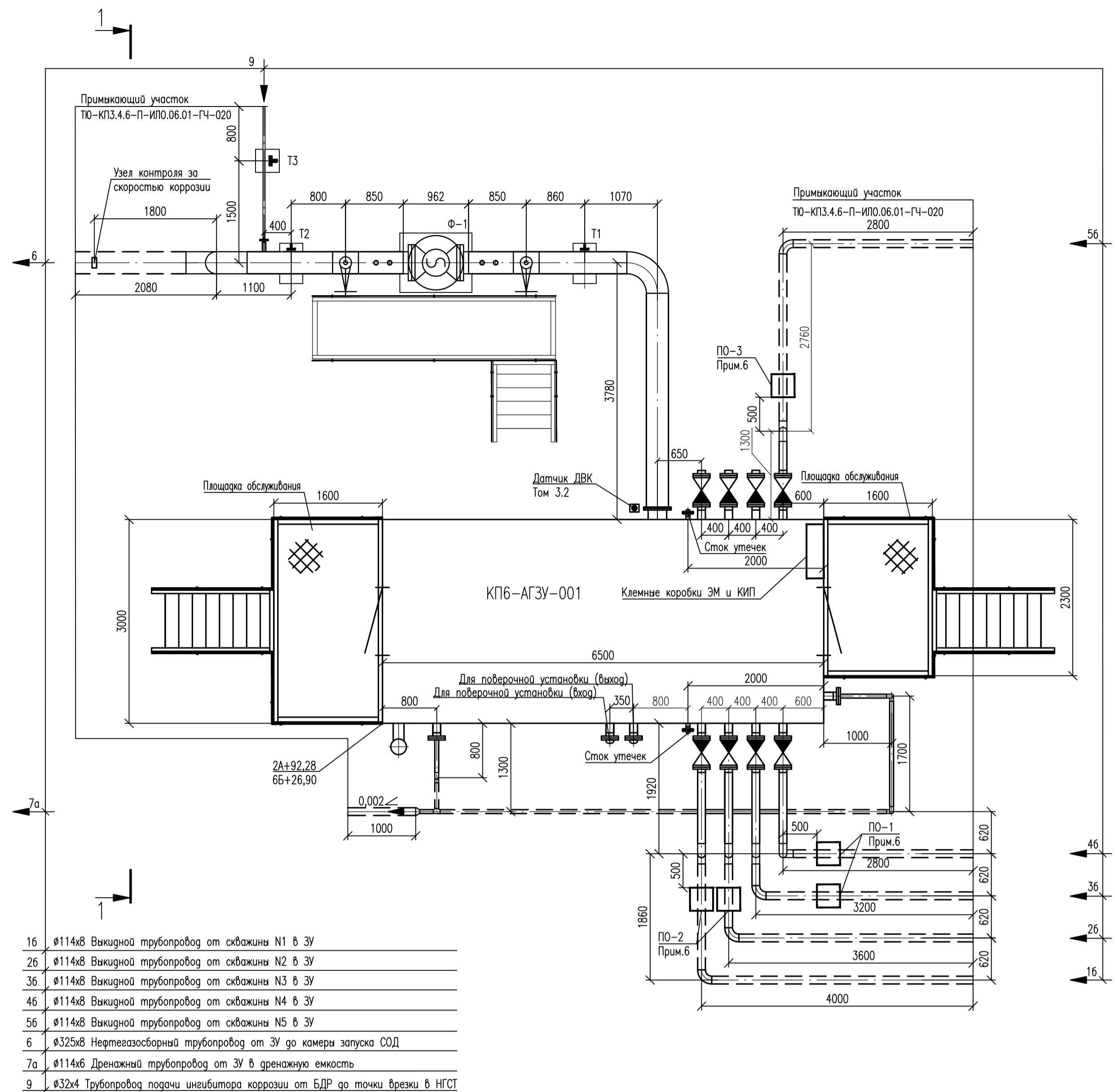
Согласовано	
<i>Смирнова</i>	15.12.25
<i>Смирнова</i>	15.12.25

16	$\varnothing 114 \times 8$ Выкидной трубопровод от скважины N1 в ЗУ
26	$\varnothing 114 \times 8$ Выкидной трубопровод от скважины N2 в ЗУ
6	$\varnothing 325 \times 8$ Нефтегазосборный трубопровод от ЗУ до камеры запуска СОД
7а	$\varnothing 114 \times 6$ Дренажный трубопровод от ЗУ в дренажную емкость
9	$\varnothing 32 \times 4$ Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в НГС

- * Размер уточнить при монтаже.
 - За 0,000 принята абсолютная отметка низа блока.
 - Надземные выкидные трубопроводы подлежат теплоизоляции, надземные срениажные трубопроводы подлежат теплоизоляции и электрообогреву.
 - Площадки обслуживания на разрезе условно не показаны.
 - Параметры ЗУ приняты по показателям добычи на проектируемых сооружениях, где дебиты составляют:
 - по жидкости (максимальный) – 429,61 м³/сум;
 - по жидкости (минимальный) – 5,32 м³/сум;
 - по газу (максимальный) – 1139,33 тыс. ст.м³/сум;
 - по газу (минимальный) – 14,40 тыс.ст. м³/сум.
 - Опоры П0–1 и П0–2 являются подземными.



					ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-006			
					Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6			
Изм.	Кол.уч.	Листм	N°док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Глухарев		<i>Л.Г.Г.</i>	15.12.25	Куст скважин N4.	Стадия	Листм
Проверил		Колмыков		<i>Д.А.</i>	15.12.25		П	Листовъ
Гл.спец.		Дрынкина		<i>Д.А.</i>	15.12.25			1
Н.контр.		Поликашина		<i>П.П.</i>	15.12.25	Установка измерительная. План. Разрез 1-1	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
ГИП		Ровенская		<i>Н.Р.</i>	15.12.25			



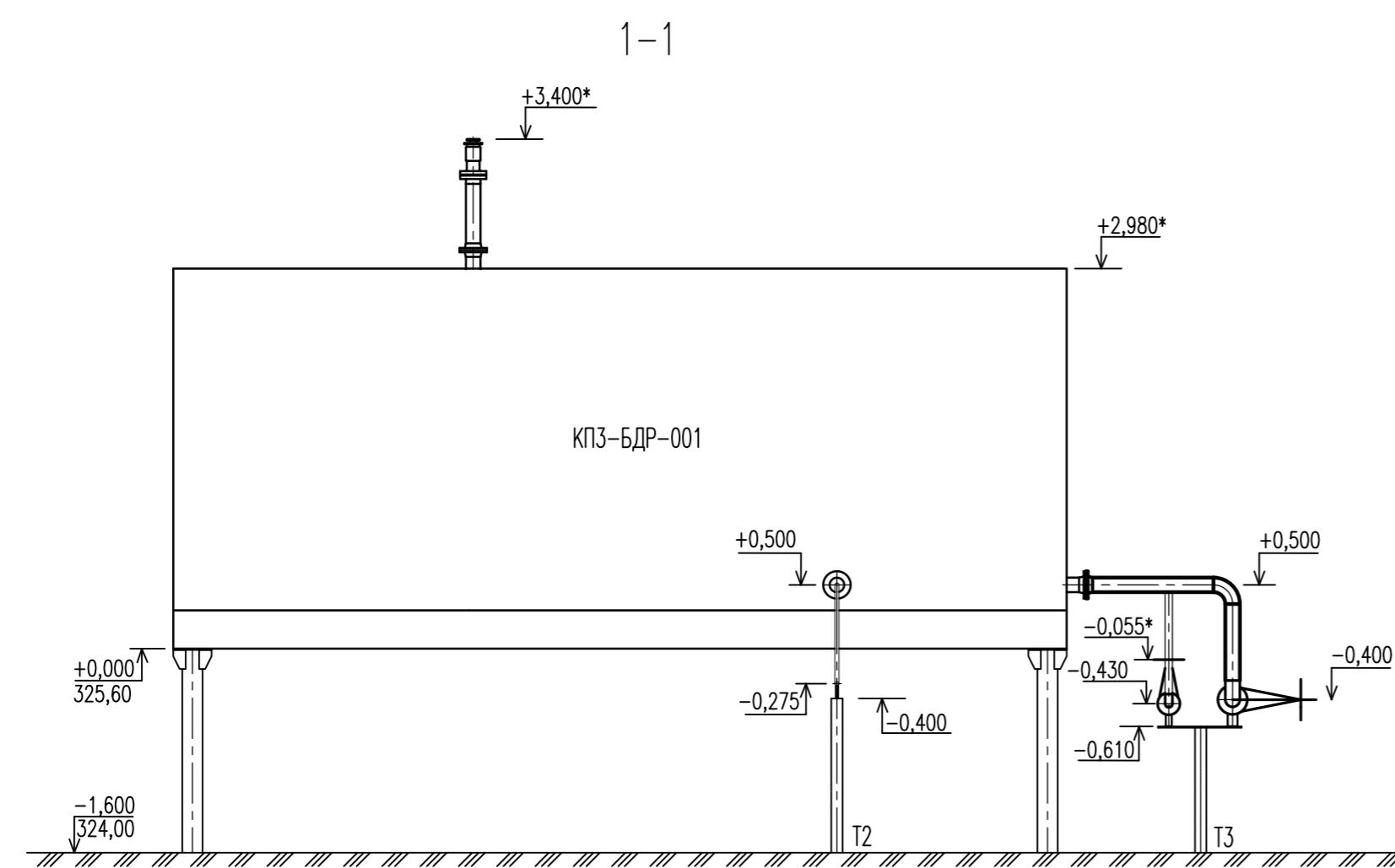
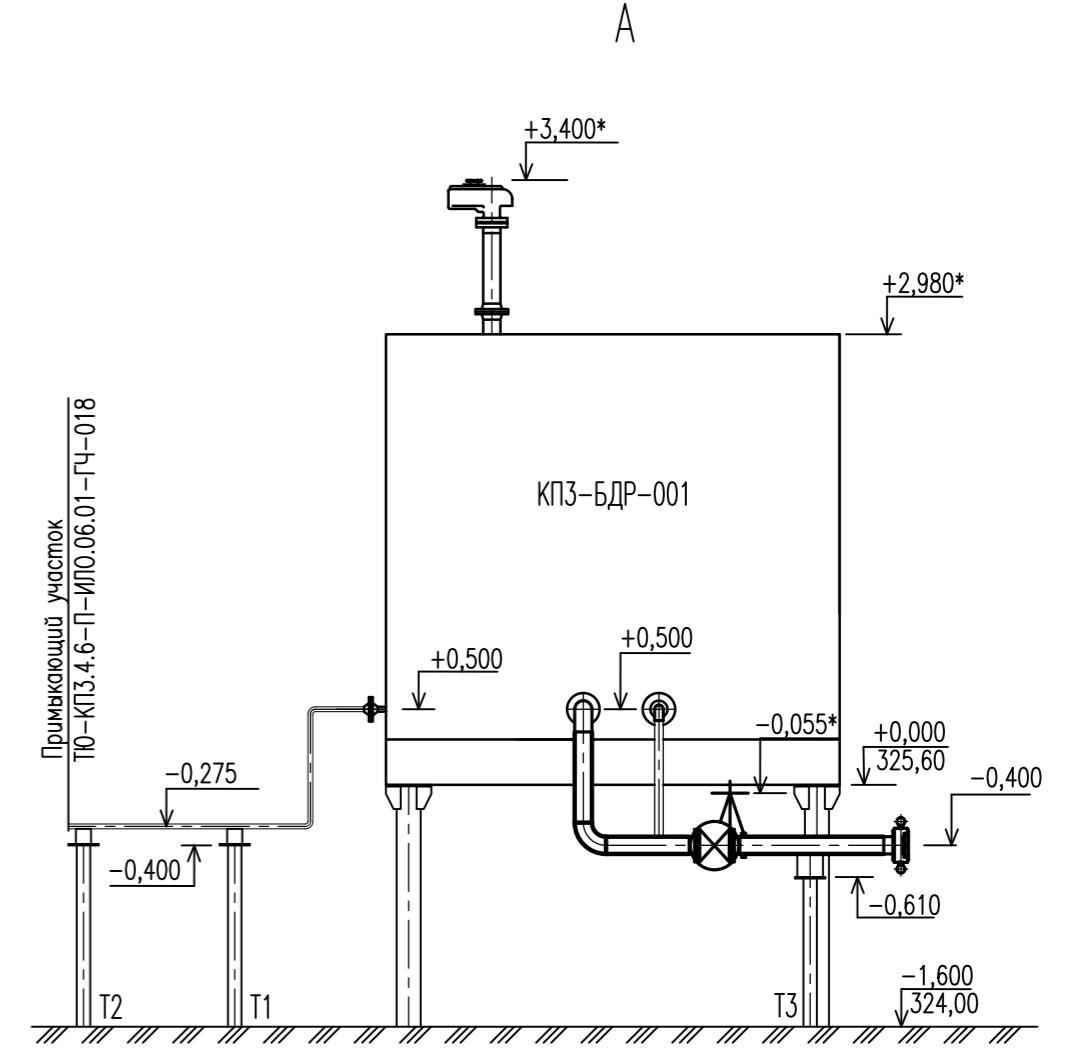
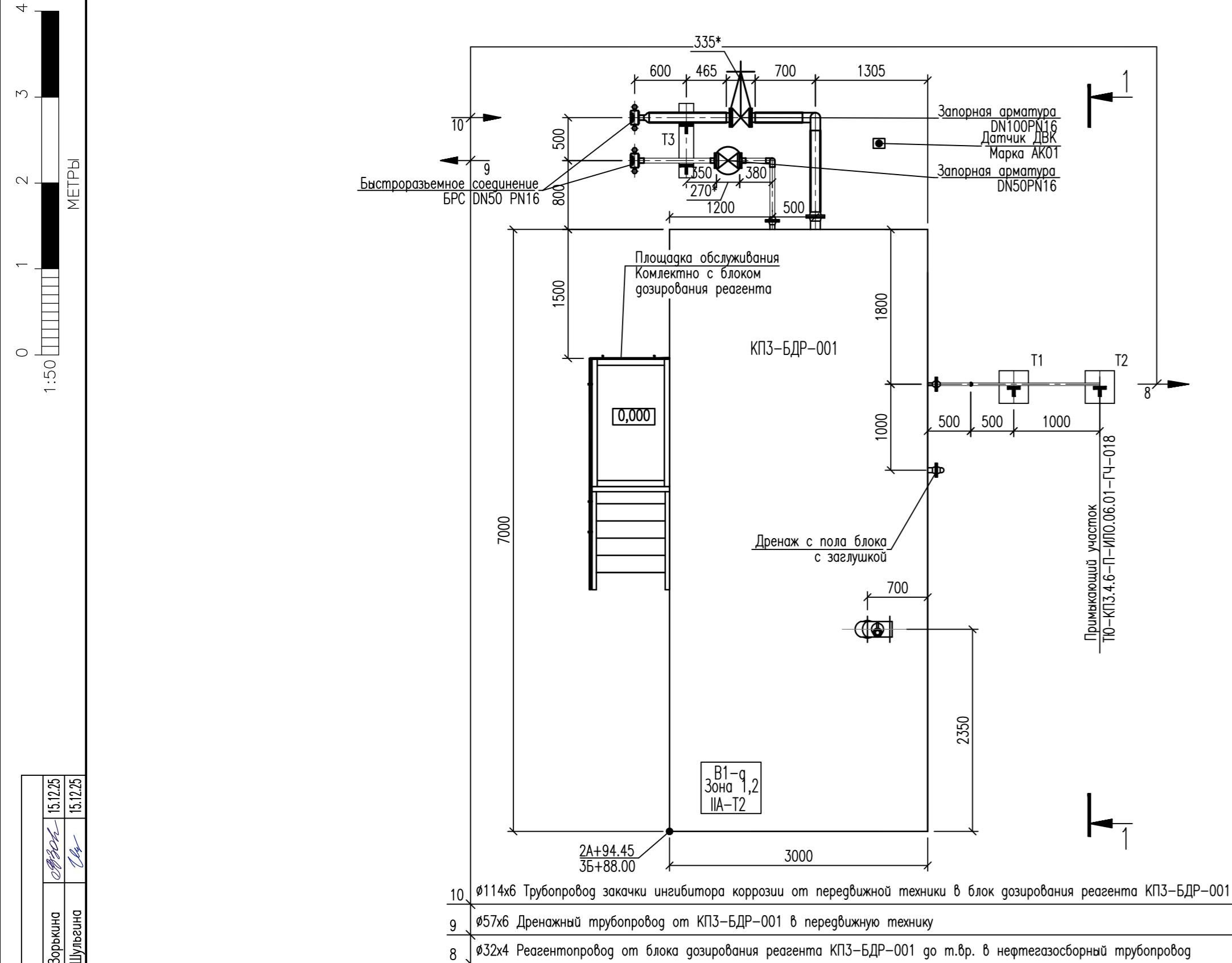
- * Размер уточнить при монтаже.
- За 0,000 принята абсолютная отметка низа блока.
- Надземные выкидные трубопроводы подлежат теплоизоляции, надземные дренажные трубопроводы подлежат теплоизоляции и электроборобку.
- Площадки обслуживания на разрезе условно не показаны.
- Параметры ЗУ приняты по показаниям добычи на проектируемых сооружениях, где дебиты составляют:
 - по жидкости (максимальный) – 436,24 м³/сум;
 - по жидкости (минимальный) – 5,42 м³/сум;
 - по газу (максимальный) – 883,02 тыс.см. м³/сум;
 - по газу (минимальный) – 14,34 тыс.см. м³/сум.
- Опоры ПО-1, ПО-2, ПО-3 являются подземными.

ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007					
Обустройство Тас-Юрянского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бородина	Бородина		Бородина	15.12.25
Проверил	Колмыков	Колмыков		Колмыков	15.12.25
Гл.спец.	Дрынкина	Дрынкина		Дрынкина	15.12.25
Н.контр.	Поликашина	Поликашина		Поликашина	15.12.25
ГИП	Робенская	Робенская		Робенская	15.12.25

Установка измерительная.

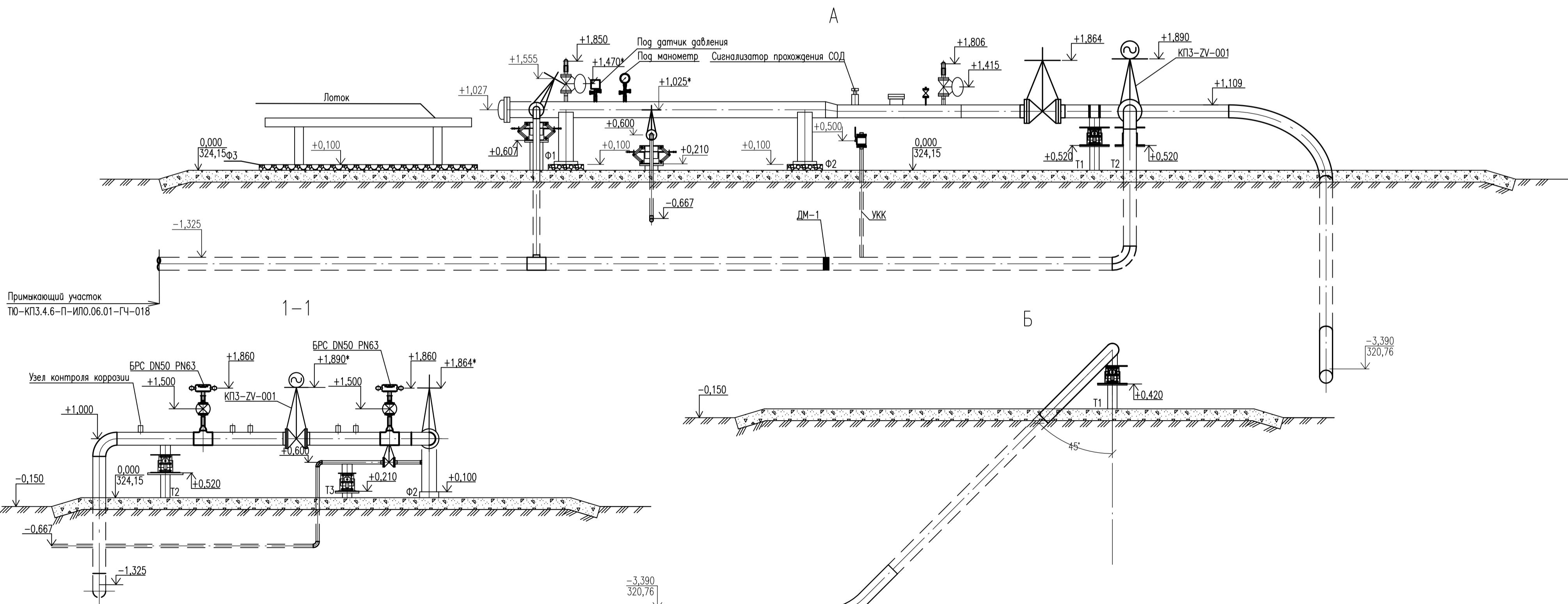
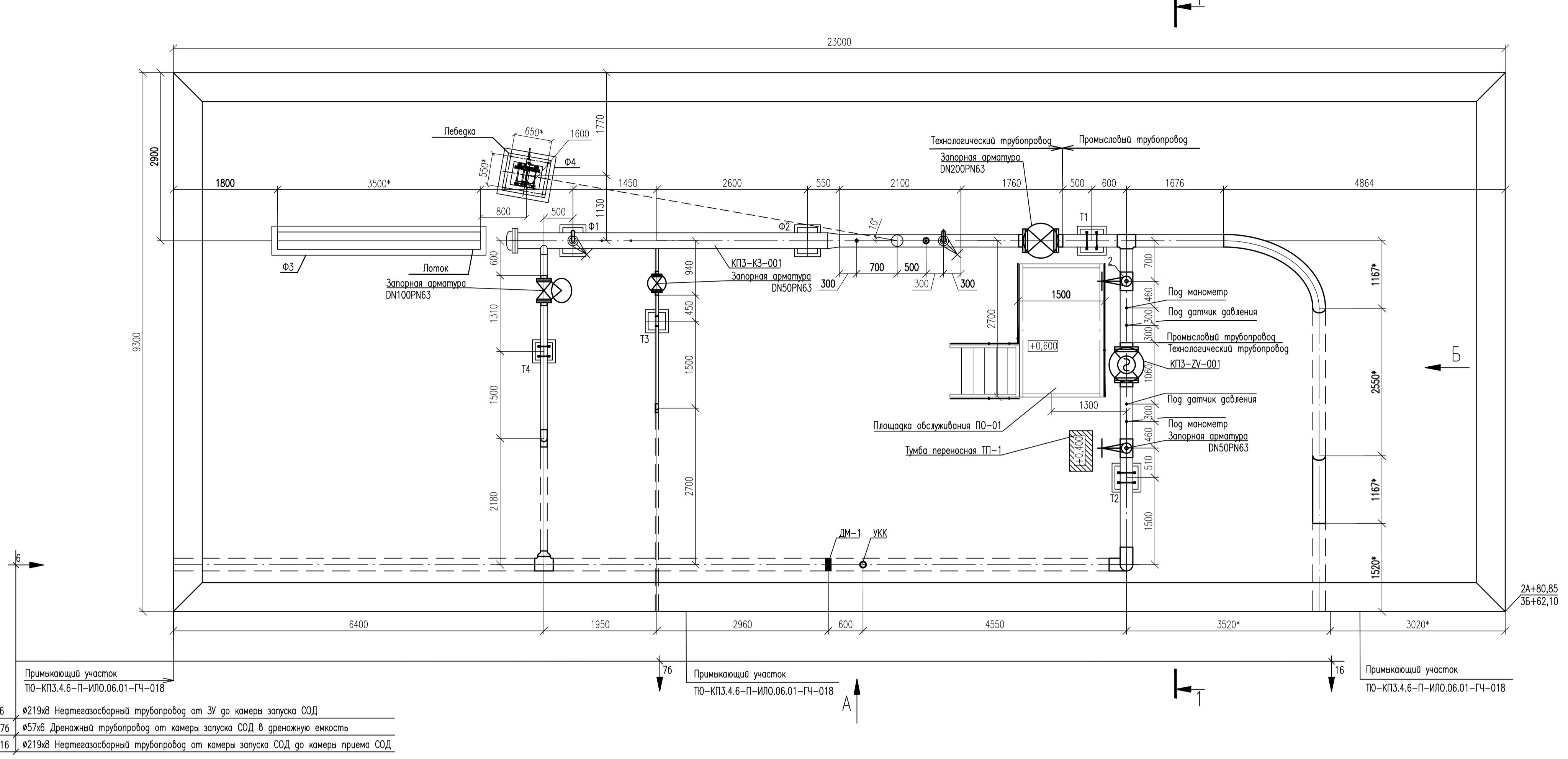
План. Разрез 1-1

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ



- * Размер уточнить при монтаже.
 - Площадка обслуживания на виде А условно не показана.
 - Опоры 108-КХ-А21 доработать под трубопровод Ø114
 - Реагентопровод подлежит теплоизоляции и электрообогреву.
 - Устройство ввода реагента идет в комплекте поставки блока дозирования реагента.
 - Данный чертеж выполнен для куста КП3, чертеж аналогичен для кустовых площадок КП4, КП6
 - За абсолютные отметки земли на КП4 и КП6 приняты 353,50 и 355,00 соответственно

						ТЮ-КП3.4.6-П-Ил0.06.01-ГЧ-008			
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6			
Изм.	Кол.уч.	Листм	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Глухарев			<i>Борис</i>	15.12.25	Кусты скважин N3, 4, 6.			
Проверил	Колмыков			<i>Юрий</i>	15.12.25		Стадия	Листм	Листов
Гл.спец.	Дрынкина			<i>ХХ</i>	15.12.25		П		1
Н.контр.	Поликашина			<i>Юлия</i>	15.12.25	Блок дозирования реагента.			
ГИП	Робенская			<i>Юлия</i>	15.12.25	План. Разрез 1-1. Вид А			



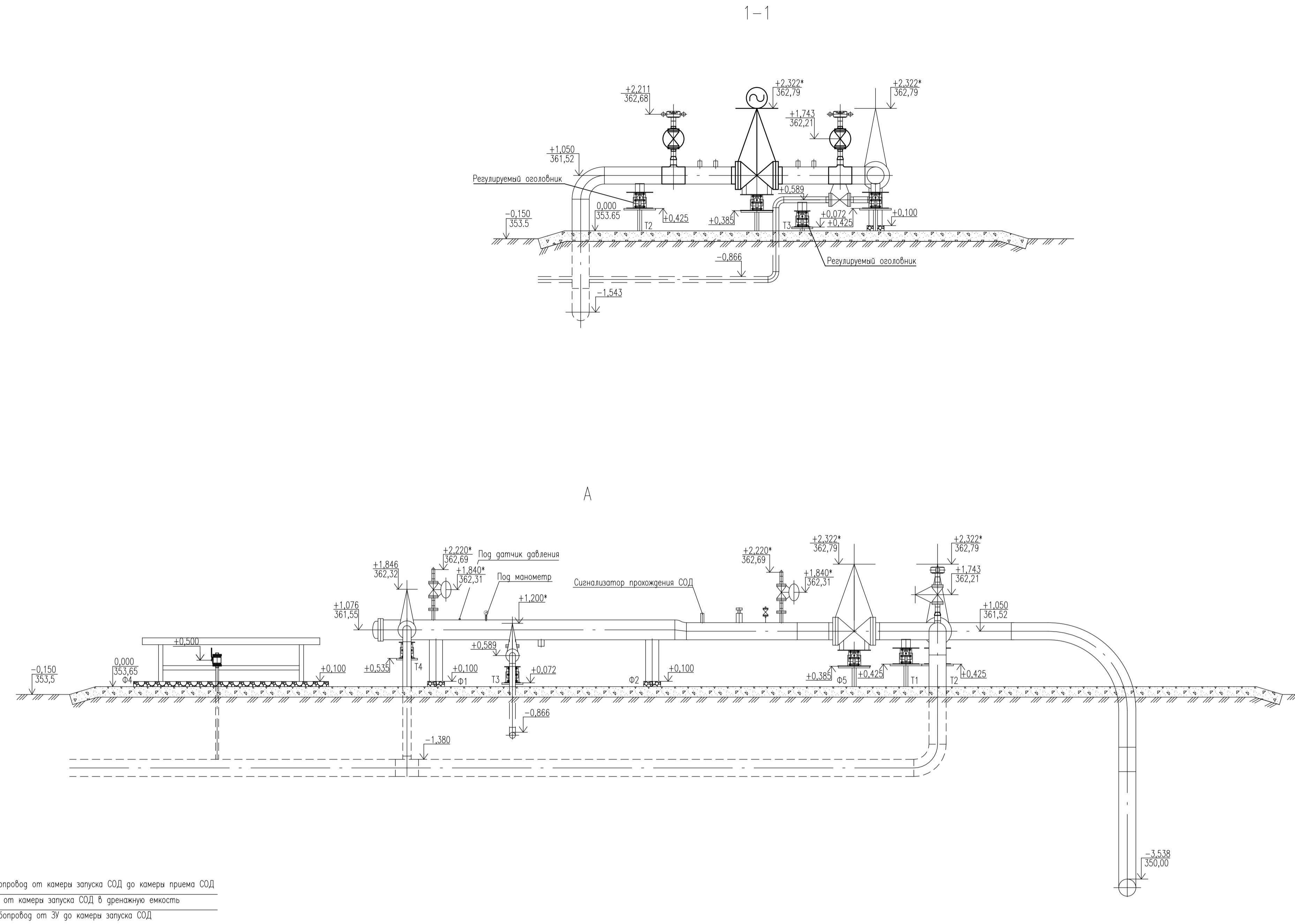
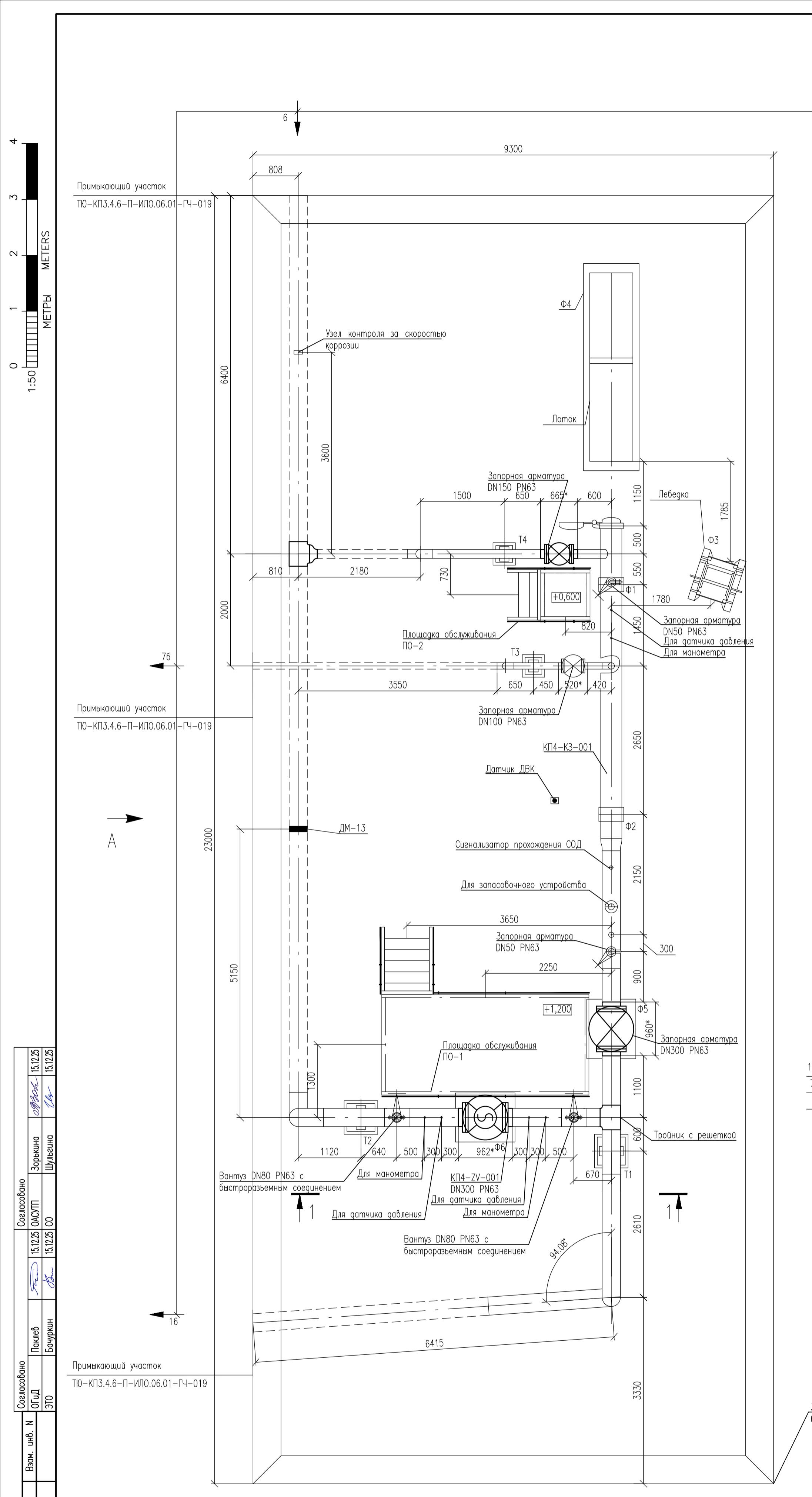
1. *Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже
2. Монтаж деформационных марок (ДМ) осуществлять до засыпки трубопровода.
Регулировку опор выполнять на основании данных деформационных марок на величину просадки

ТЮ-КП3.4.6-П-ИП0.06.01-ГЧ-009				
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3, 4, 6				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.
Разраб.	Глухорев			15.12.25
Проберил	Колмаков			15.12.25
Гл.спец	Драникова			15.12.25
Н.контр.	Поликашина			15.12.25
ГИП	Робенская			15.12.25

Формат А1 Файл ТЮ-КП3.4.6-П-ИП0.06.01-ГЧ-009.dwg

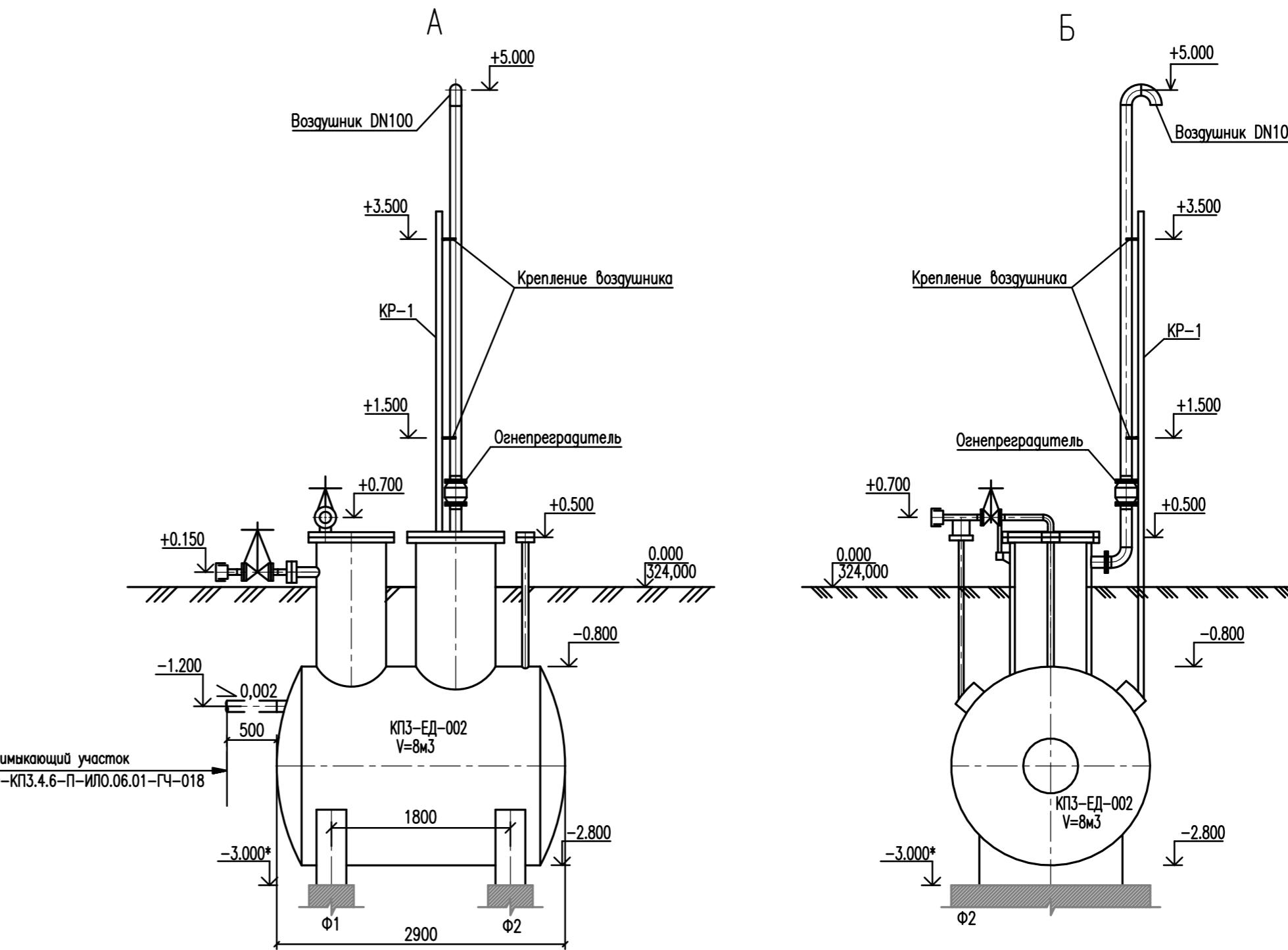
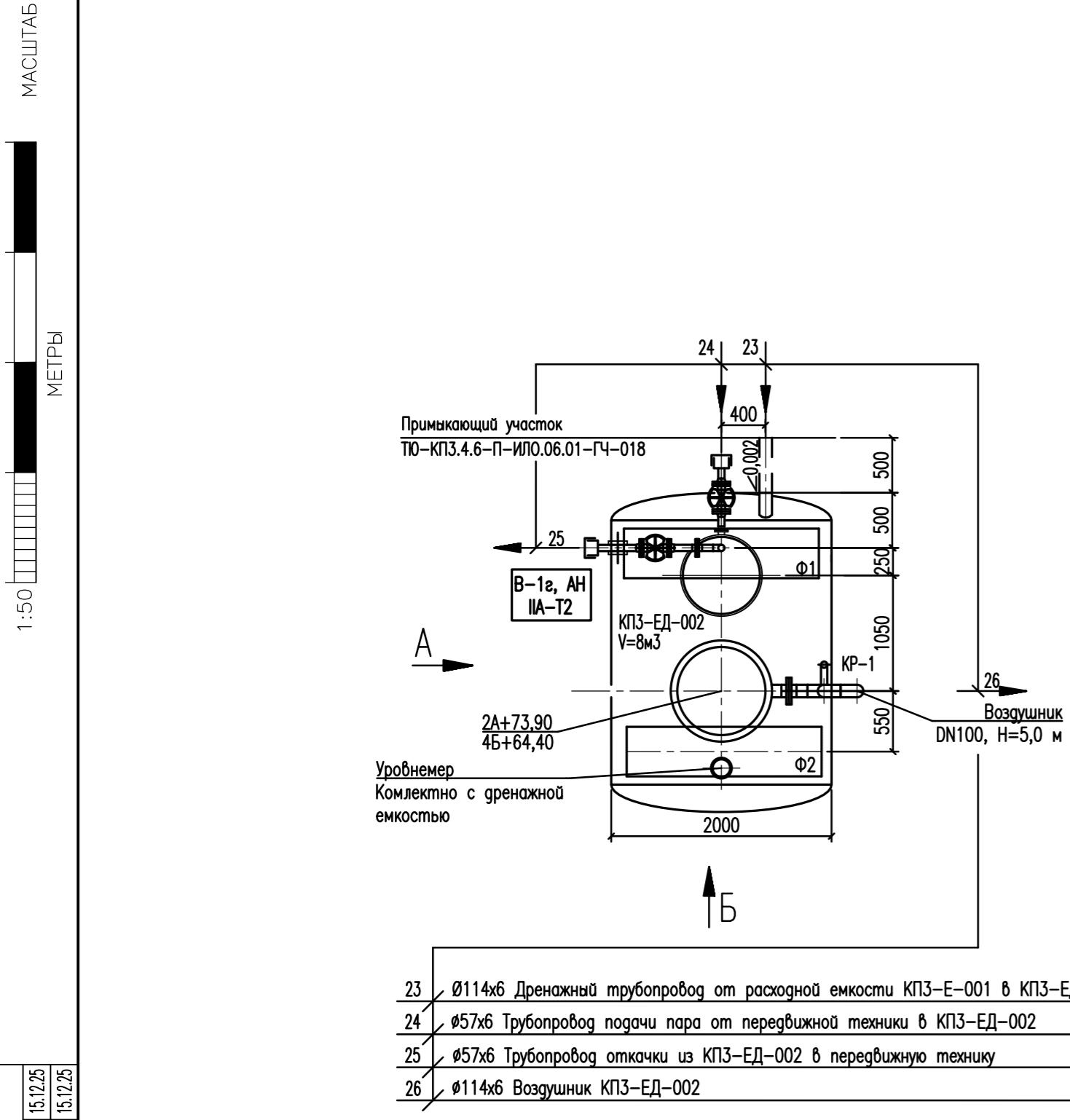
Площадка узла запуска
СОД и отключающей арматуры.
Разрез 1-1. Виды А, Б

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ



1. *Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже
2. Монтаж деформационных марок (ДМ) осуществлять до засыпки трубопровода.
Регулировку опор выполнять на основании данных деформационных марок на величину просадки

						ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-010		
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6		
Изм.	Кол.уч.	Листм	№док.	Подп.	Дата			
Разраб.	Глухарев			15.12.25				
Проверил	Колмыков			15.12.25				
Гл.спец.	Дрынкина			15.12.25				
					Куст скважин N4	Стадия	Листм	Листов
						П		1
					Площадка узла запуска СОД и отключающей арматуры. Разрез 1-1. Выы А. Б			
Н.контр.	Поликашина			15.12.25				
ГИП	Робенская			15.12.25				



- * Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
- Все трубопроводы подлежат теплоизоляции.
- Данный чертеж выполнен для куста КП3, чертеж аналогичен для кустовых площадок КП4, КП6.
- За абсолютные отметки земли на КП4 и КП6 приняты 353,50 и 355,00 соответственно.

ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Глухарев			15.12.25	
Проверил	Колмыков			15.12.25	
Гл.спец.	Дрынкина			15.12.25	
Н.контр.	Поликашина			15.12.25	
ГИП	Ровенская			15.12.25	

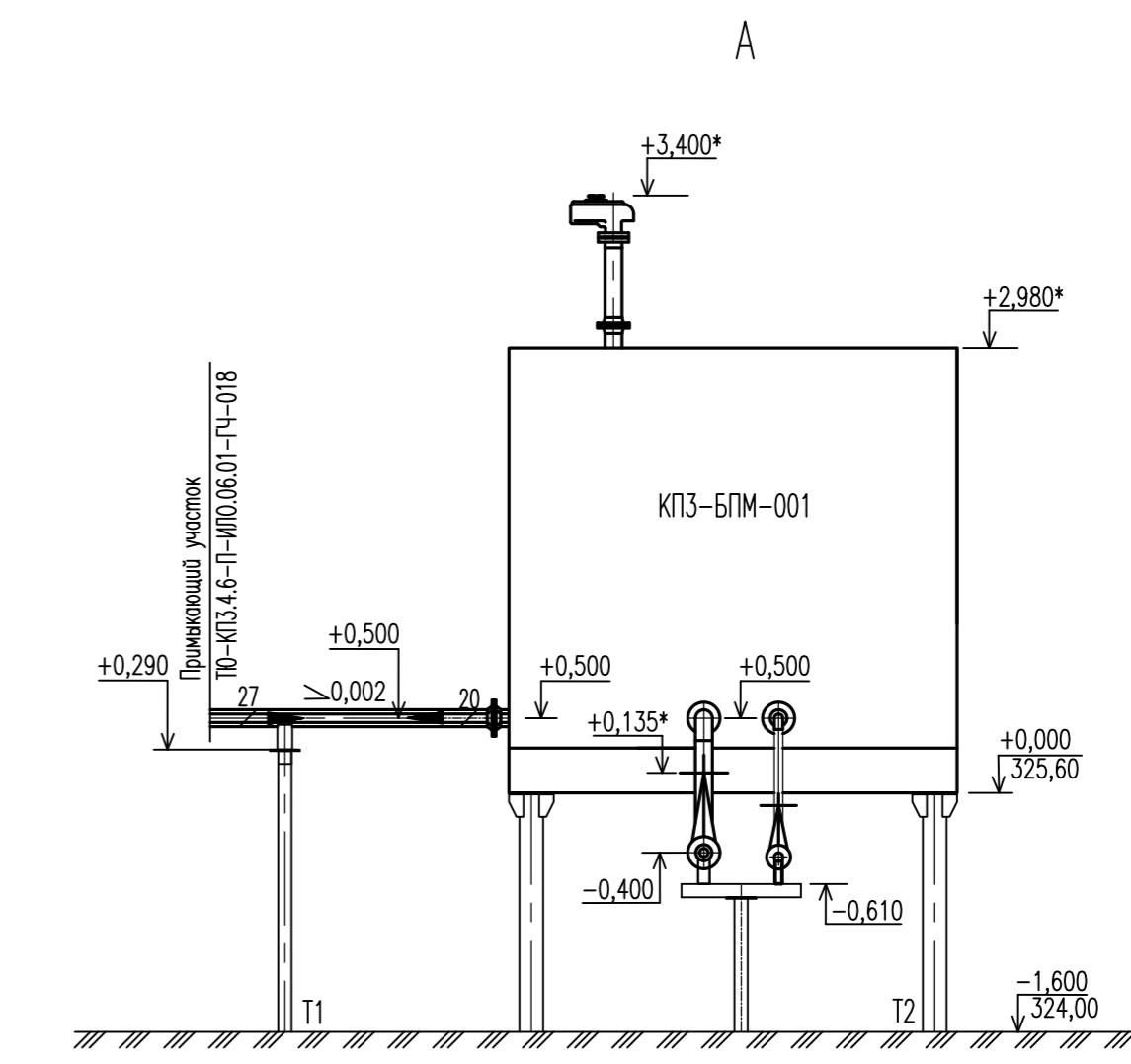
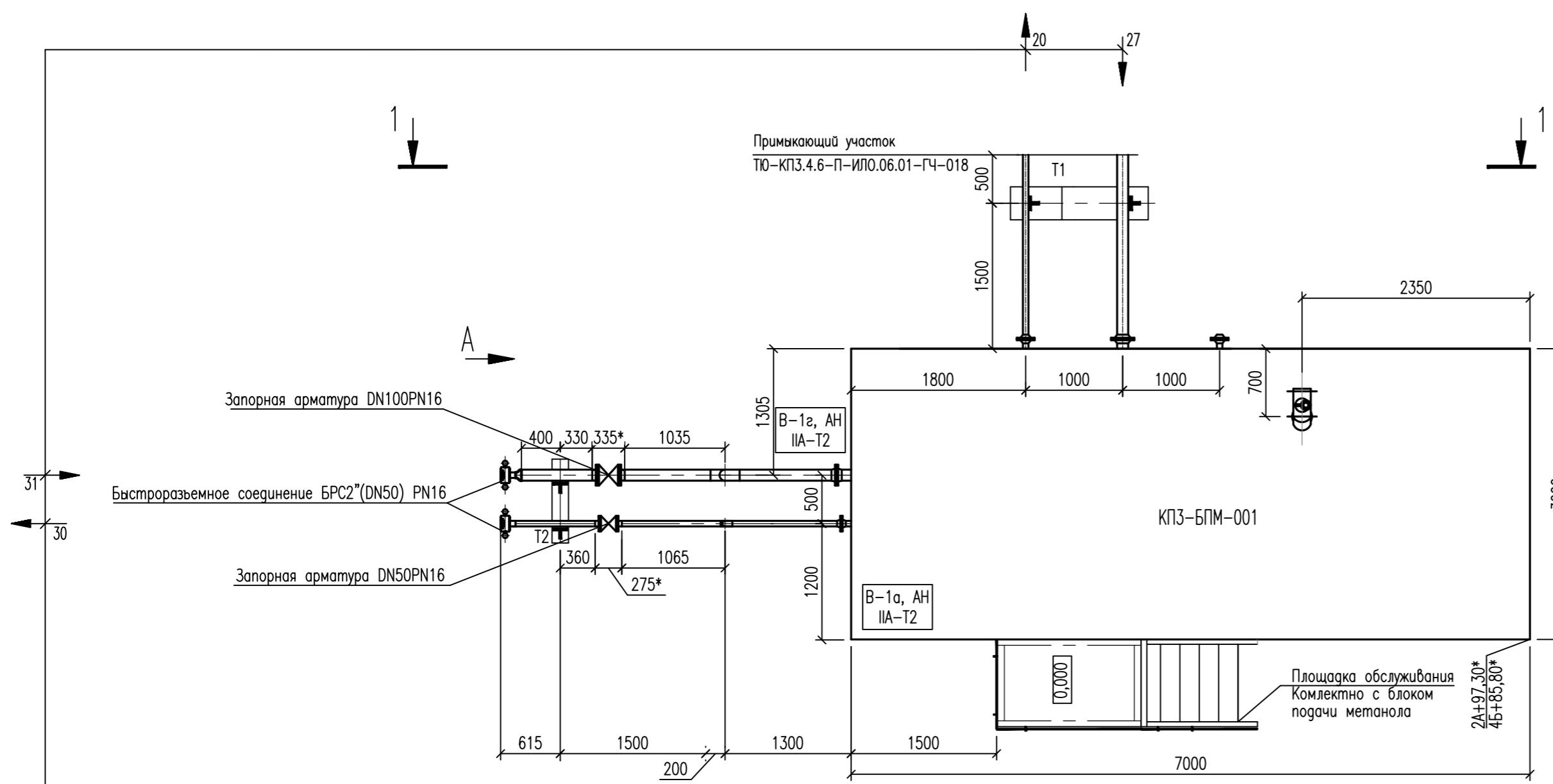
Кусты скважин N3, 4, 6.

Стадия Лист Листов

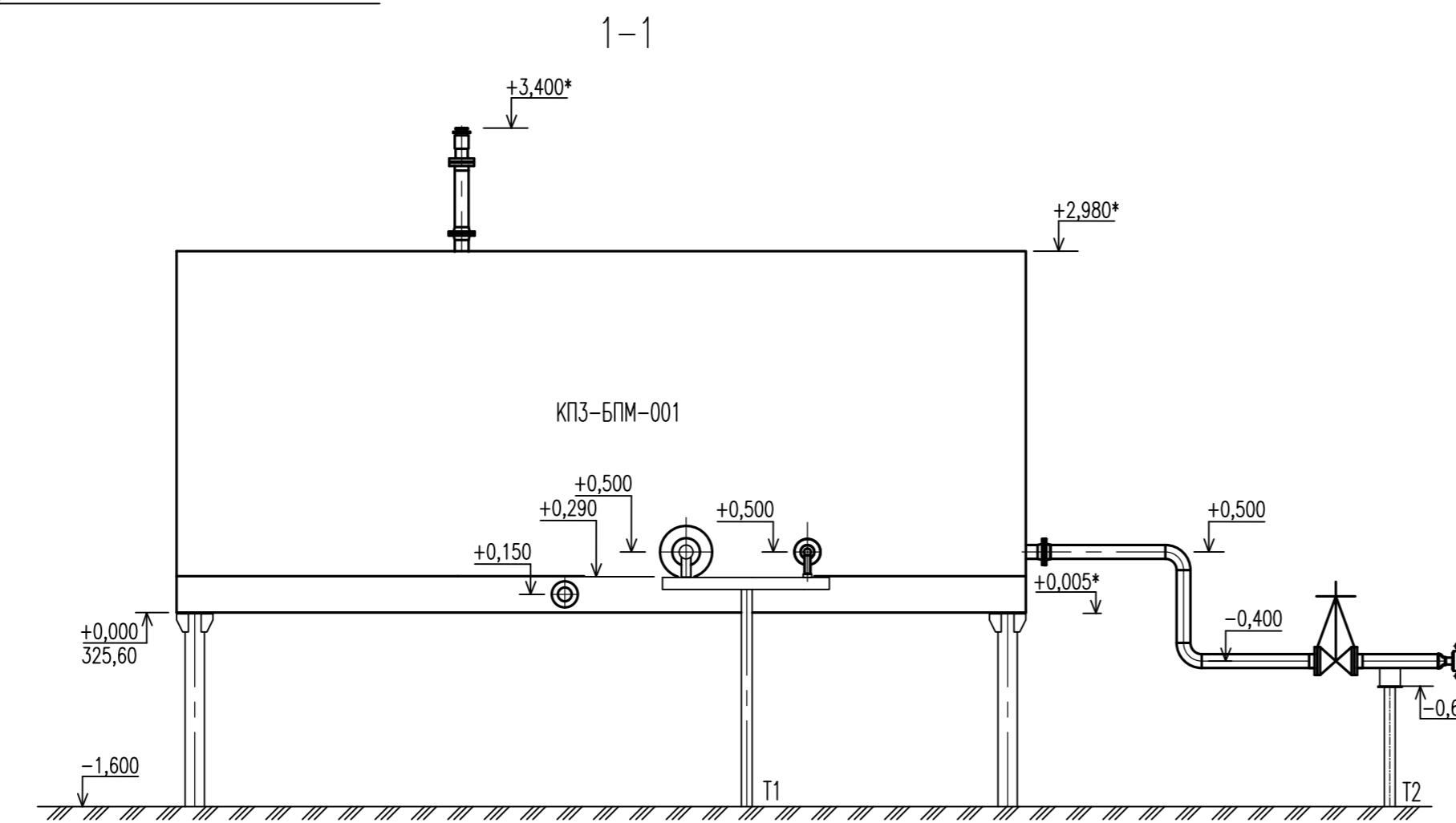
П 1

Подземная дренажная емкость
V=8м3. План. Вид А, Б

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

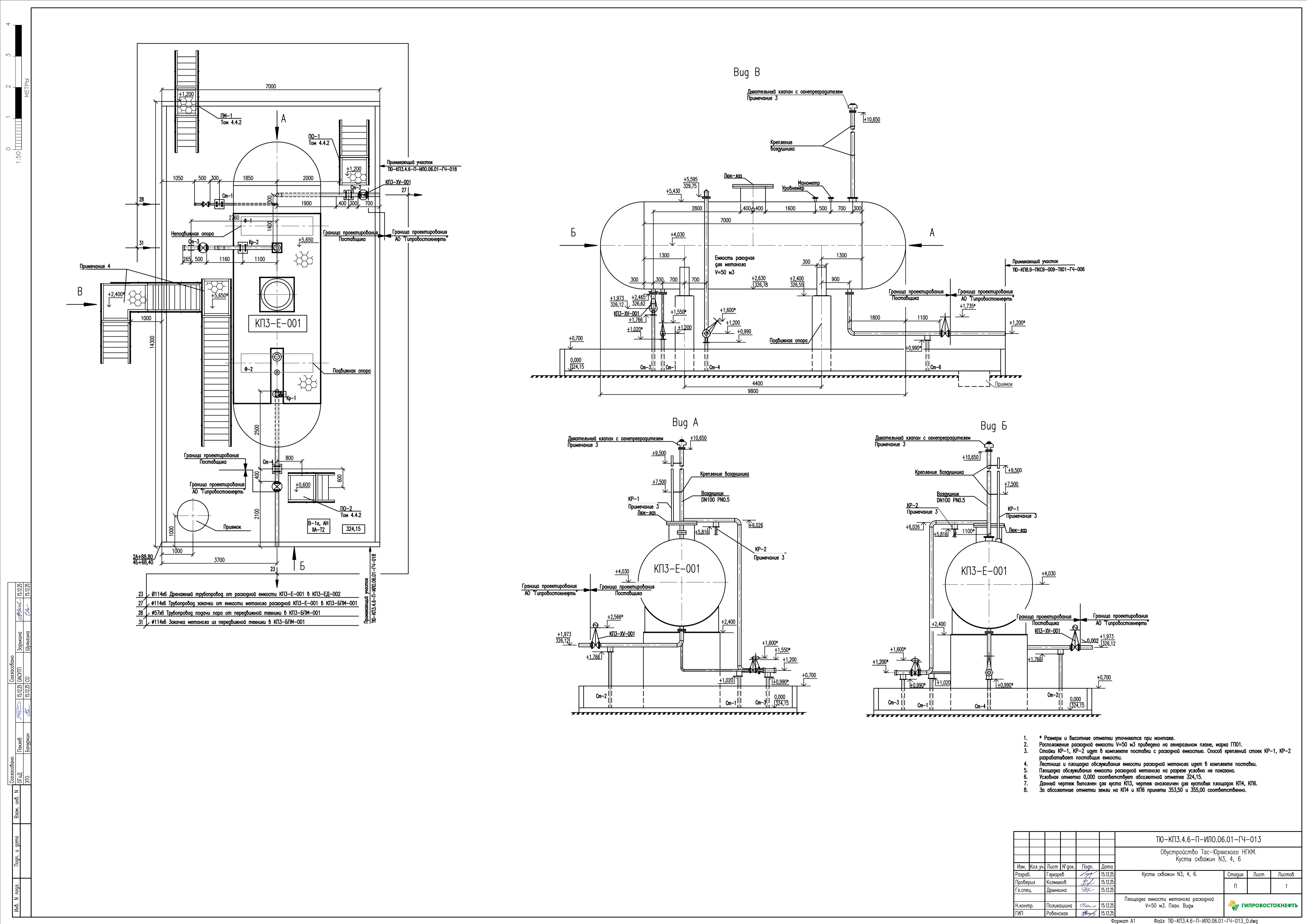


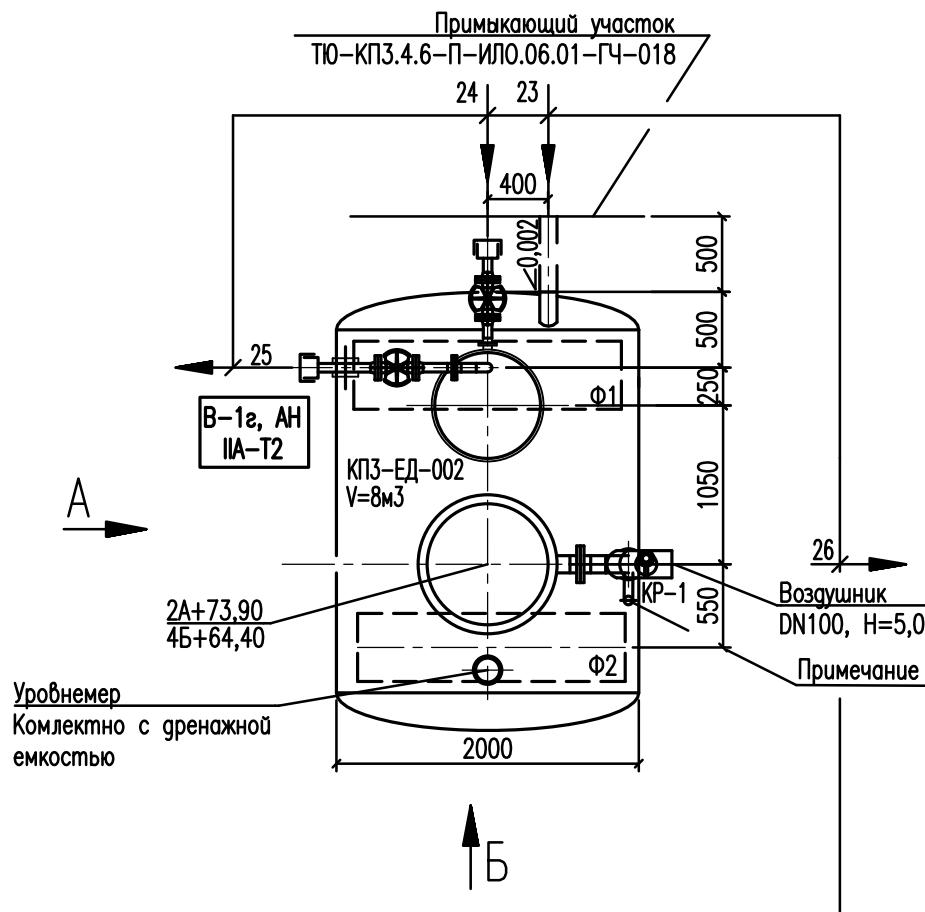
20	Ø57x6 Трубопровод подачи метанола от КПЗ-БПМ-001 к СПИ
27	Ø114x6 Трубопровод закачки от емкости метанола расходной КПЗ-Е-001 в КПЗ-БПМ-001
30	Ø57x6 Трубопровод откачки от КПЗ-БПМ-001 в передвижную емкость
31	Ø114x6 Трубопровод закачки метанола от передвижной техники в КПЗ-БПМ-001



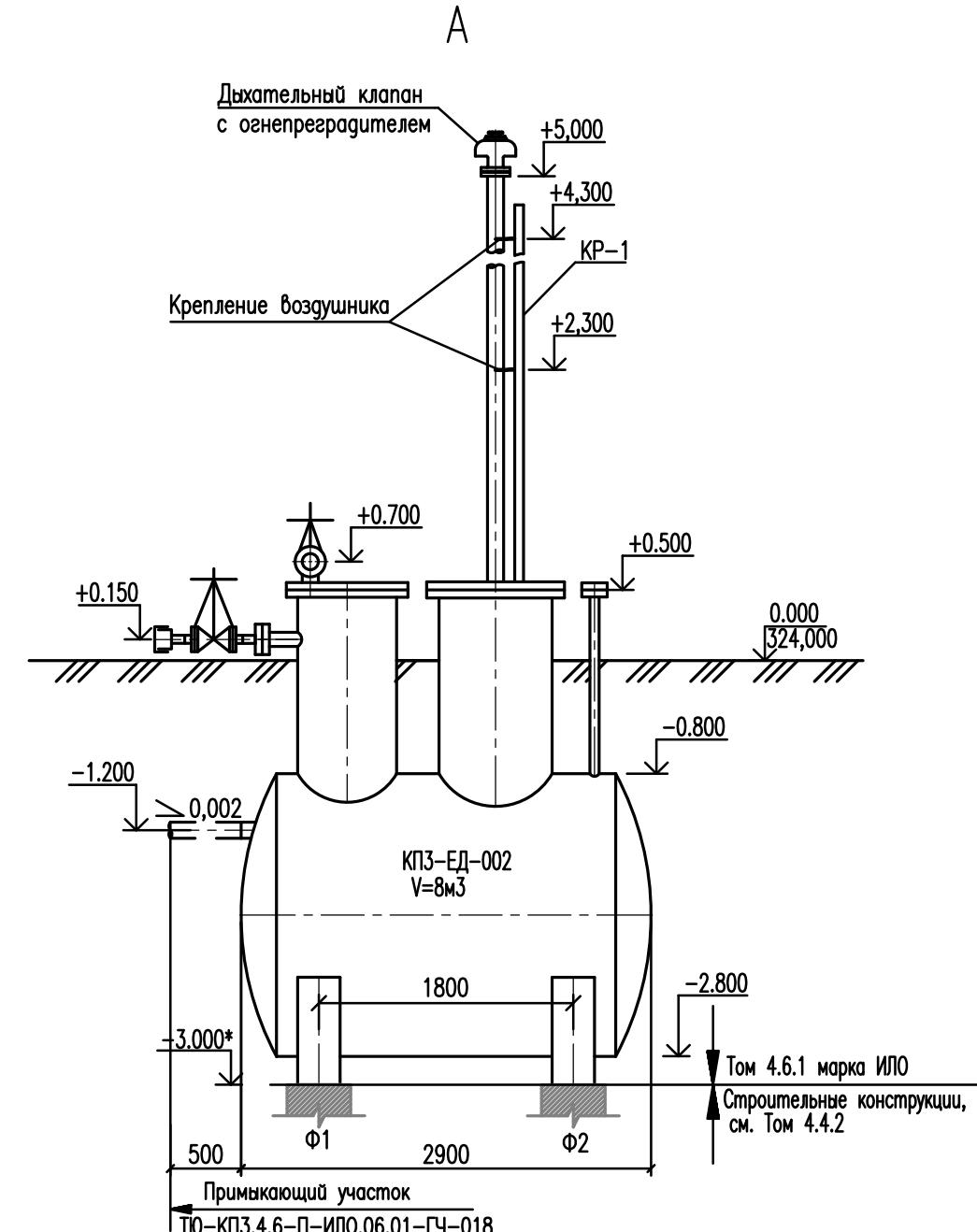
1. * Размер и высотные отмечки уточняются при монтаже.
 2. Площадка обслуживания на виде А условно не показана.
 3. Данный чертеж выполнен для куста КП3, чертеж аналогичен для кустовых площадок КП4, КП6.
 4. За абсолютные отмечки земли на КП4 и КП6 приняты 353,50 и 355,00 соответственно.

						ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-012
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6
Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Глухарев	<i>Л.Н.</i>	15.12.25	Кусты скважин N3, 4, 6.	Стадия	Лист
Проверил	Колмыков	<i>Л.Н.</i>	15.12.25		П	Листов
Гл.спец.	Дрынкина	<i>Л.Н.</i>	15.12.25			1
Н.контр.	Поликашина	<i>Л.Н.</i>	15.12.25	Блок подачи метанола.		
ГИП	Р. А.	<i>Л.Н.</i>	15.12.25	План. Разрез 1-1. Вug A	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	





- 23 Ø114x6 Дренажный трубопровод от расходной емкости КПЗ-Е-001 в КПЗ-ЕД-002
- 24 Ø57x6 Трубопровод подачи пара от передвижной техники в КПЗ-ЕД-002
- 25 Ø57x6 Трубопровод откачки из КПЗ-ЕД-002 в передвижную технику
- 26 Ø114x6 Воздушник КПЗ-ЕД-002



1. * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
2. Расположение дренажной емкости $V=8$ м 3 приведено на чертеже инженерных сетей ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-018.
3. Стойка КР-1 идет в комплекте поставки с дренажной емкостью. Способ крепления стойки КР-1 разрабатывается Поставщиком емкости.
4. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 324,000.
5. Данный чертеж выполнен для куста КПЗ, чертеж аналогичен для кустовых площадок КП4, КП6.
6. За абсолютные отметки земли на КП4 и КП6 приняты 353,50 и 355,00 соответственно.

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

ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-014					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Глухарев			<i>Лука</i>	15.12.25
Проверил	Колмыков			<i>Лука</i>	15.12.25
Гл.спец.	Дрынкина			<i>Лука</i>	15.12.25
Н.контр.	Поликашина			<i>Лука</i>	15.12.25
ГИП	Ровенская			<i>Лука</i>	15.12.25

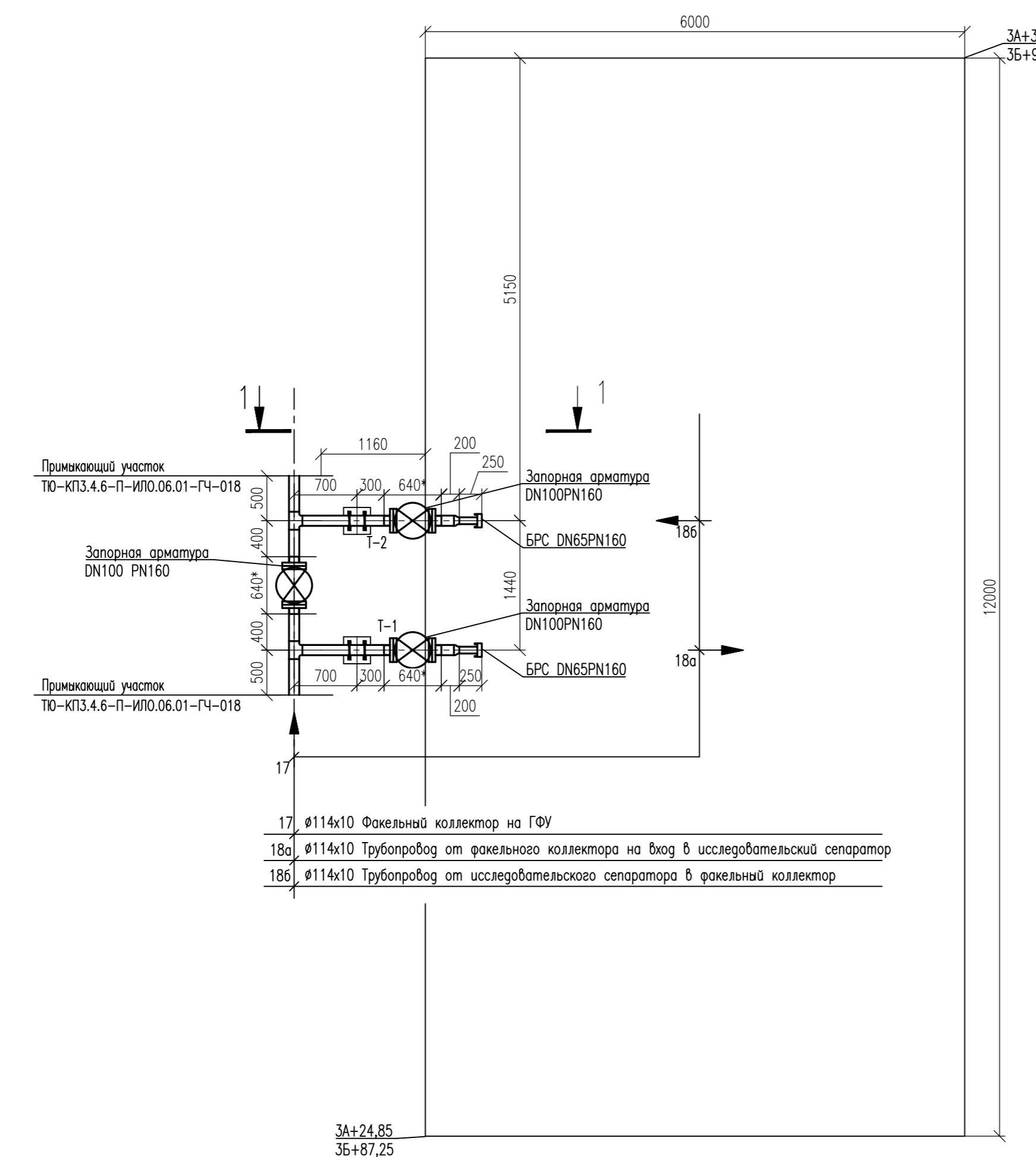
Кусты скважин N3, 4, 6.

Стадия Лист Листов

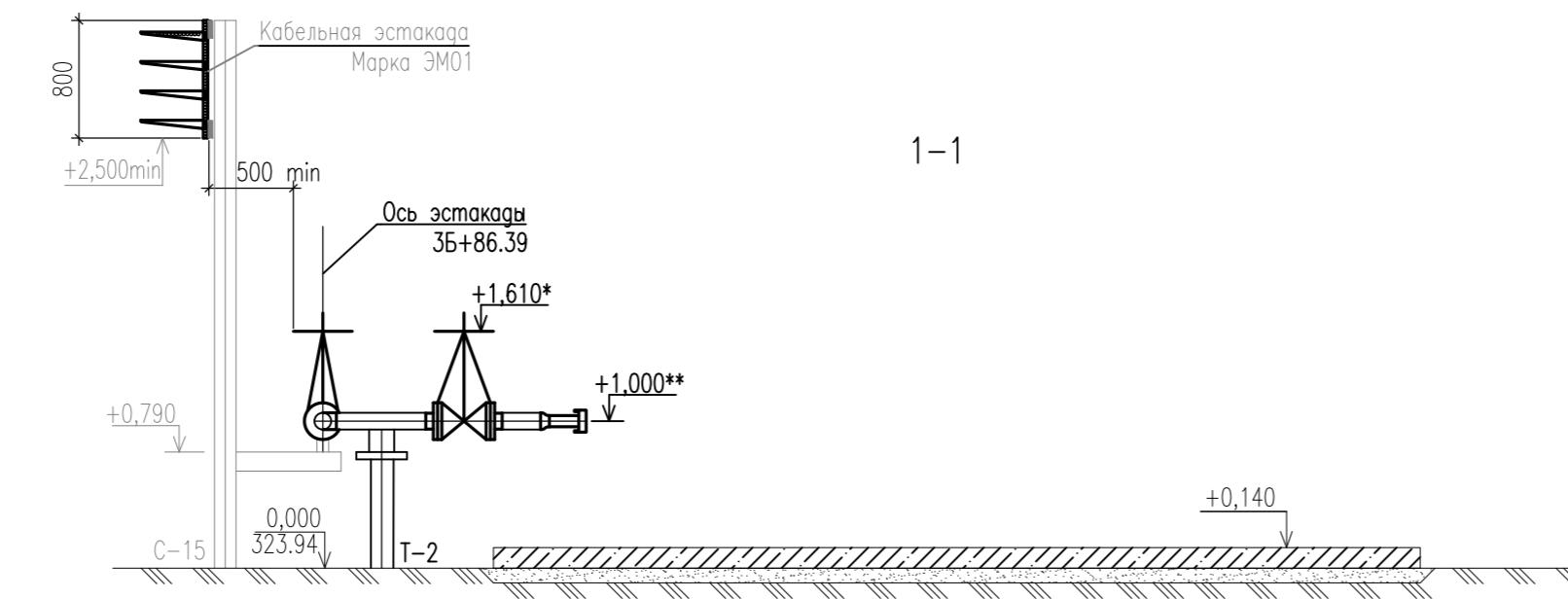
П 1

Подземная дренажная емкость
для метанола $V=8$ м 3 . План. Виды

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ



Инв. № подп.	Годн. и дата	Взам. инв. №	Согласовано	Откл	Пакет	Согласовано	Зарегистрировано	Штатно
			ИТО	Баурукин	Баурукин	Баурукин	Баурукин	Баурукин



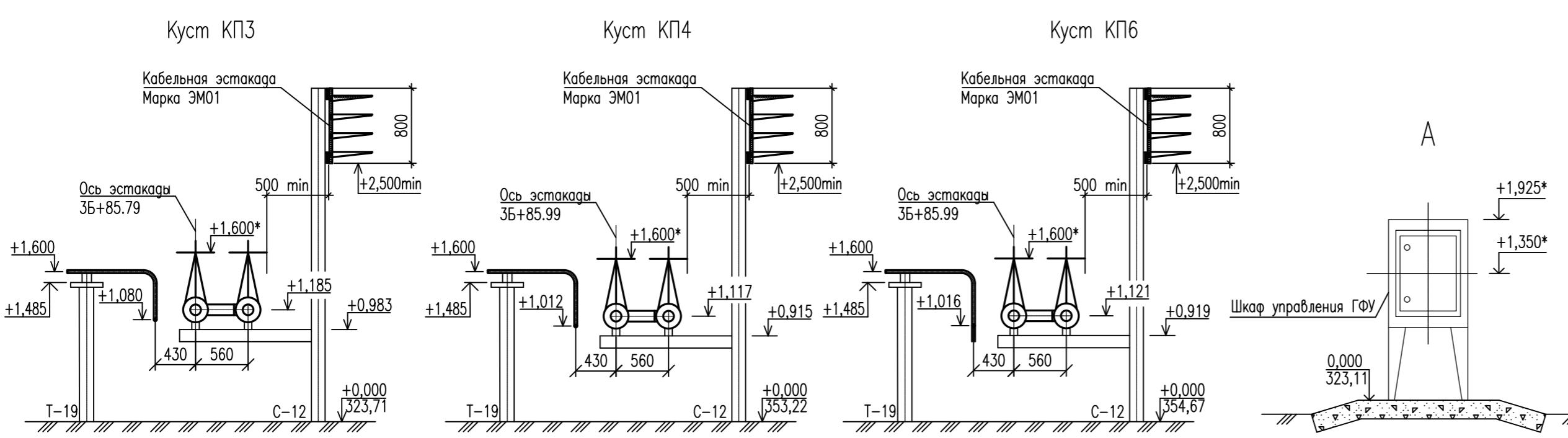
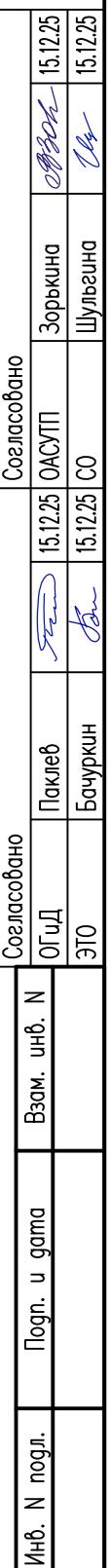
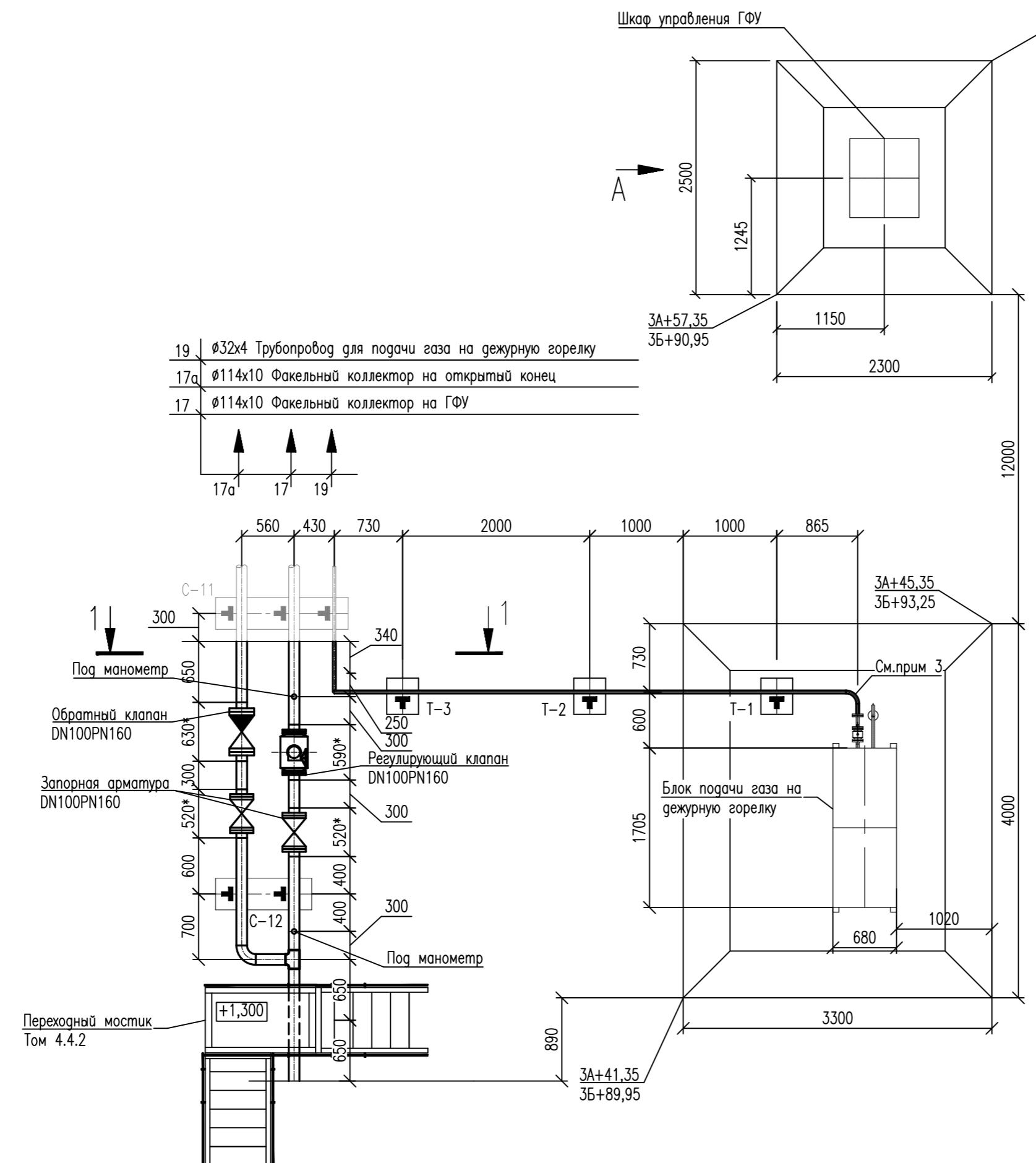
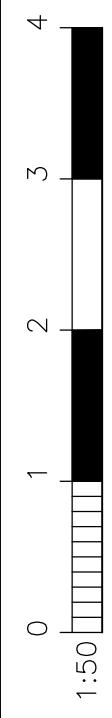
- * Размер уточнить при монтаже
- ** Относительные отметки оси трубы в данной точке по кустам КП4 и КП6 – +0,820 и +0,640 соответственно
- Данный чертеж выполнен для куста КП3, чертеж аналогичен для кустовых площадок КП4, КП6
- За абсолютные отметки земли на КП4 и КП6 приняты 353,45 и 355,00 соответственно

ТЮ-КП3.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-015					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Глухарев				15.12.25
Проверил	Колмыков				15.12.25
Гл.спец.	Дрынкина				15.12.25
Н.контр.	Поликашина				15.12.25
ГИП	Робенская				15.12.25

Кусты скважин N3, 4, 6.

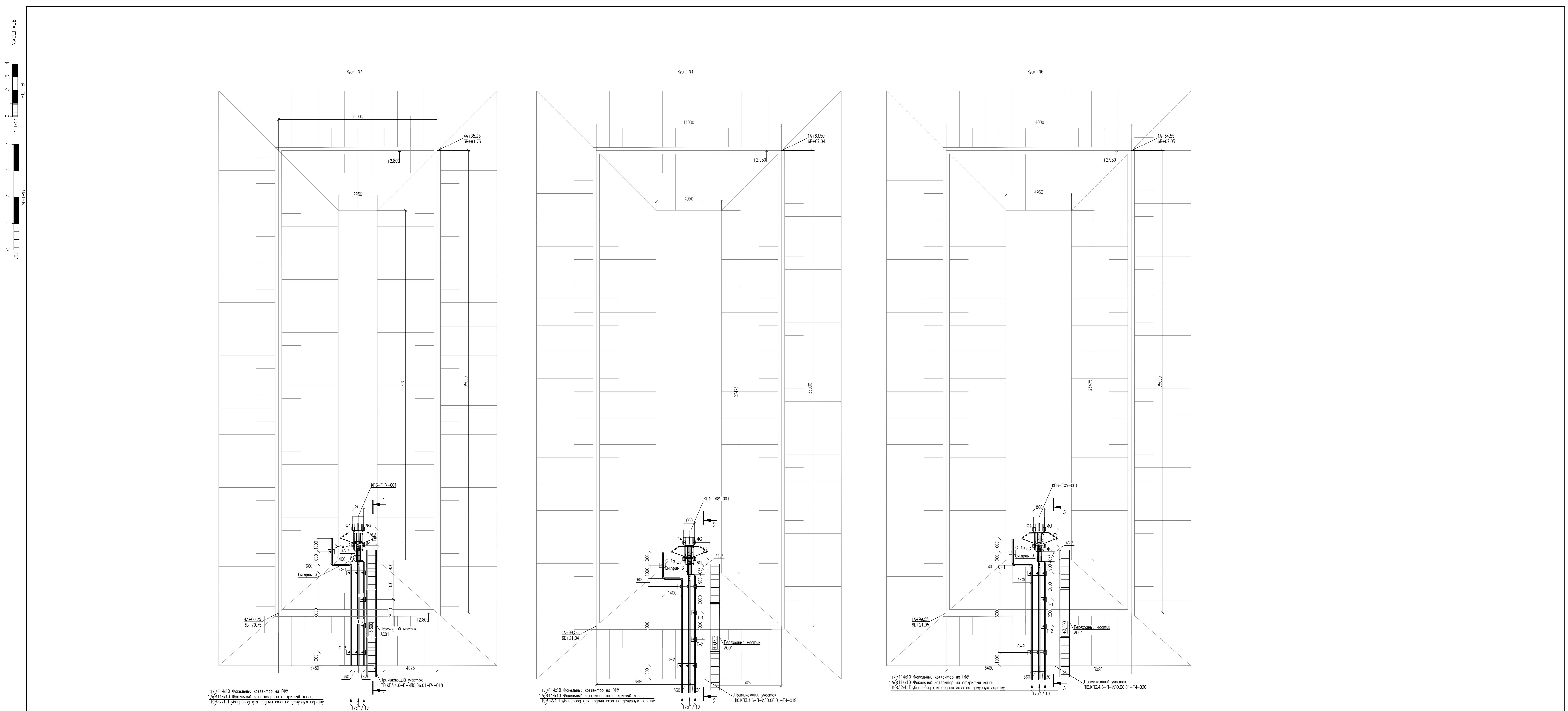
Площадка для исследовательского сепаратора. План. Разрез 1-1

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

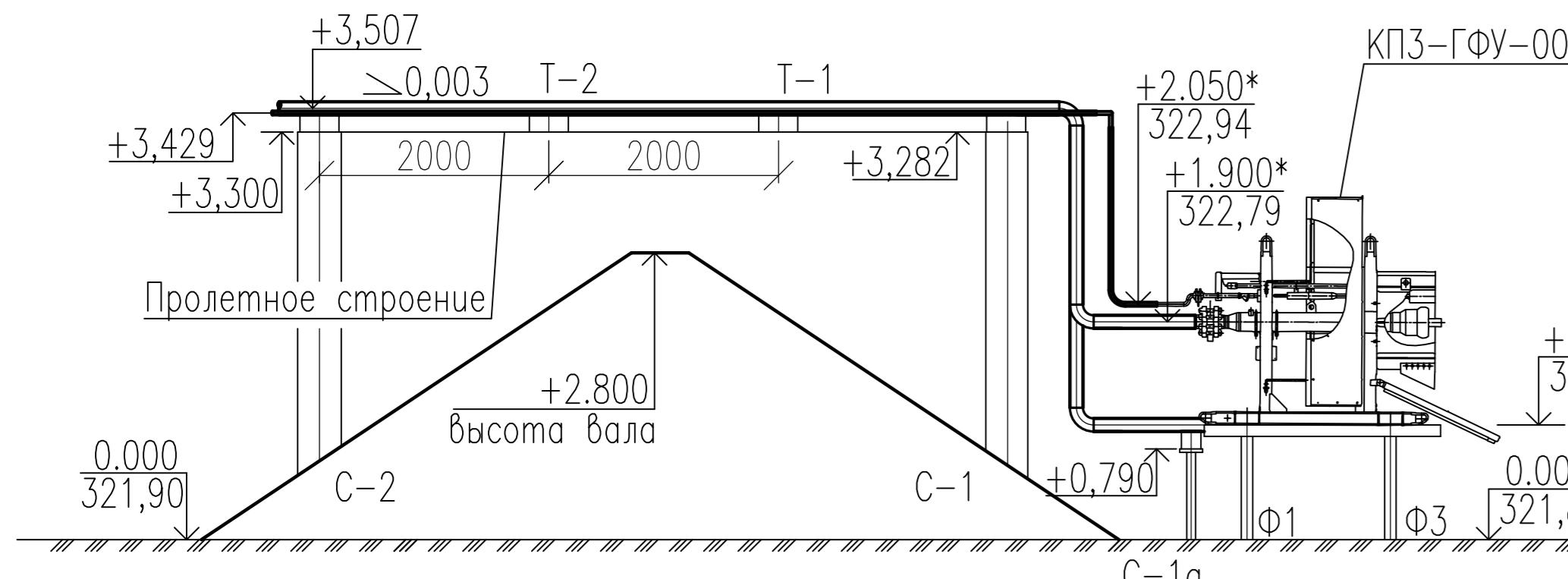


- * Размер уточнить при монтаже.
 - Все наземные трубопроводы и запорно-регулирующая арматура предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом.
 - Для труб DN 25 применять отводы гнутые, со средним радиусом гиба не менее 5DN, выполненные холодной гибкой труб. Длина прямого участка от конца трубы до начала гнутого участка должна быть не менее 100 мм.
 - Данный чертеж выполнен для куста КП3, чертеж аналогичен для кустовых площадок КП4, КП6.
 - За абсолютные отметки площадки шкафа управления на КП4 и КП6 приняты 353,22 и 354,67 соответственно.

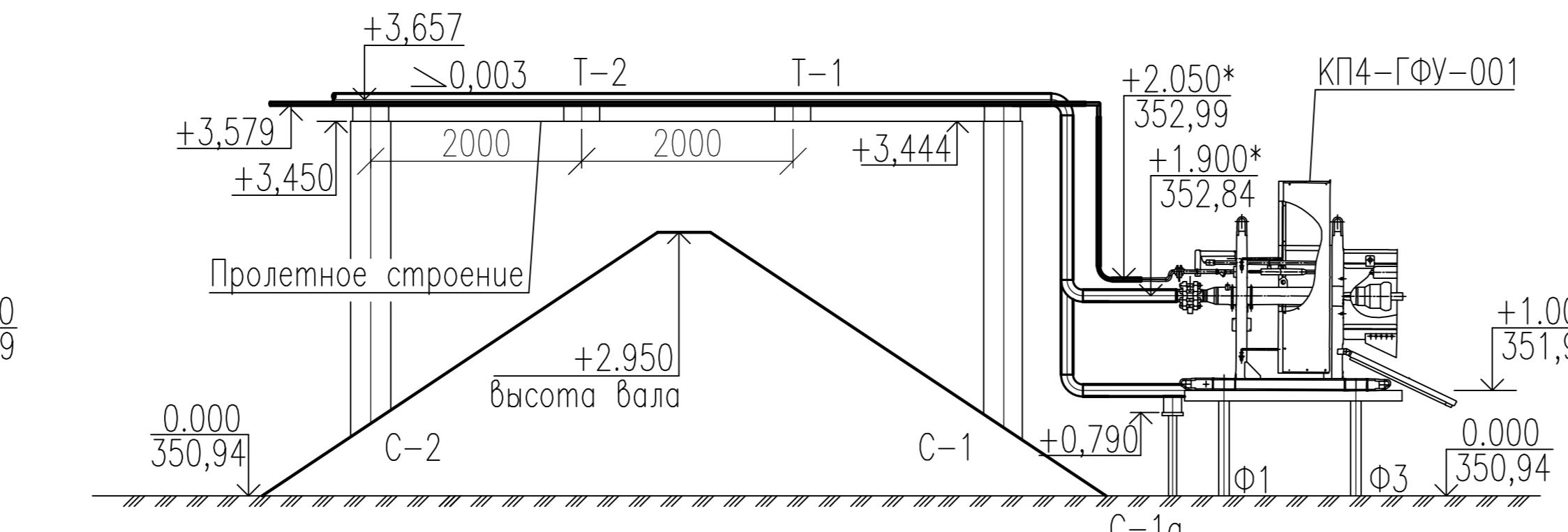
						ТЮ-КПЗ.4.6-П-ИЛО.06.01-ГЧ-016
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N3, 4, 6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Глухарев				15.12.25	
Проверил	Колмыков				15.12.25	
Гл.спец.	Дрынкина				15.12.25	
Н.контр.	Поликашина				15.12.25	
БИР	Р. А.				15.12.25	



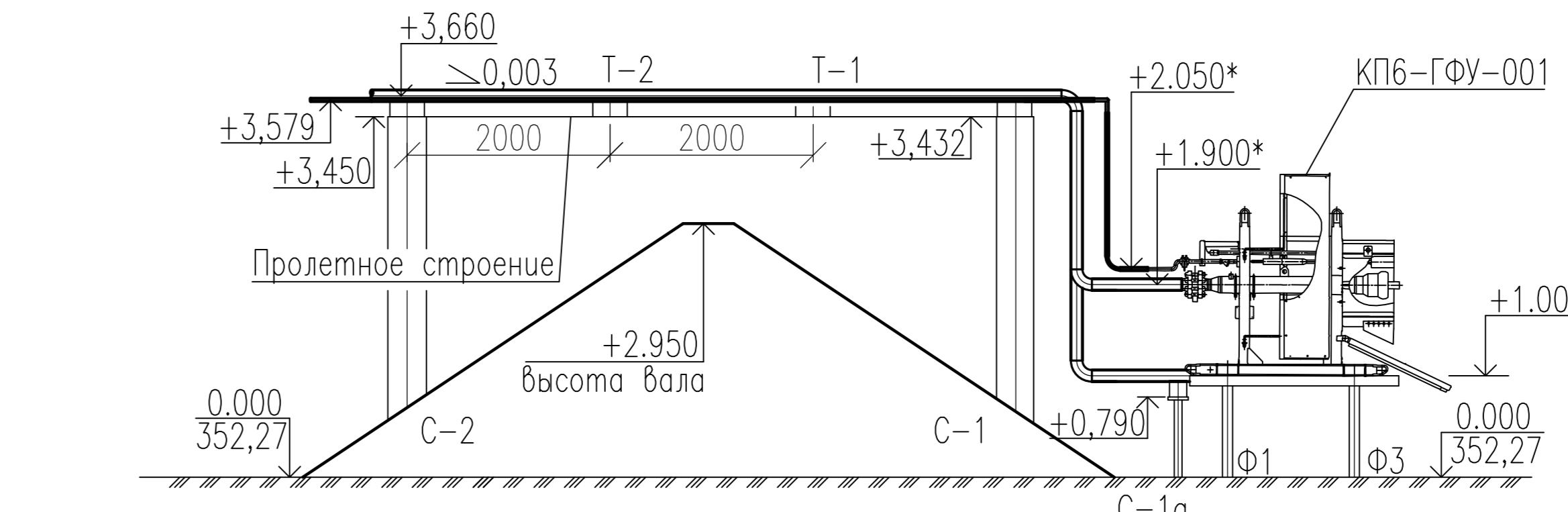
1-1



2-2




3-3

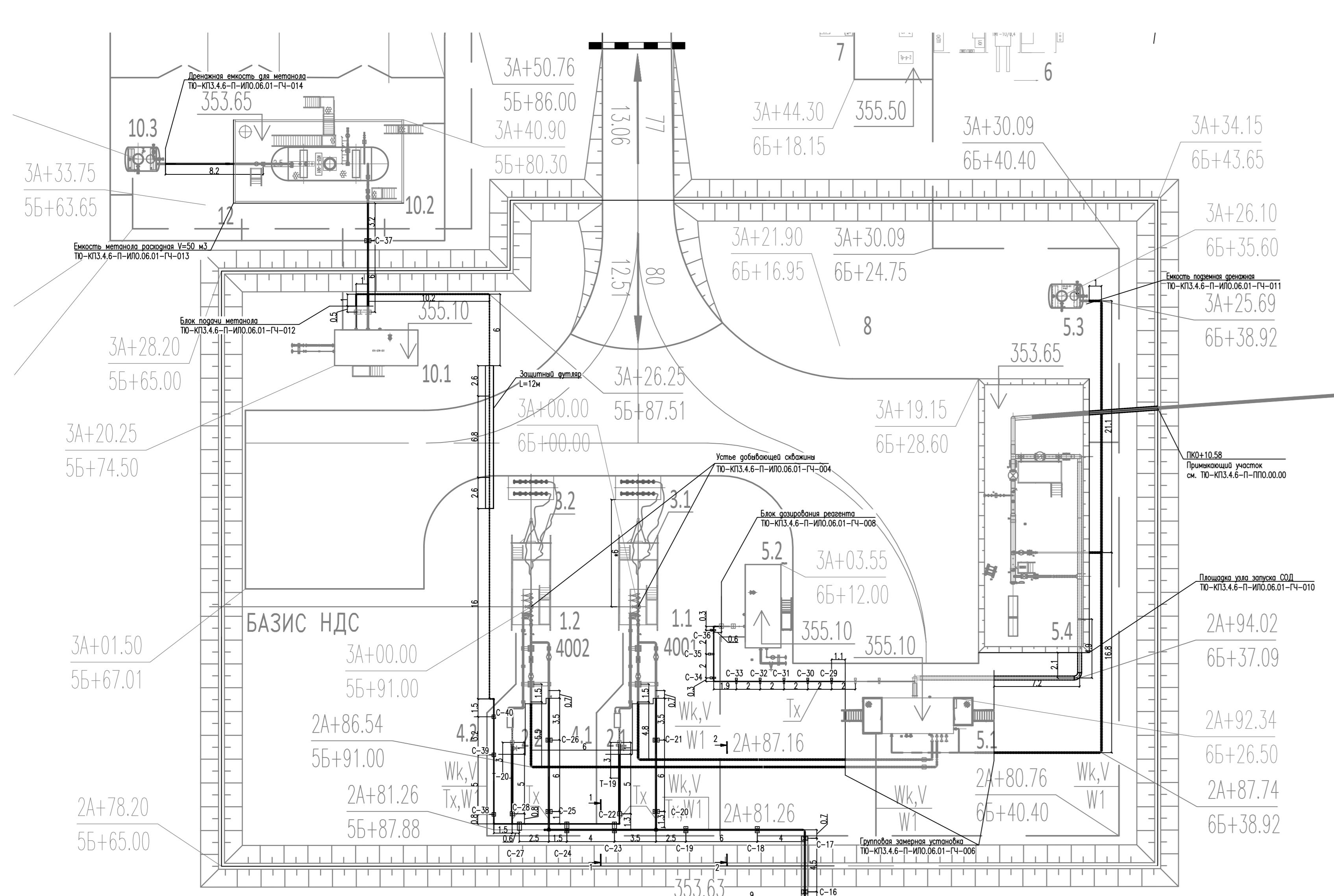


1. Размер уменьшить при монтаже.
2. Все наружные трубопроводы предусмотрены в теплоподавании и с электроподогревом.
3. Для труб DN25 применять отборы эмульсии, со сечением разводки либо не менее 50N, выполненные изолированных трубы. Длина прямого участка от конца трубы до начала эмульсии должна быть не менее 100 мм.

ПО-КП3.4.6-П-ИП0.06.01-ГЧ-017				
Обустройство Тю-Юрского НГКМ Куста скважин N3, 4, 6				
Им. Козык	Лист	Нр. крок.	Подп.	Дата
Разраб. гидр			15.12.25	
Проект. Колесов			15.12.25	
Газсп. Данико			15.12.25	
Н.контр. Полякова			15.12.25	
Робенюк			15.12.25	

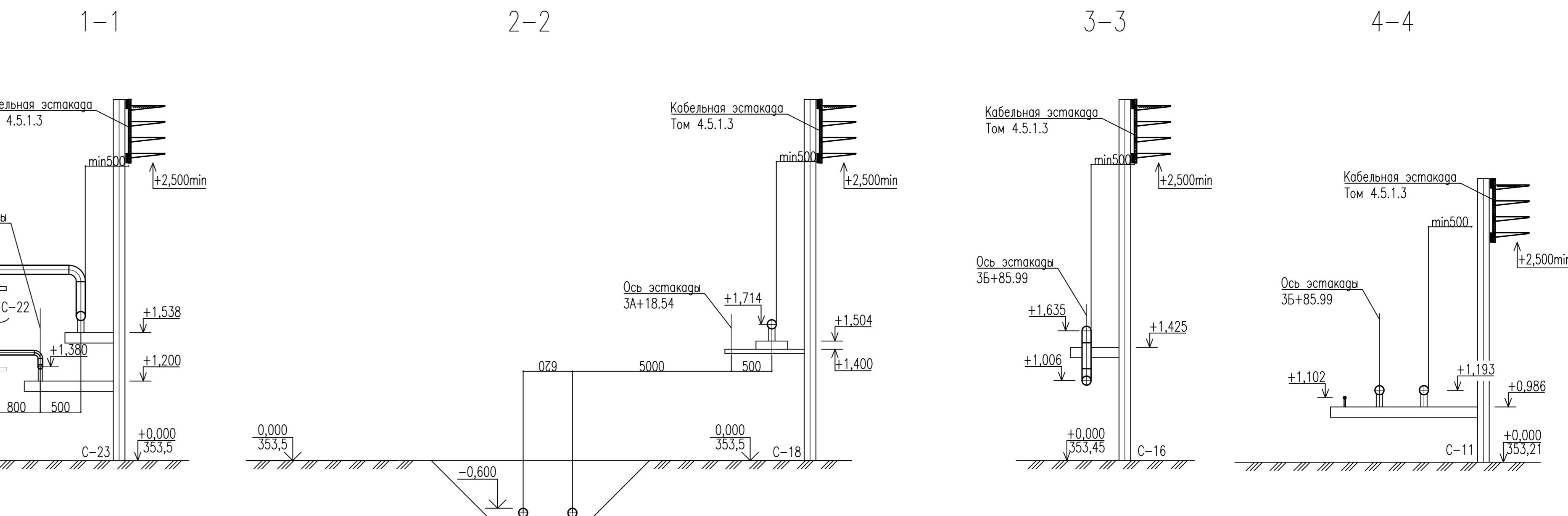
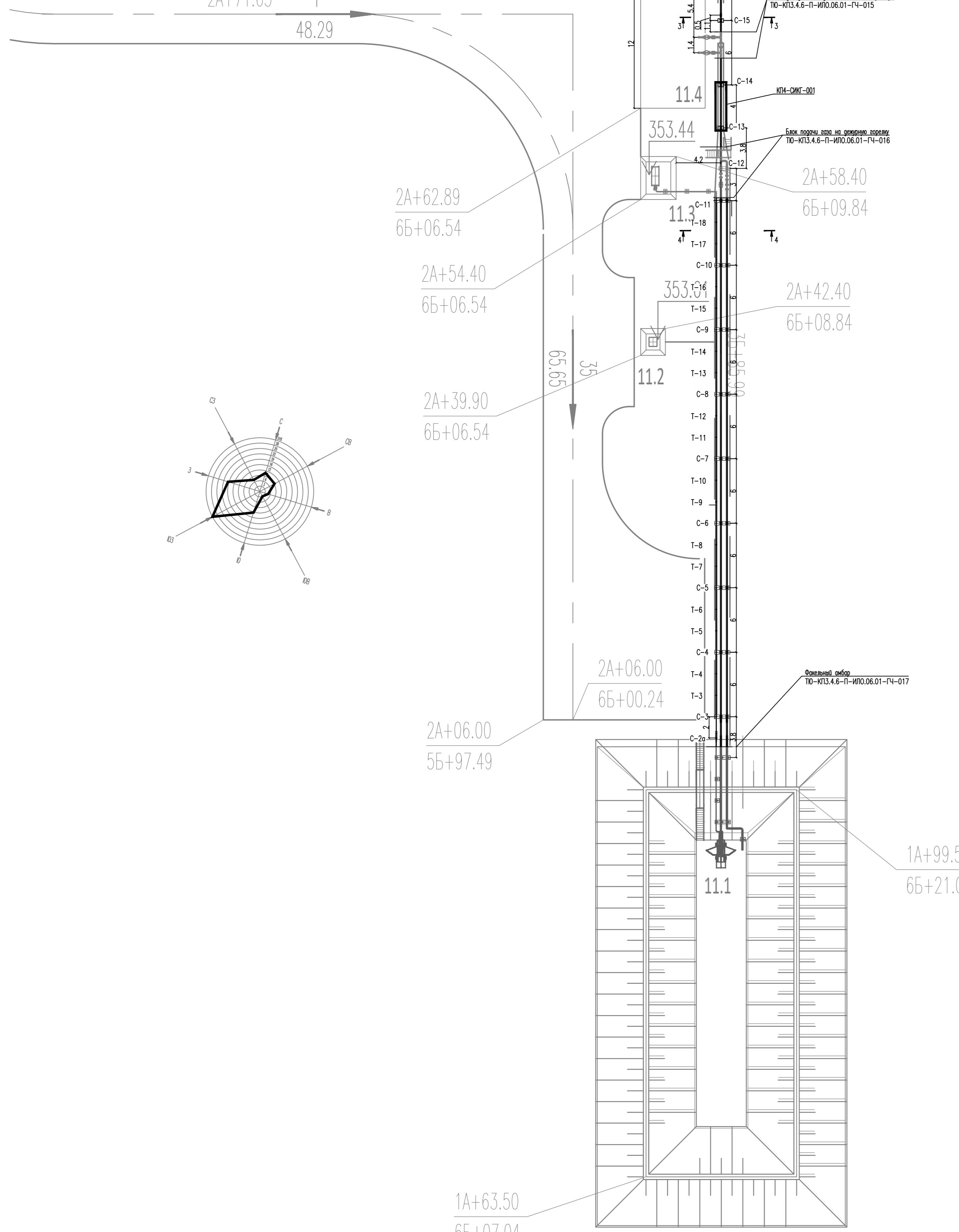
Формат А0



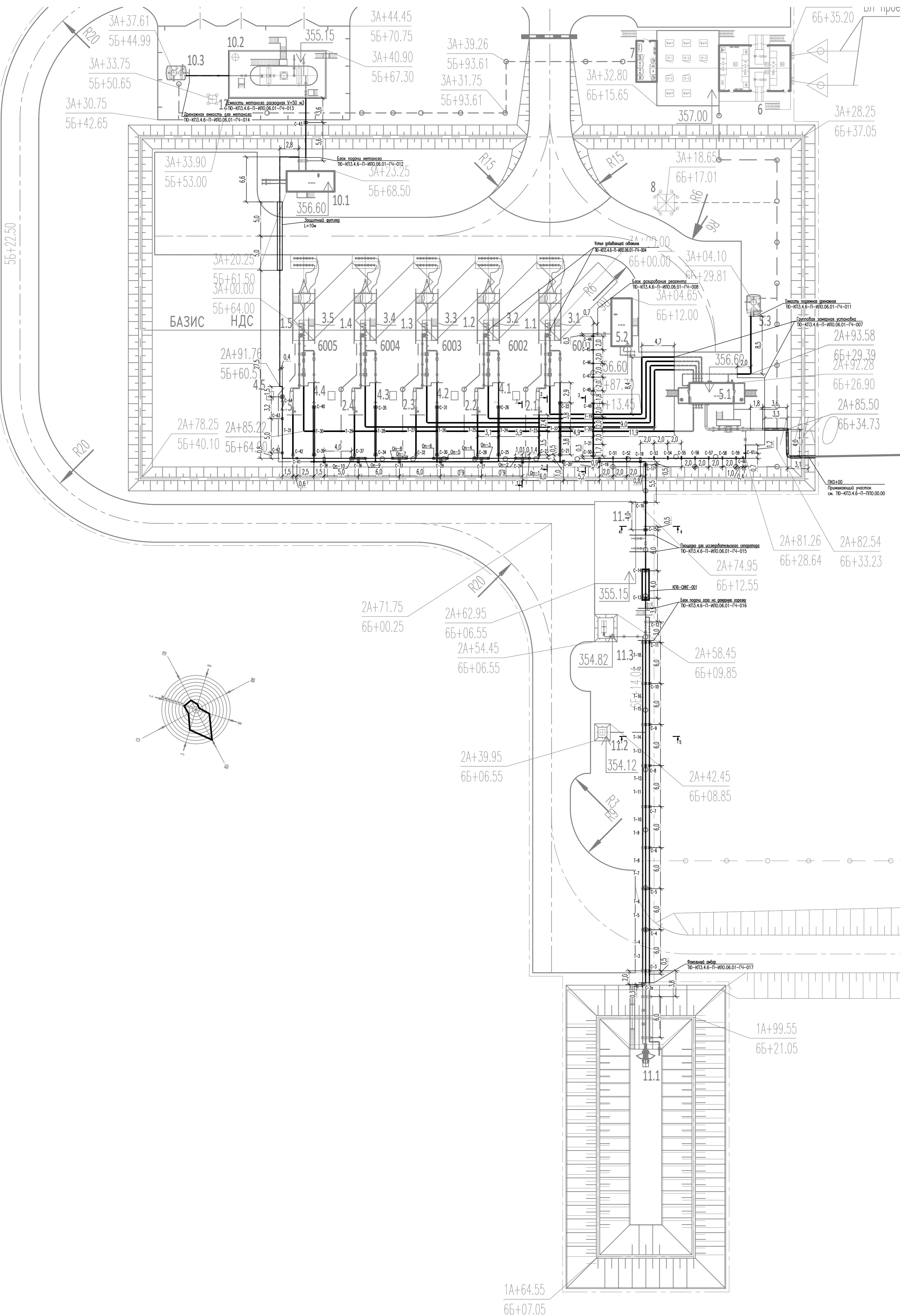


ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
1.1-1.2	Сооружения добывающей скважины	2 шт
2.1-2.2	Место для размещения шкафа СПИ	2 шт
3.1-3.2	Лубрикаторная площадка	2 шт
4.1-4.2	Место для размещения шкафа СУДР	2 шт
5.1	Установка измерительная	
5.2	Блок дозирования реагента	
5.3	Подземная дренажная емкость	
5.4	Площадка узлов запуска СОД и отключающей арматуры	
6	КПП и площадка СУ	
7	Блок контроля и управления для замерной установки	
8	Прожекторная мачта с молниепроводом	
9	Площадка под размещение пожарной техники	
10.1	Блок подачи метанола	
10.2	Площадка емкости метанола расходной	
10.3	Подземная дренажная емкость	
11.1	ГФУ	
11.2	Площадка под шкаф управления ГФУ	
11.3	Площадка под блок подачи газа на дежурную горелку	
11.4	Площадка для исследовательского сепаратора	
12	Молниепровод	



1. * Размер уточнить при монтаже.
2. За 0,000 принята абсолютная отметка низа блока.
3. Надземные выкидные трубопроводы подлежат теплоизоляции, надземные дренажные трубопроводы подлежат теплоизоляции и электрообогреву.



Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 ВНТП 01/87/04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования.
- 2 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
- 3 ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- 4 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 5 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 6 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 7 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 8 ГОСТ 12.4.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Постановление Госстандарта СССР от 10.10.1983 г. № 4882.
- 9 ГОСТ 12.4.021-75 Системы вентиляционные. Общие требования.
- 10 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 11 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.
- 12 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.
- 13 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
- 14 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 15 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 16 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямозшовные. Сортамент.
- 17 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 18 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 19 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
- 20 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 21 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 22 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 23 ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статической обработки результатов испытаний.
- 24 ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация.
- 25 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристика веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.
- 26 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

- 27 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 28 ГОСТ 33115-2014 Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия.
- 29 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 30 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 31 НПБ 104-03 Системы оповещения и управление эвакуации людей при пожарах в зданиях и сооружениях.
- 32 НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- 33 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.
- 34 Положение компании «Разработка технических требований на создание автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)» № ПЗ-04 Р-0106. Версия 1.00, ОАО НК «Роснефть».
- 35 Правила устройства электроустановок (шестое издание, дополненное с исправлениями, седьмое издание 1999-2003 г.г.).
- 36 Приказ №444 от 21.12.2021 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".
- 37 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
- 38 СО 153-34.21.122-2003, РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 39 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Приказ МЧС России от 25.03.2009 г. N 182.
- 40 СП 131.13330.2020 Строительная климатология.
- 41 СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.
- 42 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».
- 43 СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, Министерство регионального развития Российской Федерации, Приказ № 608 от 27.12.2011.
- 44 ТУ-газ 86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов.
- 45 Технический регламент Таможенного союза 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».
- 46 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 47 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- 48 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 49 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 г. №534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 50 ТТТ-01.02-14 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Установка дозирования химреагентов (УДХ) в блочном исполнении.
- 51 ТТТ-01.02.05-02 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Измерительная установка (ИУ) в блочном исполнении.

52 ТТТ-01.02.-06 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Сепарационное и емкостное оборудование.

53 ТТТ-01.02.04-03 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов.

54 ТТТ-01.02.05-01 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Устьевое оборудование, в том числе колонные головки, устьевая арматура, кабельные вводы, дроссели, обратные клапаны, СУСГ, лубрикаторы.

55 ТТТ-01.02-03 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура.

Приложение Б
Ведомость оборудования, изделий и материалов

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Ед. изм.	Количество
Блок дозирования реагента: <ul style="list-style-type: none"> – номинальная производительность одного дозировочного насоса – 0,05-40 л/ч; – давление на выходе одного дозировочного насоса - $P_{нагн.}= 63$ кгс/см²; – объём технологической емкости 6 м³. 	TTT-01.02-14	компл.	1 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)
Измерительная установка: <ul style="list-style-type: none"> – $Q_ж=432,72$ т/сут (по жидкости); – $Q_г=265,34$ тыс.ст. м³/сут (по газу); – Прасч.= 6,3 МПа; – Кол-во подкл. скв. – 6 шт. 	TTT-01.02.05-02	компл.	1 (куст №3)
Измерительная установка: <ul style="list-style-type: none"> – $Q_ж=429,61$ т/сут (по жидкости); – $Q_г=1139,33$ тыс. ст.м³/сут (по газу); – Прасч.= 6,3 МПа; – Кол-во подкл. скв. – 4 шт. 	TTT-01.02.05-02	компл.	1 (куст №4)
Измерительная установка: <ul style="list-style-type: none"> – $Q_ж=436,24$ т/сут (по жидкости); – $Q_г=883,02$ тыс.ст. м³/сут (по газу); – Прасч.= 6,3 МПа; Кол-во подкл. скв. – 8 шт.	TTT-01.02.05-02	компл.	1 (куст №6)
Емкость дренажная подземная $V=8$ м ³ Прасч.=0,05 МПа	TTT-01.02-06	компл.	1 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)
Камера запуска СОД DN200 PN63	TTT-01.02.04-03 (версия 2.0)	компл.	1 (куст №3)
Камера запуска СОД DN300 PN63	TTT-01.02.04-03 (версия 2.0)	компл.	1 (куст №4)
Блок подачи метанола. Производительность насосов дозаторов: 8,9 – 40 л/ч; Объём технологической емкости 6 м ³ , Рнагн.=16,0 МПа	TTT-01.02-14	шт.	1 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Ед. изм.	Количество
Емкость дренажная подземная для метанола V=8 м3; Ррасч=0,05 МПа;	TTT-01.02-06	шт.	1 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)
Емкость расходная для метанола V=50 м3; Ррасч=0,05 МПа;	TTT-01.02-06	шт.	1 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)
Горизонтальная факельная установка		шт.	1 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)
Задвижка дисковая штуцерная DN100 PN160	TTT-01.02.05-01	шт.	6 (куст №3) 4 (куст №4) 10 (куст №6)
Пробоотборник вентильного типа с отборной трубкой DN25 PN=210		шт.	3 (куст №3) 2 (куст №4) 5 (куст №6)
Клапан обратный устьевой незамерзающий тройниковый DN100 PN160	TTT-01.02.05-01	шт.	3 (куст №3) 2 (куст №4) 5 (куст №6)
Клапан отсекатель DN100 PN160 с электромагнитным дублером	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	3 (куст №3) 2 (куст №4) 5 (куст №6)
Клапан обратный DN100 PN160 (осесимметричный, гидравлическое сопротивление - не более 0,05 МПа)	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	1 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)
Клапан регулирующий DN100 PN160 с ручным приводом	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	1 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)
Задвижка клиновая с электроприводом DN300 PN63	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	1 (куст №4) 1 (куст №6)
Задвижка клиновая с электроприводом DN200 PN63	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	1 (куст №3)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN300 PN63	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	1 (куст №4)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN200 PN63	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	1 (куст №3)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN150 PN63	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	1 (куст №4)

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Ед. изм.	Количество
Задвижка клиновая с ручным приводом DN100 PN160	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	8 (куст №3) 7 (куст №4) 10 (куст №6)
Задвижка клиновая с ручным приводом (с заглушкой) DN100 PN160	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	1 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN100 PN63	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	4 (куст №3) 2 (куст №4) 5 (куст №6)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN100 PN16	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	2 (куст №3) 2 (куст №4) 2 (куст №6)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN80 PN63	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	2 (куст №4) 2 (куст №6)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN50 PN160	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	3 (куст №3) 2 (куст №4) 5 (куст №6)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN50 PN63	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	3 (куст №3) 1 (куст №4) 1 (куст №6)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN50 PN16	TTT-01.02-03 (версия 3.1)	шт.	2 (куст №3) 2 (куст №4) 2 (куст №6)

Приложение В**Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» о направлении ИД**

**Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)**

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 8Б, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN-Zapolyar@yandex.gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097745829740, ИНН 7728720448, КПП 890401001

**Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»**

Попову Н.П.

_____ № _____

на №: _____ от _____

**О направлении ИД
(ш. ТЮ-КПЗ.4,5,6)**

Уважаемый Николай Павлович!

По объектам: «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №3,4,6», «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №5» направляем актуализированные исходные данные для проектирования, а именно:

1. Статическое давление для проектируемых скважин кустов Тас-Юряхского месторождения принять равным 120 бар. Данное значение давления обусловлено наличием прорывного газа из газовой шапки;
2. Диаметры выкидных трубопроводов от проектируемых скважин в соответствии с Заданием на проектирование принять DN100;
3. Расчетная потребляемая мощность ЭЦН, приходящаяся на одну скважину составляет 110 кВт/час.

С уважением,

**Начальник управления по ПИР
и взаимодействию с надзорными органами**

Е.О. Гельман

Рег. № 11/1.2/018167 от 13.11.2025

Леготин П.Е.
+7 (3452) 53-90-27 (77617)
Legotin.PE@gazprom-neft.ru



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ	
Сертификат: 0572D4B40079B242824ABABC2B12AE8F5C	
Владелец:	Гельман Евгений Олегович
Действителен:	с 03.02.2025 по 03.02.2026

**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**