



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Куст скважин №10**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 6. Технологические решения

Книга 1. Куст скважин. Технологические решения

ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01

Том 4.6.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
7	8802-25		17.10.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Куст скважин №10**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 6. Технологические решения

Книга 1. Куст скважин. Технологические решения

ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01

Том 4.6.1

Главный инженер


Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Е.В. Ровенская

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-С-001	Содержание тома 4.6.1	Изм.1,2,3,4,5, 6,7 (Зам)
ТЮ-КП10-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	7 (Зам)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001	Книга 1. Куст скважин. Технологические решения. Текстовая часть	Изм.1,2,4,5, 6,7 (Зам.)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001	Куст скважин N10. Схема принципиальная технологическая кустовой площадки N10	Изм.2,4,6,7 (Зам)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002	Куст скважин N10. Технологическая обвязка нефтяной скважины. План. Разрез 1-1. Вид	Изм.1,2,7 (Зам)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003	Куст скважин N10. Установка измерительная. План. Разрез 1-1. Виды А и Б	7 (Зам)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-004	Куст скважин N10. Блок дозирования реагента. План. Разрез 1-1. Вид А	7 (Зам)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005	Куст скважин N10. Емкость подземная дренажная V=8 м³. План. Виды А и Б	7 (Зам)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006	Куст скважин N10. Узел запуска СОД DN200. План. Виды А, Б. Разрез 1-1	Изм.1,2,7 (Зам)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007	Куст скважин N10. План инженерных сетей и технологических сооружений	Изм.1, 7 (Зам)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008	Куст скважин N10. Блок подачи метанола. План. Разрез 1-1. Вид А	Изм.7 (Новый)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-009	Куст скважин N10. Площадка емкости метанола расходной V=50 м³. План. Виды	Изм.7 (Новый)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-010	Куст скважин N10. Подземная дренажная емкость для метанола V=8 м³. План. Виды	Изм.7 (Новый)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011	Куст скважин N10. Площадка для исследовательского сепаратора. План. Разрез 1-1	Изм.7 (Новый)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012	Куст скважин N10. Шкаф управления ГФУ и блок подачи газа на дежурную горелку. План. Разрез 1-1. Вид А	Изм.7 (Новый)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-013	Куст скважин N10. Факельный амбар. План. Разрез 1-1	Изм.7 (Новый)
ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-РР-001	Куст скважин N10. Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин	Изм.3

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-С-001
	7	-	Зам.	8802-25	17.10.25	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	
	Разраб.	Бурман			17.10.25	
	Н.контр.	Поликашина			17.10.25	
Содержание тома 4.6.1						<div> <div>Стадия</div> <div>Лист</div> <div>Листов</div> </div> <div> <div>П</div> <div></div> <div>1</div> </div> <div>  ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ </div>

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ. КУСТ СКВАЖИН	1-1
1.1 ВВЕДЕНИЕ	1-1
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	1-1
1.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	1-1
1.3.1 Описание местоположения	1-1
1.3.2 Климатическая характеристика	1-1
1.3.3 Геолого-геоморфологическая характеристика	1-3
1.3.4 Гидрография	1-3
1.3.5 Почвенный и растительный покров	1-4
1.3.6 Хозяйственное освоение территории и техногенные факторы	1-5
1.4 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ 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 Характеристика отдельных параметров технологического процесса	1-9
1.4.3.1.1 Обустройство устьев скважин	1-9
1.4.3.1.2 Блок дозирования реагента	1-11
1.4.3.1.3 Автоматическая групповая замерная установка	Ошиб
1.4.3.1.4 Узел запуска СОД	1-13
1.4.3.1.5 Дренажная емкость	1-13
1.4.3.1.6 Узел отключающей арматуры на выходе с куста скважин	1-14
1.4.3.1.7 Запорная арматура	1-14
1.4.3.1.8 Узел подключения исследовательского сепаратора	1-15
1.4.3.1.9 Горизонтальная факельная установка	1-15
1.4.3.1.10 Блок подачи метанола	1-16
1.4.3.1.11 Емкость расходная для метанола	1-17
1.4.3.1.12 Дренажная емкость для метанола	1-17
1.4.3.2 Технологические трубопроводы	1-17
1.4.3.3 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических трубопроводов	1-19
1.4.4 Требования к организации производства	1-25
1.5 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА ТАС-ЮРЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУСТОВ СКВАЖИН №№8,9,10. КП№10	1-27
1.5.1 Общие положения	1-27
1.5.2 Исходные данные	1-27
1.5.3 Результаты гидравлического расчета	1-35
1.5.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы	1-56
1.6 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД	1-61
1.7 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ	1-61
1.8 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ	1-62
1.9 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ	1-62
1.10 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	1-62
1.11 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	1-64
1.12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ	1-64
1.13 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА	1-67
1.14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА (КРОМЕ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ), И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ	

ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ.....	1–67
1.15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА.....	1–69
1.16 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ.....	1–71
1.17 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1–71
1.18 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	1–71
1.19 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1–72
1.20 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ	1–72
1.21 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	1–73
1.22 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ.....	1–74
1.23 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА "О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ"	1–74
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 МАТЕРИАЛЬНОЕ 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	2–9
2.6 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2–12
2.7 АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2–14
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	А–1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОГО ПРИМЕНЯЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ	Б–1
ПРИЛОЖЕНИЕ В РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА СКВАЖИНАХ КУСТА 10, ВЫПОЛНЕННЫЙ ООО «ГАЗПРОМ НТЦ».....	В–1
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Письмо ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» О НАПРАВЛЕНИИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПИР.....	Г–1

1 Технологические решения. Куст скважин

1.1 Введение

В настоящем разделе представлено описание основных технологических решений проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10». Проектом предусматривается обустройство куста скважин №10.

1.2 Исходные данные для проектирования

В качестве основных исходных данных при разработке раздела были использованы следующие документы:

- Задание на проектирование объектов обустройства кустовых площадок со всей сопутствующей инфраструктурой «Обустройство Тас-Юряхского месторождения. Куст скважин №10», утвержденное техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 26 июля 2024 г.
- 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. Куст скважин №10», разработанные ООО «ГК «Технический Экологический Консалтинг», представленные в томе 1.
- Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Тас-Юряхского НГКМ» ООО «Газпромнефть-Заполярье», разработанное ООО «ГК «ТЭК»» от 17 апреля 2025 г, представленное в томе 1.
- Заключение экспертизы промышленной безопасности №669/2025-ОБ ООО «Три-Экс» от 27 мая 2025 г.

Состав разделов проектной документации и требования к их содержанию приняты в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

1.3 Краткая характеристика района строительства

1.3.1 Описание местоположения

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

На территории объекта производства работ населенные пункты отсутствуют. Ближайшие населенные пункты: с. Преображенка – 346 км юго-западного направления; г. Ленск – 130 км юго-восточного направления; пгт Витим – 252 км южного направления; и аэропорт Талакан – 240 км юго-западного направления.

1.3.2 Климатическая характеристика

Характеристика климата составлена по данным метеостанции Дорожный, обобщенным за многолетний период, предоставленным «Якутским УГМС».

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

Зима (октябрь—апрель) — самое продолжительное время года. В этот период преобладает антициклональный тип погоды — ясный, морозный и сухой. Число штилей при этом достигает 30—70 %, а средняя скорость ветра редко превышает 2 м/с. Безветрие в сочетании с небольшим притоком солнечного тепла приводит к выхолаживанию воздуха и его застою, отчего температура его падает до $-50\ldots-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Частично столь низкие температуры обусловлены также мощными температурными инверсиями.

Весна наступает в мае под влиянием выноса теплых 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 холодов, при которых в мае температура может падать до -20°C .

Лето (июнь—август) сопровождается усиленным прогреванием территории, в связи с чем устанавливается пониженное атмосферное давление. Циклоническая деятельность и увеличение абсолютной влажности обуславливают 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 окклюдированном состоянии.

Осень, начинающаяся 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.

Температура воздуха и почвы

Среднегодовая температура воздуха равняется минус $6,5^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодным месяцем является январь, наиболее теплым — июль. Максимальная температура воздуха за весь период наблюдений составляет $36,4^{\circ}\text{C}$, минимальная температура воздуха составляет минус $59,5^{\circ}\text{C}$.

Расчетная нормативная глубина сезонного промерзания грунта для района изысканий, согласно СП 22.13330.2016, равна 2,65 м.

Осадки и влажность воздуха

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

Суточный максимум осадков обеспеченностью 1% = 57 мм.

Минимальная относительная влажность воздуха — 11%, максимальная относительная влажность воздуха — 100%.

Наибольшая месячная высота снежного покрова по постоянной рейке — 92 см.

Опасные метеорологические явления и климатическое районирование местности

Опасными гидрометеорологическими явлениями на участке изысканий (Мирнинский район) могут быть:

- чрезвычайная пожароопасность;
- сильный ветер.

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°С.

В соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» Актуализированная версия СНиП 23-01-99*, 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 «Нагрузки и воздействия» (актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*) 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, °С (карта 4) – минус 50°С;

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

1.3.3 Геолого-геоморфологическая характеристика

В физико-географическом отношении район проведения работ расположен в пределах Приленского плато Средне-Сибирского плоскогорья на левобережье р. Лены (среднее течение).

Основной отпечаток в рельефе оставило среднечетвертичное оледенение, носившее полупокровный характер. Морфологически рельеф представляет собой волнистое плато на линейно-складчатых карбонатно-глинистых породах кембрия и юры. Это плато выработалось на основных синклинальных структурах с пологим или горизонтальным залеганием глинисто-карбонатных пород, неустойчивых к процессам эрозии и денудации. Затрудненный поверхностный сток и наличие островной многолетней мерзлоты обуславливают сильную переувлажненность грунтов сезоннодеятельного слоя.

По преобладанию рельефообразующих экзогенных факторов изучаемая территория расположена в пределах эрозионно-денудационного типа рельефа, сформировавшегося в результате воздействия агентов избирательной денудации в процессе неотектонических поднятий территории.

В пределах рассматриваемой территории развит комплекс инженерно-геологических процессов, обусловленных геоморфологическими, мерзлотными и литологическими условиями: физическое и химическое выветривание, карст, сезонное промерзание и связанное с ним морозное пучение грунтов, процессы, обусловленные наличием многолетнемерзлых грунтов. Процессы заболачивания в меньшей степени представлены на рассматриваемой территории и развиты на отдельных участках в понижениях рельефа со слабым поверхностным стоком.

1.3.4 Гидрография

Общий район работ принадлежит гидрографической сети р. Виллой – её правой части бассейна. В частности, находится в пределах водораздела между р. Тас-Юрях (западная часть) и р. Амбардах (восточная часть), которые в свою очередь являются правыми притоками разного порядка р. Виллой. Гидрография района представлена пересекаемыми ложбинами стока – верхними звеньями гидрографической сети, а также не пересекаемым водотоком – р. Сулакыт, относящейся к правому бассейну р. Тас-Юрях.

1.3.5 Почвенный и растительный покров

Согласно почвенно-географическому районированию район работ относится к Восточно-Сибирской мерзлотно-таежной области, Центральной Якутской провинции палевых мерзлотно-таежных, местами осолоделых почв и черноземно-луговых почв аласов.

На образование почв весьма влияет сплошное промерзание грунтов в зимний период до верхней поверхности многолетнемерзлых пород с последующими сезонными оттаиваниями поверхностного горизонта. Это приводит к существенным изменениям фазового состояния и к перераспределению почвенной воды в грунтах. На почвенные процессы воздействуют также изменения местного теплового баланса почв, вызванные неравномерным распределением находящихся в них льдов, которые в одних местах сохраняются на значительные промежутки времени, а в других подвергаются оттаиванию.

На Средне-Сибирском плоскогорье и Вилюйской равнине довольно широко распространены лугово-болотные и торфянисто-болотные почвы с незначительным горизонтом торфа. Развитие этих почв возрастает при движении на север. Они приурочены к долинам рек, аласам и плоским не дренированным пониженным участкам рельефа. Почвы обладают слабокислой и нейтральной реакцией, содержание органического вещества в пересчете на гумус составляет от 26 до 70%, фосфорной кислоты 0,26—0,46%.

Растительный покров Западной Якутии вследствие сложных физико-географических условий развивается в чрезвычайно разнообразных комбинациях. Пестрота растительного покрова складывается из элементов равнинной и горной тундры и светлохвойной тайги. В качестве интро- и азональных образований имеют место болота, луга, степи, солончаки, растительность скал и другие элементы.

Даурская лиственница составляет основу лесов, распространяется при всех условиях рельефа и избегает только сухих песчаных почв, где преимущественно распространена сосна. Сосна занимает по удельному весу второе место после лиственницы (до 15% состава деревьев в бассейне р. Вилюй). В восточной половине Центрально-Якутской низменности, где в почвенном покрове преобладают суглинки, количество сосны значительно меньше. Сосновые лишайниковые и толокнянниковые боры располагаются по сухим солнечным склонам, вершинам холмов с песчаными почвами и, наконец, в районах развеваемых песков, где сосна абсолютно господствует. Ель составляет только 1,5—2% древостоя. Она обычно приурочена к поймам рек, на водоразделах же встречается редко и лишь в западных районах Вилюйской равнины.

Свободные от леса пространства заняты сельскохозяйственными угодьями, лугами, болотами.

Южный вариант среднетаежных лесов — подзона кедрово-лиственничных лесов — развит на Лено-Алданском и Приленском плато. В этой подзоне наиболее широко развиты таежные палевые мерзлотно-таежные почвы.

Для Юго-Западной Якутии характерно почти полное отсутствие лиственничников сухих местопроизрастаний. В состав лесов на хорошо дренированных почвах с абсолютными высотами не менее 400 м над уровнем моря входит кедр сибирский. Кедр сибирский чаще входит в состав с лиственницей Гмелина, реже с сосной обыкновенной и пихтой сибирской.

На более высоких уровнях в западной части района обычно в виде подроста произрастает пихта сибирская. Вершины увалов и верхние участки хорошо дренированных южных склонов с песчаными, супесчаными и суглинистыми почвами покрыты лиственнично-сосновыми и сосновыми насаждениями. Сосна обыкновенная занимает 16,5 % покрытой лесом территории района. В сложении древостоя кроме сосны обязательно участвует лиственница и береза. Распространены сосняки сухих и средневлажных типов -толокнянковые и брусничного ряда и их производные. Ель сибирская распространена не только в приречных насаждениях, но на слабо дренированных участках и склонах северной экспозиции в небольшой примеси участвует в сложении лиственничных древостоев.

Болотная растительность на территории района исследований занимает небольшие площади и приурочена к долинам и водоразделам рек. В основном распространены травяные, кустарничковые и моховые болота. Видовой состав их довольно однообразен, встречаются багульник болотный, брусника, голубика, ерниковые березы, в травяном покрове – пушицы, осоки и др. На равнинных участках наиболее часто встречаются мелкоосоково-моховые болота из осоки топяной с господством в моховом покрове *Drepanocladus*. На водоразделах распространены осоко-сфагновые болота с лиственничными, реже сосновыми и еловыми рединами. В травяно-кустарничковом покрове обильны багульник, брусника, клюква мелкоплодная, местами подбел многолистный. Моховой покров сплошной господствуют *Sphagnum s.l.* Среди приречных сырых лесов встречаются небольшие участки разнотравных болот, в травяно-кустарничковом покрове которых преобладают сабельник болотный, осока шаровидная, калужница болотная, вейник Лангсдорфа, голубика и др. Моховой покров хорошо развит, господствует *Aulacomnium palustre*.

По берегам озер и поймам рек произрастают заросли ивняков, черемухи, кизильника и других кустарников, в которых много красочного разнотравья: лилии пенсильванская и кудреватая, купальница, акониты, живокости, красоднев и пр. В долинах рек широко, вдоль берега узкой полосой встречаются ивняки травяные из ив корзиночной и шерстистопобеговой. Из кустарниковых сообществ широко распространены ерники из березы кустарниковой, изредка из березы тощей, в сочетании с болотами и заболоченными лугами.

1.3.6 Хозяйственное освоение территории и техногенные факторы

Техногенные условия рассматриваемой территории обусловлены хозяйственным освоением территории.

На современном этапе хозяйственного освоения месторождения техногенная нагрузка на природные комплексы связана как с эксплуатацией действующих промысловых объектов, так и расширением существующих, строительством новых промысловых объектов и инфраструктуры.

На современном этапе хозяйственного освоения территории месторождения наиболее характерными видами антропогенного воздействия являются:

- отчуждение земель под объекты нефтяных промыслов, транспорта и сопутствующей им инфраструктуры;
- механическое воздействие, связанное с горизонтальной и вертикальной планировкой рельефа;
- физическое (вибрационное и шумовое) воздействие от работающей техники, автотранспорта и строительного оборудования;
- химическое загрязнение природной среды нефтепродуктами и сопутствующими нефтесодержащими растворами (шламами) при разведочном и промысловом бурении, ремонтных работах на промысловых объектах и рекультивации объектов завершенного бурения;
- химическое загрязнение окружающей среды летучими веществами при работе стационарных и передвижных промышленных установок, автотранспорта;
- захламление территории при нарушении правил складирования отходов.

Техногенные нагрузки на территорию подразделяются на механические и технологические. Механическое воздействие связано с земляными работами, вызывает изменения грунтового стока, испарения, режима снегонакопления, снеготаяния и др. Технологические факторы оказывают влияние на природную среду: химическое, шумовое, радиационное, электромагнитное.

Антропогенные ландшафты территории формируются в специфических условиях, характерными чертами которых являются: использование тяжелой техники; поляризация и комлектность нагрузок. Эксплуатационные антропогенные ландшафты имеют очагово-линейно-

площадной характер. Эти местности являются территориями долговременного пользования. Процессы самовосстановления сдерживаются большой нагрузкой тяжёлого оборудования.

Освоение территории сопровождается удалением или нарушением покровов (снежного, травяного), что приводит к изменению теплового режима верхнего слоя грунтов. В зимний период застройка территории сопровождается уплотнением, удалением снега, а также образованием снежных наносов, в результате чего тепловой режим этих участков будет различным.

Строительство может привести к разрушению дернового покрова, засорению территории строительными отходами, загрязнению грунтов и подземных вод нефтепродуктами, искусственному изменению рельефа местности при планировке. При этом могут последовать необратимые явления. Почвенный покров видоизменяется, процессы почвообразования прерываются и появляются новые техногенно-преобразованные почвы – литоземы, особенно подверженные процессам водной и ветровой эрозии.

В процессе строительства проектируемых объектов для исключения нарушения природных геолого-литологических, гидрогеологических условий, в целях экологической безопасности рекомендуем провести следующие мероприятия:

- предусмотреть антикоррозионные мероприятия;
- предусмотреть мероприятия, направленные на снижение сил морозного пучения и деформации конструктивных элементов проектируемых объектов;
- по окончании строительства провести рекультивацию почвы для исключения загрязнения почв, грунтов, поверхностных и подземных вод, нарушения гидрогеологических условий;
- предусмотреть утилизацию строительного мусора в специально отведенные места;
- при строительстве избегать разлива бензина и нефтепродуктов в почву, грунты, поверхностные и подземные воды.

Результатом техногенного воздействия может являться нарушение почвенно-растительного покрова, образование специфических грунтов (техногенных), нарушение естественного стока атмосферных осадков и инфильтрации.

Строительство и эксплуатация объектов не будут оказывать отрицательного воздействия на природную среду при соблюдении необходимых технологических норм и требований.

1.4 Характеристика принятой технологической схемы производства 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 основные технические решения по обустройству куста добывающих скважин №10 Тас-Юряхского месторождения.

Фонд скважин кустовой площадки №10 – 9 40 скважин. Все скважины куста являются добывающими. Добыча ведется с эксплуатационного блока «Ботубинский горизонт». Скважины на кусте размещаются на одной прямой. Расстояние между скважинами принято 9 метров, между группами нефтяных скважин – так же 9 метров. Обоснование принятых расстояний приведено в Специальных Технических Условиях на проектирование и строительство в части обеспечения пожарной безопасности объекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10» (далее по тексту – СТУ). СТУ представлены в томе 1.

Кроме того, согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин, который приведен в документе ТЮ-

КП10-П-ИЛО.06.01-РР-001, принятое расстояние между скважинами в 9 метров превышает 1,2 от максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин (составляет 7,97 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 приустьевой площадки).

Принятое расчетное давление проектируемых трубопроводов от скважин составляет:

- от фонтанной арматуры до клапана-отсекателя - 16,0 МПа;
- после клапана-отсекателя на приустьевых площадках – 6,3 МПа;

Расчетное давление реагентопровода на кусте составляет 6,3 МПа.

В системе сбора до УПНГ ДНБ расчетное давление нефтегазосборного трубопровода, оборудования и ЗРА – 6,3 МПа.

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

Срок эксплуатации оборудования и трубопроводов – 20 лет.

Проектом предусматривается поэтапный ввод сооружений. Сооружения, вводимые на каждом этапе, приведены в Изменении №2 к Заданию на проектирование и в томе 1.

1.4.2 Характеристика системы сбора продукции добывающих скважин

Схема технологическая принципиальная кустовой площадки №10 представлена на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001.

Дебит скважин контролируется в измерительной установке КП10-ИЗУ-001.

Технологические сооружения на кусте №10 имеют следующий состав:

- фонтанная арматура скважин;
- технологическая обвязка скважин;
- инвентарная площадка глушения скважин;
- лубрикаторная площадка;
- площадка под приемные мостки, совмещенная с площадкой под ремонтный агрегат;
- места для крепления пригрузов якорей оттяжек (4 места на каждую скважину);
- места для размещения шкафа СУДР;
- блок дозирования реагента (БДР);
- установка измерительная (АГЗУ);
- площадка узла запуска СОД и отключающей арматуры;
- подземная дренажная емкость $V=8 \text{ м}^3$;
- технологические трубопроводы;
- метанольное хозяйство в составе:
 - емкость метанола расходной $V=50 \text{ м}^3$;
 - блок подачи метанола;
 - подземная дренажная емкость для метанола $V=8 \text{ м}^3$;
 - системы подачи ингибитора (метанола) на устья добывающих скважин.
- факельного хозяйства в составе:
 - факельный амбар с ГФУ;
 - площадки шкафа управления ГФУ и блока подачи газа на дежурную горелку;
 - площадка для исследовательского сепаратора.

Сбор продукции скважин осуществляется по лучевой схеме, с надземной и подземной прокладкой технологических трубопроводов в пределах куста.

Установка фонтанной арматуры полного заводского изготовления 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 стационарные лубрикаторные площадки.

Каждая нефтяная скважина на кусте оборудуется механическим клапаном-отсекателем с электромагнитным дублером, расположенными в обвязке скважины.

Клапан-отсекатель с электромагнитным дублером предназначен для защиты выкидного трубопровода от превышения давления, автоматическое закрытие которого происходит в случае превышения давления в выкидном трубопроводе свыше 6,3 МПа. Также закрытие клапана-отсекателя происходит в случае порыва трубопровода и падения давления до 2,5 МПа. Клапан-отсекатель с электромагнитным дублером предусмотрен в нормально-закрытом исполнении.

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 естественным уклоном 0,003 в сторону амбара, проходит над обваловкой амбара и присоединяется к горизонтальной факельной установке КП10-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.

Для предупреждения возможного гидратообразования в шлейфах предусмотрена подача метанола от блока подачи метанола КП10-БПМ-001. Накопление метанола на кустовой площадке №10 и подачи его в БПМ применяется емкость расходная объемом 50 м³ КП10-Е-001. Расчетное давление емкости составляет 0,05 МПа. Закачка реагента в емкость осуществляется из передвижной техники.

Для опорожнения трубопроводной обвязки измерительной установки и камеры запуска СОД на кусте №10 предусматривается подземная дренажная емкость объемом 8 м³ КП10-ЕД-002.

Для защиты от образования АСПО осуществляется поочередная подача ингибитора в добывающие скважины через скважинную установку дозирования реагента КП10-СУДР-001 по гибкому трубопроводу. Необходимость подачи ингибитора АСПО определяется по результатам опытно-промышленной эксплуатации скважин куста №10. СУДР предусматривается в количестве 1 шкаф. на куст и 9 мест под СУДР.

Для предупреждения возможного гидратообразования в нефтегазосборном трубопроводе предусмотрена подача реагента от блока дозирования реагента.

Замер дебита скважин предусматривается при помощи измерительной установки КП10-ИЗУ-001. Измерительная установка осуществляет 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.

Для запуска очистных и диагностических устройств в нефтегазосборный трубопровод от куста №10 предусмотрена камера запуска СОД КП10-КЗ-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 камеры. В технологической обвязке камеры установлен тройник с решеткой. На площадке узла запуска СОД устанавливается арматура с дистанционным управлением для аварийного отключения подачи добываемой продукции от системы сбора.

Для опорожнения трубопроводной обвязки измерительной установки и камеры запуска СОД на кусте №10 предусматривается подземная дренажная емкость объемом 8 м³.

Контроль герметичности внутрипромыслового трубопровода, транспортирующего жидкие углеводороды, предусматривается за счет использования датчиков давления, которые установлены на узле отключающей арматуры с электроприводом. При падении давления в

трубопроводе, которое указывает на отсутствие герметичности трубопровода, предусмотрено закрытие электроприводной отключающей арматуры. Датчики давления представлены в томе 4.6.2.

При проектировании технологических трубопроводов соблюдены требования ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020г. № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Трубопроводы, прокладываемые на территории куста до узла отключающей арматуры, относятся к технологическим.

Для закрепления надземных трубопроводов на траверсах используются корпусные хомутовые и тавровые хомутовые опоры по ОСТ 36-146-88.

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. Расстояние от электрических сетей и трубопроводами в «свету» принято не менее 500 мм в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, ПУЭ -7.

Диаметры трубопроводов по проектируемым площадкам определены исходя из нормативных скоростей, с учетом свойств транспортируемой среды и ее расхода.

Для защиты надземных участков выкидных трубопроводов, трубопроводов дренажа от ИЗУ и реагентопровода от теплопотерь предусматривается наружная теплоизоляция надземных участков и электрообогрев. Электрообогрев применяется на надземных участках, т.к. температура застывания продукта (минус 56 - минус 35) выше температуры окружающей среды в холодное время (минус 59,5). В качестве теплоизоляции используются полуцилиндры из пенополиуретана с негорючей стальной оцинкованной защитной оболочкой толщиной не более 1 мм. Толщина теплоизоляции составляет 50 мм. Для электрообогрева трубопроводов применяются саморегулируемые нагревательные кабели.

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

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

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 забуриваемой скважины должно быть не менее высоты буровой вышки плюс 10 м.

1.4.3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

1.4.3.1.1 Обустройство устьев скважин

На кустовой площадке №10 размещаются 10 нефтяных скважин, продукция от которых поступает в выкидной трубопровод, затем в измерительную установку, далее в общий эксплуатационный коллектор. Способ эксплуатации добывающих скважин - механизированный.

Для обвязки скважин применяется типовая устьевая фонтанная арматура, конструкция которой обеспечивает выполнение требований п. 454 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Тип фонтанной арматуры для скважин принят АФК63-80/65х21 К1 ХЛ.

В обвязке устьев нефтяных скважин предусмотрены: задвижка дисковая штуцерная, пробоотборное устройство, незамерзающий устьевой обратный клапан, клапан-отсекатель с электромагнитным дублером.

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-КП10-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, подтверждена документом «Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Тас-Юряхского НГКМ» ООО «Газпромнефть-Заполярье» в составе проектной документации «Обустройство Тас-Юряхского НКМ. Куст скважин №10», разработанным ООО «ГК «ТЭК». Данный документ представлен в томе 1.

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 защиты от образования АСПО осуществляется поочередная подача ингибитора в добывающие скважины через скважинную установку дозирования реагента КП10-СУДР-001 по гибкому трубопроводу. Необходимость подачи ингибитора АСПО определяется по результатам опытно-промышленной эксплуатации скважин куста №10. СУДР предусматривается в количестве 1 шкафа на куст и 9 мест под размещение СУДР.

Для предупреждения возможного гидратообразования предусмотрена подача метанола от блока дозирования 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 трубного пространства скважины.

Ввод ингибитора в выкидной трубопровод производится при помощи скважинной установки дозирования реагента СУДР из наличия Заказчика. Проектом предусматривается только место для установки СУДР.

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 естественным 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.

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.

В объем автоматизации скважины входит местный контроль давления в трубном и затрубном пространствах скважины, местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе до и после клапана-отсекателя. При давлении более 5,5 МПа до клапана-отсекателя предусмотрена аварийная сигнализация. Расчетное давление выкидного трубопровода до клапана-отсекателя, составляет не менее статического давления с учетом столба жидкости, и принято равным 16,0 МПа.

Объем автоматизации представлен в томе 4.6.2 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

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

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

- лубрикаторная площадка;
- место под совмещенную площадку под приемные мостки и агрегат подземного ремонта скважин (12,0х4,0 м);
- места под якоря оттяжек подъемного агрегата.

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.

Обвязка устьев скважин представлена на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002.

1.4.3.1.2 Блок дозирования реагента

Для защиты нефтегазосборного эксплуатационного коллектора от коррозии на кусте предусмотрен блок дозирования реагента КП10-БДР-001, по типу УДХ-1-2(1)-1х6,3-1(6)-Q-СУ-ХЛ1-СО или аналогичных.

От блока БДР предусматривается подача ингибитора коррозии в нефтегазосборный трубопровод с помощью устройства ввода.

Блок КП10-БДР-001 представляет собой закрытый блок-бокс во взрывозащищенном исполнении, включающий в себя технологическую емкость для хранения реагента объемом 6,0 м³, 2 дозировочных плунжерных насоса (1 рабочий и 1 резервный), 1 шестеренный насос для заполнения и перемешивания реагента.

Производительность насосов дозаторов составляет до 40 л/ч, давление на нагнетании равно 6,3 МПа. Объем технологической емкости с реагентом составляет 6 м³. Емкость оснащается воздушником, на котором предусматривается огнепреградитель, входящий в комплект поставки БДР.

Подключение реагентопровода к нефтегазосборному трубопроводу осуществляется через узел ввода реагента, поставляемый в комплекте с блоком БДР. Закачка реагента производится из передвижной техники посредством шестеренного насоса, установленного внутри блока.

В случае профилактического осмотра, ремонта или аварийной ситуации дренаж оборудования и трубопроводов БДР осуществляется в передвижную технику.

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

Блок дозирования реагента выполняет следующие функции:

- прием и замер количества реагента, принимаемого из передвижной техники, посредством шестеренного насоса;
- подача реагента насосом-дозатором, в указанные выше точки закачки;
- дренирование насосного оборудования и трубопроводов блока в передвижную технику (в объем поставки не входит).

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 теме 4.6.2 «Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Блок БДР размером 7х3 м располагается на свайном основании высотой 1,6 м.

Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК возле блока БДР и двух датчиков ДВК в блоке для контроля загазованности.

Блок дозирования реагента представлен на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-004.

1.4.3.1.3 Установка измерительная

В составе куста скважин №10 предусмотрена замерная установка (АГЗУ) КП10-АГЗУ-001 по типу ИУ(Б)-6,3-12-500-2900-114-219-БС-1-К-ХЛ1-БКУ-С0 (или аналогичной) на 12 подключений блочного исполнения, на базе многофазного расходомера, которая обеспечивает замер продукции, поступающей от каждой нефтяной скважины.

Замерная установка осуществляет замер дебита скважины по жидкости и газу в автоматическом и ручном режимах. Данная технология обеспечивает наиболее достоверные и устойчивые показатели результатов измерений многофазного потока.

Дебиты АГЗУ составляют:

- по жидкости (максимальный) – 495,78 м³/сут;
- по жидкости (минимальный) – 10,21 м³/сут;
- по газу (максимальный) – 124997,9 м³/сут;
- по газу (минимальный) – 2551,8 м³/сут;

Расчетное давление ЗУ составляет 6,3 МПа.

Замерная установка представляет 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 взрывозащищенном исполнении). Объем автоматизации представлен в теме 4.6.2 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

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

В состав технологического блока входят измерительный модуль и переключатель скважин многоходовой. Основным элементом измерительного модуля является многофазный расходомер.

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 дренаж оборудования и трубопроводов АГЗУ осуществляется в подземную дренажную емкость КП10-ЕД-001. Откачка дренажа из дренажной емкости осуществляется в передвижную технику.

Блок замерной установки размером 8,5х3,0 м располагается на свайном основании высотой 1,6 м.

Блок АГЗУ представлен на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003.

1.4.3.1.4 Узел запуска СОД

Узел запуска СОД КП10-КЗ-001 DN200 ~~DN300~~ PN63 на территории кустовой площадки предназначен для запуска очистных и диагностических устройств в нефтегазосборный трубопровод системы сбора. В режиме запуска снарядов, перевод продукции кустов производится на вход камеры для создания необходимого давления для запуска снарядов. При обычном режиме, продукция куста проходит по байпасному трубопроводу камеры. В технологической обвязке камеры установлен тройник с решеткой. Технические характеристики камеры соответствуют характеристикам нефтегазосборного трубопровода, на котором она установлена.

В состав узла камеры запуска СОД входят:

- камера запуска;
- отключающая арматура, позволяющая подключать и отключать камеру СОД от технологического процесса;
- приборы КИПиА (манометр, датчик давления, датчик контроля герметичности);
- механический сигнализатор прохождения СОД;
- лоток;
- тяговое устройство;
- площадка обслуживания;
- комплект инструментов и принадлежностей.

На площадке 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 камер из трубопроводов во время запуска снарядов;
 - б) отключение камеры от трубопроводов;
 - в) опорожнение камеры и всех надземных участков трубопроводов в подземные 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.

Дренаж камеры запуска производится в дренажную емкость КП10-ЕД-001 объемом 8 м³.

Схема принципиальная технологическая узла запуска СОД представлена на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001.

Компоновка узла запуска СОД и расположение оборудования на нем представлено на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006.

1.4.3.1.5 Дренажная емкость

Для опорожнения трубопроводной обвязки блока ЗУ КП10-ИЗУ-001 и камеры запуска СОД КП10-КЗ-001 предусматривается подземная дренажная емкость КП10-ЕД-001 объемом 8 м³. Расчетное давление дренажной емкости - 0,05 МПа.

В емкость производится сброс дренажа от оборудования и технологической обвязки блока ЗУ, а также от технологической обвязки КЗ СОД по отдельным трубопроводам.

Откачка продукции из емкости осуществляется в передвижную технику.

В емкости предусмотрен контроль минимального, максимального и аварийного максимального уровней.

Емкость оснащается воздушником, высотой не менее 5,0 м, с клапаном механическим дыхательным, совмещенным с огнепреградителем DN100.

На емкости также предусмотрен штуцер для пропарки, оснащенный запорной арматурой с ручным приводом и быстроразъемным соединением (БРС).

Дренажная емкость поставляется в комплекте с лестницей для обслуживания внутренней полости емкости.

Надземные дренажные трубопроводы от ЗУ и трубопровод воздушника с огнепреградителем подлежат теплоизоляции и электрообогреву.

Подземная дренажная емкость КП10-ЕД-001 представлена на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005.

Поставка подземной дренажной емкости осуществляется в соответствии с типовыми техническими требованиями на дренажную емкость ТТТ-01.02-06.

Для контроля загазованности рядом с емкостью устанавливается 1 датчик ДВК.

Для защиты от почвенной коррозии подземной емкости предусмотрено заводское антикоррозионное 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 9.602 2016.

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

1.4.3.1.6 Узел отключающей арматуры на выходе с куста скважин

Для аварийного отключения подачи добываемой продукции на площадке узла запуска СОД проектом предусматривается отключающая арматура с электроприводом КП10-ZV-001 DN200 PN63.

Данная арматура обеспечивает прекращение подачи продукции в следующих случаях:

- пожар в блоках, находящихся на территории куста;
- загазованность в блоках, находящихся на территории куста;
- отключение электроэнергии на территории куста;
- повышение или падение давления до (или после) отключающей арматуры КП10-ZV-001.

Проектом предусматривается местный и дистанционный контроль давления до и после отключающей арматуры с электроприводом КП10-ZV-001. Объем автоматизации представлен в томе 4.6.2 «Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Отключающая арматура с электроприводом поставляется в соответствии с типовыми техническими требованиями на изготовление, поставку и монтаж арматуры ТТТ-01.02.03

Узел отключающей арматуры представлен на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006.

1.4.3.1.7 Запорная арматура

Арматура, устанавливаемая на проектируемых трубопроводах, отвечает требованиям [24] и [35]. В проекте предусмотрено использование запорной арматуры с ручным и электроприводом.

Управление электроприводной арматурой осуществляется как автоматически, так и дистанционно из операторной.

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.

Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А, согласно требований [29].

В качестве запорной арматуры применяются задвижки клиновые с герметичностью затвора по классу А, в соответствии с ГОСТ 9544-2015. Для обслуживания запорной арматуры, размещаемой на кусте, предусматриваются стационарные площадки обслуживания. Оборудование и вся арматура на кусте предусматриваются климатического исполнения ХЛ1.

Задвижки изготавливаются из той же стали, что и трубопровод, на котором они установлены. Арматура на выходе с куста комплектуется электроприводом. Время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет не более 180 секунд. Предусматривается установка фланцевой арматуры с заводской разделкой кромок. Вся арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Для теплоизоляции арматуры используются съемные теплоизоляционные чехлы.

Все узлы отключающей арматуры размещаются на поверхности - на открытых площадках, рядом со скважинами, емкостями и аппаратами.

Арматура с ручным приводом поставляется в соответствии с типовыми техническими требованиями ТТТ-01.02-03.

1.4.3.1.8 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 (данное оборудование имеется на балансе у Заказчика). 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 6,3х12,0 м. Компоновка узла подключения представлена на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012.

1.4.3.1.9 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 естественным 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.

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 на площадке блока подачи газа на дежурную горелку

В соответствии с п.105 Руководства по безопасности факельных систем, уклон дна амбара выполнен в направлении от горелочного устройства. Факельные трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах, с уклоном в сторону ГФУ не менее 0,003. Все трубопроводы, прокладываемые до ГФУ, предусматриваются без теплоизоляции. 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 33х4 м, высота обвалования около 2,5 м.

Территория вокруг ГФУ должна быть ограничена по периметру сигнальными флажками 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-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-013.

Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ представлен на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012.

1.4.3.1.10 Блок подачи метанола

На территории кустовой площадки КП10 для предупреждения возможного гидратообразования в выкидных трубопроводах и трубного пространства предусмотрен блок подачи метанола КП10-БПМ-001.

БПМ представляет собой закрытый блок-бокс во взрывозащищенном исполнении, включающий в себя два дозирочных 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 реагентопровода составляет 16,0 МПа.

Метанол поступает в БПМ из передвижной техники (по трубопроводу DN100) или расходной емкости метанола V=50 м³ КП10-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 дозирования 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 дозирования реагента представлен на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008, изготавливается и поставляется согласно опросному листу ТЮ-КП10-ТХ01-ТТ-002.

1.4.3.1.11 Емкость расходная для метанола

Для накопления метанола на кустовой площадке КП10 и подачи его в БПМ применяется емкость расходная объемом 50 м³. Расчетное давление емкости КП10-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 КП10-XV-001 DN100 для дистанционного открытия/закрытия.

В случае заполнения дренажной емкости КП10-ЕД-002 дренаж расходной емкости направляется через БРС в передвижную технику.

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

Нормативное обоснование емкости хранения метанола, а также системы пожаротушения к ней, представлены в специальных технических условиях.

1.4.3.1.12 Дренажная емкость для метанола

Для опорожнения трубопроводной обвязки блока дозирования 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.

Подземная дренажная емкость КП10-ЕД-002 представлена на чертеже ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-010.

Мероприятия по защите емкости от коррозии приведены в Разделе 2.

1.4.3.2 Технологические трубопроводы

Все трубопроводы, прокладываемые по территории куста №10, относятся к технологическим и проектируются в соответствии ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные».

Принятые проектные решения соответствуют Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденным приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 N 444.

Категория технологического трубопровода и группа среды в соответствии с ТР ТС 032/2013 представлены в таблице 1.1.

Расчетное давление проектируемых технологических трубопроводов приведено в п. 1.4.3.10.

Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод прокладывается надземно, на опорах. Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БПМ до скважины прокладывается надземно, на опорах. Все остальные трубопроводы прокладываются подземно.

Глубина заложения подземных трубопроводов должна быть не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы.

Расстояние между подземными трубопроводами и строительными 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 0,8 м от поверхности земли до оси трубопровода.

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

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.

В соответствии с п.34 приказа Ростехнадзора от 21.12.2021 N 444 расстояние между осями смежных технологических трубопроводов и от технологических трубопроводов до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали, предусматривает возможность сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также учитывает величины смещения технологического трубопровода при температурных деформациях.

Расстояние между электрическими сетями и трубопроводами в «свету» принято не менее 500 мм в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, ПУЭ -7.

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

Надземные участки выкидных трубопроводов (в обвязке устья скважины), дренажных трубопроводов от ЗУ и реагентопровод предусмотрены в теплоизоляции с электрообогревом. Надземные участки выкидных трубопроводов в обвязке ЗУ предусмотрены в теплоизоляции. Монтаж теплоизоляции и электрообогрева на трубопроводах производится после нанесения антикоррозионного покрытия на трубы и соединительные детали. В качестве теплоизоляции используются полуцилиндры из пенополиуретана. Толщина теплоизоляции составляет 50 мм.

Участки трубопроводов, на которых применяется только теплоизоляция либо теплоизоляция и электрообогрев, указаны на схеме технологической принципиальной ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001.

В качестве кровельного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

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

Для прокладки надземных трубопроводов применяются опоры по ОСТ 36-146-88 (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

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

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

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. 1.4.3.10.

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

При пересечении трубопроводов расстояние между ними должно составлять не менее 350 мм в свету.

1.4.3.3 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.

Для технологических трубопроводов испытания проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы стальные технологические», а также с учетом требований Приказа Ростехнадзора №444 от 21.12.2021 г

Все технологические трубопроводы испытываются на прочность, плотность и дополнительно на герметичность.

Испытания трубопроводов 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).

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

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

Дополнительное испытание на герметичность проводится пневматическим способом.

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

В случае, если температура окружающего воздуха ниже 5°С и обоснована невозможность применения низкотемпературных жидкостей, то допускается замена гидравлического испытания на пневматическое испытание (п. 135 Приказа 444 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»).

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

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

Величины давлений испытаний для технологических трубопроводов приведены в таблице 1.1.

После выдержки под пробным давлением, давление снижается до расчетного, при котором проводится визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений.

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.

После окончания испытаний трубопровод полностью опорожняется и продувается.

В соответствии с п. 13.1.16 и п. 13.5 ГОСТ 32569-2013 дополнительные испытания на герметичность пневматическим способом участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 24 часов.

Очистку трубопровода и испытания осуществляют по специальной инструкции, разработанной подрядчиком и согласованной с Заказчиком.

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

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 флажками.

Характеристика технологических трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений и продолжительность испытаний представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Характеристика трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ
						На прочность и плотность	На герметичность		
Технологические трубопроводы на кусте №10									
Выкидные трубопроводы обвязки устья скважин до клапана-отсекателя	16,0	A(б), I	2/1	100	100	1,43*P _{расч} =2 2,88	P _{раб} =16,0	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы обвязки устья скважин после клапана-отсекателя	6,3	A(б), I	2/1	20	10	1,43*P _{расч} =9,0 1	P _{раб} =6,3	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
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

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ
						На прочность и плотность	На герметичность		
Технологические трубопроводы на кусте №10									
Нефтегазосборный трубопровод	6,3	A(б), I	2/1	20	10	1,43*P _{расч} =9,0 1	P _{раб} =6,3	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от ИЗУ и КЗ 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 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 для пропарки нефтегазосборного трубопровода	6,3	A(б), I	2/1	20	10	1,43*P _{расч} =9,0 1	P _{раб} =6,3	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в НГСТ	6,3	A(б), I	2/1	20	10	1,43*P _{расч} =9,0 1	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	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ
						На прочность и плотность	На герметичность		
Технологические трубопроводы на кусте №10									
Трубопровод за- качки ингибитора коррозии от пере- движной техники в БДР	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,2$ 9	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569- 2013
Дренажный трубо- провод от БДР в передвижную ем- кость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,2$ 9	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569- 2013
Трубопровод про- дукции инертным газом камеры за- пуска СОД	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 9,0$ 4	$P_{\text{раб}} = 6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569- 2013
Трубопровод по- дачи метанола от емкости расход- ной до БПМ	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,2$ 9	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569- 2013
Трубопровод по- дачи ингибитора коррозии от БПМ до точки подклю- чения к скважине	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 22,$ 88	$P_{\text{раб}} = 16$	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	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ
						На прочность и плотность	На герметичность		
Технологические трубопроводы на кусте №10									
Трубопровод за- качки ингибитора коррозии от пере- движной техники в БПМ	1,6	A(6), 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 трубо- провод от БПМ в передвижную ем- кость	1,6	A(6), 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 опо- рожнения дренаж- ной емкости в пе- редвижную ем- кость	1,6	A(6), 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
Трубопроводы об- вязки камеры за- пуска СОД	6,3	A(6), 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
Примечания									
1 При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному.									
2 Предусмотрен контроль методом акустической эмиссии, при испытании на прочность и плотность пневматическим способом трубопроводов, имеющих номинальное давление не более 10 МПа.									
3 Объем контроля сварных соединений принят в соответствии с ГОСТ 32569-2013, т.к. в нем представлены более жесткие требования.									

1.4.4 Требования к организации производства

Организацией производства является комплекс мероприятий по эффективному сочетанию трудовых процессов с материальными элементами, 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 Тас-Юряхского месторождения 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 производятся 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».

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;
- обзорность;
- 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 Тас-Юряхском 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 нефти, 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 (Постановление правительства Российской Федерации от 24 декабря 2021 года N 2464 «О порядке обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда»).

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 нефти и 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.

1.5 Гидравлический расчет системы сбора Тас-Юряхского месторождения кустов скважин №№8,9,10. КП№10

1.5.1 Общие положения

В разделе представлено гидравлическое исследование системы сбора продукции скважин куста №10 Тас-Юряхского месторождения с учетом продукции скважин кустов №№ 8,9 Тас-Юряхского месторождения.

Данное исследование проведено с целью:

- определения оптимальных диаметров выкидных трубопроводов от проектируемых скважин куста №10, нефтегазосборных коллекторов и нефтегазосборных трубопроводов от куста №10 до точки врезки куста №9, от точки врезки куста №9 до точки врезки куста №8, от точки врезки куста №8 до УПНГ;
- 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.

1.5.2 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 №№ 8,9,10 Тас-Юряхского месторождения приняты на основании приложения №5 к Заданию на проектирование. Максимальные показатели для куста №10: по нефти 496,3 тыс.т/год (2028 год), по жидкости 715,2 тыс.т/год (2028 год), по газу 96,7557 млн.м³/год (2028 год). Максимальные и минимальные суточные показатели для скважин и куста 10 с указанием периодов представлены в таблице 1.2;
- скважина 1002 (поз. по ГП 1.4) в добыче не участвует в соответствии с приложением №5 к Заданию на проектирование.
- температура на устье скважин куста №10 до редуцирования принята на основании приложения №5 к Заданию на проектирование и составляет минус 10÷плюс 10°С;
- давление на устьях скважин куста №10 до регулирующего клапана принято на основании приложения №5 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*К) 50мм с участками подземной прокладки без теплоизоляции;
- среднемесячная температура воздуха от минус 29,1°С до плюс 17,7°С принята в соответствии с таблицей 5.1 СП 131.13330.2020 Строительной климатологии;
- прокладка трубопроводов системы сбора подземная без теплоизоляции;

- среднегодовая температура грунта на глубине прокладки принята по месяцам (от минус 3,8°С до плюс 13,2°С) в соответствии с «Климатической справкой Ст. Ленск»;
- шероховатость трубопроводов 0,1мм;
- компонентный молярный 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 1.3;
- компонентный молярный состав растворенного газа и газа газовой шапки Тас-Юряхского месторождения в соответствии с приложением №1 к Заданию на проектирование представлен в таблицах 1.4 и 1.5;
- для трубопроводов от кустов №№ 8,9,10 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 НТЦ» 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;
- профили трасс трубопроводов системы сбора приняты на основании данных инженерных изысканий;
- профиль трассы трубопровода от куста КП10 до т.в.5 (точки врезки куста №9) представлен на рисунке 1.2;
- профиль трассы трубопровода от т.в.5 (точки врезки куста №9) до т.в.4 (точки врезки куста №8) представлен на рисунке 1.3;
- профиль трассы трубопровода от т.в.4 (точки врезки куста №8) до УПНГ представлен на рисунке 1.4.

Таблица 1.2 – Суточные показатели для скважин и куста 10

№№скв	Макс/мин	Добыча нефти, м³/сут	Добыча жидкости, м³/сут	Добыча газа, тыс.м³/сут	Добыча жидкости, т/сут	Гф общий, м³/т	Обв, % масс
1001	максимум	243,597367	312,4363	30,6105714	299,0289153	1348,752249	89,6208026
	период макс	янв.28	янв.28	янв.28	янв.28	ноя.34	ноя.34
	минимум	6,24897164	42,7095208	6,01832288	52,00015597	103,9811026	29,4206184
	период мин	ноя.34	окт.34	май.34	окт.34	май.28	янв.28
1003	максимум	449,95011	495,702615	53,7550881	482,3727438	3250,665535	83,79834224
	период макс	янв.28	янв.28	дек.30	фев.28	ноя.34	окт.34
	минимум	12,6234878	56,3799915	24,1702067	66,73150309	76,20075309	13,04273833
	период мин	окт.34	ноя.34	апр.28	ноя.34	янв.28	янв.28
1004	максимум	458,454343	495,717522	30,3622703	488,3152296	1331,413738	90,84396117
	период макс	янв.28	янв.28	янв.28	мар.28	ноя.34	окт.34
	минимум	18,4081798	142,227061	12,0471939	174,1893771	69,65973682	10,7058076
	период мин	окт.34	окт.34	авг.28	окт.34	мар.28	янв.28
1005	максимум	493,602422	495,77913	124,997904	435,2269302	5785,923469	64,82763724
	период макс	янв.28	янв.28	янв.29	фев.28	июл.34	июн.34
	минимум	13,9945919	31,4812363	28,2869326	34,47284596	67,74931148	0,646278131
	период мин	июн.34	июн.34	фев.28	июн.34	фев.28	янв.28
1006	максимум	492,935573	495,777961	31,2229689	430,7119529	790,8355003	34,84993717
	период макс	янв.28	янв.28	янв.28	янв.28	июн.34	авг.34
	минимум	7,53052807	10,2094404	3,83196117	9,94809943	68,38530159	0,843387888
	период мин	окт.34	окт.34	окт.34	окт.34	фев.28	янв.28
1007	максимум	495,33362	495,782165	93,8607767	437,6163952	5723,892471	59,41656579
	период макс	янв.28	янв.28	ноя.34	мар.28	ноя.34	сен.34
	минимум	17,1334906	29,6973174	33,7205766	30,16295379	78,57397837	0,133395308
	период мин	июл.34	ноя.34	янв.28	ноя.34	янв.28	янв.28
1008	максимум	470,807256	471,244893	28,4401631	408,4667065	606,561515	63,61550895
	период макс	янв.28	янв.28	янв.28	янв.28	ноя.34	окт.34
	минимум	12,1513916	26,4050146	6,07626362	28,73810167	68,8842844	0,136926683
	период мин	окт.34	сен.34	окт.34	сен.34	фев.28	янв.28
1009	максимум	472,51094	481,030282	29,6677964	420,2711971	739,7999957	77,7701273
	период макс	янв.28	янв.28	янв.28	янв.28	ноя.34	окт.34
	минимум	10,1926217	34,2531975	5,10393908	39,53922519	69,32811096	2,590641214
	период мин	окт.34	сен.34	ноя.30	сен.34	фев.28	янв.28
1010	максимум	420,069519	495,650239	26,5062019	460,5403921	495,3637491	81,90658626
	период макс	мар.28	мар.28	мар.28	мар.28	ноя.34	авг.34
	минимум	9,13157197	36,8352667	2,55188768	43,31691583	67,98352242	20,97365672
	период мин	сен.34	сен.34	окт.30	сен.34	апр.28	мар.28
Куст 10	максимум	3577,19163	3743,47087	337,67487	3311,783694	2459,079963	79,81386037
	период макс	янв.28	янв.28	янв.29	янв.28	ноя.34	янв.28
	минимум	117,14264	422,6104	170,162882	491,88018	79,64838608	6,631680186
	период мин	ноя.34	ноя.34	май.34	ноя.34	янв.28	окт.34

Таблица 1.3 - Компонентный мольный состав и физико-химические свойства дегазированной нефти и ионный состав воды Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂	0,000
He	0,000
N ₂	0,000
CO ₂	0,000
CH ₄	0,243
C ₂ H ₆	0,392
C ₃ H ₈	0,382
i-C ₄ H ₁₀	0,114
n-C ₄ H ₁₀	1,022
i-C ₅ H ₁₂	0,557
n-C ₅ H ₁₂	1,597
C ₆	2,656
C ₇	4,408
C ₈	6,516
C ₉	7,441
C ₁₀	7,108
C ₁₁	5,742
C ₁₂	5,155
C ₁₃	4,737
C ₁₄	4,330
C ₁₅	3,932
C ₁₆	3,444
C ₁₇	3,019
C ₁₈	2,758
C ₁₉	2,632
C ₂₀	2,359
C ₂₁	2,146
C ₂₂	1,825
C ₂₃	1,644
C ₂₄	1,565
C ₂₅	1,497
C ₂₆	1,375
C ₂₇	1,294
C ₂₈	1,235
C ₂₉	1,172
C ₃₀	1,047
C ₃₁	0,831
C ₃₂	0,665
C ₃₃	0,510
C ₃₄	0,308
C ₃₅	0,219
C ₃₆₊	12,124

Компонент	Содержание, % мольн.
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, °С	минус 56-минус 35
Плотность нефти при 20°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 1.4 - 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
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	1,069

Таблица 1.5 - 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
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	0,766

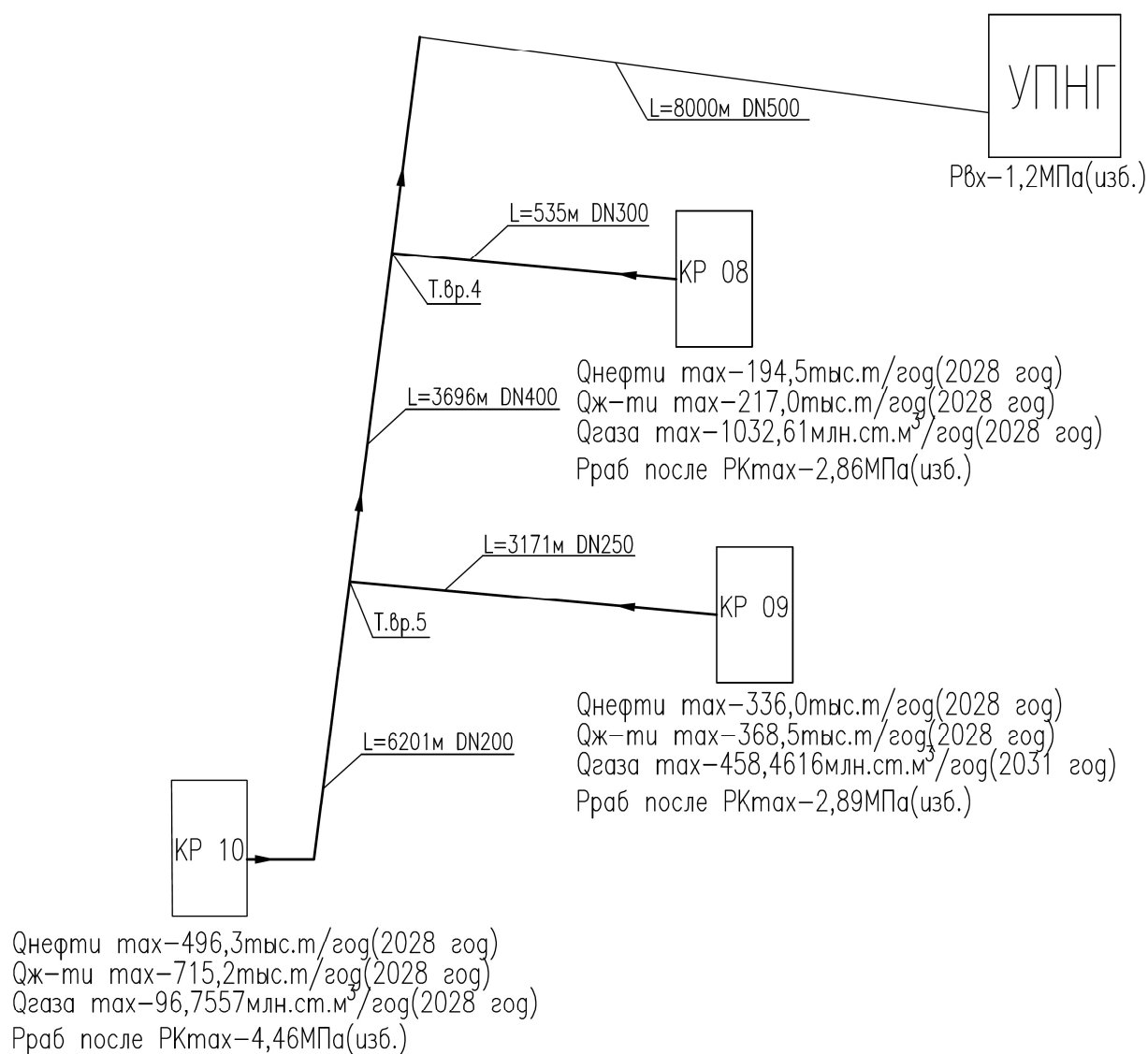


Рисунок 1.1 - Принципиальная технологическая схема системы сбора продукции скважин кустов №№ 8,9,10 Тас-Юряхского месторождения



Рисунок 1.2 - Профиль трассы от куста КП10 до т.в.5



Рисунок 1.3 - Профиль трассы от т.в.5 до т.в.4



Рисунок 1.4 - Профиль трассы от т.в.4 до УПНГ

1.5.3 Результаты гидравлического расчета

В разделе представлено гидравлическое исследование системы сбора продукции скважин куста №10 Тас-Юряхского месторождения с учетом продукции скважин кустов №№ 8,9 Тас-Юряхского месторождения. Расчет выполнен на следующие периоды:

- 01.2028 г – максимальной суточной добычи нефти и жидкости для куста №10, нефти и жидкости для куста №8, нефти и жидкости суммарно для кустов №№8,9,10;
- 02.28 г – максимальной суточной добычи нефти и жидкости для куста №9;
- 03.28 г – максимального рабочего давления для куста №10;
- 07.28 г - максимальной суточной добычи газа для куста №8;
- 01.2029 г - максимальной суточной добычи газа для куста №10, газа суммарно для проектируемых кустов №№8,9,10;
- 12.30 г - максимальной суточной добычи газа для куста №9;
- 08.34 г – последний период эксплуатации скважин куста №10.

Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах кустов №№ 8,9,10 Тас-Юряхского месторождения на рассматриваемые периоды представлены в таблицах 1.6-1.8.

Результаты гидравлического расчета системы сбора с учетом №№ 8,9,10 Тас-Юряхского месторождения на рассматриваемые периоды представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.6 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №10 Тас-Юряхского месторождения

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июль.28	январ.29	декаб.30	авг.34
СКВ1 КУСТ10, DN100, L=36м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,045	4,032	4,448	3,842	3,805	3,352	1,826
	в начале	4,045	4,032	4,448	3,842	3,805	3,352	1,826
	в конце	4,037	4,026	4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,213	0,164	0,140	0,115	0,121	0,129	0,101
Температура, °С	на устье	6,4	6,5	6,5	6,2	4,8	3,1	0,3
	в начале	6,4	6,5	6,5	6,2	4,8	3,1	0,3
	в конце	6,3	6,5	6,5	6,2	4,7	3,0	0,7
Скорость газа, в начале, м/с		0,61	0,42	0,27	0,18	0,24	0,28	0,39
Скорость газа, в конце, м/с		0,61	0,42	0,27	0,18	0,24	0,28	0,39
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,49	0,39	0,35	0,24	0,19	0,14	0,08
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,49	0,39	0,35	0,24	0,19	0,14	0,08
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	пробковый	пробковый	пробковый	расслоен- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		32,3	23,9	18,4	12,2	12,6	12,5	13,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		17,8	12,3	8,0	5,2	7,1	8,2	11,4
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		14,5	11,6	10,4	7,0	5,5	4,2	2,2
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		871,9	597,8	434,5	242,7	327,1	332,7	247,3
СКВ3 КУСТ10, DN100, L=44м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,047	4,038	4,454	3,848	3,812	3,352	1,825
	в начале	4,047	4,038	4,454	3,848	3,812	3,352	1,825
	в конце	4,037	4,026	4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,228	0,277	0,252	0,229	0,247	0,099	0,061
Температура, °С	на устье	9,10	7,9	7,0	5,0	3,8	0,4	-0,9
	в начале	9,1	7,9	7,0	5,0	3,8	0,4	-0,9
	в конце	9,0	7,9	6,9	5,1	3,7	0,4	-0,5
Скорость газа, в начале, м/с		0,40	0,35	0,36	0,69	1,15	1,81	2,06

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июль.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Скорость газа, в конце, м/с		0,40	0,35	0,48	0,69	1,15	1,81	2,06
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,76	0,78	0,66	0,40	0,31	0,19	0,10
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,76	0,78	0,66	0,40	0,31	0,19	0,10
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	пробковый	пробковый	дисперсный	волновой
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		34,1	33,2	29,9	32,0	42,8	58,8	63,4
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		11,7	10,3	10,6	20,3	33,8	53,1	60,5
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		22,4	22,9	19,4	11,7	9,0	5,7	3,0
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		565,9	500,6	574,2	946,4	1563,9	2175,1	1321,6
СКВ4 КУСТ10, DN100, L=64м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,051	4,041	4,458	3,849	3,814	3,355	1,828
	в начале	4,051	4,041	4,458	3,849	3,814	3,355	1,828
	в конце	4,037	4,026	4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,212	0,235	0,233	0,182	0,210	0,126	0,083
Температура, °С	на устье	9,4	9,1	8,7	8,2	6,69	4,6	4,0
	в начале	9,4	9,1	8,7	8,2	6,7	4,6	4,0
	в конце	9,3	9,0	8,6	8,2	6,6	4,5	4,2
Скорость газа, в начале, м/с		0,41	0,30	0,22	0,19	0,37	0,93	1,20
Скорость газа, в конце, м/с		0,41	0,30	0,22	0,19	0,38	0,94	1,21
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,76	0,78	0,79	0,58	0,51	0,41	0,25
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,76	0,78	0,79	0,58	0,51	0,41	0,25
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		34,3	31,7	29,6	22,5	25,9	39,4	42,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		12,0	8,9	6,5	5,6	11,0	27,4	35,4
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		22,3	22,8	23,1	16,9	14,9	11,9	7,5

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		580,5	427,4	347,2	255,4	505,2	1102,3	757,7
СКВ5 КУСТ10, DN100, L=72м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,051	4,040	4,454	3,851	3,814	4,54	3,46
	в начале	4,051	4,040	4,454	3,851	3,814	3,364	1,832
	в конце	4,037	4,026	4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,194	0,188	0,156	0,186	0,185	0,234	0,135
Температура, °С	на устье	9,9	9,3	5,3	1,0	0,0	-6,78	1,0
	в начале	9,9	9,3	5,3	1,0	0,0	-9,9	-11,9
	в конце	9,7	9,1	5,2	1,4	-0,2	-9,6	-11,0
Скорость газа, в начале, м/с		0,43	0,35	0,34	2,64	3,63	3,63	3,34
Скорость газа, в конце, м/с		0,43	0,35	0,34	2,65	3,64	3,66	3,37
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,75	0,75	0,62	0,22	0,15	0,15	0,07
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,75	0,75	0,62	0,22	0,15	0,15	0,07
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперсный	пробковый
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		34,5	32,4	28,1	83,8	111,1	111,3	100,2
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		12,5	10,4	10,0	77,5	106,7	106,8	98,1
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		22,0	22,0	18,2	6,3	4,4	4,5	2,1
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		602,4	499,0	546,2	3676,2	5039,2	4630,0	2260,7
СКВ6 КУСТ10, DN100, L=81м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,053	4,040	4,451	3,844	3,805	3,353	1,827
	в начале	4,053	4,040	4,451	3,844	3,805	3,353	1,827
	в конце	4,037	4,026	4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,189	0,166	0,105	0,072	0,058	0,064	0,053
Температура, °С	на устье	9,8	8,7	7,7	2,7	-1,4	-5,4	-7,3
	в начале	9,8	8,7	7,7	2,7	-1,4	-5,4	-7,3
	в конце	9,6	8,4	7,3	2,9	-1,4	-4,9	-3,0
Скорость газа, в начале, м/с		0,41	0,33	0,23	0,37	0,44	0,14	0,27

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Скорость газа, в конце, м/с		0,41	0,33	0,23	0,37	0,44	0,14	0,28
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,75	0,69	0,50	0,22	0,12	0,04	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,75	0,69	0,50	0,22	0,12	0,04	0,02
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		34,1	30,0	21,3	17,5	16,5	5,1	8,4
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		12,1	9,6	6,8	10,9	12,9	4,0	7,9
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		22,0	20,4	14,6	6,6	3,6	1,0	0,5
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		581,8	465,6	366,3	515,4	613,4	170,7	178,1
СКВ7 КУСТ10, DN100, L=89м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,055	4,051	4,481	3,859	3,821	4,54	1,832
	в начале	4,055	4,051	4,481	3,859	3,821	3,365	1,832
	в конце	4,037	4,026	4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,195	0,278	0,425	0,233	0,228	0,199	0,112
Температура, °С	на устье	10,0	5,9	4,0	2,0	1,81	-4,79	-5,8
	в начале	10,0	5,9	4,0	2,0	1,8	-7,2	-5,8
	в конце	9,7	5,7	3,9	2,3	1,6	-6,9	-4,9
Скорость газа, в начале, м/с		0,46	0,90	1,70	2,50	2,34	2,64	3,15
Скорость газа, в конце, м/с		0,47	0,90	1,72	2,52	2,35	2,66	3,18
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,75	0,76	0,76	0,31	0,29	0,16	0,07
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,75	0,76	0,76	0,31	0,29	0,16	0,07
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		35,7	48,6	72,5	82,5	77,1	82,5	94,4
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		13,6	26,3	50,0	73,5	68,7	77,7	92,5
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		22,1	22,3	22,4	9,0	8,4	4,8	1,9

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		657,8	1296,1	2768,2	3479,3	3220,0	3317,6	2073,2
СКВ8 КУСТ10, DN100, L=92м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,053	4,035	4,449	3,844	3,806	3,353	1,828
	в начале	4,053	4,035	4,449	3,844	3,806	3,353	1,828
	в конце	4,037	4,026	4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,167	0,094	0,067	0,061	0,061	0,057	0,055
Температура, °С	на устье	9,1	8,4	7,7	4,20	1,0	-1,8	-4,2
	в начале	9,1	8,4	7,7	4,2	1,0	-1,8	-4,2
	в конце	8,8	8,0	7,3	4,4	0,9	-1,8	-2,3
Скорость газа, в начале, м/с		0,36	0,23	0,15	0,30	0,47	0,56	0,38
Скорость газа, в конце, м/с		0,36	0,23	0,15	0,30	0,47	0,56	0,39
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,71	0,47	0,36	0,22	0,16	0,09	0,04
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,71	0,47	0,36	0,22	0,16	0,09	0,04
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		31,4	20,5	15,1	15,3	18,5	19,3	12,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		10,6	6,8	4,5	8,8	13,9	16,6	11,3
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		20,8	13,8	10,7	6,5	4,6	2,7	1,3
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		510,0	326,5	241,1	411,3	652,3	685,3	251,1
СКВ9 КУСТ10, DN100, L=105м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,056	4,037	4,451	3,844	3,808	3,352	1,826
	в начале	4,056	4,037	4,451	3,844	3,808	3,352	1,826
	в конце	4,037	4,026	4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,177	0,108	0,075	0,060	0,065	0,040	0,039
Температура, °С	на устье	9,2	8,3	7,8	6,1	4,8	3,0	-1,9
	в начале	9,2	8,3	7,8	6,1	4,8	3,0	-1,9

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	дек.30	авг.34
	в конце	8,9	8,1	7,6	6,3	4,5	2,7	0,1
Скорость газа, в начале, м/с		0,38	0,20	0,12	0,14	0,20	0,16	0,38
Скорость газа, в конце, м/с		0,39	0,20	0,12	0,14	0,20	0,16	0,38
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,73	0,49	0,37	0,24	0,20	0,11	0,06
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,73	0,49	0,37	0,24	0,20	0,11	0,06
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	пробковый	пробковый	расслоен- ный	расслоен- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		32,7	20,3	14,4	11,1	11,5	8,0	12,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		11,3	5,9	3,5	4,0	5,8	4,8	11,0
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		21,4	14,4	10,9	7,1	5,8	3,2	1,7
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		546,6	285,0	189,1	185,1	266,8	195,2	242,4
СКВ10 КУСТ10, DN100, L=115м								
Давление, МПа(изб.)	на устье			4,466	3,848	3,810	3,351	1,827
	в начале			4,466	3,848	3,810	3,351	1,827
	в конце			4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)				0,197	0,090	0,081	0,031	0,040
Температура, °С	на устье			9,0	6,8	3,37	3,8	-0,2
	в начале			9,0	6,8	3,4	3,8	-0,2
	в конце			8,8	6,9	3,1	3,3	1,6
Скорость газа, в начале, м/с				0,28	0,14	0,38	0,07	0,20
Скорость газа, в конце, м/с				0,29	0,14	0,38	0,07	0,20
Скорость ж-ти, в начале, м/с				0,77	0,34	0,18	0,09	0,07
Скорость ж-ти, в конце, м/с				0,77	0,34	0,18	0,09	0,07
Режим				пробко- вый	пробковый	пробковый	расслоен- ный	расслоен- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч				31,0	14,1	16,4	4,9	7,9
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч				8,4	4,1	11,1	2,2	5,9

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч				22,6	10,0	5,3	2,7	1,9
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч				450,2	189,0	514,7	88,6	129,6
до границы куста 10, DN200, L=136м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	4,037	4,026	4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
	в конце	4,011	4,002	4,414	3,812	3,775	3,326	1,818
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,197	0,177	0,213	0,190	0,186	0,159	0,029
Температура, °С	в начале	8,9	7,9	7,0	5,4	3,6	-0,1	-0,4
	в конце	8,4	7,5	6,7	5,6	2,9	-0,8	0,2
Скорость газа, в начале, м/с		0,55	0,49	0,59	1,15	1,48	1,66	1,84
Скорость газа, в конце, м/с		0,55	0,49	0,59	1,16	1,48	1,67	1,85
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,90	0,80	0,81	0,43	0,33	0,22	0,12
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,90	0,80	0,81	0,43	0,33	0,22	0,12
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		269,4	241,2	262,0	296,0	336,9	351,3	365,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		102,0	91,1	109,9	214,9	275,5	310,6	343,5
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		167,4	150,1	152,1	81,1	61,4	40,7	22,1
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		4917,8	4401,7	5940,3	9948,9	12724,5	12726,9	7474,1

Таблица 1.7 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №9 Тас-Юряхского месторождения

Показатель		янв.28	фев.28	мар.28	июл.28	янв.29	дек.30	авг.34
СКВ1 КУСТ9, DN100, L=36м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,248	2,501	2,632	2,481	4,20	3,58	3,06
	в начале	2,248	2,501	2,632	2,481	2,676	2,495	1,823
	в конце	2,237	2,491	2,622	2,470	2,656	2,471	1,805
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,319	0,277	0,274	0,313	0,549	0,681	0,515
Температура, °С	на устье	8,9	5,4	3,10	0,8	-11,96	-16,12	-12,22
	в начале	8,9	5,4	3,1	0,8	-17,9	-21,7	-18,9
	в конце	8,8	5,3	3,0	0,9	-17,9	-21,6	-18,7
Скорость газа, в начале, м/с		1,05	1,18	1,94	5,44	8,72	13,15	14,36
Скорость газа, в конце, м/с		1,06	1,18	1,95	5,47	8,79	13,30	14,53
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,74	0,59	0,46	0,24	0,21	0,12	0,06
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,74	0,59	0,46	0,24	0,21	0,12	0,06
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		52,6	52,0	70,6	167,1	262,5	390,3	423,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		30,8	34,6	57,1	159,9	256,3	386,7	422,2
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		21,7	17,4	13,6	7,2	6,2	3,5	1,7
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		802,6	1021,1	1789,0	4747,8	9044,4	12927,5	10022,5
СКВ2 КУСТ9, DN100, L=44м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,246	2,497	2,627	2,475	2,661	2,475	3,06
	в начале	2,246	2,497	2,627	2,475	2,661	2,475	1,808
	в конце	2,237	2,491	2,622	2,470	2,656	2,471	1,805
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,212	0,124	0,116	0,119	0,114	0,102	0,076
Температура, °С	на устье	8,5	6,5	4,9	1,5	0,4	-5,5	-10,04
	в начале	8,5	6,5	4,9	1,5	0,4	-5,5	-15,1

Показатель		янв.28	фев.28	мар.28	июл.28	янв.29	дек.30	авг.34
	в конце	8,4	6,3	4,7	1,8	0,2	-5,4	-13,6
Скорость газа, в начале, м/с		0,76	0,50	0,61	1,49	2,03	3,31	3,05
Скорость газа, в конце, м/с		0,77	0,50	0,61	1,49	2,03	3,32	3,08
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,57	0,35	0,28	0,18	0,15	0,08	0,03
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,57	0,35	0,28	0,18	0,15	0,08	0,03
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		39,4	24,9	26,3	49,0	63,9	99,5	90,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		22,5	14,6	18,0	43,7	59,6	97,2	89,8
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		16,9	10,2	8,2	5,3	4,3	2,3	1,0
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		585,3	429,6	561,1	1291,8	1908,8	2965,9	2072,9
СКВЗ КУСТ9, DN100, L=64м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,254	2,499	2,628	2,477	5,09	2,475	3,06
	в начале	2,254	2,499	2,628	2,477	2,662	2,475	1,808
	в конце	2,237	2,491	2,622	2,470	2,656	2,471	1,805
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,267	0,127	0,097	0,105	0,094	0,075	0,052
Температура, °С	на устье	9,2	8,6	7,4	2,4	-10,90	-7,3	-10,34
	в начале	9,2	8,6	7,4	2,4	-0,1	-7,3	-17,2
	в конце	9,0	8,2	7,1	2,9	-0,3	-6,9	-14,6
Скорость газа, в начале, м/с		0,93	0,47	0,38	0,88	1,77	2,85	3,92
Скорость газа, в конце, м/с		0,94	0,47	0,38	0,89	1,77	2,86	3,98
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,70	0,44	0,34	0,20	0,13	0,07	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,70	0,44	0,34	0,20	0,13	0,07	0,02
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		47,8	26,7	21,0	32,0	55,9	85,7	116,0
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		27,3	13,8	11,1	26,0	52,0	83,7	115,3
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		20,5	12,9	9,9	6,0	4,0	2,0	0,6

Показатель		янв.28	фев.28	мар.28	июл.28	янв.29	дек.30	авг.34
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		711,2	400,7	340,2	766,7	1669,5	2575,7	2690,9
СКВ4 КУСТ9, DN100, L=72м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,267	4,56	2,691	5,23	2,888	4,39	3,06
	в начале	2,267	2,541	2,691	2,584	2,888	2,707	1,947
	в конце	2,237	2,491	2,622	2,470	2,656	2,471	1,805
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,417	0,696	0,948	1,585	3,215	3,280	1,966
Температура, °С	на устье	6,6	-2,22	-4,60	-6,84	1,51	-16,45	-17,24
	в начале	6,6	-2,2	-7,7	-14,9	-19,7	-25,1	-23,6
	в конце	6,4	-2,3	-7,8	-15,0	-20,6	-26,3	-24,0
Скорость газа, в начале, м/с		1,70	4,12	6,33	13,25	22,88	29,04	27,97
Скорость газа, в конце, м/с		1,73	4,22	6,51	13,92	24,96	31,88	30,20
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,74	0,74	0,69	0,53	0,52	0,26	0,11
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,74	0,74	0,69	0,53	0,52	0,26	0,11
Режим		пробко- вый	пробко- вый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		71,9	143,1	206,2	405,1	687,9	861,3	825,7
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		50,1	121,2	186,1	389,6	672,6	853,8	822,4
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		21,8	21,9	20,2	15,5	15,2	7,5	3,3
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		1328,3	3749,9	6267,6	13030,5	26036,7	31788,0	21384,3
СКВ5 КУСТ9, DN100, L=81м								
Давление, МПа(изб.)	на устье		2,514	2,643	2,490	2,682	3,58	3,06
	в начале		2,514	2,643	2,490	2,682	2,505	1,823
	в конце		2,491	2,622	2,470	2,656	2,471	1,805
Перепад на 1 км, МПа(изб.)			0,280	0,263	0,245	0,323	0,420	0,222
Температура, °С	на устье		9,9	9,4	4,0	1,5	-8,22	-9,51
	в начале		9,9	9,4	4,0	1,5	-11,0	-13,5

Показатель		янв.28	фев.28	мар.28	июл.28	янв.29	дек.30	авг.34
	в конце		9,7	9,2	4,2	1,3	-10,8	-12,2
Скорость газа, в начале, м/с			0,96	0,70	1,51	4,05	6,05	5,66
Скорость газа, в конце, м/с			0,97	0,71	1,52	4,09	6,14	5,75
Скорость ж-ти, в начале, м/с			0,74	0,75	0,38	0,22	0,18	0,07
Скорость ж-ти, в конце, м/с			0,74	0,75	0,38	0,22	0,18	0,07
Режим			пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч			50,0	42,6	55,4	125,7	182,9	168,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч			28,2	20,6	44,3	119,1	177,7	166,4
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч			21,8	22,0	11,1	6,6	5,2	2,2
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч			819,9	631,5	1304,7	3824,3	5641,8	3846,2
до границы куста 9, DN250, L=136м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,237	2,491	2,622	2,470	2,656	2,471	1,805
	в конце	2,233	2,485	2,615	2,459	2,640	2,454	1,795
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,025	0,045	0,055	0,076	0,120	0,125	0,075
Температура, °С	в начале	7,8	4,7	2,0	-4,5	-13,6	-20,2	-19,7
	в конце	6,6	3,8	1,5	-3,8	-14,2	-20,5	-18,2
Скорость газа, в начале, м/с		0,71	1,18	1,65	3,75	6,66	9,13	9,10
Скорость газа, в конце, м/с		0,70	1,17	1,65	3,78	6,68	9,19	9,22
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,43	0,45	0,39	0,24	0,19	0,11	0,05
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,43	0,45	0,39	0,24	0,19	0,11	0,05
Режим		пробко- вый	пробко- вый	пробко- вый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		212,6	303,5	381,4	744,5	1278,9	1725,1	1706,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		131,7	219,5	307,8	699,6	1242,8	1704,8	1698,1
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		80,9	84,0	73,7	45,0	36,1	20,3	8,7

Показатель	янв.28	фев.28	мар.28	июл.28	янв.29	дек.30	авг.34
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч	3426,3	6455,7	9644,6	21197,2	42537,7	55926,8	40038,0

Таблица 1.8 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №8 Тас-Юряхского месторождения

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июль.28	январ.29	декаб.30	авг.34
СКВ1 КУСТ8, DN100, L=36м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,53	4,85	4,94	5,14	5,31	4,40	2,60
	в начале	2,057	2,346	2,447	2,288	2,253	1,986	1,530
	в конце	1,936	2,183	2,291	2,118	2,090	1,853	1,473
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		3,402	4,569	4,390	4,775	4,573	3,742	1,608
Температура, °С	на устье	-15,12	-14,69	-14,43	-13,71	-12,74	-17,86	-18,98
	в начале	-24,6	-27,5	-27,6	-29,6	-30,0	-32,5	-26,1
	в конце	-25,1	-28,4	-28,5	-30,5	-31,0	-33,4	-26,2
Скорость газа, в начале, м/с		23,61	35,60	35,48	39,68	39,93	39,27	30,38
Скорость газа, в конце, м/с		25,12	38,28	37,92	42,87	43,03	42,07	31,56
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,63	0,36	0,30	0,23	0,19	0,12	0,05
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,63	0,36	0,30	0,23	0,19	0,12	0,05
Режим		дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		712,8	1057,5	1052,1	1173,3	1179,4	1158,3	894,7
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		694,2	1046,8	1043,2	1166,6	1174,0	1154,7	893,3
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		18,6	10,7	8,9	6,7	5,5	3,6	1,4
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		19176,4	33801,3	35276,4	37113,8	36826,4	32138,9	18383,7
СКВ2 КУСТ8, DN100, L=44м		0,000	6,323	3,556	5,435	2,846	1,391	0,699
Давление, МПа(изб.)	на устье	1,957	8,53	5,87	7,58	4,96	3,26	2,18
	в начале	1,957	2,205	2,314	2,143	2,114	1,869	1,478
	в конце	1,936	2,183	2,291	2,118	2,090	1,853	1,473
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,493	0,502	0,519	0,560	0,551	0,366	0,118
Температура, °С	на устье	1,5	0,03	-5,25	-1,21	-10,93	-12,50	-8,72
	в начале	1,5	-15,7	-17,1	-22,7	-10,9	-19,5	-12,0

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	декаб.30	авг.34
	в конце	1,4	-15,7	-17,0	-22,3	-10,9	-19,3	-11,0
Скорость газа, в начале, м/с		5,03	6,94	8,15	11,03	12,95	10,98	5,94
Скорость газа, в конце, м/с		5,08	7,02	8,24	11,19	13,11	11,09	5,99
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,47	0,29	0,24	0,15	0,10	0,06	0,03
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,47	0,29	0,24	0,15	0,10	0,06	0,03
Режим		дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		161,6	212,5	246,5	328,7	383,8	324,5	175,4
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		147,8	204,0	239,6	324,2	380,7	322,7	174,6
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		13,8	8,5	7,0	4,5	3,1	1,8	0,8
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		3433,5	5796,8	7205,3	9262,3	10123,3	7879,8	3246,3
СКВЗ КУСТ8, DN100, L=64м		2,886	2,398	1,941	2,710	2,535	1,548	0,657
Давление, МПа(изб.)	на устье	4,88	4,77	4,56	5,18	4,93	3,58	2,18
	в начале	1,998	2,369	2,619	2,468	2,393	2,031	1,520
	в конце	1,936	2,183	2,291	2,118	2,090	1,853	1,473
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,974	2,929	5,163	5,512	4,760	2,797	0,751
Температура, °С	на устье	-4,16	-8,43	-12,36	-12,08	-13,77	-17,54	-13,80
	в начале	-8,1	-15,0	-19,3	-24,8	-26,6	-25,8	-17,6
	в конце	-8,2	-15,5	-20,5	-26,5	-28,2	-26,7	-17,2
Скорость газа, в начале, м/с		5,91	17,67	27,70	37,49	37,20	31,85	19,55
Скорость газа, в конце, м/с		6,12	19,25	31,80	43,77	42,62	34,90	20,23
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,74	0,77	0,74	0,37	0,26	0,15	0,04
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,74	0,77	0,74	0,37	0,26	0,15	0,04
Режим		дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		195,5	542,1	836,2	1113,1	1101,4	940,7	576,1

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июль.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		173,7	519,6	814,3	1102,2	1093,9	936,3	574,8
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		21,8	22,5	21,9	10,9	7,5	4,4	1,3
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		4303,4	15853,1	28274,1	37047,5	35927,0	25743,9	11288,7
СКВ4 КУСТ8, DN100, L=72м		4,336	4,198	4,133	3,873	3,575	2,174	0,628
Давление, МПа(изб.)	на устье	6,70	6,99	6,99	6,50	6,09	4,28	2,18
	в начале	2,360	2,788	2,858	2,623	2,519	2,103	1,549
	в конце	1,936	2,183	2,291	2,118	2,090	1,853	1,473
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		5,889	8,381	7,866	6,998	5,943	3,464	1,059
Температура, °С	на устье	-5,29	-3,74	-3,67	-6,63	-8,55	-18,17	-17,57
	в начале	-22,4	-24,0	-24,3	-27,4	-28,3	-31,2	-21,8
	в конце	-24,4	-27,5	-27,7	-30,5	-31,0	-32,7	-21,5
Скорость газа, в начале, м/с		33,55	44,67	44,29	44,86	42,91	36,36	24,78
Скорость газа, в конце, м/с		41,00	57,07	55,28	55,53	51,66	41,23	26,10
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,66	0,40	0,31	0,20	0,16	0,11	0,03
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,66	0,40	0,31	0,20	0,16	0,11	0,03
Режим		дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		1006,0	1325,1	1311,3	1325,0	1266,3	1072,3	729,4
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		986,5	1313,4	1302,2	1318,9	1261,6	1069,0	728,5
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		19,5	11,7	9,1	6,0	4,7	3,4	0,9
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		31165,4	50152,2	51226,9	48068,3	44233,5	31385,2	14867,7
до границы куста 8, DN300, L=136м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	1,936	2,183	2,291	2,118	2,090	1,853	1,473
	в конце	1,915	2,154	2,259	2,088	2,064	1,836	1,467
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,153	0,216	0,234	0,221	0,195	0,124	0,040

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июль.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Температура, °С	в начале	-18,2	-23,6	-24,7	-28,5	-28,3	-30,0	-21,3
	в конце	-18,5	-23,8	-24,7	-27,9	-28,5	-30,0	-19,5
Скорость газа, в начале, м/с		8,82	13,73	14,98	17,18	16,85	14,48	9,40
Скорость газа, в конце, м/с		8,90	13,91	15,20	17,51	17,06	14,62	9,52
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,28	0,20	0,18	0,11	0,08	0,05	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,28	0,20	0,18	0,11	0,08	0,05	0,02
Режим		дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		2391,2	3661,9	3983,9	4544,1	4450,2	3820,4	2474,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		2318,0	3608,7	3937,2	4516,2	4429,6	3807,4	2470,4
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		73,2	53,2	46,7	27,9	20,6	13,0	4,4
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		58209,1	105650,6	122034,1	131552,2	127170,3	97200,5	47808,7

Таблица 1.9 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов системы сбора с учетом №№ 8,9,10 Тас-Юряхского месторождения

Показатель (периоды)		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	декаб.30	авг.34
граница_куста10 - т.в.5, DN200, L=6201м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	4,011	4,002	4,414	3,812	3,775	3,326	1,818
	в конце	2,043	2,249	2,363	2,171	2,205	2,002	1,521
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,317	0,283	0,331	0,265	0,253	0,214	0,048
Температура, °С	в начале	8,4	7,5	6,7	5,6	2,9	-0,8	0,2
	в конце	5,1	4,5	4,0	6,7	0,0	-1,9	7,1
Скорость газа, в начале, м/с		0,55	0,49	0,59	1,16	1,48	1,67	1,85
Скорость газа, в конце, м/с		1,47	1,13	1,40	2,24	2,66	2,87	2,29
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,90	0,80	0,81	0,43	0,33	0,22	0,12
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,90	0,80	0,81	0,43	0,33	0,22	0,12
Режим		пробковый	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый	волновой
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		269,9	241,7	262,8	298,1	337,9	352,3	367,4
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		102,6	91,6	110,8	217,0	276,5	311,6	345,2
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		167,4	150,0	152,1	81,1	61,4	40,7	22,1
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		4923,3	4406,2	5951,6	9960,9	12720,5	12723,1	7476,4
граница_куста9 - т.в.5, DN250, L=3171м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,233	2,485	2,615	2,459	2,640	2,454	1,795
	в конце	2,044	2,249	2,363	2,172	2,205	2,002	1,521
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,060	0,074	0,079	0,091	0,137	0,143	0,086
Температура, °С	в начале	6,6	3,8	1,5	-3,8	-14,2	-20,5	-18,2
	в конце	4,0	1,7	-0,2	0,2	-12,8	-17,7	-8,2
Скорость газа, в начале, м/с		0,70	1,17	1,65	3,78	6,68	9,19	9,22
Скорость газа, в конце, м/с		0,77	1,31	1,84	4,41	8,17	11,58	11,46
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,43	0,45	0,39	0,24	0,19	0,11	0,05
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,43	0,45	0,39	0,24	0,19	0,11	0,05

Показатель (периоды)		январ.28	февр.28	мар.28	июль.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Режим		расслоенный	волновой	волновой	волновой	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		211,6	302,7	381,4	750,7	1283,5	1735,0	1730,0
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		130,8	218,8	307,8	705,8	1247,4	1714,6	1721,3
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		80,8	83,9	73,7	44,9	36,1	20,4	8,6
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		3412,5	6443,4	9638,8	21214,3	42529,9	55923,4	40061,7
т.в. 5 - т.в. 4, DN400, L=3696м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,043	2,249	2,363	2,171	2,205	2,002	1,521
	в конце	1,831	2,034	2,130	1,969	1,961	1,769	1,446
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,057	0,058	0,063	0,054	0,066	0,063	0,020
Температура, °С	в начале	4,8	3,5	2,7	4,4	-5,5	-9,5	-0,4
	в конце	3,6	2,4	1,7	5,3	-5,6	-8,7	3,1
Скорость газа, в начале, м/с		1,59	1,74	2,31	4,77	7,86	10,54	10,00
Скорость газа, в конце, м/с		1,81	1,95	2,60	5,32	8,89	12,02	10,68
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,93	0,88	0,85	0,48	0,37	0,23	0,11
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,93	0,88	0,85	0,48	0,37	0,23	0,11
Режим		пробковый	пробковый	пробковый	волновой	дисперсный	дисперсный	волновой
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		663,0	688,0	831,6	1379,3	2162,6	2829,5	2658,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		417,8	456,4	608,5	1254,4	2066,4	2769,6	2628,6
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		245,2	231,7	223,2	124,9	96,2	59,9	30,1
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		10035,6	12143,4	17081,6	31963,6	55884,4	69104,0	47772,2
граница куста8 - т.в. 4, DN300, L=535м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	1,915	2,154	2,259	2,088	2,064	1,836	1,467
	в конце	1,830	2,034	2,129	1,965	1,956	1,768	1,446
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,159	0,224	0,242	0,230	0,201	0,127	0,041

Показатель (периоды)		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	дек.30	авг.34
Температура, °С	в начале	-18,5	-23,8	-24,7	-27,9	-28,5	-30,0	-19,5
	в конце	-18,3	-23,9	-24,9	-27,6	-28,5	-29,4	-17,2
Скорость газа, в начале, м/с		8,90	13,91	15,20	17,51	17,06	14,62	9,52
Скорость газа, в конце, м/с		9,35	14,78	16,18	18,70	18,06	15,26	9,77
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,28	0,20	0,18	0,11	0,08	0,05	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,28	0,20	0,18	0,11	0,08	0,05	0,02
Режим		дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	волновой
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		2413,5	3710,7	4043,5	4629,8	4506,1	3856,1	2506,1
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		2340,3	3657,6	3996,9	4602,0	4485,5	3843,1	2501,8
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		73,2	53,2	46,6	27,8	20,6	13,0	4,3
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		58212,7	105663,2	122058,2	131613,2	127174,7	97206,2	47835,4
г.в.4 - УПНГ, DN500, L=8000м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	1,830	2,034	2,129	1,965	1,956	1,768	1,446
	в конце	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,076	0,101	0,112	0,093	0,091	0,069	0,030
Температура, °С	в начале	-4,2	-7,8	-8,7	-9,5	-15,6	-17,0	-3,6
	в конце	-5,1	-9,2	-10,3	-7,6	-15,7	-15,3	2,4
Скорость газа, в начале, м/с		4,29	6,51	7,29	9,26	10,10	10,11	7,55
Скорость газа, в конце, м/с		6,57	11,04	12,94	15,32	16,42	15,04	9,30
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,44	0,39	0,37	0,21	0,16	0,10	0,05
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,44	0,39	0,37	0,21	0,16	0,10	0,05
Режим		дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	расслоенный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		3419,8	4991,9	5544,6	6853,4	7426,6	7386,8	5496,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		3103,9	4710,0	5277,6	6703,0	7311,1	7315,0	5462,6
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		315,9	281,9	267,0	150,4	115,5	71,7	34,0

Показатель (периоды)	янв.28	фев.28	мар.28	июл.28	янв.29	дек.30	авг.34
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч	69004,1	118471,7	139705,5	164012,3	183307,3	166595,9	95717,1

1.5.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы

По результатам гидравлического расчета трубопроводов системы сбора продукции скважин кустов №№ 8,9,10 Тас-Юряхского месторождения можно сделать следующие выводы:

- рекомендуемые в соответствии с Заданием на проектирование диаметры выкидных трубопроводов от проектируемых скважин куста №10 - DN100. Скорость газа в выкидных трубопроводах не превышает допустимых значений. 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;
- диаметр нефтегазосборного коллектора куста №10 принят равным диаметру трубопровода от куста DN200;
- рекомендуемые диаметры проектируемых нефтегазосборных трубопроводов от куста №10 до точки врезки куста №9, от точки врезки куста №9 до точки врезки куста №8, от точки врезки куста №8 до УПНГ представлены в таблице 1.10;

Таблица 1.10 - Рекомендуемые диаметры проектируемых трубопроводов

Участок	L, м	DN
Куст 10 – т.в.5	6201	200
Т.в. 5 – т.в.4	3696	400
Т.в.4 - УПНГ	8000	500

- 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 1,2-4,46МПа(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;
- 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 сборный коллектор на выходе с куста. Пробный расход ингибитора рекомендуется принять равным от 50 г/м³ жидкости (от 7,79л/ч 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. Учитывая высокую протяженность трубопровода от куста 10 до УПНГ при точечной подаче ингибитора коррозии на кусте 10

будут защищены только начальные участки трубопровода. Рекомендуется подача ингибитора коррозии на кустах скважин 8 и 9 для защиты от коррозии участков трубопровода т.вр.5 – т.вр.4 и т.вр.4 – УПНГ, что возможно при одновременном вводе в эксплуатацию кустов 10, 9 и 8. 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 таблице **1.11.**

Таблица 1.11 – Потребность в ингибиторе гидратообразования для проектируемых скважин куста 10

Скважина	1001		1003		1004		1005		1006		1007		1008		1009		1010		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
01.2028	30,61	1,28	29,71	1,24	30,36	1,27	31,89	1,33	31,22	1,30	33,72	1,41	28,44	1,19	29,67	1,24	0,00		10,23
02.2028	21,78	0,91	25,19	1,05	23,61	0,98	28,29	1,18	26,35	1,10	50,67	2,11	18,40	0,77	16,02	0,67	0,00		8,76
03.2028	17,31	0,72	24,47	1,02	21,26	0,89	28,84	1,20	20,75	0,86	87,05	3,63	14,51	0,60	11,31	0,47	26,51	1,10	10,50
04.2028	13,56	0,57	24,17	1,01	20,66	0,86	58,30	2,43	18,01	0,75	86,89	3,62	13,68	0,57	9,53	0,40	14,72	0,61	10,81
05.2028	10,69	0,45	25,11	1,05	18,15	0,76	70,40	2,93	16,93	0,71	82,17	3,42	14,16	0,59	8,51	0,35	9,59	0,40	10,65
06.2028	9,56	0,40	25,65	1,07	15,22	0,63	82,47	3,44	17,00	0,71	87,40	3,64	14,62	0,61	8,17	0,34	8,25	0,34	11,18
07.2028	9,53	0,40	27,45	1,14	13,06	0,54	93,71	3,90	17,74	0,74	91,11	3,80	15,17	0,63	8,28	0,34	8,41	0,35	11,85
08.2028	9,60	0,40	29,34	1,22	12,05	0,50	99,95	4,16	16,56	0,69	92,26	3,84	14,85	0,62	7,70	0,32	8,38	0,35	12,11
09.2028	9,89	0,41	32,61	1,36	13,50	0,56	107,12	4,46	18,64	0,78	91,55	3,81	15,80	0,66	8,29	0,35	10,99	0,46	12,85
10.2028	9,93	0,41	34,89	1,45	14,98	0,62	113,34	4,72	17,50	0,73	89,26	3,72	16,34	0,68	8,14	0,34	12,93	0,54	13,22
11.2028	10,25	0,43	37,47	1,56	16,25	0,68	118,37	4,93	18,13	0,76	87,94	3,66	17,64	0,73	8,46	0,35	14,50	0,60	13,71
12.2028	10,49	0,44	39,48	1,64	16,96	0,71	122,45	5,10	17,95	0,75	87,39	3,64	18,73	0,78	8,74	0,36	14,90	0,62	14,05
01.2029	10,31	0,43	40,65	1,69	17,71	0,74	125,00	5,21	17,69	0,74	83,89	3,50	19,34	0,81	8,88	0,37	14,21	0,59	14,07
02.2029	9,22	0,38	40,42	1,68	17,91	0,75	111,82	4,66	16,27	0,68	72,26	3,01	19,31	0,80	8,74	0,36	12,56	0,52	12,85
03.2029	9,12	0,38	42,28	1,76	19,16	0,80	107,98	4,50	18,19	0,76	69,48	2,89	20,17	0,84	9,30	0,39	12,58	0,52	12,84
04.2029	8,96	0,37	42,86	1,79	19,26	0,80	104,41	4,35	16,76	0,70	67,25	2,80	20,04	0,83	9,02	0,38	11,05	0,46	12,48
05.2029	9,10	0,38	44,44	1,85	19,76	0,82	101,42	4,23	18,28	0,76	65,77	2,74	20,54	0,86	9,47	0,39	11,00	0,46	12,49
06.2029	9,07	0,38	45,18	1,88	19,77	0,82	99,17	4,13	15,91	0,66	64,32	2,68	20,26	0,84	9,06	0,38	9,61	0,40	12,18
07.2029	9,17	0,38	45,51	1,90	20,48	0,85	97,66	4,07	14,56	0,61	63,70	2,65	20,45	0,85	9,28	0,39	9,28	0,39	12,09
08.2029	9,30	0,39	46,05	1,92	21,76	0,91	96,69	4,03	10,80	0,45	63,70	2,65	20,73	0,86	9,65	0,40	9,38	0,39	12,00
09.2029	9,23	0,38	46,66	1,94	22,21	0,93	96,12	4,01	11,49	0,48	64,08	2,67	20,29	0,85	9,21	0,38	8,39	0,35	11,99
10.2029	9,18	0,38	47,32	1,97	23,19	0,97	95,89	4,00	8,06	0,34	64,96	2,71	20,31	0,85	8,69	0,36	8,30	0,35	11,91
11.2029	9,11	0,38	47,99	2,00	24,27	1,01	95,34	3,97	7,18	0,30	65,80	2,74	20,41	0,85	7,77	0,32	7,20	0,30	11,88
12.2029	8,90	0,37	48,90	2,04	24,52	1,02	95,62	3,98	7,27	0,30	66,81	2,78	19,95	0,83	8,16	0,34	6,38	0,27	11,94
01.2030	8,75	0,36	49,61	2,07	25,72	1,07	96,18	4,01	6,51	0,27	67,77	2,82	20,15	0,84	7,15	0,30	5,37	0,22	11,97
02.2030	8,54	0,36	50,20	2,09	25,84	1,08	97,00	4,04	5,41	0,23	69,23	2,88	19,72	0,82	6,75	0,28	4,65	0,19	11,97
03.2030	8,46	0,35	50,39	2,10	26,47	1,10	97,90	4,08	5,53	0,23	70,89	2,95	19,66	0,82	6,36	0,27	4,28	0,18	12,08
04.2030	8,45	0,35	50,72	2,11	27,00	1,13	99,78	4,16	5,60	0,23	72,89	3,04	19,61	0,82	6,33	0,26	3,91	0,16	12,26
05.2030	8,41	0,35	51,09	2,13	27,40	1,14	100,59	4,19	5,41	0,23	73,69	3,07	19,54	0,81	5,97	0,25	3,43	0,14	12,31
06.2030	8,38	0,35	51,35	2,14	27,78	1,16	100,65	4,19	5,08	0,21	74,03	3,08	19,57	0,82	5,95	0,25	3,35	0,14	12,34
07.2030	8,37	0,35	51,41	2,14	28,02	1,17	100,65	4,19	4,47	0,19	74,71	3,11	19,54	0,81	5,66	0,24	3,01	0,13	12,33
08.2030	8,42	0,35	51,55	2,15	28,27	1,18	101,78	4,24	5,08	0,21	75,86	3,16	19,02	0,79	5,59	0,23	2,95	0,12	12,44
09.2030	8,55	0,36	51,88	2,16	28,49	1,19	104,34	4,35	4,81	0,20	77,81	3,24	18,45	0,77	5,50	0,23	2,82	0,12	12,61
10.2030	8,73	0,36	51,85	2,16	28,04	1,17	107,45	4,48	4,54	0,19	79,79	3,32	17,75	0,74	5,17	0,22	2,55	0,11	12,74
11.2030	9,00	0,38	52,98	2,21	28,65	1,19	112,56	4,69	5,38	0,22	82,60	3,44	17,95	0,75	5,10	0,21	2,57	0,11	13,20
12.2030	9,26	0,39	53,76	2,24	29,02	1,21	114,83	4,78	4,89	0,20	83,15	3,46	18,18	0,76	5,51	0,23	2,78	0,12	13,39
01.2031	9,34	0,39	53,48	2,23	29,07	1,21	112,83	4,70	5,69	0,24	79,48	3,31	17,96	0,75	5,65	0,24	2,92	0,12	13,18
02.2031	9,42	0,39	53,25	2,22	29,21	1,22	110,81	4,62	6,02	0,25	78,47	3,27	17,60	0,73	5,81	0,24	3,12	0,13	13,07
03.2031	9,49	0,40	52,97	2,21	29,13	1,21	109,05	4,54	6,21	0,26	78,10	3,25	17,04	0,71	5,86	0,24	3,12	0,13	12,96

Скважина	1001		1003		1004		1005		1006		1007		1008		1009		1010		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
04.2031	9,60	0,40	52,72	2,20	29,28	1,22	107,54	4,48	6,18	0,26	77,50	3,23	16,42	0,68	5,92	0,25	3,22	0,13	12,85
05.2031	9,69	0,40	52,55	2,19	29,36	1,22	106,18	4,42	6,48	0,27	76,99	3,21	15,88	0,66	6,08	0,25	3,42	0,14	12,78
06.2031	9,77	0,41	52,08	2,17	29,44	1,23	104,65	4,36	6,38	0,27	76,29	3,18	15,25	0,64	6,12	0,25	3,52	0,15	12,65
07.2031	9,85	0,41	51,33	2,14	28,90	1,20	103,05	4,29	6,61	0,28	75,44	3,14	14,71	0,61	6,12	0,25	3,58	0,15	12,48
08.2031	9,86	0,41	50,31	2,10	28,16	1,17	101,18	4,22	5,84	0,24	74,23	3,09	13,97	0,58	5,95	0,25	3,48	0,14	12,21
09.2031	9,90	0,41	49,66	2,07	27,61	1,15	99,04	4,13	6,12	0,25	73,11	3,05	13,46	0,56	5,96	0,25	3,55	0,15	12,02
10.2031	9,89	0,41	48,92	2,04	27,01	1,13	96,83	4,03	6,07	0,25	72,02	3,00	12,90	0,54	5,89	0,25	3,52	0,15	11,79
11.2031	9,85	0,41	47,97	2,00	26,27	1,09	94,33	3,93	5,48	0,23	70,86	2,95	12,24	0,51	5,70	0,24	3,37	0,14	11,50
12.2031	9,84	0,41	47,13	1,96	25,65	1,07	91,98	3,83	5,50	0,23	69,69	2,90	11,81	0,49	5,70	0,24	3,33	0,14	11,28
01.2032	9,78	0,41	45,96	1,91	24,85	1,04	89,54	3,73	5,41	0,23	68,32	2,85	11,29	0,47	5,62	0,23	3,20	0,13	11,00
02.2032	9,75	0,41	44,21	1,84	24,26	1,01	87,36	3,64	5,99	0,25	67,17	2,80	10,94	0,46	5,63	0,23	3,23	0,13	10,77
03.2032	9,71	0,40	43,40	1,81	23,57	0,98	85,30	3,55	5,55	0,23	66,04	2,75	10,57	0,44	5,58	0,23	3,17	0,13	10,54
04.2032	9,63	0,40	44,99	1,87	23,08	0,96	83,17	3,47	6,67	0,28	64,81	2,70	10,33	0,43	5,71	0,24	3,19	0,13	10,48
05.2032	9,53	0,40	42,84	1,78	22,19	0,92	81,27	3,39	5,55	0,23	63,68	2,65	9,94	0,41	5,63	0,23	3,07	0,13	10,15
06.2032	9,36	0,39	42,53	1,77	21,29	0,89	79,37	3,31	5,15	0,21	62,52	2,60	9,57	0,40	5,55	0,23	2,90	0,12	9,93
07.2032	9,22	0,38	41,87	1,74	20,77	0,87	77,60	3,23	5,55	0,23	61,57	2,57	9,37	0,39	5,64	0,23	2,96	0,12	9,77
08.2032	9,10	0,38	52,14	2,17	20,67	0,86	75,96	3,16	7,08	0,29	60,86	2,54	9,29	0,39	5,90	0,25	3,10	0,13	10,17
09.2032	8,88	0,37	40,61	1,69	19,75	0,82	74,44	3,10	5,51	0,23	60,02	2,50	8,96	0,37	5,75	0,24	2,94	0,12	9,45
10.2032	8,62	0,36	40,26	1,68	19,07	0,79	72,83	3,03	5,00	0,21	59,00	2,46	8,68	0,36	5,80	0,24	2,77	0,12	9,25
11.2032	8,52	0,35	40,52	1,69	19,32	0,80	71,58	2,98	6,76	0,28	58,59	2,44	8,81	0,37	6,36	0,26	3,11	0,13	9,32
12.2032	8,24	0,34	39,33	1,64	18,52	0,77	70,12	2,92	5,15	0,21	57,78	2,41	8,46	0,35	6,25	0,26	2,86	0,12	9,03
01.2033	8,01	0,33	38,83	1,62	18,26	0,76	68,69	2,86	5,31	0,22	57,07	2,38	8,31	0,35	6,38	0,27	2,84	0,12	8,90
02.2033	7,87	0,33	38,61	1,61	18,31	0,76	67,60	2,82	5,82	0,24	56,81	2,37	8,30	0,35	6,61	0,28	3,03	0,13	8,87
03.2033	7,72	0,32	38,13	1,59	18,23	0,76	66,31	2,76	5,67	0,24	56,26	2,34	8,23	0,34	6,74	0,28	3,09	0,13	8,77
04.2033	7,45	0,31	37,46	1,56	17,93	0,75	64,83	2,70	5,43	0,23	55,51	2,31	8,00	0,33	6,69	0,28	2,97	0,12	8,59
05.2033	7,20	0,30	36,97	1,54	17,84	0,74	63,51	2,65	5,28	0,22	54,92	2,29	7,87	0,33	6,72	0,28	2,98	0,12	8,47
06.2033	7,04	0,29	36,62	1,53	17,92	0,75	62,36	2,60	5,53	0,23	53,64	2,24	7,81	0,33	6,84	0,29	3,13	0,13	8,37
07.2033	6,84	0,28	36,14	1,51	17,95	0,75	61,20	2,55	5,57	0,23	51,62	2,15	7,69	0,32	6,94	0,29	3,11	0,13	8,21
08.2033	6,66	0,28	35,65	1,49	17,88	0,75	60,04	2,50	5,33	0,22	49,91	2,08	7,52	0,31	6,92	0,29	3,09	0,13	8,04
09.2033	6,54	0,27	35,35	1,47	18,11	0,75	58,97	2,46	5,68	0,24	49,04	2,04	7,49	0,31	7,06	0,29	3,23	0,13	7,98
10.2033	6,42	0,27	34,99	1,46	18,14	0,76	57,96	2,42	5,46	0,23	47,98	2,00	7,36	0,31	7,02	0,29	3,26	0,14	7,86
11.2033	6,32	0,26	34,68	1,44	18,29	0,76	56,63	2,36	5,52	0,23	46,76	1,95	7,27	0,30	7,03	0,29	3,32	0,14	7,74
12.2033	6,27	0,26	34,40	1,43	18,51	0,77	54,00	2,25	6,28	0,26	47,81	1,99	7,23	0,30	7,12	0,30	3,42	0,14	7,71
01.2034	6,26	0,26	34,03	1,42	18,16	0,76	55,73	2,32	6,54	0,27	55,75	2,32	7,02	0,29	7,12	0,30	3,46	0,14	8,09
02.2034	6,30	0,26	33,80	1,41	18,56	0,77	54,71	2,28	5,77	0,24	44,93	1,87	6,97	0,29	6,94	0,29	3,45	0,14	7,56
03.2034	6,11	0,25	33,32	1,39	18,47	0,77	53,05	2,21	5,57	0,23	44,15	1,84	6,76	0,28	6,83	0,28	3,31	0,14	7,40
04.2034	6,03	0,25	33,08	1,38	18,85	0,79	53,05	2,21	6,46	0,27	43,86	1,83	6,79	0,28	6,96	0,29	3,49	0,15	7,44
05.2034	6,02	0,25	32,87	1,37	19,29	0,80	49,81	2,08	6,78	0,28	37,90	1,58	6,81	0,28	7,02	0,29	3,66	0,15	7,09
06.2034	6,18	0,26	33,02	1,38	20,13	0,84	55,53	2,31	8,44	0,35	38,05	1,59	7,10	0,30	7,12	0,30	4,11	0,17	7,49
07.2034	6,35	0,26	32,93	1,37	20,38	0,85	77,76	3,24	5,95	0,25	36,75	1,53	7,07	0,29	7,10	0,30	4,18	0,17	8,27

Скважина	1001		1003		1004		1005		1006		1007		1008		1009		1010		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м³/сут	метано- л, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метано- л, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метано- л, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	До- быча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метано- л, кг/ч	Итого метано- ла на куст, кг/ч
08.2034	6,12	0,26	32,13	1,34	18,70	0,78	55,09	2,30	4,52	0,19	50,54	2,11	6,39	0,27	6,11	0,25	3,36	0,14	7,62
09.2034	6,08	0,25	31,70	1,32	19,07	0,79	58,30	2,43	4,05	0,17	39,57	1,65	6,21	0,26	6,37	0,27	3,26	0,14	7,27
10.2034	6,07	0,25	31,57	1,32	18,32	0,76	50,60	2,11	3,83	0,16	47,34	1,97	6,08	0,25	5,80	0,24	3,30	0,14	7,20
11.2034	7,30	0,30	36,42	1,52	22,58	0,94	65,46	2,73	5,41	0,23	93,86	3,91	7,01	0,29	7,14	0,30	4,21	0,18	10,39

1.6 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для технологических нужд используются следующие виды ресурсов:

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

Потребность в остальных видах потребляемых ресурсов приведена в таблице 1.12.

Таблица 1.12 - Количество потребляемых ресурсов

Вид потребляемого ресурса	Потребление
Электроснабжение	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1
Ингибитор коррозии СНИХ-5314, СНИХ-6035, ИНКОРГАЗ-112-М, ТЮМНТ-КОРР	50 г на м ³ добываемого флюида
Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода, камер СОД и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год)	Куст 10 – 48 м ³ Совмещенная площадка СОД т.в.5 – 18 м ³ Совмещенная площадка СОД т.в.4 – 22 м ³ Камера СОД на совмещенной площадке СОД перед УПНГ ДНС – 5 м ³
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета продувки раз в год)	Куст 10 – 96 м ³ Совмещенная площадка СОД т.в.5 – 36 м ³ Совмещенная площадка СОД т.в.4 – 44 м ³ Камера СОД на совмещенной площадке СОД перед УПНГ ДНС – 10 м ³

Ингибиторная защита применяется по результатам опытно-промышленной эксплуатации скважин, с учетом коррозионного-мониторинга. В случае проявления признаков коррозии начинается подача ингибитора коррозии.

Азот используется для продувки газопроводов. Продувка их осуществляется от передвижной азотной установки. Участки нефтегазосборного коллектора и трубопроводы обвязки дренажной емкости пропариваются от передвижной ППУ.

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 азота/пара к оборудованию и трубопроводам для их продувки/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.

1.7 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Приборы учета, используемые в производственном процессе, а также устройства сбора и передачи данных от таких приборов, расположены на территории дожимной насосной станции Тас-Юряхского НГКМ (проект 1513/39).

Подробные сведения о месте расположения приборов учета энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных на территории УПНГ ДНС представлены в проекте

1513/39, Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

1.8 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.

Описание источников поступления материалов и сырья на площадку строительства представлено в Томе 5.

Сырьем на кусте №10 является водонефтегазовая эмульсия нефтяных скважин.

1.9 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Продукцией куста №10 является водонефтегазовая эмульсия, добываемая на 10 скважинах с добавленным в нее реагентом (ингибитор коррозии). Расчетное давление выкидных и нефтегазосборного трубопроводов составляет 6,3 МПа (изб.). Диаметры выкидных и нефтегазосборного трубопроводов от скважин составляют DN100, **DN200 DN300** на основании результатов гидравлического расчета.

1.10 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.

Проектом предусмотрено обустройство кустовой площадки нефтяных скважин №10. Строительство и бурение скважин, проектирование скважинного оборудования (фонтанная арматура) в объем проектирования не входит. Границей проектирования является фланец фонтанной арматуры.

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

Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кустовой площадке 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 таблице 1.13.

Таблица 1.13 - Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кустовой площадке скважин №10

Здания и сооруже- ния	Устье добывающей сква- жины	Установка измерительная	БДР	СУДР	Дренажная емкость	Площадка узла запуска СОД	БПМ	Расходная емкость	Факельный амбар	Площадка исследователь- ского сепаратора	Дренажная емкость для метанола
Устье добывающей скважины	9/9	9/22	9/9	9/9	9/44	9/30	9/19	9/32	100/114	9/25	9/39
Установка измери- тельная	9/22		9/10	+	9/34	9/10	9/134	9/146	60/103	9/21	9/149
БДР	9/9	9/10		+	9/35	9/21	9/123	9/136	60/112	9/30	9/137
СУДР	9/9	+	+		9/52	9/38	+	9/120	60/103	9/19	9/30
Дренажная емкость	9/44	9/34	9/35	9/52		9/15	9/150	9/163	60/140	9/53	9/169
Площадка узла за- пуска СОД	9/30	9/10	9/21	9/38	9/15		9/141	9/154	60/109	9/25	9/157
БПМ	9/19	9/134	9/123	+	9/150	9/141		9/140	60/162	9/121	9/19
Расходная емкость	9/32	9/146	9/136	+	9/163	9/154	9/140		60/163	9/132	9/9
Факельный амбар	100/114	60/103	60/112	60/	60/140	100/109	60/162	60/163		60/77	9/163
Площадка исследова- тельного сепаратора	9/25	9/21	9/30	9/19	9/53	9/10	9/121	9/132	60/77		9/136
Дренажная емкость для метанола	9/39	9/149	9/137	9/30	9/169	9/157	9/19	9/9	9/163	9/136	

1.11 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 «Проект организации строительства».

1.12 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 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые сооружения относятся к категории опасных производственных объектов, на которых в технологическом процессе обращаются ЛВЖ и горючие газы.

Характеристика основных технологических объектов обустройства месторождения по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.14.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по обоснованию безопасности проектируемых технологических сооружений:

- использование запорной арматуры с электроприводом КП10-ZV-001 которая обеспечивает прекращение подачи продукции куста №10 в систему сбора 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 легкобрасываемыми конструкциями;

- 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 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 кусте находятся закрытые технологические помещения, размещаемые в блок-боксах заводской готовности. К ним относятся блок дозирования реагента и блок индивидуальной замерной установки. Постоянное пребывание персонала в них не предусмотрено.

Таблица 1.14 - Характеристика проектируемых технологических объектов обустройства месторождения

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Зона класса взрывоопасности в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности (ПБН и ГП)
Устья добывающей скважины – 9 шт.	ЛВЖ, попутный нефтяной газ	АН	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	Зона 2
Установка измерительная – 1 шт.	ЛВЖ, попутный нефтяной газ	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т1 ПА-Т3	Зона 2
Блок дозирования реагента – 1 шт.	Реагент	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс)	ПА-Т2	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Зона класса взрывоопасности в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности (ПБН и ГП)
			В-1г (площадка)		
Подземная дренажная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	ЛВЖ, попутный нефтяной газ, реагент	АН	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т2 ПА-Т3	Зона 0, 1, 2
Площадка узла запуска СОД и отключающей арматуры – 1 шт.	ЛВЖ, попутный нефтяной газ, реагент	АН	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т2 ПА-Т3	Зона 1, 2
Место для размещения шкафа СУДР – 9 шт.	Реагент	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 2
Блок подачи метанола – 1 шт.	Метанол	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т2	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)
Расходная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, метанол	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 0, 1, 2
Подземная дренажная емкость для метанола V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 0, 1, 2
Узел подключения исследовательского сепаратора – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т1, ПА-Т3	Зона 1, 2
Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т1, ПА-Т3	Зона 0, 1, 2
Устройство горелочное ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т1, ПА-Т3	Зона 0, 1, 2
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»:					

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Зона класса взрывоопасности в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности (ПБН иГП)
<ul style="list-style-type: none"> – Зона 0 – R=1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, 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). 					

1.13 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащённости, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала

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 приведена в Томе 3.2 «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 (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ –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 отравляющих 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, травмирования 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 нефтегазосборного трубопровода при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

1.15 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника

Организация рабочих мест должна обеспечивать безопасность выполнения работ. Рабочие места в случае необходимости должны иметь ограждения, защитные и предохранительные устройства и приспособления. Присутствие посторонних лиц на рабочих местах запрещается.

Организация производственных процессов должна обеспечивать безопасные условия труда, в том числе предусматривать:

- рациональную организацию и безопасные методы, приемы труда, а также организацию отдыха работников;
- устранение непосредственного контакта работников с исходными веществами и материалами, заготовками, полуфабрикатами, готовой продукцией и отходами производства, оказывающими вредное влияние на их здоровье;
- оптимальные режимы работы оборудования, обеспечивающие непрерывность технологического процесса, исключение возможности создания аварийных ситуаций;
- применение процессов и операций, исключающих воздействие на работников опасных и вредных производственных факторов;
- своевременное удаление и обезвреживание вредных отходов производства;
- максимальную механизацию ручного труда;
- использование защитных и блокировочных устройств, исключающих возникновение аварийных ситуаций, средств световой и звуковой сигнализации о нарушении технологического процесса;
- герметизацию технологического оборудования;
- своевременное получение информации о возникновении опасных и вредных производственных факторов на отдельных участках и технологических операциях;
- систему контроля и управления технологическим процессом, обеспечивающим работникам безопасные условия труда, а также аварийное отключение производственного оборудования;
- использование работниками средств индивидуальной и коллективной защиты от воздействия вредных и опасных производственных факторов.

При организации технологических процессов необходимо учитывать требования норм технологического проектирования, строительных норм и правил, санитарных норм, правил по охране труда и других нормативных актов.

Технологические процессы должны выполняться только на том оборудовании, которое указано в технологической документации и по технологическим режимам в пределах допустимых параметров эксплуатации оборудования без его перегрузок.

Обслуживающему персоналу необходимо быть крайне осторожным и внимательным, уделяя много специального времени вопросам безопасности. Персонал должен быть тщательно подготовлен, проинструктирован и только после этого допущен к работе по отдельным видам оборудования и аппаратуры.

Перед пуском объекта необходимо проверить исправность оборудования, заземляющих устройств.

Мероприятия по охране труда разрабатываются в составе мероприятий по планово-предупредительному ремонту (ППР) на конкретный вид работ.

Все работы по эксплуатации и обслуживанию объекта должны производиться в строгом соответствии с инструкциями, определяющими основные положения по эксплуатации; инструкциями по охране труда, эксплуатации и ремонту оборудования, составленными с учетом местных условий для всех видов работ, утвержденными соответствующими службами.

Производство работ, связанных с повышенной пожарной опасностью, должно осуществляться по наряду-допуску. Перед проведением ремонтных работ рабочие должны быть проинструктированы о правилах ведения работ. Ремонтные работы в ночное время проводятся с письменного разрешения Главного инженера при наличии достаточного освещения рабочего места.

По окончании ремонтных работ оборудование должно быть опрессовано, испытано на прочность и герметичность и сдано в эксплуатацию.

В случае загазованности участка на границе этого участка необходимо вывесить предупредительные надписи: «НЕ ВХОДИТЬ», «ГАЗООПАСНО», «ПРОЕЗД ЗАПРЕЩЕН».

Объект должен быть аварийно остановлен согласно плану ликвидации аварии, в случае прекращения подачи электроэнергии, разрыва трубопроводов и арматуры.

В наряде-допуске на производство газоопасных работ должны быть отражены основные меры безопасности, а также указаны инструкции, при соблюдении требований которых разрешается выполнение этих работ.

В случае невозможности окончания работ в установленный нарядом-допуском срок он подлежит продлению выдавшим его работником. Выдача наряда-допуска должна регистрироваться в специальном журнале.

При выполнении трудоемких работ предусматриваются меры, практически исключающие применение ручных производственных операций, кроме управления процессами (при необходимости) и механизации.

Для ведения подъемно-транспортных операций при ремонте предусмотрены подъезды для мобильных грузоподъемных кранов.

В местах, недоступных для обслуживания кранами, должны быть использованы краны-укосины, обеспечивающие подъем и снятие отдельной запорной арматуры и предохранительных устройств.

Размещение (установку) знаков безопасности на оборудовании, машинах, механизмах проводит организация-изготовитель. При необходимости, дополнительное размещение (установку) знаков безопасности на оборудовании, машинах, механизмах, находящихся в эксплуатации, проводит эксплуатирующая их организация.

Для ведения подъемно-транспортных работ должны применяться передвижные напольные средства малой механизации, исключающие подъем и переноску сверх нормативных тяжестей непосредственно человеком.

Для выполнения грузоподъемных работ предусмотрены грузоподъемные механизмы.

Места производства погрузочно-разгрузочных работ оборудуются знаками безопасности.

1.16 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

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 линейными 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 отчетных 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.

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

1.17 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, запорной арматуры, расположенных на наружных площадках технологических установок.

К организованным источникам выбросов относятся:

- вентиляционные трубы БДР, ЗУ;
- воздушники дренажных емкостей.

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений представлены в Томе 6.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

1.18 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

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 надёжности 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.

1.19 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 промышленные 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.

1.20 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

В соответствии с Федеральным Законом от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» мероприятия по экономии электроэнергии и повышении энергоэффективности являются приоритетными при проведении проектных работ. Подход к экономии электроэнергии основан на использовании энергосберегающих технологий, которые призваны уменьшить потери электроэнергии.

Для обеспечения энергосбережения приняты следующие проектные решения:

- применение современного электропотребляющего оборудования заводов-изготовителей, сертифицированного в установленном законодательством Российской Федерации порядке, с учетом показателей энергоэффективности;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий световую и звуковую сигнализацию об отклонениях технологических параметров;
- оптимальный подбор мощности электродвигателей насосных агрегатов;
- применение противоаварийных устройств: клапаны-отсекатели с электромагнитным дублированием, отсечная арматура с электроприводом, предохранительные клапаны;
- минимальное использование фланцевых соединений в трубопроводной обвязке для сокращения потерь углеводородов;

- для предотвращения протечек на технологических трубопроводах применение арматуры, имеющей класс герметичности «А»;
- автоматическое управление отоплением помещений и блок-боксов и автоматическое управление наружным освещением;
- применение современных приборов отопления, обеспечивающих высокий уровень энергоэффективности за счет минимизации потерь энергии, создания высокого уровня теплопроводности и отдачи тепловой энергии;
- применение вентиляционного оборудования с высоким классом энергоэффективности в соответствии с ГОСТ 31961-2012;
- изоляция технологических трубопроводов и трубопроводов теплоснабжения эффективными теплоизолирующими материалами;
- рациональное использование осветительных установок;
- применение саморегулируемых нагревательных элементов для обогрева технологических трубопроводов;
- применение оборудования с высоким классом энергоэффективности;
- учет расхода электроэнергии в соответствии с установленными государственными стандартами и нормами точности измерений;
- применение трубопроводов из сталей с эксплуатационными характеристиками, соответствующими свойствам транспортируемых рабочих сред, также защита трубопроводов антикоррозионными покрытиями обеспечивает длительные сроки безаварийной эксплуатации.

1.21 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

Принятые в проектной документации функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения продиктованы следующими условиями:

- компактное размещение в плане (и по высоте) технологического оборудования и сетей для сокращения площади и объемов производственных помещений, технологических установок, позволяющее экономить энергетические ресурсы при строительстве и эксплуатации;
- использование оборудования и изделий максимальной заводской готовности;
- применение эффективной тепловой изоляции для технологического оборудования, трубопроводов и арматуры позволяет сократить выделение (поглощение) тепла в производственных помещениях;
- поддержание минимально необходимой температуры помещений согласно их функциональному назначению;
- применение общих эстакад для прокладки технологических трубопроводов и кабельной продукции.

Габаритные размеры производственных помещений и технологических установок в плане, их высоты, этажность и компоновка приняты с учетом функционального назначения, размещения в них технологического оборудования, площадок обслуживания, прокладки инженерных коммуникаций и нормальной их эксплуатации, обслуживания и ремонта.

1.22 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Все технические решения при проектировании обустройства куста скважин №10 Тас-Юряхского месторождения 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).

1.23 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности"

В соответствии с п. 5 ст. 1 Федерального закона №16-ФЗ от 09.02.2007 г. «О транспортной безопасности», проектируемые сооружения объекта не относятся к объектам транспортной инфраструктуры.

Проектные решения по реализации требований ст. 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» не предусматриваются.

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 №10».

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

2.2 Общие положения

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

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 изготовлению 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»;

- 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, трубопровода пропарки.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- за минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;
- за максимальную расчётную 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, трубопровода пропарки приняты трубы из стали группы 2 класса прочности К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для трубопровода реагента DN25 приняты трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям 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 $S_{\text{экв}}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $R_{\text{с.м.}}$, 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 32569-2013, ТТР-01.02-01 трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C;
 - на образцах KCU 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 KCU 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 KCV 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 KCV 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 надёжности класса прочности не ниже K52, 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 до 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-Е) 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. J) 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 KCV 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, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от скважины до клапана-отсекателя	16,00	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
100	Б(а), II	Факельный коллектор	16,00	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
100	Б(а), II	Трубопровод для подключения исследовательского или нефтегазового сепаратора	16,00	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
25	Б(а), II	Трубопровод для подачи газа на дежурную горелку	16,00	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
100	A(б), I	Трубопровод подачи метанола от расходной емкости до БПМ	1,60	-61...+32	—	—
100	A(б), I	Дренаж от расходной емкости СОД до ЕД-002	0,05	-61...+32	—	—
50	A(б), I	Дренажный трубопровод от ЕД-001 в передвижную емкость	1,60	-61...+32	—	—
50	A(б), I	Трубопровод подачи метанола от БПМ до СПИ	16,00	-61...+32	—	—
100	A(б), I	Закачка метанола в БМП от передвижной техники	0,05	-61...+32	—	—
50	A(б), I	Дренажный трубопровод от БПМ в передвижную технику	1,60	-61...+32	—	—
25	A(б), I	Трубопровод подачи метанола от СПИ до скважины	16,00	-61...+32	—	—

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя до ИЗУ	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
200	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от ИЗУ до камеры запуска СОД	6,3	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
50	A(б), I	Дренажный трубопровод от ИЗУ в дренажную емкость	0,05	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
100						
50	A(б), I	Трубопровод для пропарки нефтегазосборного трубопровода	6,3	+150	—	—
25	A(б), I	Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в НГСТ	6,3	-61...+32	—	—
100	A(б), I	Трубопровод закачки ингибитора коррозии от передвижной техники в БДР	1,60	-61...+32	—	—
50	A(б), I	Дренажный трубопровод от БДР в передвижную емкость	1,60	-61...+32	—	—
100	A(б), I	Дренаж от ИЗУ и камеры запуска СОД до ЕД-001	0,05	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
100	A(б), I	Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД в дренажную емкость ЕД-001	0,05	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
50	A(б), I	Дренажный трубопровод от ЕД-001 в передвижную технику	1,60	-61...+32	—	—
200	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от камеры запуска СОД до камеры приема СОД	6,30	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
50	A(б), I	Трубопроводы обвязки оборудования	6,30	-18...+9	—	0,0001... 0,0008
80	A(б), I					
150	A(б), I					

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

2.5.2 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 2.3.

Таблица 2.3 – 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
32	6,3	176,67	10,0	0,56	0,40	1	1,50	2,50	4
32	16,0	176,67	10,0	1,39	0,40	1	1,79	2,79	4
57	0,05	212,50	12,5	0,01	0,75	2	1,50	3,50	6
57	1,6	195,83	12,5	0,23	0,75	1	1,50	2,50	6
57	6,3	195,83	12,5	0,90	0,75	1	1,65	2,65	6
57	6,3	212,50	12,5	0,83	0,75	2	1,58	3,58	6
57	16,00	215,50	12,5	2,07	0,75	1	2,82	3,82	6
89	6,3	212,50	12,5	1,30	0,75	2	2,05	4,05	6
114	0,05	215,50	12,5	0,01	0,75	1	2,00	3,00	6
114	0,05	212,50	12,5	0,01	0,75	2	2,00	4,00	6
114	1,6	195,83	12,5	0,46	0,75	1	2,00	3,00	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	12,5	2,32	0,75	2	3,07	5,07	6
219	6,3	215,50	12,5	3,20	1,00	2	4,20	6,20	8

2.5.3 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 2.4.

Таблица 2.4 – 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
32	4	6,3	265	470	0,40	0,56	1,50	0,05	42
32	4	16,0	265	470	0,40	1,39	1,50	0,05	42
57	6	0,05	372	510	0,75	0,01	1,50	0,10	37
57	6	1,6	338	470	0,75	0,23	1,50	0,05	75
57	6	6,3	338	470	0,75	0,90	1,50	0,05	75
57	6	6,3	372	510	0,75	0,83	1,50	0,10	37
57	6	16,0	372	510	0,75	2,07	1,50	0,05	63
89	6	6,3	372	510	0,75	1,30	2,00	0,10	32
114	6	0,05	372	510	0,75	0,01	2,00	0,05	65
114	6	0,05	372	510	0,75	0,01	2,00	0,10	32
114	6	1,6	338	470	0,75	0,46	2,00	0,05	65
114	6	6,3	372	510	0,75	1,67	2,00	0,1	32
114	10	16,0	372	510	1,25	4,14	2,00	0,1	46
159	6	6,3	372	510	0,75	2,32	2,50	0,1	27
219	8	6,3	372	510	1,00	3,20	2,50	0,1	38

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

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, 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 РТН в установленном порядке.

2.5.4 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.5. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.5 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN , мм	P , МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал
Выкидной трубопровод от скважины до клапана-отсекателя	100	16,0	-18...+9	A(б), I	114×10	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 4.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Факельный коллектор	100	16,0	-18...+9	Б(а), П	114×10	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 4.0)
Трубопровод для подключения исследовательского или нефтегазового сепаратора	100	16,0	-18...+9	Б(а), П	114×10	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 4.0)
Трубопровод для подачи газа на дежурную горелку	25	16,0	-18...+9	Б(а), П	32×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности K48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75
Трубопровод подачи метанола от расходной емкости до БПМ	100	1,6	-61...+32	А(б), I	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 4.0)
Дренаж от расходной емкости СОД до ЕД-002	100	0,05	-61...+32	А(б), I	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 4.0)
Дренажный трубопровод от ЕД-001 в передвижную емкость	50	1,6	-61...+32	А(б), I	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 4.0)
Трубопровод подачи метанола от БПМ до СПИ	50	16,0	-61...+32	А(б), I	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 4.0)
Закачка метанола в БМП от передвижной техники	100	0,05	-61...+32	А(б), I	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 4.0)
Дренажный трубопровод от БПМ в передвижную технику	50	1,6	-61...+32	А(б), I	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 4.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Трубопровод подачи метанола от СПИ до скважины	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
Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя до ИЗУ	100	6,3	-18...+9	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 4.0)
Нефтегазосборный трубопровод от ИЗУ до камеры запуска СОД	200	6,3	-18...+9	A(б), I	219×8	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 4.0)
Дренажный трубопровод от ИЗУ в дренажную емкость	50	0,05	-18...+9	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 4.0)
	100				114×6	
Трубопровод для пропарки нефтегазосборного трубопровода	50	6,3	+150	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 4.0)
Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР 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 БДР	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 4.0)
Дренажный трубопровод от БДР в передвижную емкость	50	1,6	-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 4.0)
Дренаж от ИЗУ и камеры запуска СОД до ЕД-001	100	0,05	-18...+9	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 4.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД в дренажную емкость ЕД-001	100	0,05	-18...+9	A(б), I	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 4.0)
Дренажный трубопровод от ЕД-001 в передвижную технику	50	1,6	-61...+32	A(б), I	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 4.0)
Нефтегазосборный трубопровод от камеры запуска СОД до камеры приема СОД	200	6,3	-18...+9	A(б), I	219×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Трубопроводы обвязки оборудования	50	6,3	-18...+9	A(б), I	57×6	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 4.0)
	80				89×6	
	150				159×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)

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 KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;
- твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB 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 проконтролировано 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;

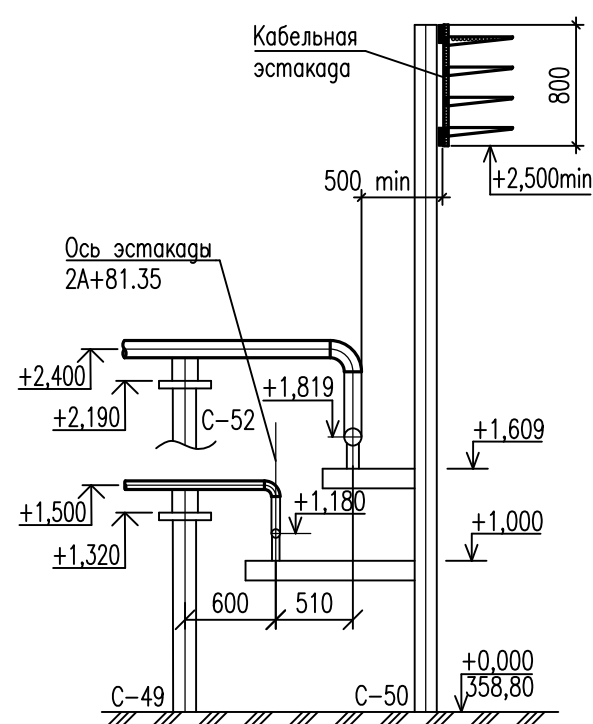
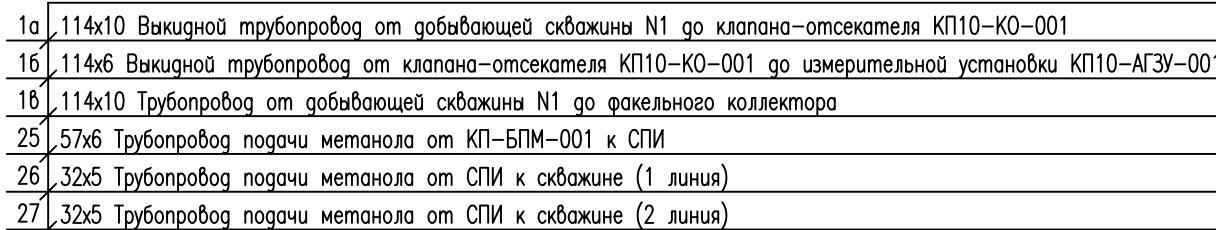
Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) линейных трубопроводов поставляется с заводским антикоррозионным покрытием основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов. Защиту от коррозии сварных стыков подземных трубопроводов с заводским наружным покрытием выполнить термоусаживающимися манжетами.

Защиту 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.

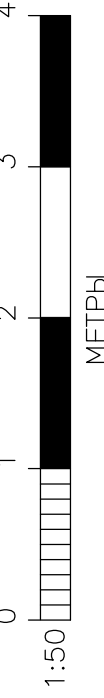
Контроль покрытий заводского нанесения для защиты от почвенной коррозии выполнить согласно требований п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по диэлектрической сплошности (искровым дефектоскопом) и удельному сопротивлению после укладки и засыпки трубопровода.

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.



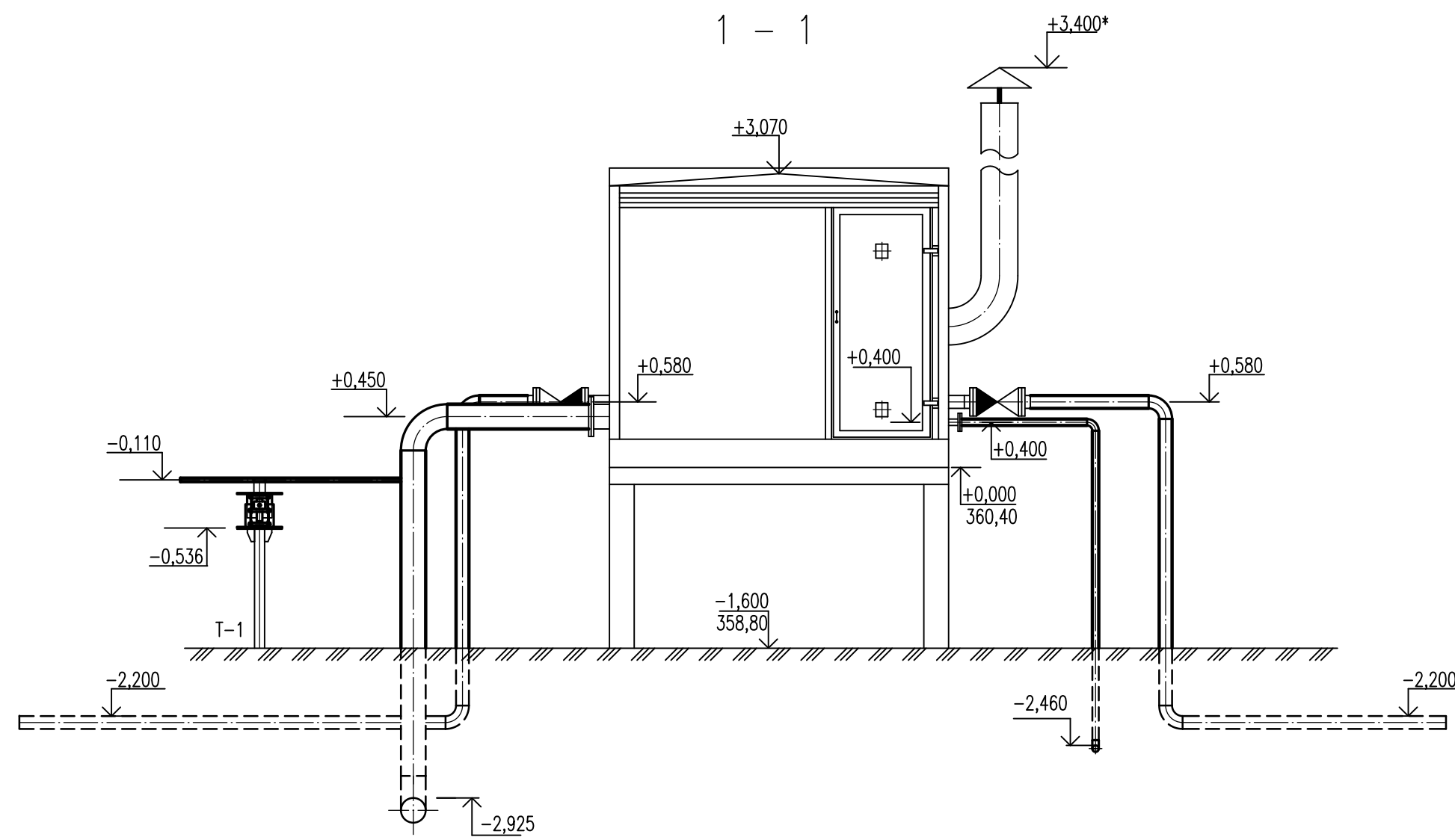
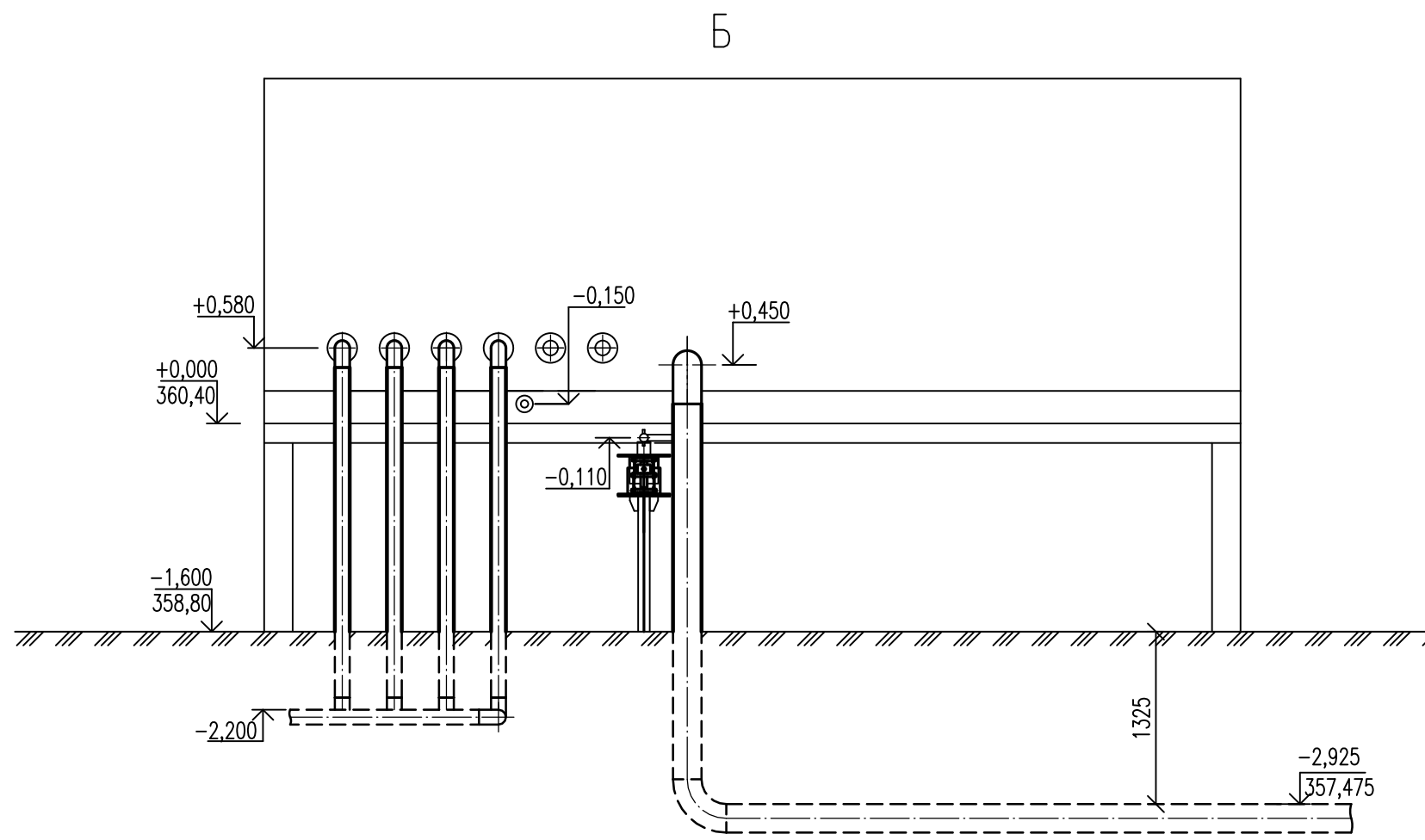
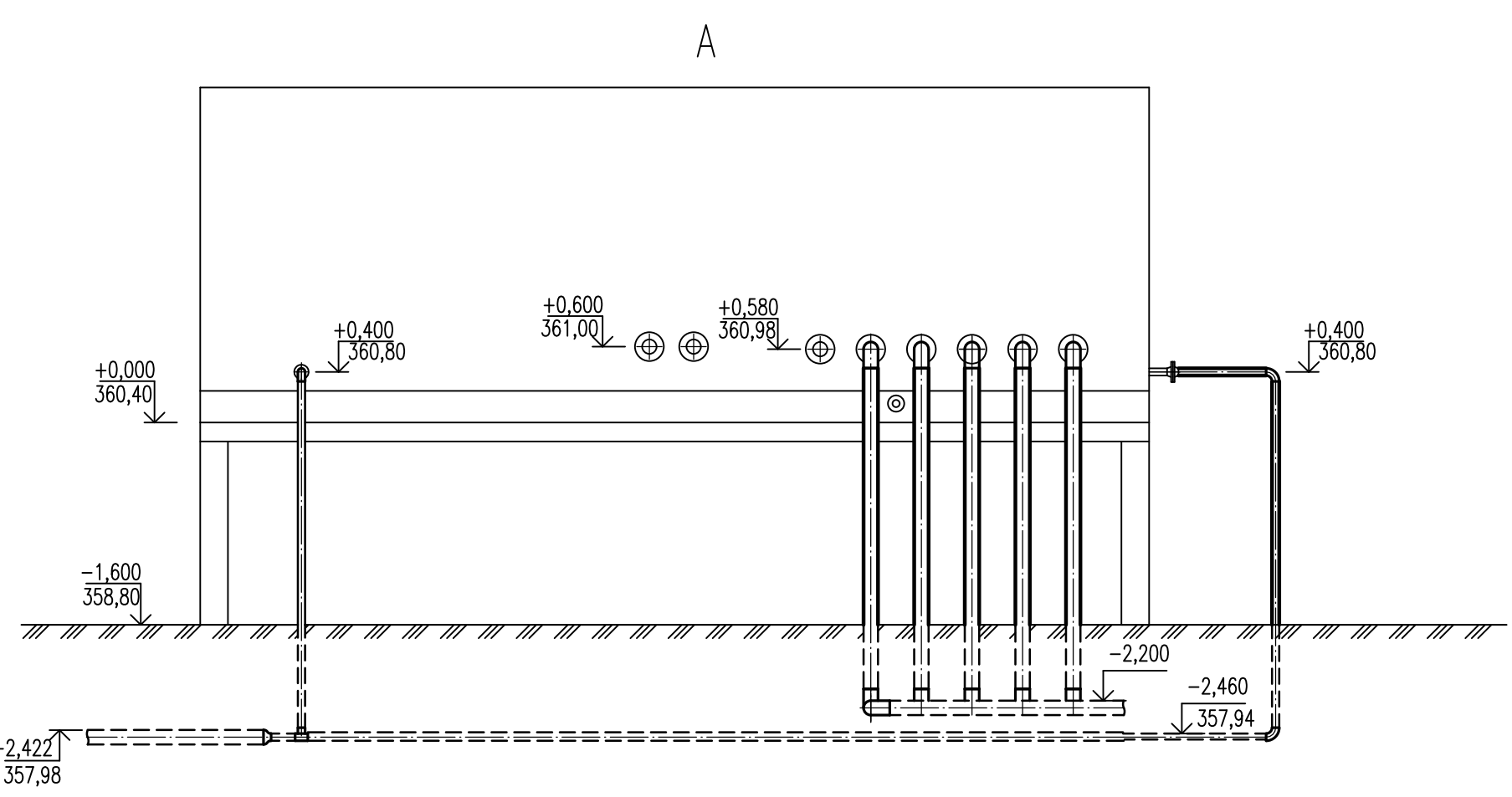
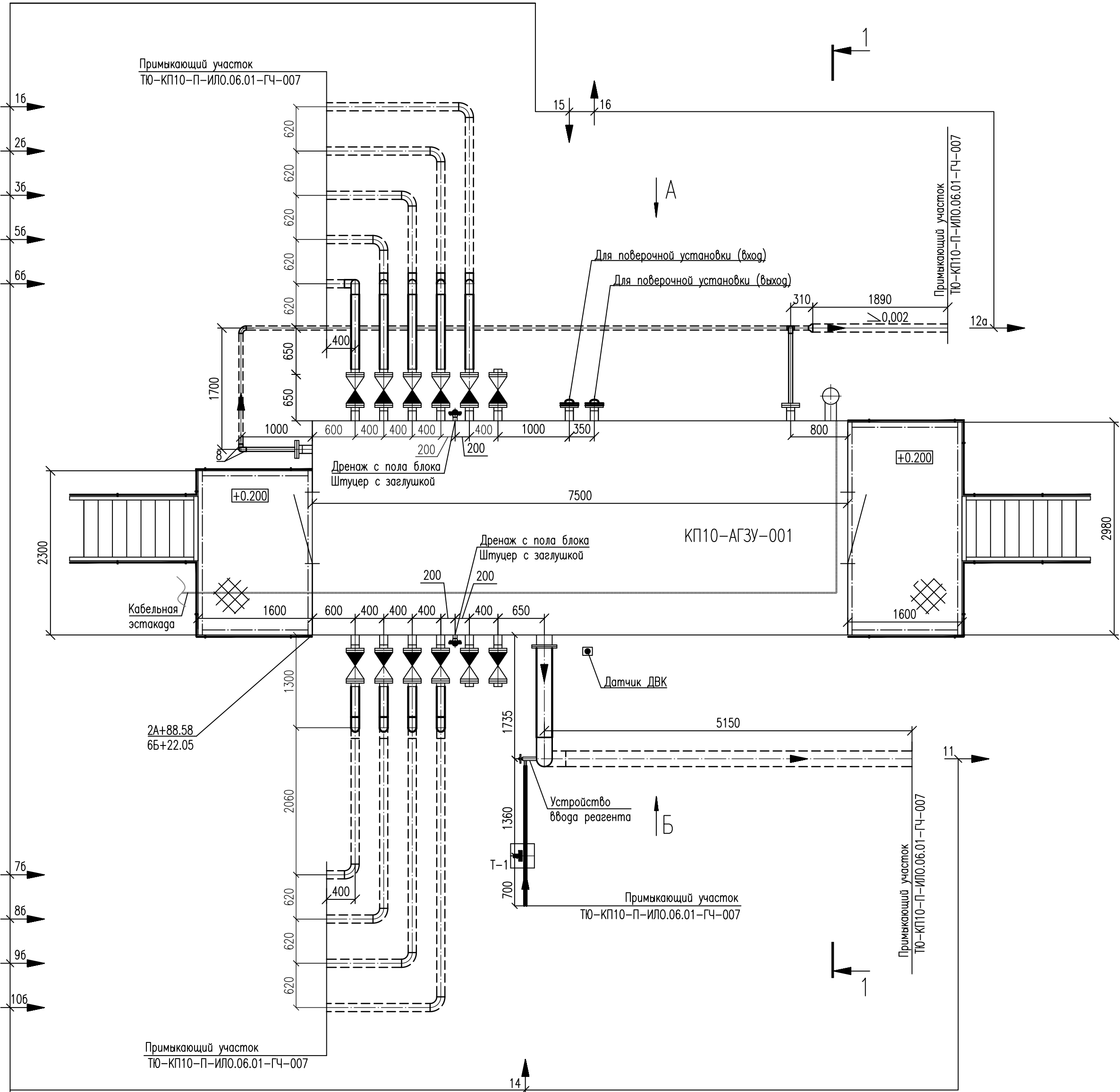
1. * Размер и высота отпилки учитываются при монтаже.
2. Все названные трубопроводы и запорно-регулирующая арматура предусмотрена в теплоизоляции и с электрообогревом. Теплоизоляция запорно-регулирующей арматуры предусмотрена комплектными термочехлами.
3. Площадка обслуживания вентильной арматуры (дублирующая площадка) на входе А не показана.
4. Расположение добавляющих сквинов N1..N10 на кусте скважин N10 привнесено на листе инженерных сетей ПУ-К110-П-ИЮ.06.01-П-У07.
5. Технические решения по стоякам Т1, Т2, Т3 для установки регулируемых оголовников и опор под трубопровод. Исходя из величин прокладки трубопроводов, по месту выполняется регулируемая (по деформационной марке ДМ-1) оголовников на стояках Т1 и Т2.
6. Узел глушения скважины в количестве 1 шт. предусматривается на куст и может перемещаться с использованием отпилки от скважины к скважине.
7. * Размещение узла глушения учитывается на кустовой площадке во время ведения работ по глушению скважины.
8. Монтаж трубопроводной обвязки и оборудования предусмотрен на добавляющих скважинах N1, 3-5, 1-3.
9. Для трубопроводов металло НД25 приемы трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С.
10. Для трубопроводов НД≤25 приемы отвода зонта, со средним радиусом крива не менее 50D, выполнение холодной гибкой трубой. Длина прямого участка от конца трубы до начала изгиба участка должна быть не менее 100 мм.
11. Узел глушения скважины штепсельной, с штепсельными опорами, предусматривается на 1 шт на куст и может перемещаться с использованием отпилки от скважины к скважине.

					ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002				
7	-	Зам.	8802-25		17.10.25	Обустройство Тас-Юрского НГКМ. Куст скважин N10			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Куст скважин N10.	Статус	Лист	Листов
Разроб.		Нажин			17.10.25		П		1
Проверил		Колмаков			17.10.25				
Гл. спец.		Дранкина			17.10.25				
Н.контр.		Поликашина			17.10.25	Технологическая обязка нефтяной скважина. План. Разрез 1-1. Вуг			
ГИП		Ровенская			17.10.25				
						 ГИПРОВОСТОЙНЕФТ			



- 16 #114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП10-КО-001 до замерной установки КП10-АГЗУ-001
- 26 #114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП10-КО-002 до замерной установки КП10-АГЗУ-001
- 36 #114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП10-КО-003 до замерной установки КП10-АГЗУ-001
- 56 #114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП10-КО-005 до замерной установки КП10-АГЗУ-001
- 66 #114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП10-КО-006 до замерной установки КП10-АГЗУ-001
- 76 #114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП10-КО-007 до замерной установки КП10-АГЗУ-001
- 86 #114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП10-КО-008 до замерной установки КП10-АГЗУ-001
- 96 #114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП10-КО-009 до замерной установки КП10-АГЗУ-001
- 106 #114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП10-КО-010 до замерной установки КП10-АГЗУ-001
- 11 #219х8 Нефтегазосборный трубопровод от замерной установки КП10-АГЗУ-001 до узла запуска СОД на выходе с куста N10
- 12а #114х6 Дренажный трубопровод от замерной установки КП10-АГЗУ-001 в дренажную емкость КП10-ЕД-001
- 14 #32х4 Реагентопровод от блока газирования реагента КП10-БДР-001 до т.в. в нефтегазосборный трубопровод
- 15 #114х6 Вход с передвижной замерной установки
- 16 #114х6 Выход на передвижную замерную установку
- 15 #114х6 Вход с передвижной замерной установки
- 16 #114х6 Выход на передвижную замерную установку

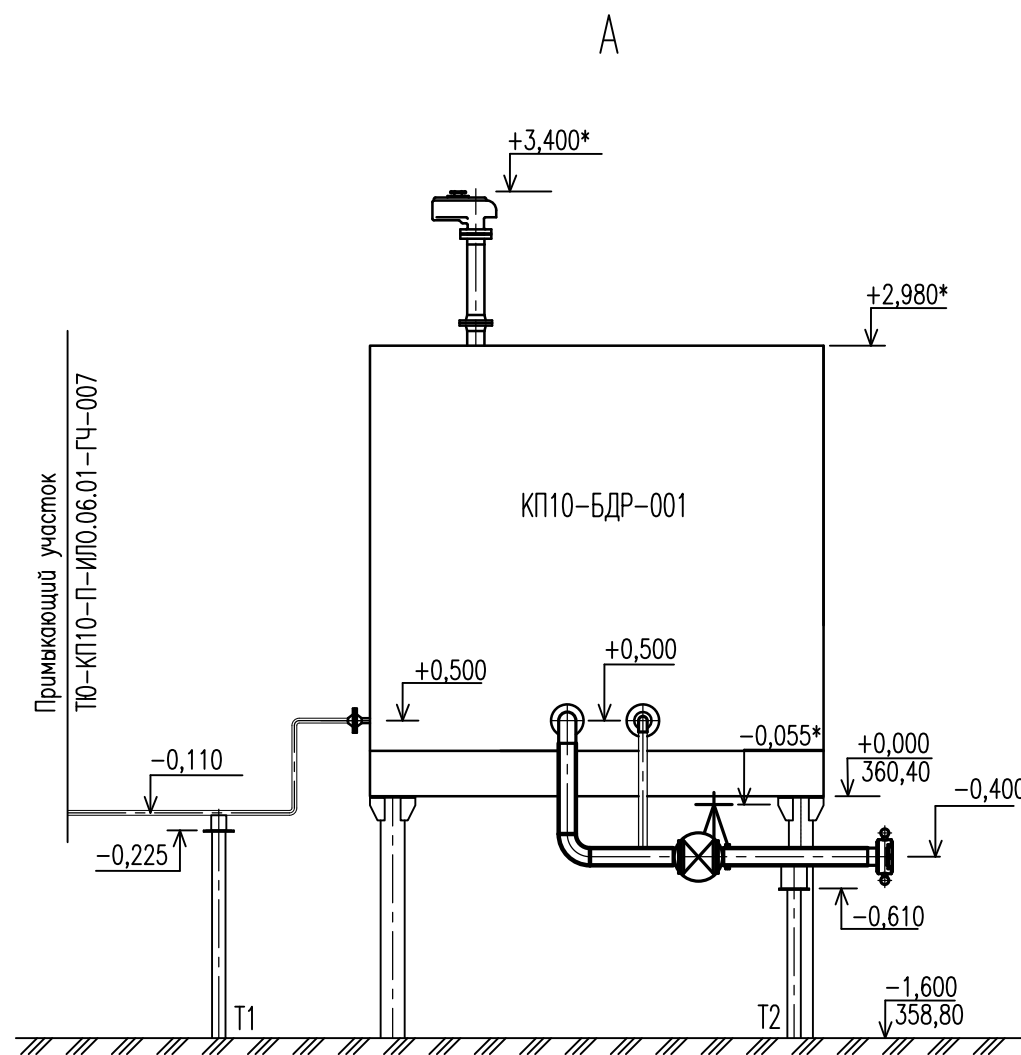
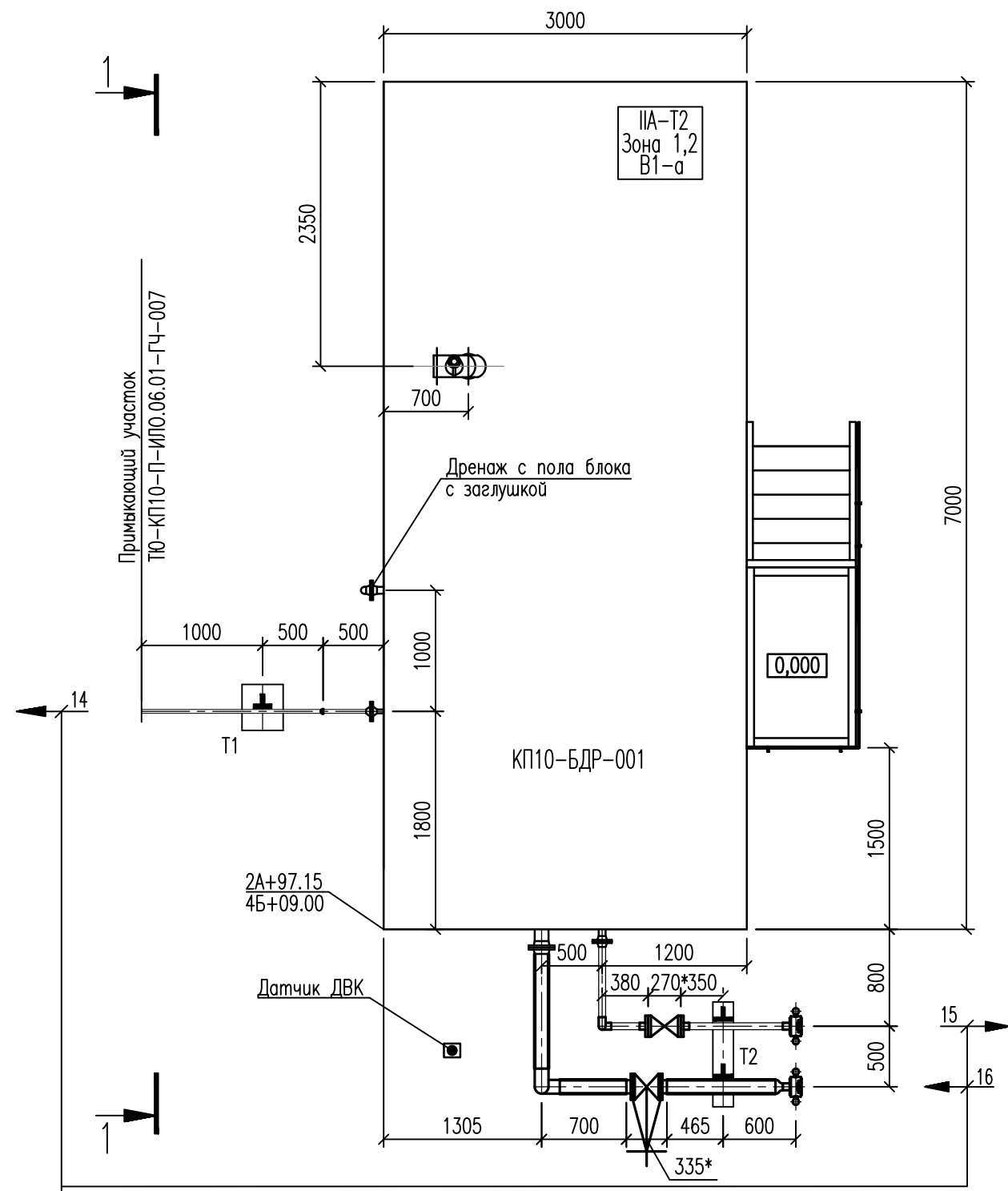
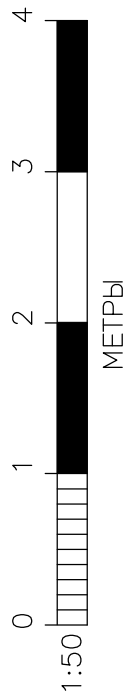
Согласовано		Согласовано		17.10.25	
ОГ.ИД.		Зарякина		17.10.25	
Тех.инж.		Шуваева		17.10.25	
Безрукин					
Взам. инж. N					
Подп. и дата					
М.п. N подг.					



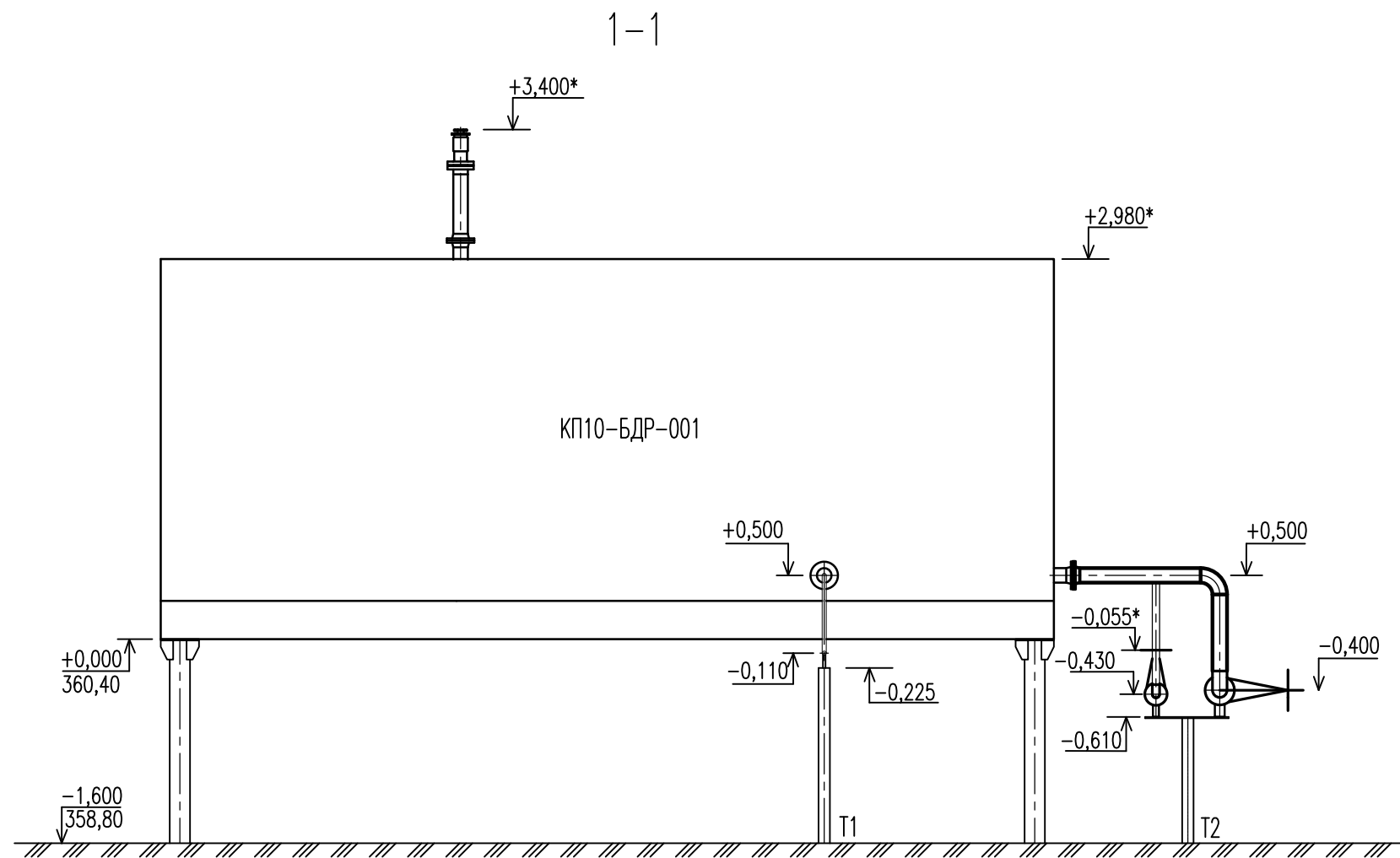
- * Размер уточнить при монтаже.
- За 0,000 принята абсолютная отметка низа блока.
- Наземные выкидные трубопроводы, наземные дренажные трубопроводы подлежат теплоизоляции и электрообогреву.
- Площадки обслуживания на разрезе и выдах условно не показаны.
- Опора Т-1 является регулируемой с диапазоном регулировки 100 мм.
- Отметка вбоса реагента соответствует отметке оси реагентопровода от КП10-БДР-001.

ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N10					
7	-	Зам.	8802-25	17.10.25	
Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Погн.	Дата
Разраб.	Нажин			17.10.25	
Проверил	Колмаков			17.10.25	
Гл. спец.	Дрянкина			17.10.25	
Установка измерительная. План. Разрез 1-1. Вид А и Б				17.10.25	
Н.контр. Полякошина				17.10.25	
ГИП Ровенская				17.10.25	
Формат А1				Файл ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003_7.dwg	


Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N	Согласовано		Согласовано			
			ОГД	Терентьева	17.10.25	ОМСУП	Зорякина	17.10.25
			ЗТО	Бачуркин	17.10.25	СО	Шульгина	17.10.25



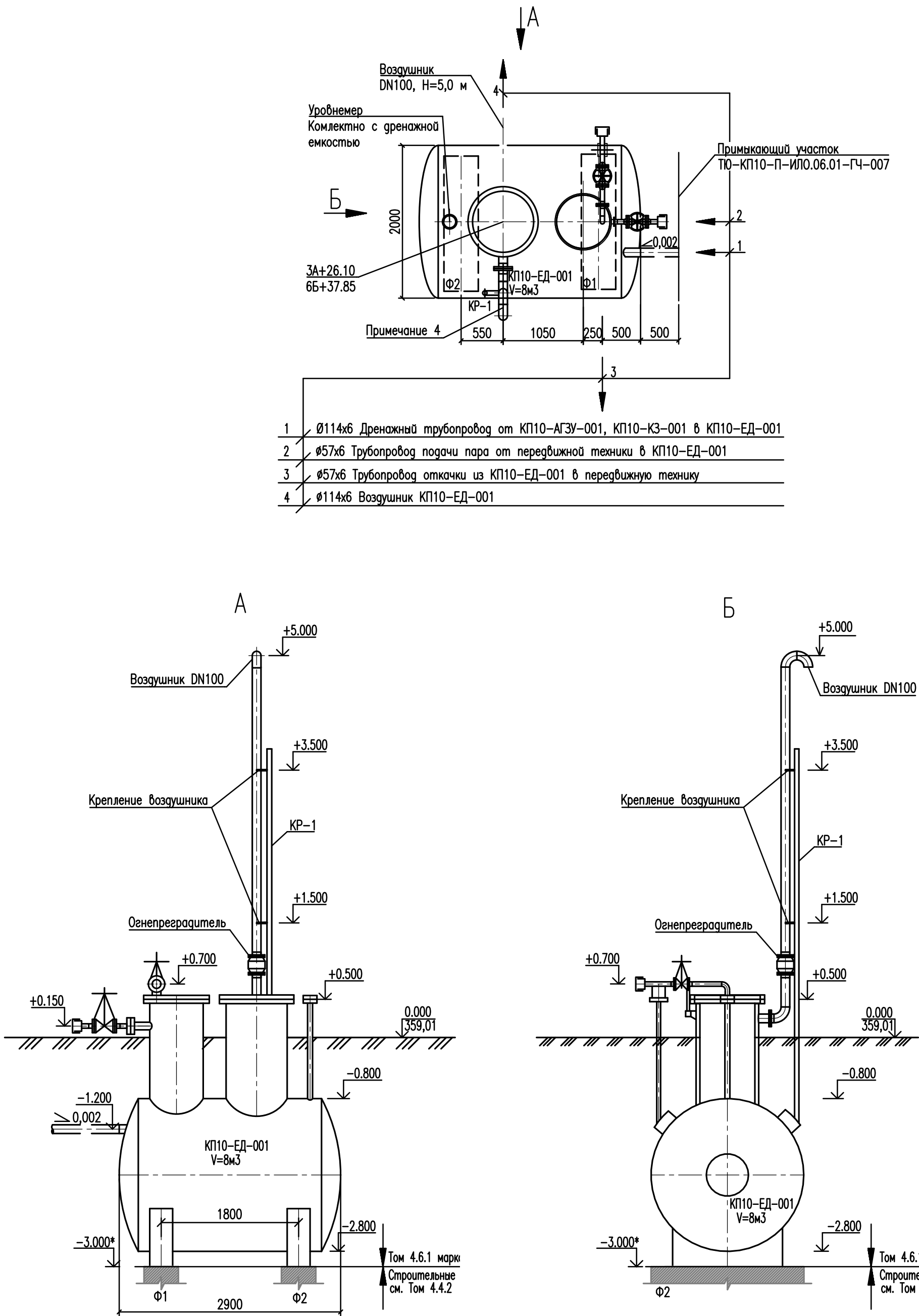
- | | |
|----|--|
| 14 | Ø32x4 Реагентопровод от блока дозирования реагента КР10-БДР-001 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод |
| 15 | Ø57x6 Дренажный трубопровод от КР10-БДР-001 в передвижную технику |
| 16 | Ø114x6 Трубопровод зачки ингибитора коррозии от передвижной техники в блок дозирования реагента КР10-БДР-001 |










1. * Размер уточнить при монтаже.
2. Площадка обслуживания на виле А условно не показана.
3. Опоры 108-КХ-А21 доработать под трубопровод $\varnothing 114$.
4. Расположение блока дозирования реагента КП10-БДР-001 на кусте скважин N10 приведено на плане инженерных сетей ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007.
5. Реагентопровод подложить теплоизоляции и электрообогреву.
6. Устройство ввода реагента идет в комплекте поставки блока дозирования реагента.

						ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-004			
7	-	Зам.	8802-25	<i>ВЛ</i>	17.10.25	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N10			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата				
Разраб.	Ножин		<i>ВЛ</i>	17.10.25	Куст скважин N10.	Стадия	Лист	Листов	
Проверил	Колмыков		<i>ВЛ</i>	17.10.25		П		1	
Гл. спец.	Дрынкина		<i>ВЛ</i>	17.10.25					
Н. контр.	Поликашина		<i>ВЛ</i>	17.10.25	Блок дозирования реагента. План. Разрез 1-1. Вуг А		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП	Робенская		<i>ВЛ</i>	17.10.25					

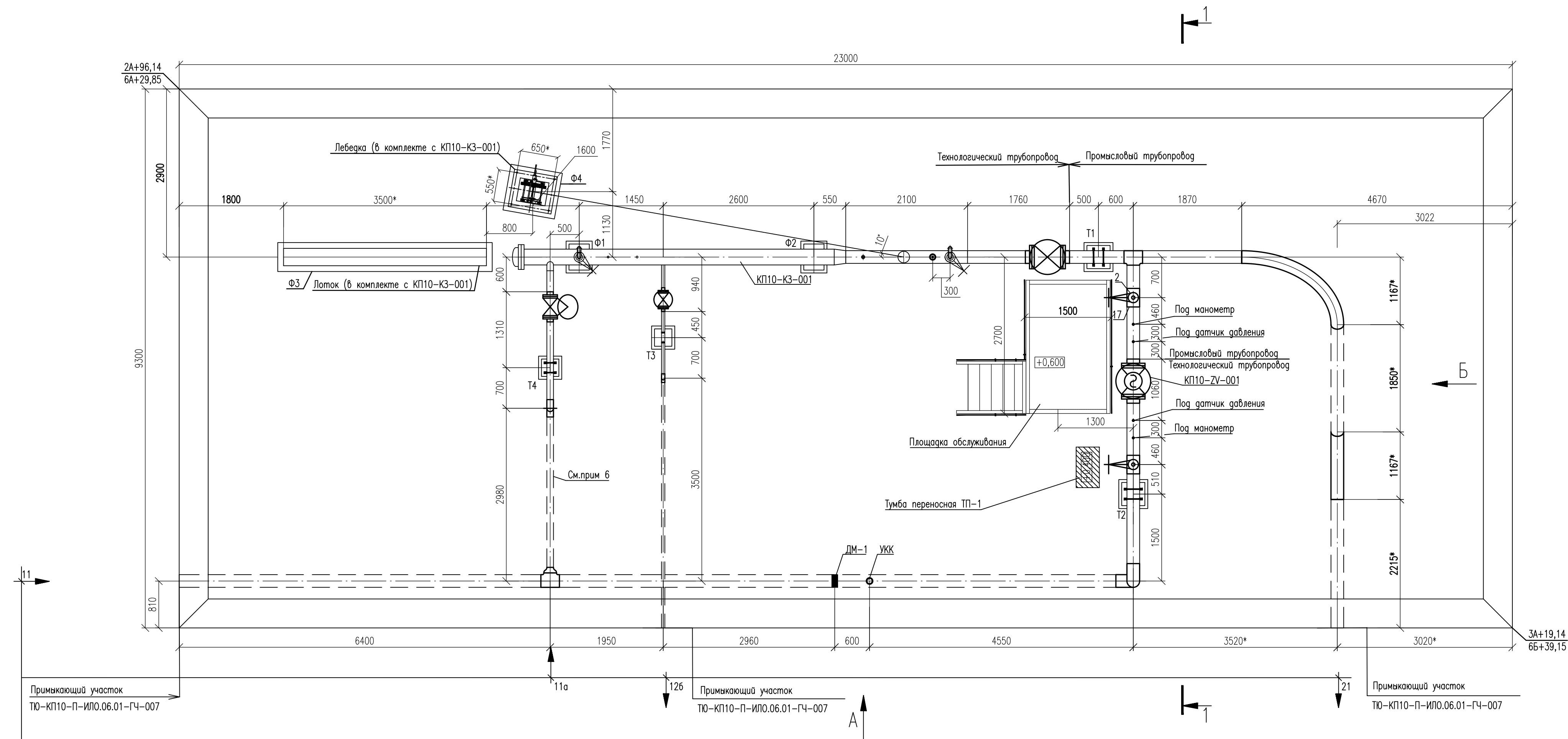
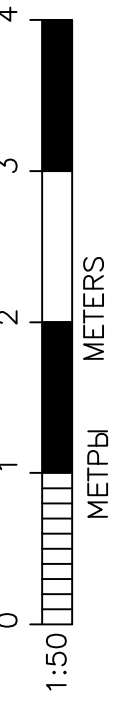
Согласовано		Согласовано		Согласовано		Согласовано	
ОГЛД		Терентьева		Зорькина		17.10.25	
310		Баурукин		Шульгина		17.10.25	
Взм. инв. N		Погр. и дата		Инв. N подл.			



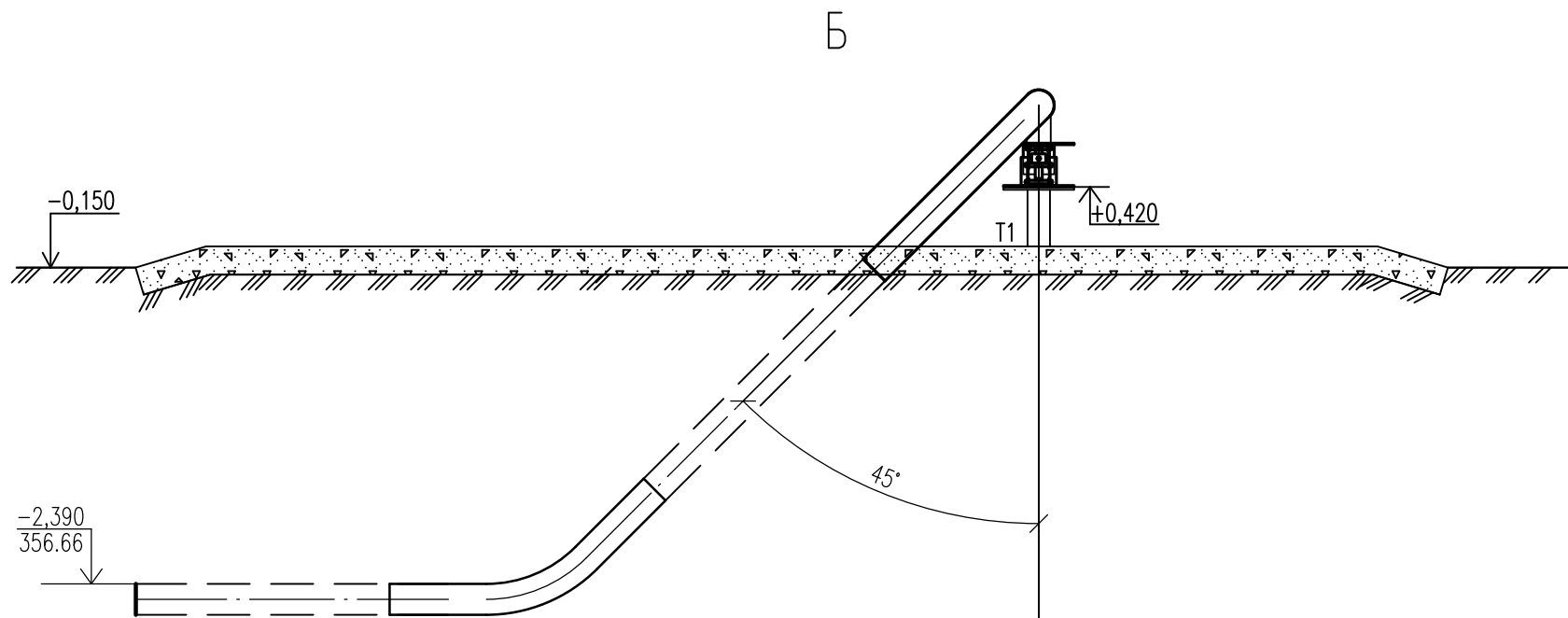
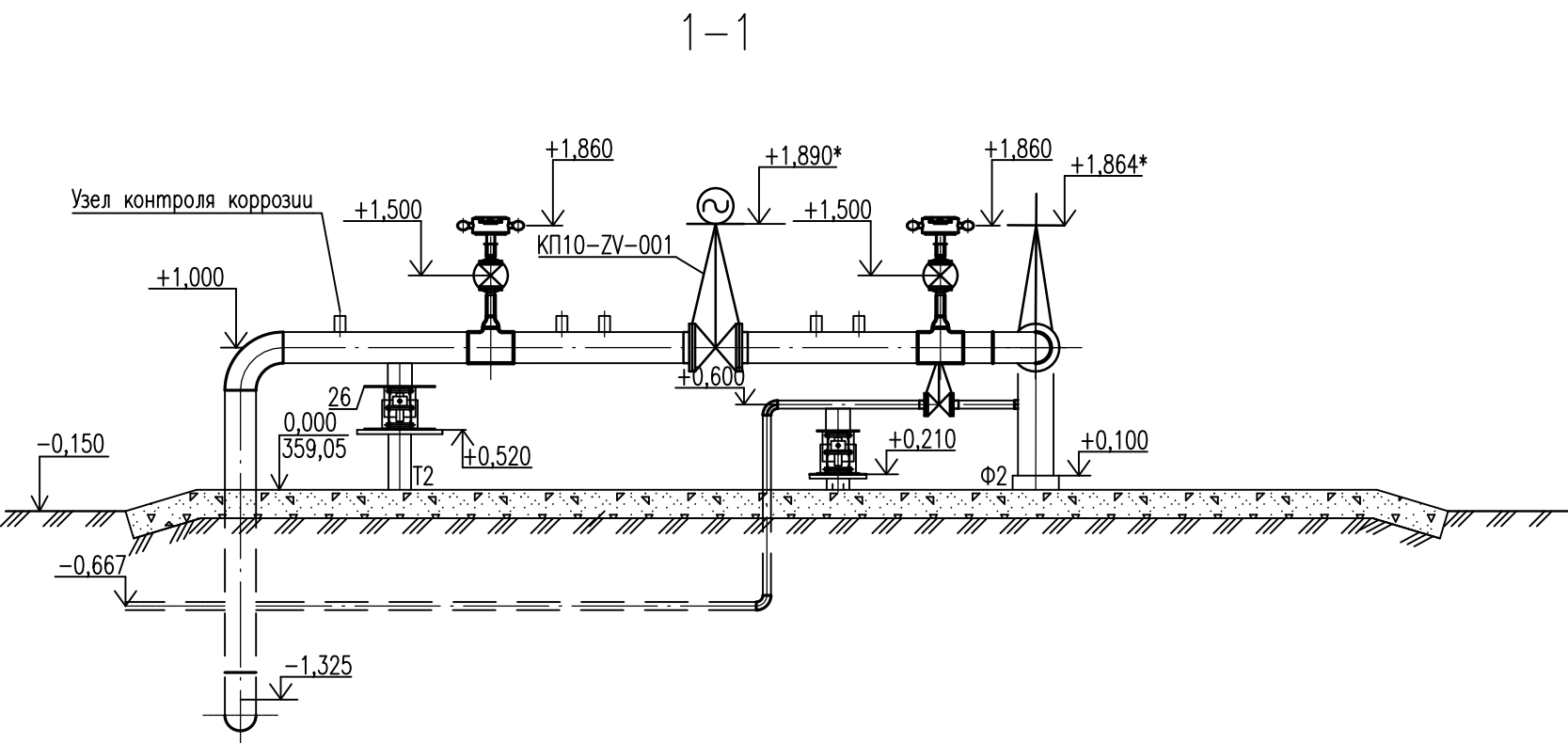
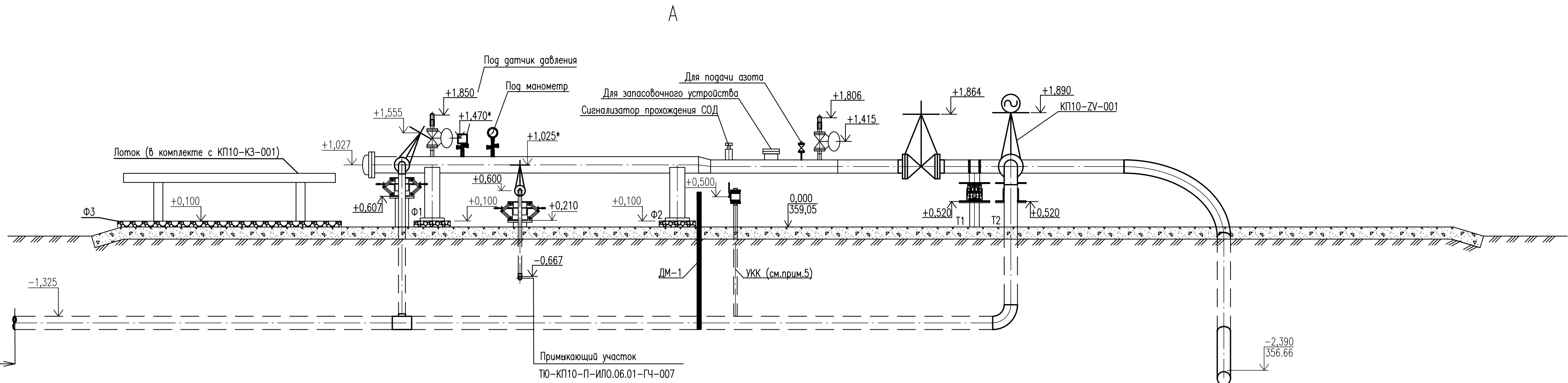
1. * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
2. Расположение дренажной емкости V=8 м3 приведено на плане инженерных сетей ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007.
3. Трубопровод на свечу рассеивания теплоизолируется скорлупами ППУ толщиной 100 мм с защитной оболочкой из оцинкованного листа толщиной 0,5 мм. Материалы учтены в объеме поставки дренажной емкости.
4. Стойка КР-1 идет в комплекте поставки с дренажной емкостью. Способ крепления стойки КР-1 разрабатывает поставщик емкости.

						ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005			
7	-	Зам.	8802-25		17.10.25	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N10			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата				
Разраб.	Ножин				17.10.25	Куст скважин N10.	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Колмыков				17.10.25		П		1
Гл. спец.	Дрынкина				17.10.25				
Н. контр.	Поликашина				17.10.25	Емкость подземная дренажная V=8 м3. План. Вуды А и Б	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП	Ровенская				17.10.25				




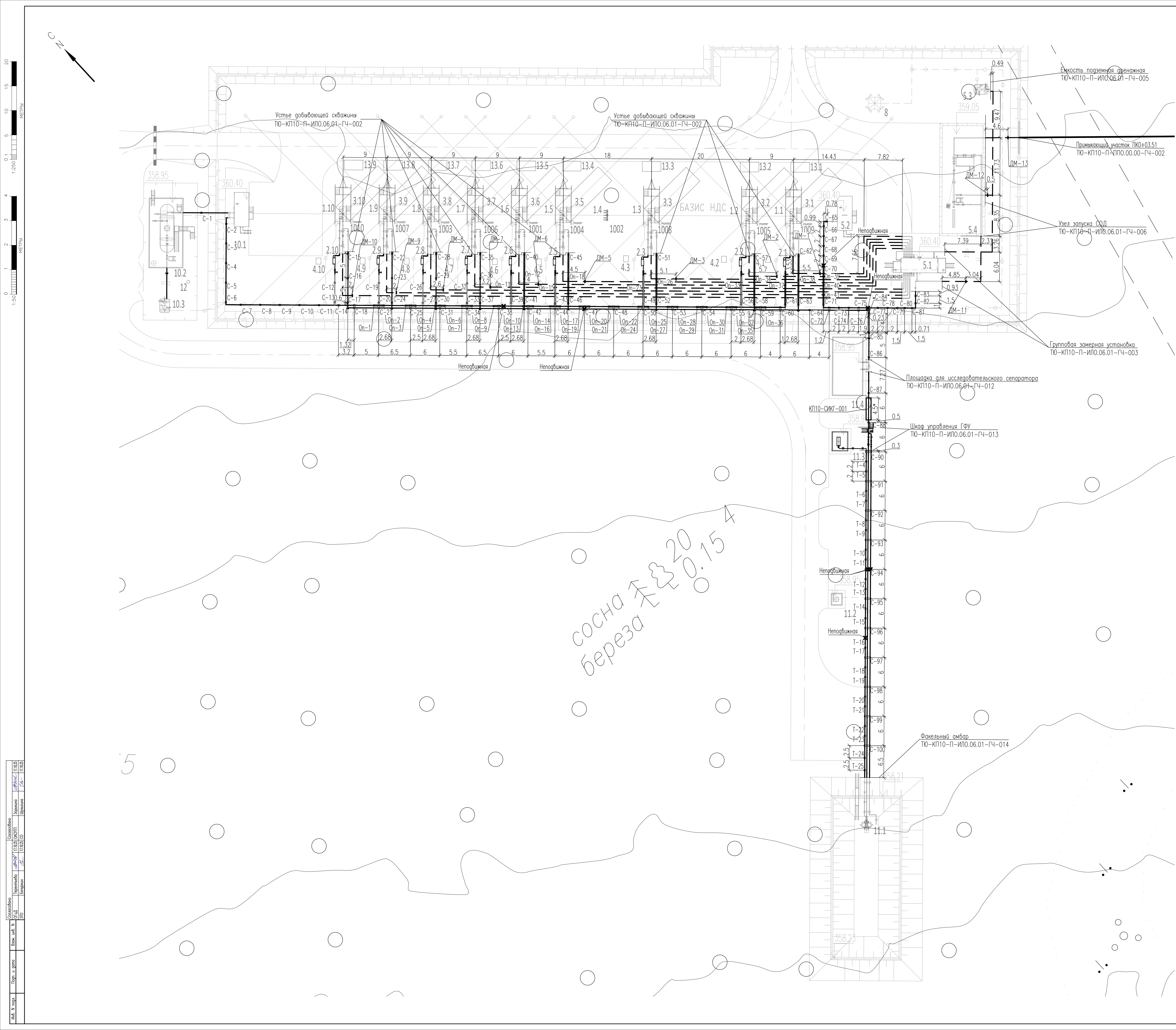


- 11 Ø219x6 Нертегазосборный трубопровод от ИЗУ до камеры запуска СОД
126 Ø57x6 Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД в дренажную емкость
21 Ø219x6 Нертегазосборный трубопровод от камеры запуска СОД до камеры приема СОД
11а Ø114x6 Нертегазосборный трубопровод от линии 11 до камеры запуска СОД



- Общие указания по производству строительно-монтажных работ представлены на листе 1.
- * Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
- Расположение площадки узла запуска СОД и отключающей арматуры на кусте скважин N10 приведено на плане инженерных сетей ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007.
- Исходя из величины просадки трубопровода, необходимо по месту выполнять регулировку оголовников по деформационной марке. Величина регулировки определяется по местному реперу.
- УКК показан условно.
- При работе всех скважин куста №10 максимальная скорость продукта в боковом отводе камеры запуска СОД не более 3м/с, то есть для обеспечения нормативной скорости на максимальный расчетный период, необходимо отключить скважины №№ 1005 - 1010. Данное мероприятие позволит предотвратить возможную повышенную вибрацию трубопровода и возможный сход его с опор. До запуска снарядов СОД, необходимо контролировать скорость потока по данным, получаемым из ИЗУ.
- Предусмотреть опоражение камеры запуска СОД по окончании проведения работ по запуску СОД.
- Опоры Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 являются регулируемыми с диапазоном регулировки 100 мм. Регулировку опор необходимо выполнять по месту, исходя из величины просадки трубопровода.

							ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006			
							Обустройство Тас-Юрхского НГКМ. Куст скважин N10			
7	-	Зам.	8802-25	<i>AS</i>		17.10.25	Куст скважин N10.	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол.уч.	Лист	№рек.	Погн.	Дата					
Разраб.	Бурман				17.10.25					
Проверил	Колмаков			<i>AS</i>	17.10.25					
Гл.спец.	Дрынкина			<i>AS</i>	17.10.25		Узел запуска СОД DN200. План. Вид А, Б. Разрез 1-1			1
Н.контр.	Полякошина			<i>AS</i>	17.10.25					
ГИП	Ровенская			<i>AS</i>	17.10.25		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ			

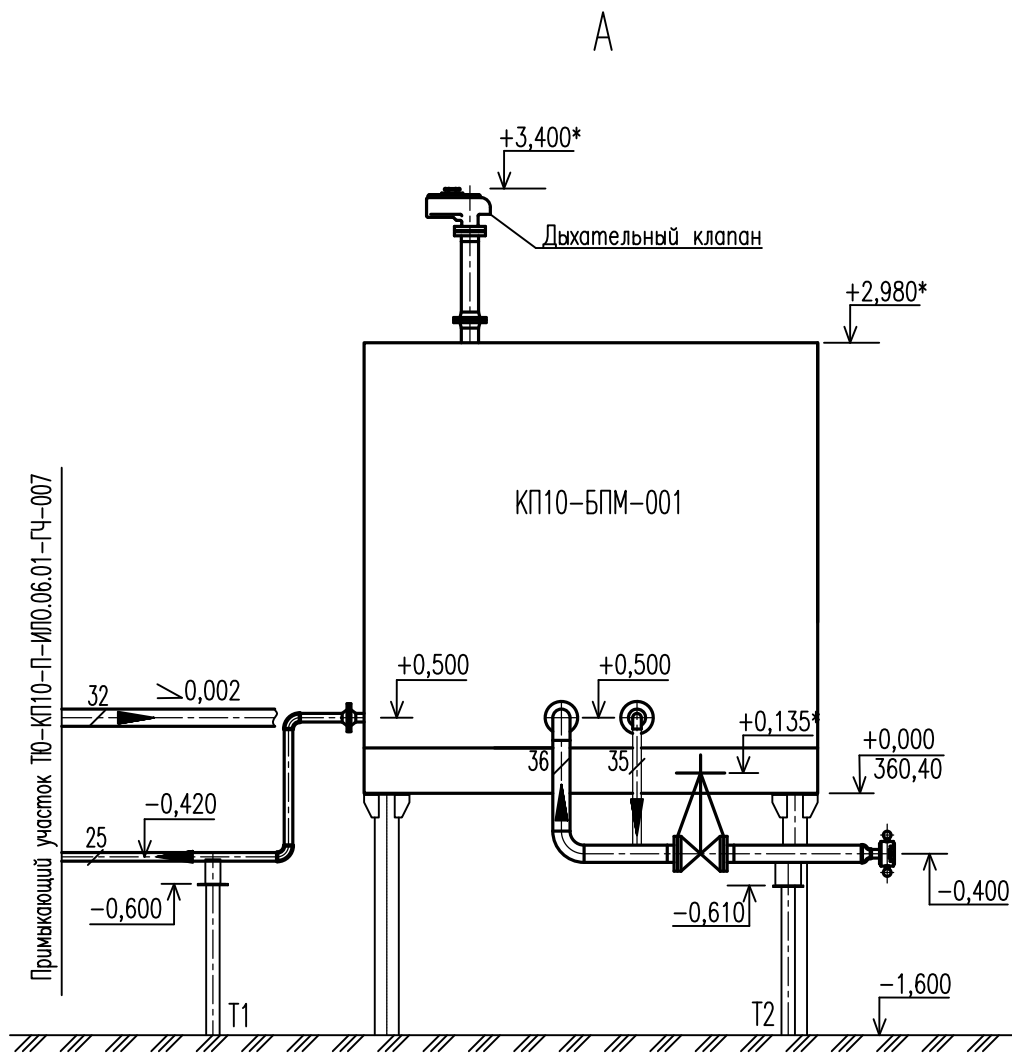
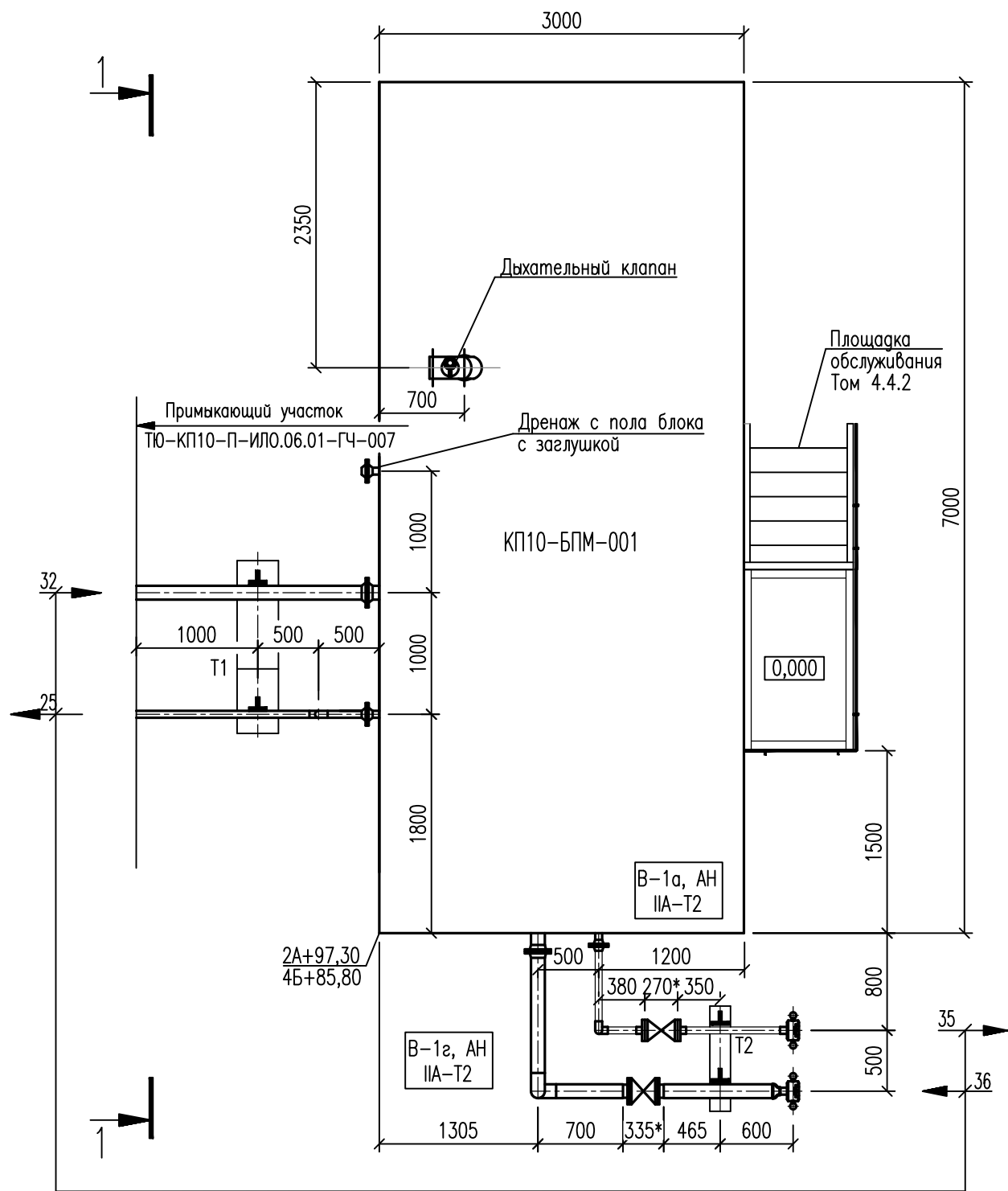


ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ		
Номер на плане	Наименование	Координаты вкратца сети
2 этап строительства		
1.1	Сооружения добывающей скважины N1	
3.1	Лубрикатная площадка	
4.1	Место для размещения шкафа СУДР	
5.1	Индивидуальная замерная установка	
5.3	Подземная дренажная емкость	
5.4	Площадка узла запуска СОД и отключающей арматуры	
6	КТП и площадка СУ	
7	Блок контроля и управления для замерной установки	
8	Прожекторная мачта с маломощным прожектором	
9.1, 9.2	Площадка под размещение пожарной техники	2 шт
12	Маломощный прожектор	
13.1	Место для размещения узла глушения скважин	
5 этап строительства		
1.2	Сооружения добывающей скважины N2	
3.2	Лубрикатная площадка	
4.2	Место для размещения шкафа СУДР	
13.2	Место для размещения узла глушения скважин	
6 этап строительства		
1.3	Сооружения добывающей скважины N3	
3.3	Лубрикатная площадка	
4.3	Место для размещения шкафа СУДР	
13.3	Место для размещения узла глушения скважин	
7 этап строительства		
1.4	Сооружения добывающей скважины N4	
8 этап строительства		
1.5	Сооружения добывающей скважины N5	
3.5	Лубрикатная площадка	
4.5	Место для размещения шкафа СУДР	
13.4	Место для размещения узла глушения скважин	
9 этап строительства		
1.6	Сооружения добывающей скважины N6	
3.6	Лубрикатная площадка	
4.6	Место для размещения шкафа СУДР	
13.5	Место для размещения узла глушения скважин	
10 этап строительства		
1.7	Сооружения добывающей скважины N7	
3.7	Лубрикатная площадка	
4.7	Место для размещения шкафа СУДР	
13.6	Место для размещения узла глушения скважин	
11 этап строительства		
1.8	Сооружения добывающей скважины N8	
3.8	Лубрикатная площадка	
4.8	Место для размещения шкафа СУДР	
13.7	Место для размещения узла глушения скважин	
12 этап строительства		
1.9	Сооружения добывающей скважины N9	
3.9	Лубрикатная площадка	
4.9	Место для размещения шкафа СУДР	
13.8	Место для размещения узла глушения скважин	
13 этап строительства		
1.10	Сооружения добывающей скважины N10	
3.10	Лубрикатная площадка	
4.10	Место для размещения шкафа СУДР	
13.9	Место для размещения узла глушения скважин	
14 этап строительства		
5.2	Блок дозирования реагента	
15 этап строительства		
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	
16 этап строительства		
2.1-2.10	Место для размещения шкафа СТИ	
10.1	Блок подачи метанола	
10.2	Площадка емкости метанола раскисной	
10.3	Подземная дренажная емкость	

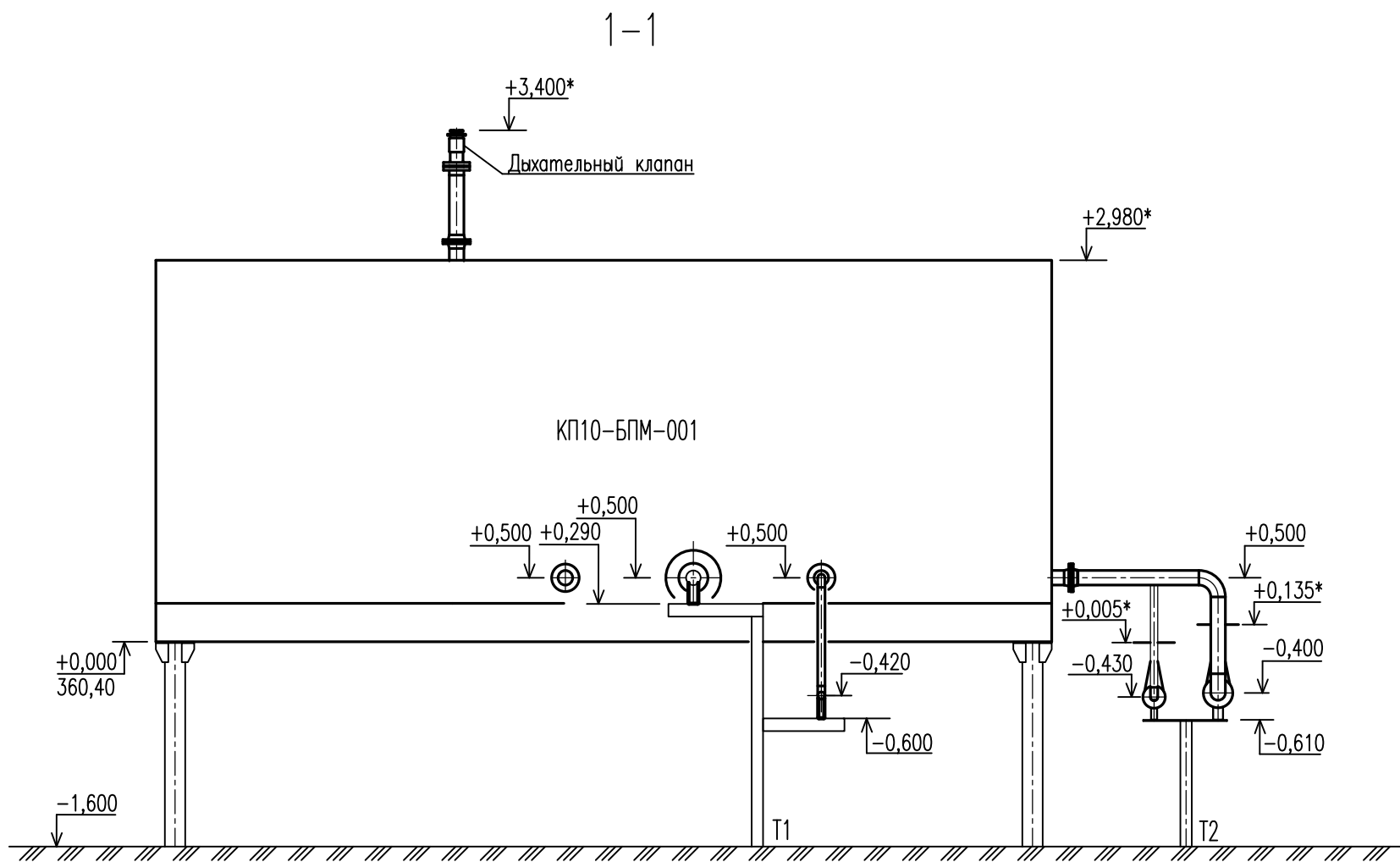
1. Размеры приведены в метрах, если не указано иное.
2. Дренажные трубопроводы в сторону дренажной емкости прокладываются с уклоном 0,002.
3. Факельный коллектор в сторону ГФУ прокладывается с уклоном 0,003.
4. Строительные конструкции на разрезах показаны условно.

ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007			
Обустройство Тос-Юрасского НКМ.			
Куст скважин N10.			
План инженерных сетей и технологических сооружений			
Исполн.	Проверен	Согласован	Утвержден
ТЮ	Робинсон	Робинсон	Робинсон
Дата	17.03.25	17.03.25	17.03.25
Лист	1	1	1

Согласовано		Согласовано		Согласовано	
Инв. N подл.	Инв. N подл.	Инв. N подл.	Инв. N подл.	Инв. N подл.	Инв. N подл.
Гип	Ровенская	Полякашина	17.10.25	Гип	Ровенская
Гл. спец.	Дрынкина	Полякашина	17.10.25	Гл. спец.	Дрынкина
Проверил	Колмыков	Полякашина	17.10.25	Проверил	Колмыков
Разраб.	Азеев	Полякашина	17.10.25	Разраб.	Азеев
Изм.	Колыч	Лист	№ док.	Погн.	Дата
7	-	Нов.	8802-25	17.10.25	
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.					
Куст скважин N10					
Куст скважин N10.				Стадия	Лист
				П	1
Блок подачи метанола.				ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
План. Разрез 1-1. Вуг А					



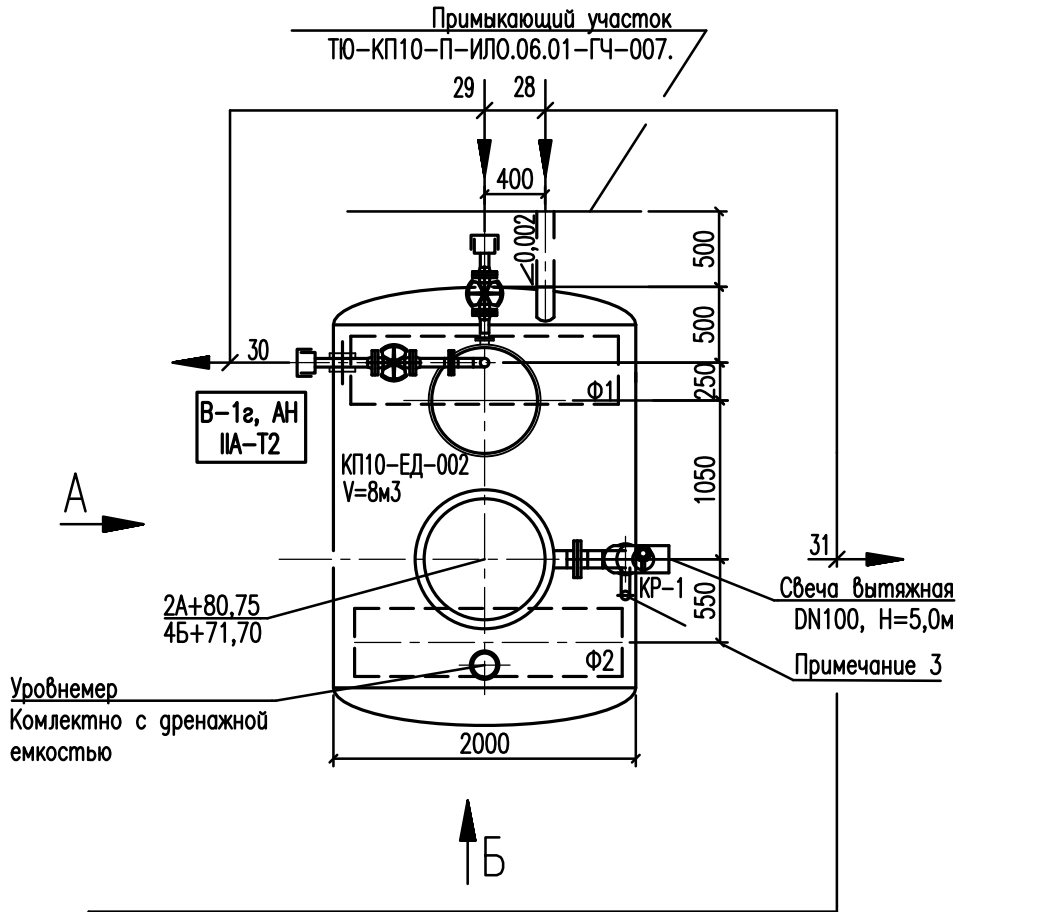
- 25 $\varnothing 57 \times 6$ Трубопровод подачи метанола от КП-БПМ-001 к СПИ
- 32 $\varnothing 114 \times 6$ Трубопровод заправки от емкости метанола расходной КП10-Е-001 в КП10-БПМ-001
- 35 $\varnothing 57 \times 6$ Трубопровод откачки от КП10-БПМ-001 в передвижную емкость
- 36 $\varnothing 114 \times 6$ Трубопровод заправки метанола от передвижной техники в КП10-БПМ-001



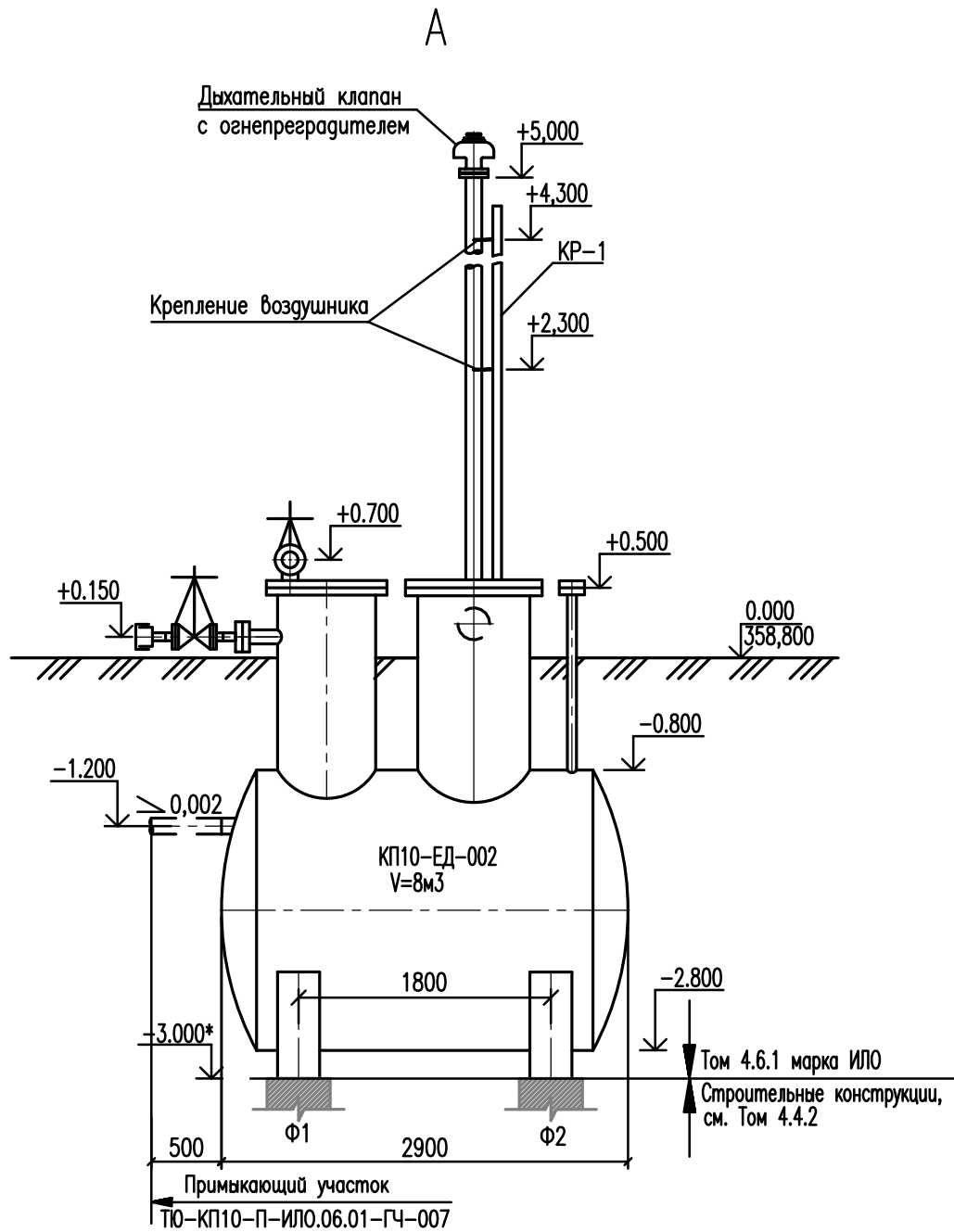
- * Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
- Расположение блока подачи метанола КП10-БПМ-001 приведено на чертеже инженерных сетей ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007.
- Площадка обслуживания на виде А условно не показана.
- Опоры 108-КХ-А21 доработать под трубопровод $\varnothing 114$.

ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.					
Куст скважин N10					
Куст скважин N10.				Стадия	Лист
				П	1
Блок подачи метанола.				ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
План. Разрез 1-1. Вуг А					

Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано		
			ОГ и Д	ЭТО	ЗТО
			Согласовано		
			Терентьева	Бакуркин	Зорькина
			Согласовано		
			ОАСУП	СО	Шульгина
			Согласовано		
			17.10.25	17.10.25	17.10.25



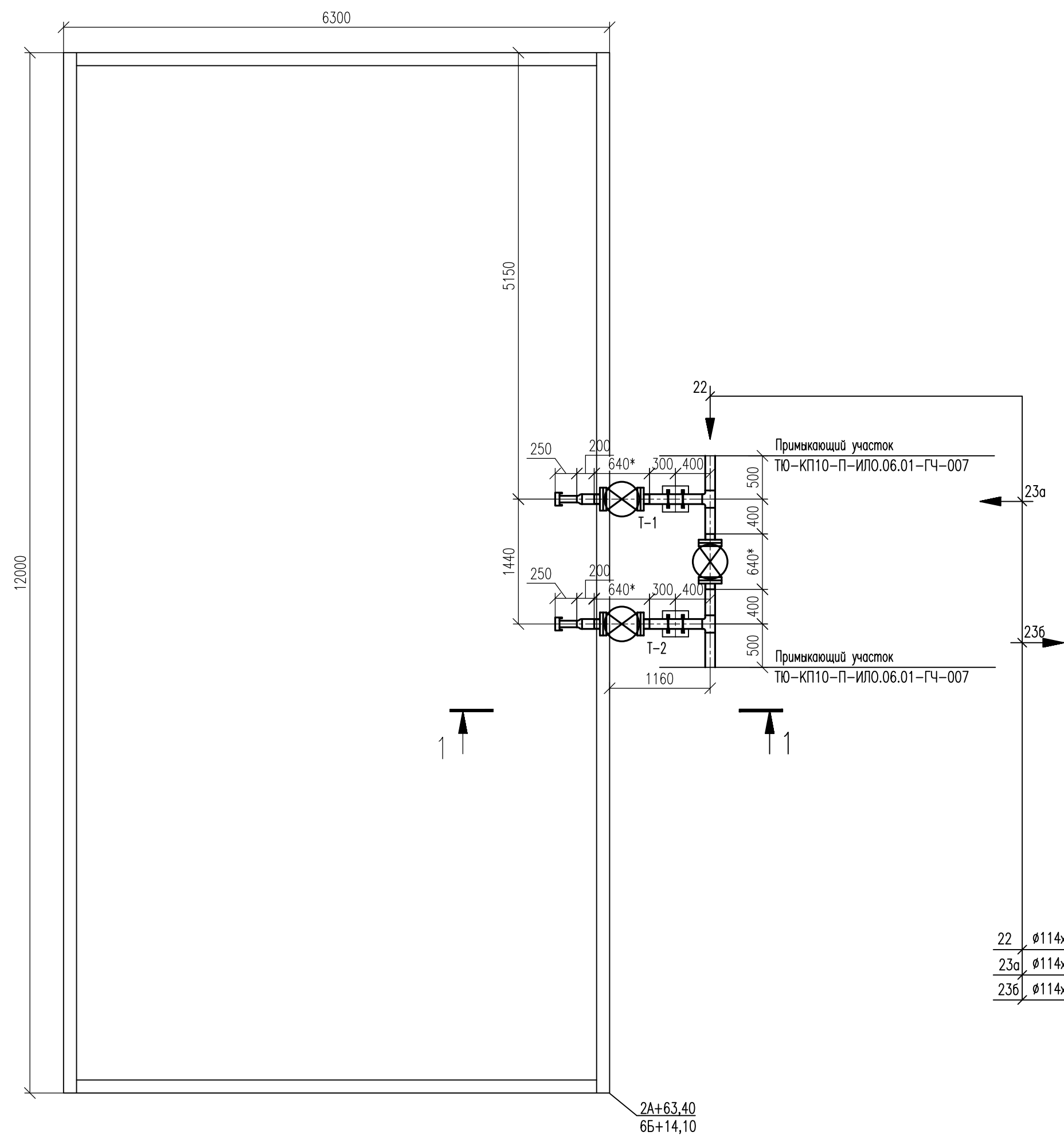
- 28 Ø114х6 Дренажный трубопровод от расходной емкости КП10-Е-001 в КП10-ЕД-002
- 29 Ø57х6 Трубопровод подачи пара от передвижной техники в КП10-ЕД-002
- 30 Ø57х6 Трубопровод откачки из КП10-ЕД-002 в передвижную технику
- 31 Ø114х6 Воздушник КП10-ЕД-002



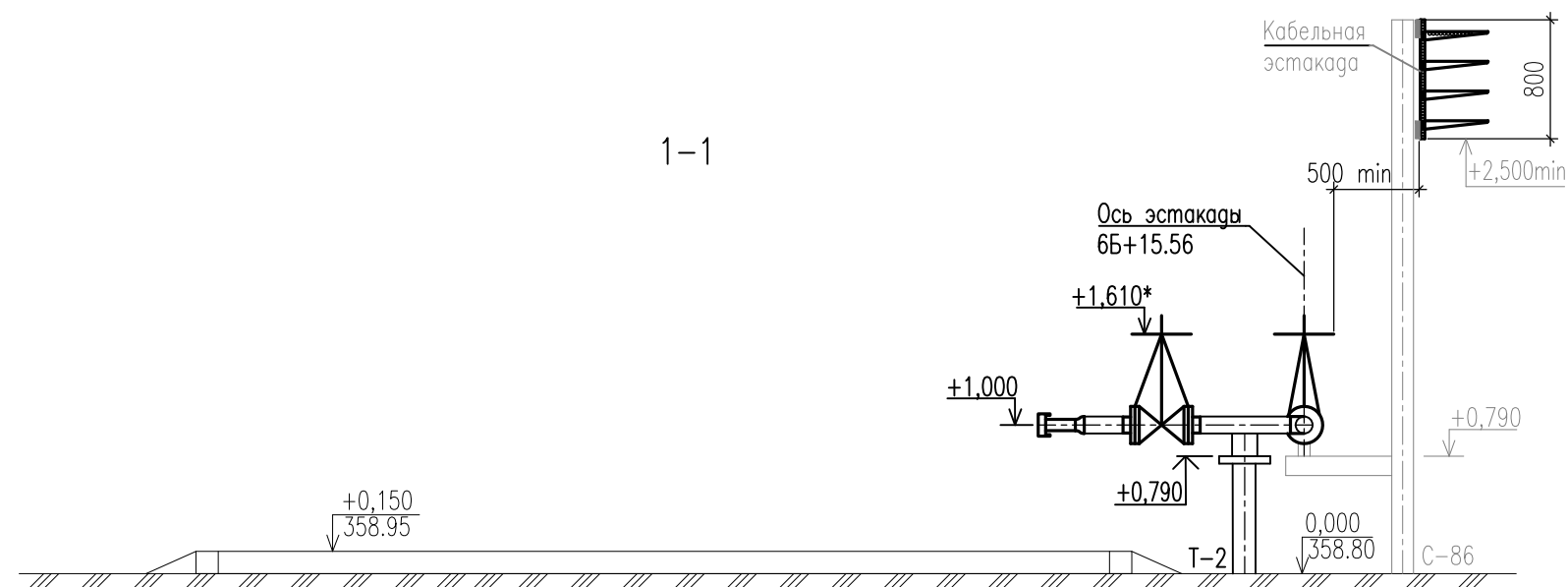
- * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
- Расположение дренажной емкости V=8 м3 приведено на чертеже инженерных сетей ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007.
- Стойка КР-1 идет в комплекте поставки с дренажной емкостью. Способ крепления стойки КР-1 разрабатывает Поставщик емкости.
- Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 358,80.
- Чертеж выполнен в масштабе 1:50

ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-010					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N10					
7	-	Нов.	8802-25	17.10.25	
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'док.	Погр.	Дата
Разраб.	Агеев			17.10.25	
Проверил	Колмыков			17.10.25	
Гл.спец.	Дрынкина			17.10.25	
Н.контр.	Поликашина			17.10.25	
ГИП	Робенская			17.10.25	
Подземная дренажная емкость для метанола V=8 м3. План. Вид					
Формат А3 Файл ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-010_7.dwg					

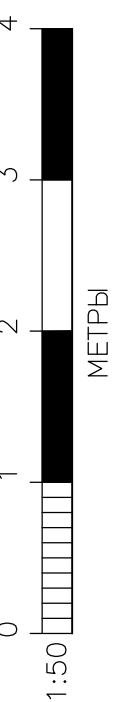
Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N	Согласовано		Согласовано	
			отп.д	Терентьева	17.10.25	ОАСУП
			ЭТО	Бауркин	17.10.25	СО
					17.10.25	Зорякина
					17.10.25	Шульгина



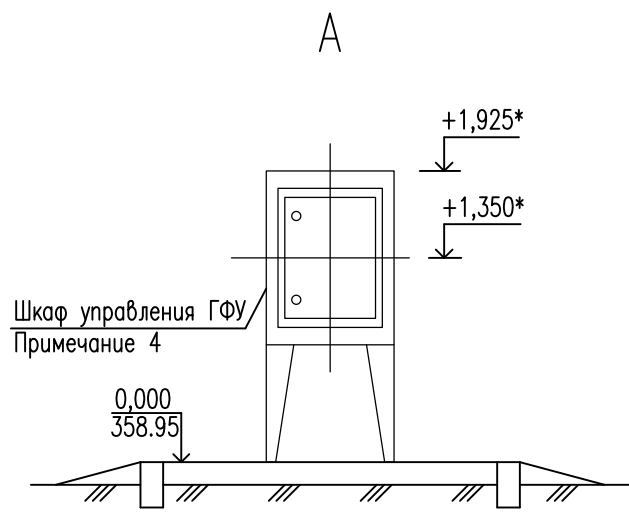
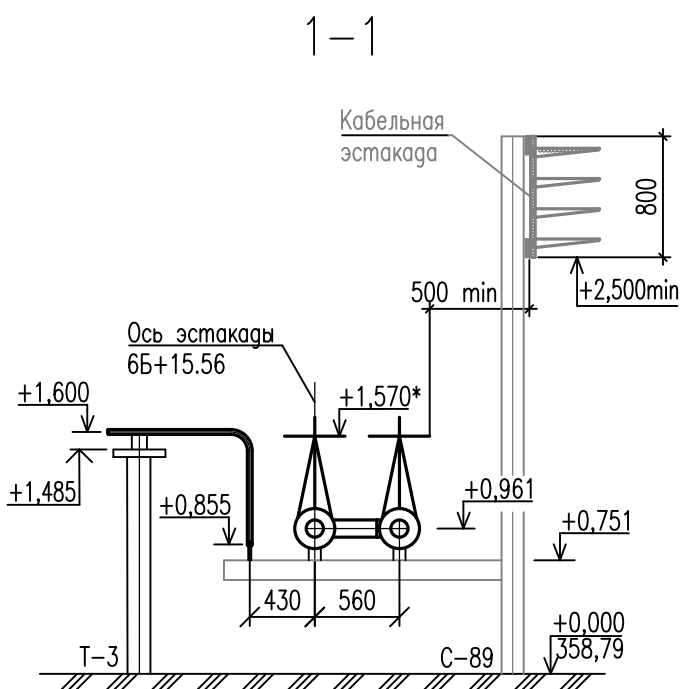
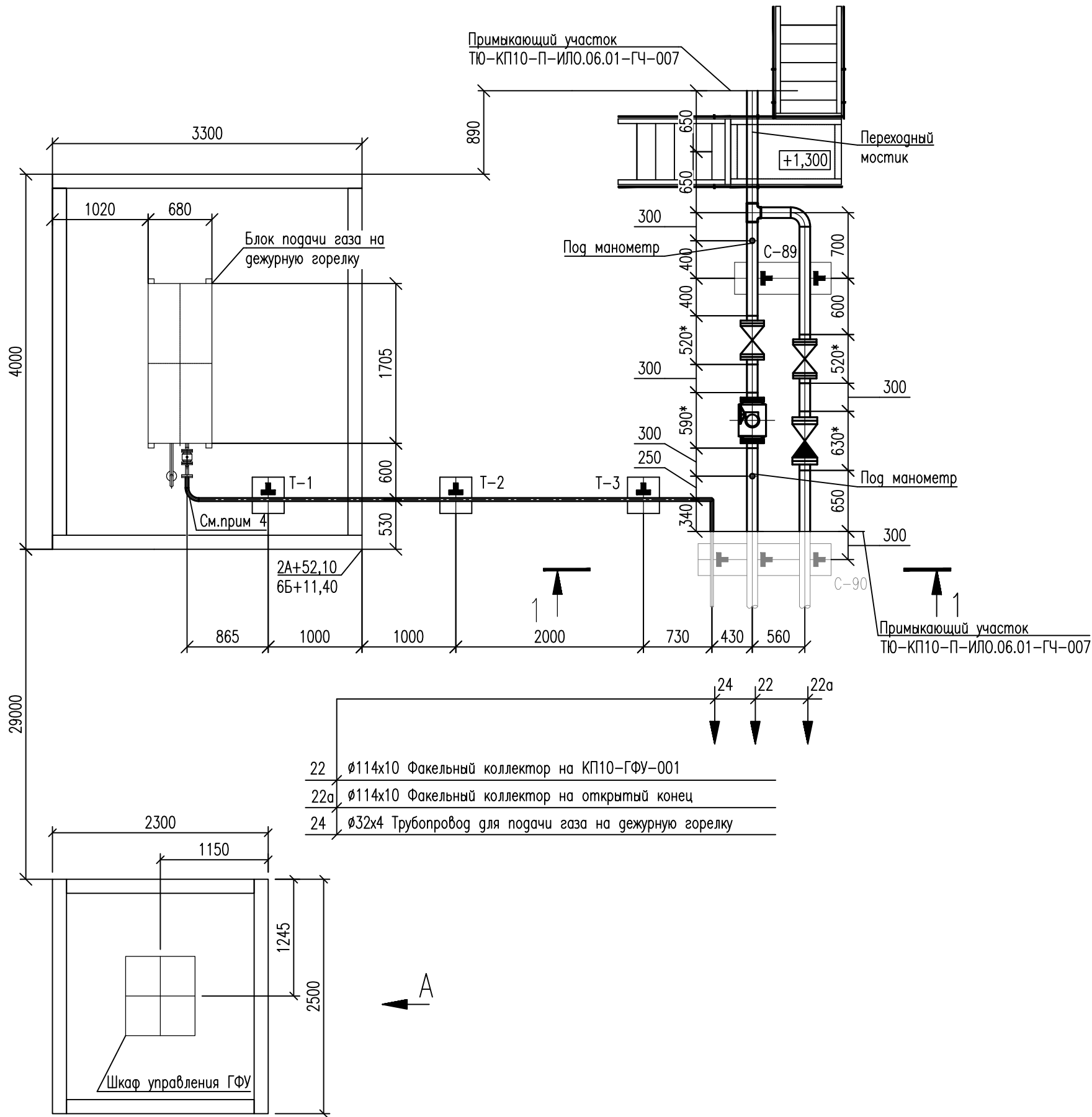
- | | |
|-----|--|
| 22 | Ø114x10 Факельный коллектор на КП10-ГФУ-001 |
| 23a | Ø114x10 Трубопровод от факельного коллектора на вход в исследовательский сепаратор |
| 23b | Ø114x10 Трубопровод от исследовательского сепаратора в факельный коллектор |



						ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011			
7	-	Нов.	8802-25	<i>AG</i>	17.10.25	Обустройство Тас-Юряжского НГКМ. Куст скважин N10			
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'док.	Подп.	Дата	Куст скважин N10.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Агеев		<i>AG</i>	17.10.25		П		1
Проверил		Колмыков		<i>AK</i>	17.10.25				
Гл. спец.		Дрынкина		<i>DR</i>	17.10.25				
						Площадка для исследовательского сепаратора. План. Разрез 1-1	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н. контр.		Поликашина		<i>PL</i>	17.10.25				
ГИП		Робенская		<i>RO</i>	17.10.25				

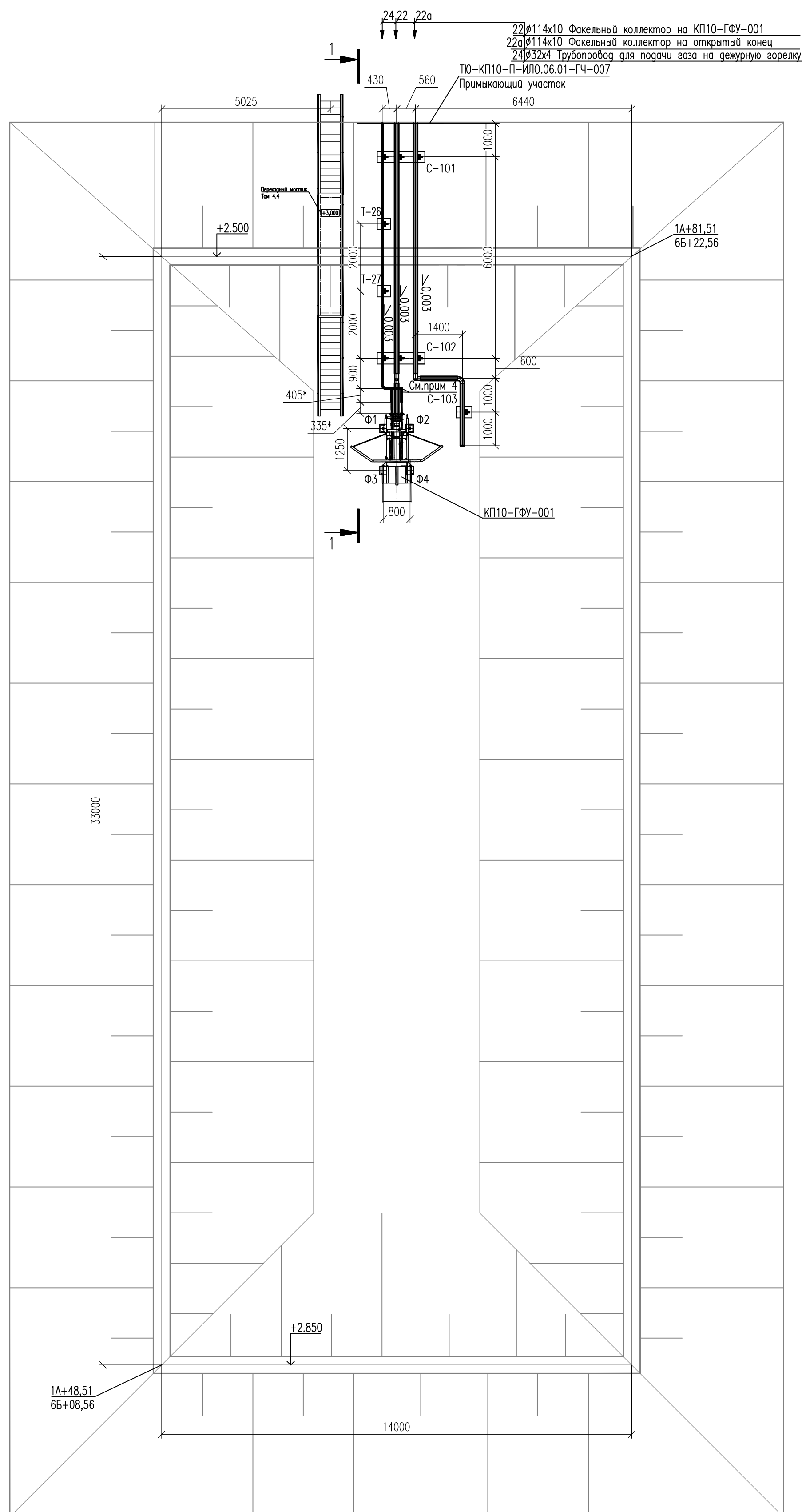


Инв. N подл.	Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
				ОГЛД	ЗТД
			Терентьева Баурукин	17.10.25	17.10.25
				ОАСУП	СО
			Зорькина Шульгина	17.10.25	17.10.25

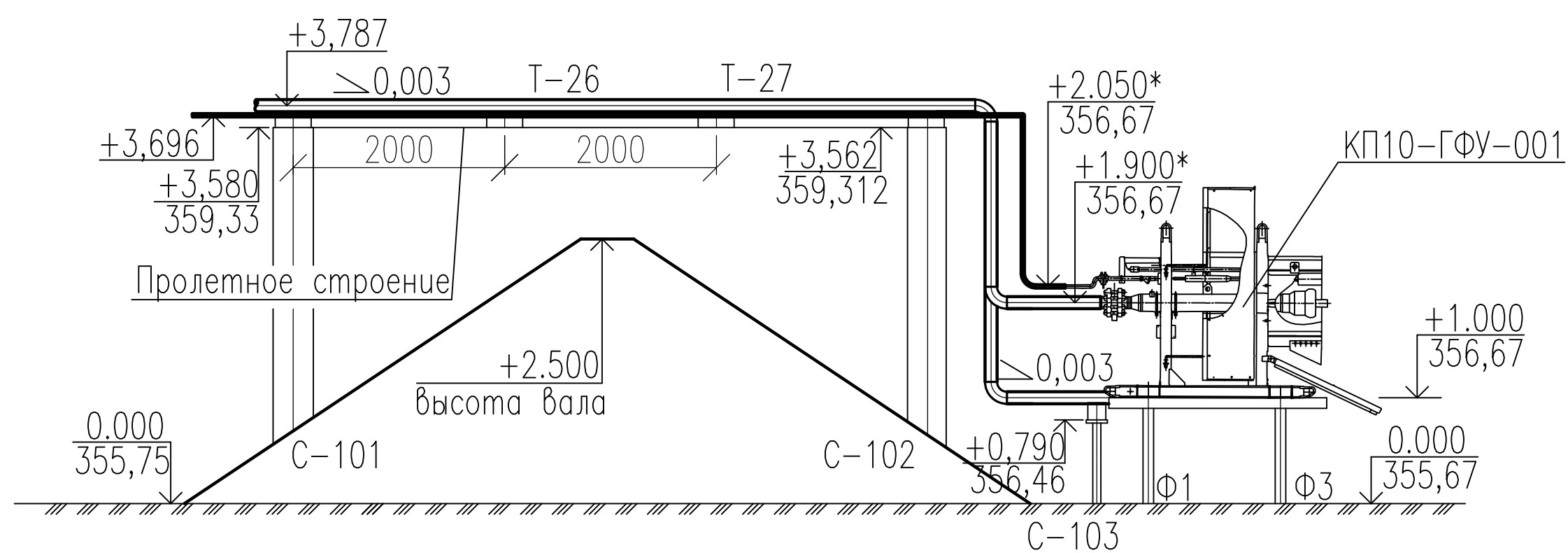


- * Размер уточнить при монтаже.
- Все надземные трубопроводы и запорно-регулирующая арматура предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом.
- Опору 108-KX доработать под трубопровод $\phi 114$.
- Для труб $DN \leq 25$ применять отводы гнутые, со средним радиусомгиба не менее 5DN, выполненные холодной гибкой труб. Длина прямого участка от конца трубы до начала гнутого участка должна быть не менее 100 мм.








ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N10					
7	-	Нов.	8802-25		17.10.25
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'зак.	Погн.	Дата
Разраб.	Азеев				17.10.25
Проверил	Колмыков				17.10.25
Гл.спец.	Дрынкина				17.10.25
Куст скважин N10.				Стадия	Лист
				П	1
Шкаф управления ГФУ и блок подачи газа на дежурную горелку. План. Разрез 1-1. Вуз А				ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
Н.контр.	Поликашина				17.10.25
ГИП	Ровенская				17.10.25






1-1



1. * Размер уточнить при монтаже.
2. Все названные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом.
3. Опору 108-КХ доработать под трубопровод Ø114.
4. Для труб DN≥25 применять отводы гнущие, со средним радиусомгиба не менее 5DN, выполненные холодной гибкой трубой. Длинно прямого участка от начала гнутого участка должна быть не менее 100 мм.

						ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01-ГЧ-013			
						Обустройство Тас-Юрхакского НГКМ. Куст скважин N10			
7	—	Нов.	8802-25		17.10.25	Куст скважин N10.	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол.уч.	Лист	N гок.	Погн.	Дата		П		1
Разработ.	Азеев				17.10.25				
Проверил	Колмаков				17.10.25				
Гл. спец.	Дранкина				17.10.25				
Н.контр.	Полякашина				17.10.25	Факельный амбар. План. Разрез 1-1			
ГИП	Ростенская				17.10.25				

Согласовано	Н.контр		Ровенская	17.10.25

Разрешение		Обозначение	ТЮ-КП10-П-ИЛО.06.01		
8802-25		Наименование объекта строительства	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
7	С-001	Заменен. Содержание тома откорректировано: - добавлены новые чертежи (метанольное хозяйство и факельное хозяйство); - откорректированы сведения по остальной актуализированной документации		3	Изменение №2 к заданию на проектирование ООО «Газпромнефть-Заполярье» Технический директор В.И. Столяров от 15.04.2025
	ГЧ-001	Заменен. Текстовая часть откорректирована по разработанной в РД графической части (добавлено метанольное хозяйство и факельное хозяйство, откорректирован диаметр нефтегазосборного трубопровода)			
	ГЧ-001	Заменен. Схема откорректирована по РД			
	ГЧ-002	Заменен. Откорректирована по РД			
	ГЧ-003	Заменен. Откорректирована по РД			
	ГЧ-004	Заменен. Откорректирована по РД			
	ГЧ-005	Заменен. Откорректирована по РД			
	ГЧ-006	Заменен. Откорректирована по РД			
	ГЧ-007	Заменен. Откорректирована по РД			
	ГЧ-008	Новый. Добавлен с появлением метанольного хоз-ва			
	ГЧ-009	Новый. Добавлен с появлением метанольного хоз-ва			
	ГЧ-010	Новый. Добавлен с появлением метанольного хоз-ва			
	ГЧ-011	Новый. Добавлен с появлением факельного хоз-ва			
	ГЧ-012	Новый. Добавлен с появлением факельного хоз-ва			
	ГЧ-013	Новый. Добавлен с появлением факельного хоз-ва			
Изм.внес	Агеев		17.10.25	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНиГ)	
Составил	Агеев		17.10.25		
Утв.	Ровенская		17.10.25		
				Лист	Листов
					1

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 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- 3 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 4 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 5 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 6 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 7 ГОСТ 12.4.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Постановление Госстандарта СССР от 10.10.1983 г. № 4882.
- 8 ГОСТ 12.4.021-75 Системы вентиляционные. Общие требования.
- 9 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 10 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.
- 11 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.
- 12 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
- 13 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 14 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 15 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 16 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 17 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 18 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
- 19 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 20 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 21 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 22 ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статической обработки результатов испытаний.
- 23 ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация.
- 24 ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний.
- 25 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.
- 26 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

- 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 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
- 37 СА 03-003-07 Расчёт на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов.
- 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 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 46 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- 47 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 48 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 г. №534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Приложение Б

Перечень основного применяемого оборудования

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод-изготовитель	Ед. изм.	Количество
Обустройство Куста №10				
1. Блок дозирования реагента. Производительность насосов дозаторов: 0,05 – 40 л/ч; Объём технологической емкости 6 м ³ 4 м ³ , Р _{нагн.} =6,3 МПа			шт.	1
2. Установка измерительная: а) Qж.= 490 т/сут, 495,78 м ³ /сут Qг.= 125 тыс.ст.м3/сут, 277414,98 м ³ /сут, Ррасч.=6,3 МПа			шт.	1
3. Емкость дренажная подземная V=8 м3; Ррасч=0,05 МПа;			шт.	1
4. Камера запуска СОД DN200 PN63	ТТТ-01.02.04-03		шт.	1
5. Клапан-отсекатель с электромагнитным дублером DN100, PN160			шт.	9 10
6. Пробоотборник DN25, PN210 для трубопровода DN100			шт.	9 10
7. Задвижка дисковая штуцерная (ЗДШ) DN80 DN100, PN160			шт.	17 20
8. Задвижка дисковая штуцерная (ЗДШ) DN65, PN160			шт.	1
9. Клапан обратный устьевой незамерзающий тройниковый DN100 PN160			шт.	9 10
10. Запорная арматура с электроприводом DN200 PN63	ТТТ-01.02-03		шт.	1
11. Блок подачи метанола. Производительность насосов дозаторов: 8,9 – 40 л/ч; Объём технологической емкости 6 м ³ , Р _{нагн.} =16,0 МПа			шт.	1
12. Емкость дренажная подземная для метанола V=8 м ³ ; Ррасч=0,05 МПа;			шт.	1
13. Емкость расходная для метанола V=50 м ³ ; Ррасч=0,05 МПа;			шт.	1
14. Горизонтальная факельная установка			шт.	1

Приложение В

Расчет потребности ингибитора гидратообразования на скважинах куста 10, выполненный ООО «Газпром НТЦ»

Таблица В.1 – Данные для кривой гидратообразования скв. 1001

Р, бар (изб)	111,212	42,61	20,285	9,852	4,493	1,666
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.2 - Данные для рабочей зоны скв. 1001

Р, бар (изб)	31,5	43,11	36,84	38,02	34,24	34,67	34,1	33,66	29,7	26,85	25,1	25,1	22,8	21,61	20,35	19,65	18,7	17,3	16,3	15,9	14,92
Т, °С	7	7	7	7	6	6	6	6	7	8	8	9	8	8	7	7	7	6	5	3	3

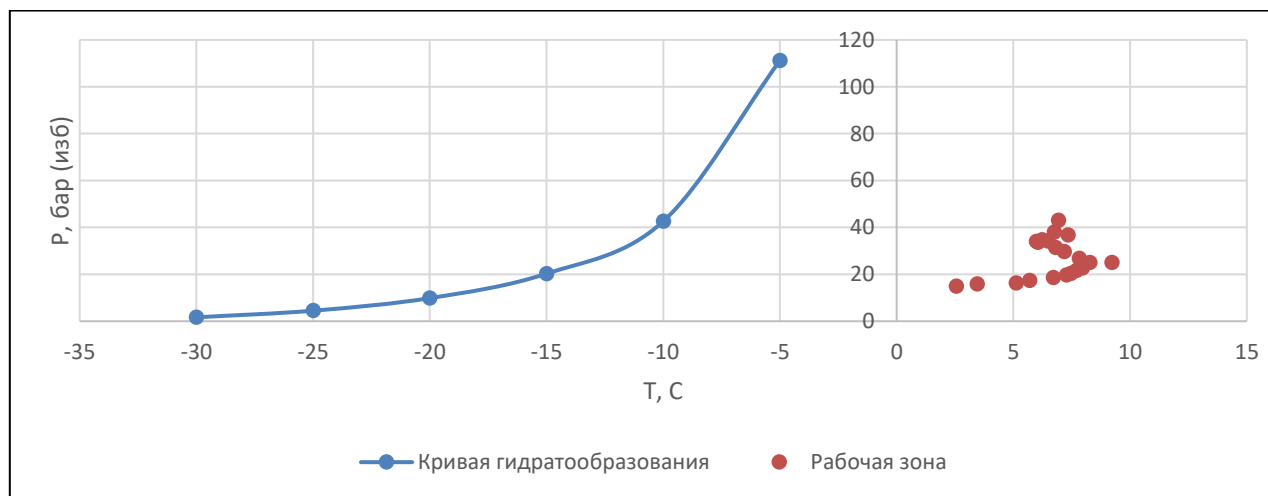


Рисунок В.1 – Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 1001

Таблица В.3 – Данные для кривой гидратообразования скв. 1002

Р, бар (изб)	113,949	43,946	19,911	9,107	3,822	1,184
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.4 - Данные для рабочей зоны скв. 1002

Р, бар (изб)	31,38	43,03	36,86	38,04	34,25	34,68	34,10	33,67	29,70	26,83	25,03	25,14	22,75	21,60	20,34	19,64	18,65	17,33	16,30	15,85	14,92
Т, °С	10,12	9,55	8,31	7,81	7,81	7,45	7,54	7,61	8,08	8,41	8,62	8,77	8,08	7,90	7,73	7,34	6,56	5,96	5,54	3,97	2,90

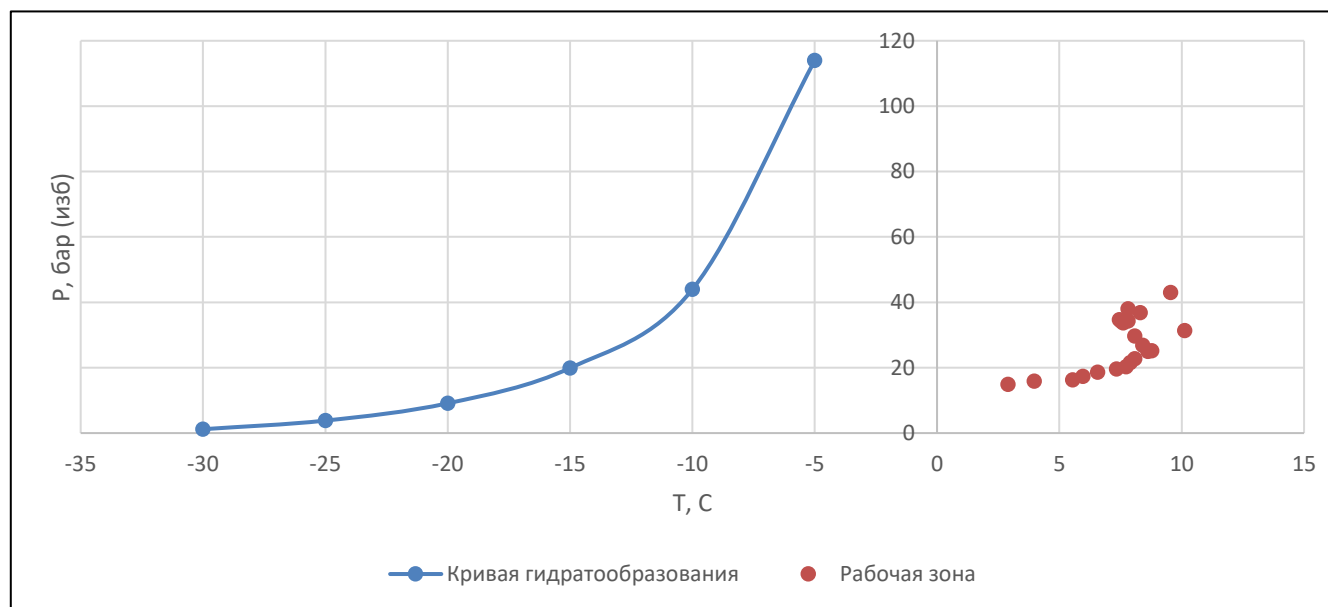


Рисунок В.2 - Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 1002

Таблица В.5 – Данные для кривой гидратообразования скв. 1003

Р, бар (изб)	110,692	42,445	20,28	9,887	4,528	1,691
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.6 - Данные для рабочей зоны скв. 8003

Р, бар (изб)	31,38	43,21	37,03	38,19	34,41	34,82	34,22	33,79	29,86	26,84	25,04	25,16	22,84	21,67	20,41	19,70	18,70	17,37	16,33	15,88	14,94
Т, °С	9,56	8,75	8,89	8,54	8,03	8,18	7,79	7,85	8,31	8,85	9,44	8,87	10,01	9,87	9,54	7,92	8,85	8,12	7,74	6,88	6,17

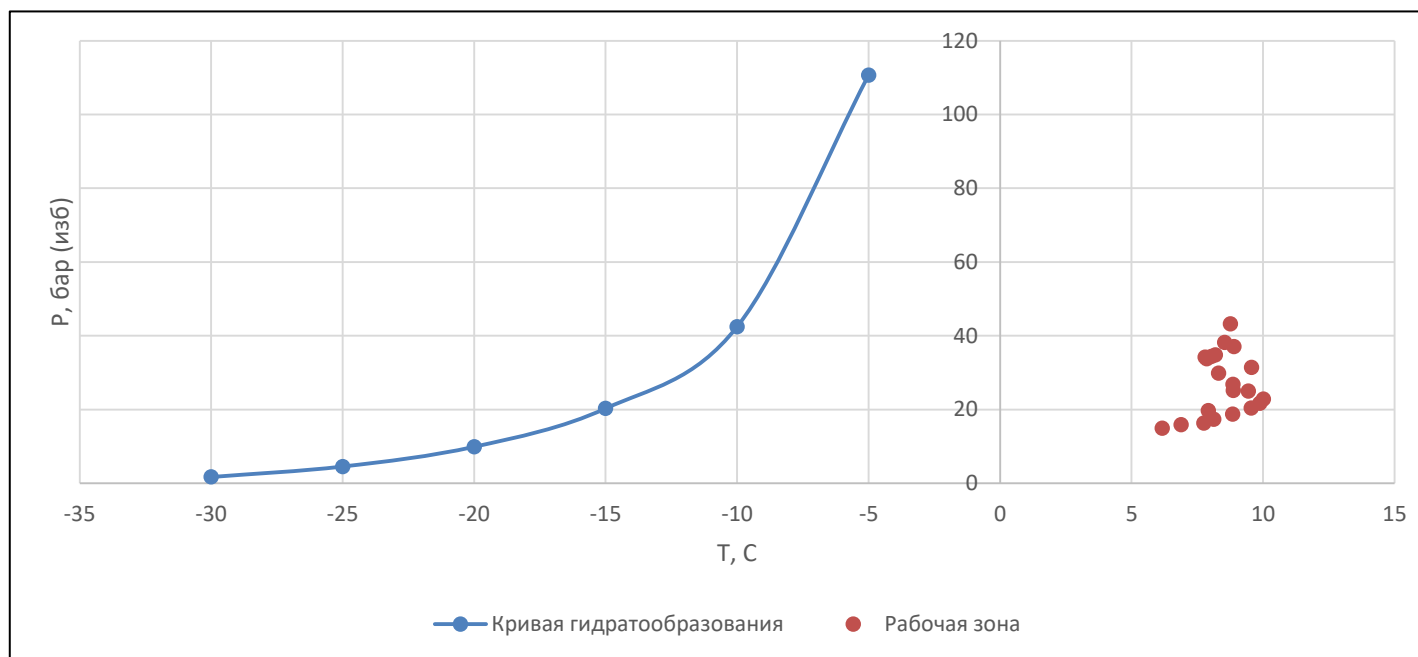


Рисунок В.3 - Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 1003

Таблица В.7 – Данные для кривой гидратообразования скв. 1004

Р, бар (изб)	111,656	43,442	20,16	9,494	4,159	1,424
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.8 - Данные для рабочей зоны скв. 1004

Р, бар (изб)	0,00	42,95	37,10	38,44	34,37	34,79	34,20	33,78	29,79	26,93	25,13	25,20	22,90	21,70	20,44	19,73	18,74	17,40	16,36	15,90	14,96
Т, °С	0,00	9,55	10,37	10,40	10,52	10,43	10,43	10,51	10,61	10,89	11,01	11,02	11,10	10,86	10,69	10,60	10,45	10,11	9,87	9,48	9,07

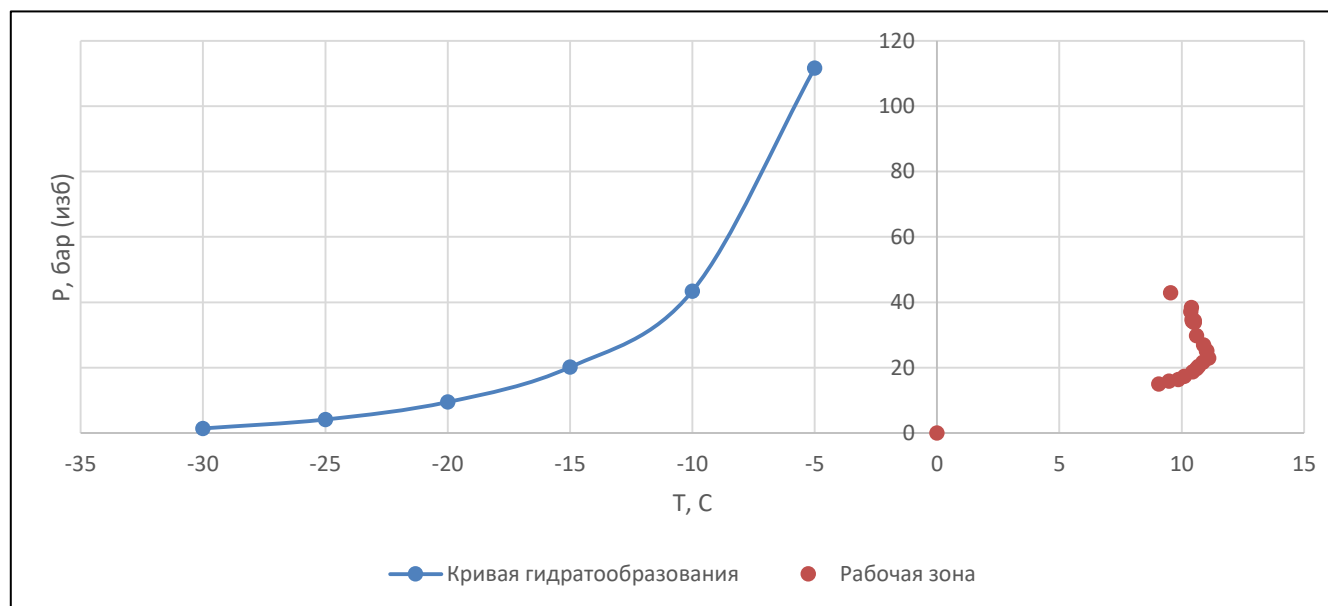


Рисунок В.4 - Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 1004

Таблица В.9 – Данные для кривой гидратообразования скв. 1005

Р, бар (изб)	113,972	43,918	19,696	22,804	11,326	5,417
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.10 - Данные для рабочей зоны скв. 1005

Р, бар (изб)	31,43	43,00	36,93	38,12	34,33	34,77	34,18	33,76	29,73	26,83	25,03	25,12	22,79	21,64	20,38	19,68	18,69	17,36	16,33	15,88	14,94
Т, °С	10,10	10,36	10,25	10,16	10,28	10,13	10,21	10,25	10,26	9,98	10,03	9,78	9,67	9,69	9,50	9,35	9,11	8,57	8,24	8,01	7,44

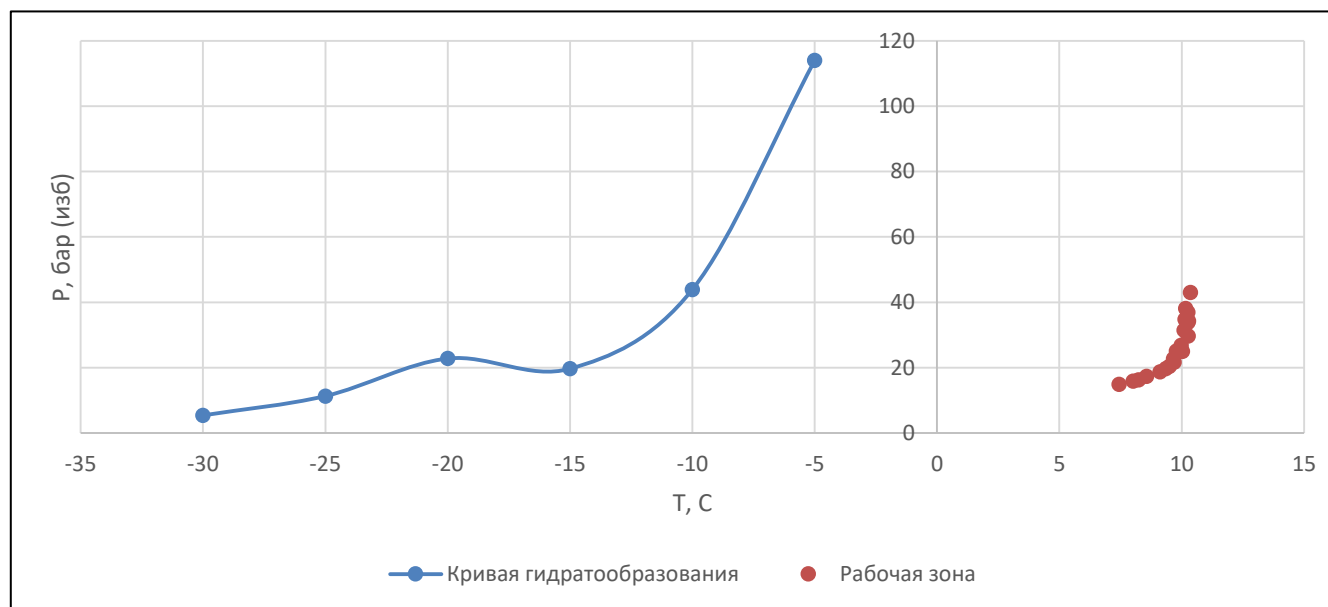


Рисунок В.5 - Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 1005

Таблица В.11 – Данные для кривой гидратообразования скв. 1006

Р, бар (изб)	112,074	43,24	20,227	9,628	4,281	1,511
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.12 - Данные для рабочей зоны скв. 1006

Р, бар (изб)	31,46	43,11	37,15	38,45	34,60	34,94	34,32	33,88	29,84	26,85	25,07	25,23	22,88	21,70	20,42	19,72	18,72	17,38	16,34	15,88	14,94
Т, °С	10,08	10,44	10,34	10,24	9,72	9,53	9,48	9,47	9,11	9,37	9,73	10,17	8,84	8,42	7,92	7,63	7,31	6,31	5,78	5,44	5,68



Рисунок В.6 - Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 1006

Таблица В.13 – Данные для кривой гидратообразования скв. 1007

Р, бар (изб)	113,687	43,823	19,586	8,794	11,133	1,009
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.14 - Данные для рабочей зоны скв. 1007

Р, бар (изб)	0,00	0,00	37,08	38,36	34,33	34,75	34,16	33,73	29,73	26,84	25,02	25,13	22,81	21,66	20,40	19,70	18,70	17,37	16,33	15,88	14,94
Т, °С	0,00	0,00	10,30	10,32	10,48	10,38	10,43	10,51	10,74	10,64	10,54	10,32	9,90	9,82	9,65	9,51	9,30	8,93	8,55	8,17	7,10

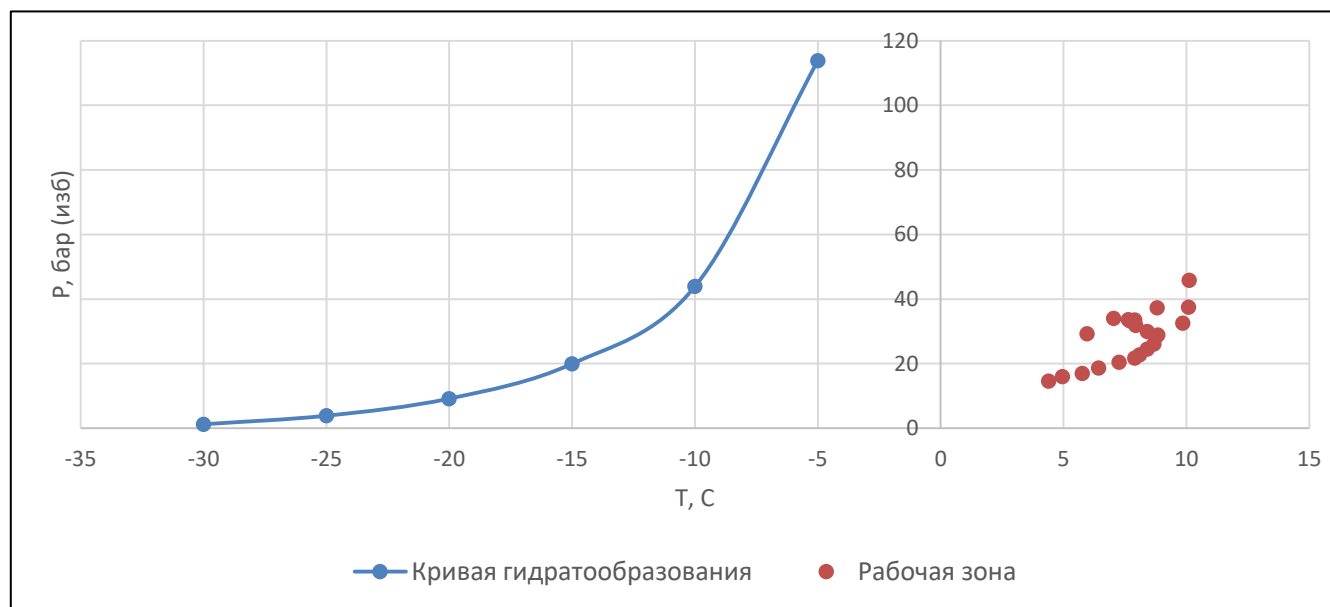


Рисунок В.7 - Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 1007

Таблица В.15 – Данные для кривой гидратообразования скв. 1008

Р, бар (изб)	114,075	43,882	19,621	8,817	3,589	5,316
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.16 - Данные для рабочей зоны скв. 1008

Р, бар (изб)	31,49	43,18	37,12	38,31	34,48	34,91	34,31	33,89	29,77	26,86	25,06	25,15	22,81	21,66	20,40	19,70	18,70	17,36	16,32	15,87	14,94
Т, °С	9,81	10,29	10,20	10,13	10,24	10,09	10,17	10,21	10,30	10,03	10,04	9,76	9,45	9,42	9,19	9,04	8,54	7,86	6,77	6,19	5,57

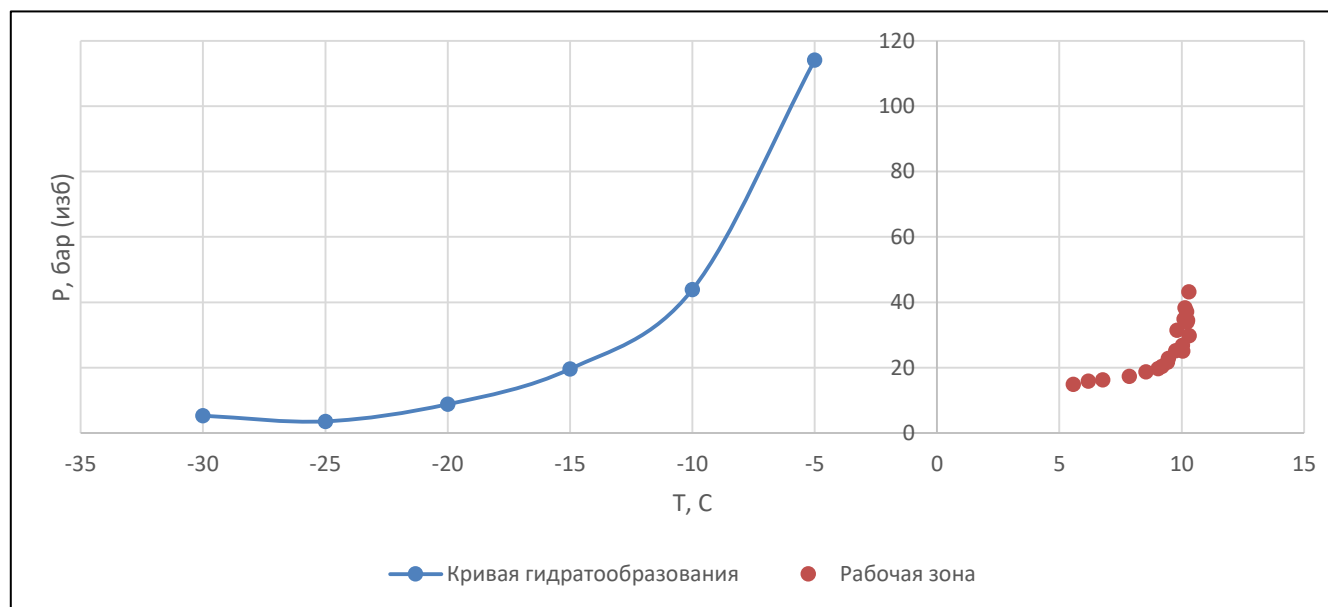


Рисунок В.8 - Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 1008

Таблица В.17 – Данные для кривой гидратообразования скв. 1009

Р, бар (изб)	285,816	48,873	20,93	9,114	3,557	4,721
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.18 - Данные для рабочей зоны скв. 1009

Р, бар (изб)	31,60	42,94	36,86	38,05	34,27	34,70	34,11	33,69	29,73	26,84	25,02	25,12	22,79	21,65	20,39	19,69	18,70	17,36	16,33	15,88	14,94
Т, °С	10,75	10,84	10,65	10,55	10,62	10,48	10,54	10,57	10,59	10,43	10,24	9,85	9,55	9,54	9,35	9,20	8,80	8,34	8,06	7,36	6,65

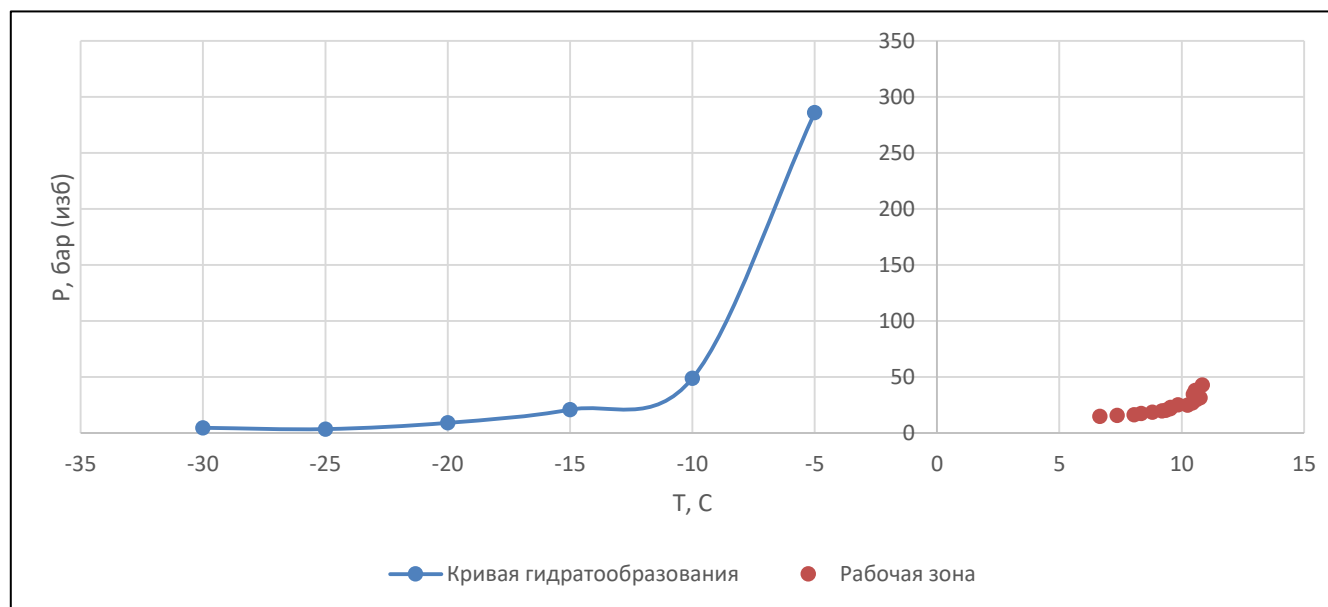


Рисунок В.9 - Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 1009

Приложение Г

Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» о направлении исходных данных для ПИР



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-Zapolyarje@mail.gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746029740, ИНН 7728720448, КПП 590401001

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»

Попову Н.П.

11.06.2025

№ 11/1.2/008066

На №

от

О направлении исходных данных для ПИР

Уважаемый Николай Павлович!

По объектам «Обустройство Тас-Юряхского месторождения» направляем актуализированные исходные данные для проектирования, а именно:

1. Статическое давление для проектируемых скважин кустов Тас-Юряхского месторождения принять равным 120бар. Это 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. Предварительно планируемые для применения марки насосов ЭЦН представлены в таблице 1 и могут быть заменены на аналогичные по техническим характеристикам.

Таблица 1 – Перечень погружных скважинных насосов, планируемых к установке в скважины кустов №8, 9, 10

Месторождение	КП	Скважин а	Насос (предварительно)
Тас-Юряхское	10	1001	ВНН 5а-400-2800
Тас-Юряхское	10	1003	ВНН 5а-500-2800
Тас-Юряхское	10	1004	ВНН 5а-500-2800
Тас-Юряхское	10	1005	ВНН 5а-400-2800
Тас-Юряхское	10	1006	ВНН 5а-400-2800
Тас-Юряхское	10	1007	ВНН 5а-500-2800
Тас-Юряхское	10	1008	ВНН 5а-400-2800
Тас-Юряхское	10	1009	ВНН 5а-200-2800
Тас-Юряхское	10	1010	ВНН 5а-250-2800
Тас-Юряхское	9	9001	ВНН 5а-400-2800
Тас-Юряхское	9	9002	ВНН 5а-400-2800
Тас-Юряхское	9	9003	ВНН 5а-400-2800
Тас-Юряхское	9	9004	ВНН 5-80-2800
Тас-Юряхское	9	9005	ВНН 5а-500-2800
Тас-Юряхское	8	8001	ВНН 5а-500-2800
Тас-Юряхское	8	8002	ВНН 5а-400-2800
Тас-Юряхское	8	8003	ВНН 5а-400-2800



**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**

Тас-Юряхское	8	8004	ВНН 5а-400-2800
--------------	---	------	-----------------

Приложение: Устьевые давления по ТЮ

С уважением,

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



Е.О. Гельман

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



**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**

Запад 567

Министерство геологии СССР
(Министерство, ведомство)
ПГО "Востокнефтегеология"
(Геологическое управление, объединение, трест, контора)
Участок, площадь Таво-Вужская

Формы № 78 44

А К Т

Об окончании испытания интервала 1940-1951 м / I объект /
в скважине № 567

Мл. инженер-исследователь: ст. геолог ИСДГРЕН А.Н.
Мл. инженер-исследователь: геолог ИС ТИЧИН Я.Н. мастер ИС ТРИТЯКОВ В.А.

составили настоящий акт в том, что 30 ноября 1984 г. в скважине № 567
площадь Таво-Вужская закончен испытанием интервала 1940-1951 м

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ:
постоянной арматурой АСТ БХ 210

Испытательный интервал ПКО-80

перфораций в интервале 1940-1951 м в количестве 140 отверстий, по 12,7

отв. на 1 пог. м.

Последний цементный мост находится в интервале 1900-1925 м

Насосно-компрессорные трубы спущены на глубину 1539 м

Скважина заполнена Г-Г ЕИПР у.л.в.с. = 1,07 г/см³

в результате опробования I объекта был получен приток 14,3

Характеристика притока:
а) дебит (нефть, газ, вода, конденсат) 14,3 тыс м³/сут
б) штуцер 16,00 / 22,17 мм а) статический уровень
в) статическое давление 116,8 атм а) пластическое давление 140,3 атм

7. Примечание:

Подпись: Ст. геолог (геолог) [подпись]
Ст. инженер (инженер) [подпись]
Буровой мастер [подпись]
Мастер по испытанию [подпись]

Для проектирования принимаем значение по историческим разведочным скважинам
Р_{мах.ст.уст}=119,34 атм

Восток 14-111

Министерство геологии СССР
(Министерство, ведомство)
ПГО "Востокнефтегеология"
(Геологическое управление, объединение, трест, контора)
Участок, площадь Таво-Вужская

Формы № 78 42

А К Т

Об окончании испытания интервала 1990,5 - 1992 м / I объект /
в скважине № 14111

Мл. инженер-исследователь: ст. геолог ИС ДАВЫДОВ Б.С., геолог ИС ТИЧИН Я.Н., мастер ИС ТРИТЯКОВ В.А.

составили настоящий акт в том, что 20 мая 1988 г. в скважине № 14111
площадь Таво-Вужская закончен испытанием интервала 1990,5 - 1992 м

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ:
постоянной арматурой АСТ БХ 210

Испытательный интервал ПКО-105

перфораций в интервале 1990,5 - 1992 м в количестве 20 отверстий, по 13,3

отв. на 1 пог. м.

Последний цементный мост находится в интервале 1988 м - 2004 м

Насосно-компрессорные трубы спущены на глубину

Скважина заполнена нефтью

в результате опробования I объекта был получен приток 9,6 м³/сут

Характеристика притока:
а) дебит (нефть, газ, вода, конденсат) 9,6 тыс м³/сут
б) штуцер 16,00 / 22,17 мм а) статический уровень
в) статическое давление 11,476 МПа а) пластическое давление 14,156 МПа

7. Примечание:

Подпись: Ст. геолог (геолог) [подпись]
Ст. инженер (инженер) [подпись]
Буровой мастер [подпись]
Мастер по испытанию [подпись]

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

ИНВ. № подл.


ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ	3
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
3 УСЛОВИЯ РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	3
3.1 КОНСТРУКЦИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН	3
3.2 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	4
3.3 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	5
4 РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	5
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА СКВАЖИНА-ГРУНТ	5
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ	7
5 ПРОГНОЗ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЯ	8
5.1 МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ.....	8
5.2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИН	11
6 ВЫВОДЫ.....	12
ПРИЛОЖЕНИЕ А. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	13
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ.....	14
ПРИЛОЖЕНИЕ В. УСТЬЕВЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО КУСТУ №10	17
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. ТЕМПЕРАТУРНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ.....	22

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима грунтов приустьевых зон добывающих скважин кустовых площадок объекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10».

2 Общие положения

Расчет проводится численным методом конечных разностей и выполняется в программном комплексе Frost 3D Universal (сертификат соответствия № РОСС RU.СП15.Н00900, выданный центром сертификации программной продукции в строительстве). Решается объемная задача в нестационарной постановке. В качестве расчетной модели принят участок между добывающими скважинами кустовой площадки.

Входными параметрами для расчета являются:

- расположение скважин на кустах и их назначение;
- конструктивное исполнение скважин;
- теплотехнические данные о мерзлых и талых грунтах в прилегающих районах к рассматриваемой области;
- начальное температурное распределение по глубине скважины;
- климатические условия района проектирования;
- данные о функционировании скважины (проектная производительность скважины, теплофизические свойства продукта, срок эксплуатации скважин).

По исходным данным генерируется конечно-разностная расчетная модель. Выходными расчетными параметрами являются данные о тепловом распределении, по которым можно построить временные диаграммы на весь срок эксплуатации скважины.

3 Условия района строительства

3.1 Конструкция и эксплуатационные параметры скважин

Количество скважин на кустовых площадках и расстояние между скважинами принимается согласно чертежам тома 4.6.1 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10». Расстояние между добывающими скважинами составляет 9 метров.

Конструкция скважин принята с термоизолирующим направлением 630/426.

Температурный режим на устье скважин принят согласно гидравлического расчета, устьевые температуры представлены в приложении В.

Направление цементируется цементным раствором (плотностью 1500...1900 кг/м³). Эксплуатационная колонна заполнена скважинной жидкостью (жидкостью глушения) (схема на рисунке 1).

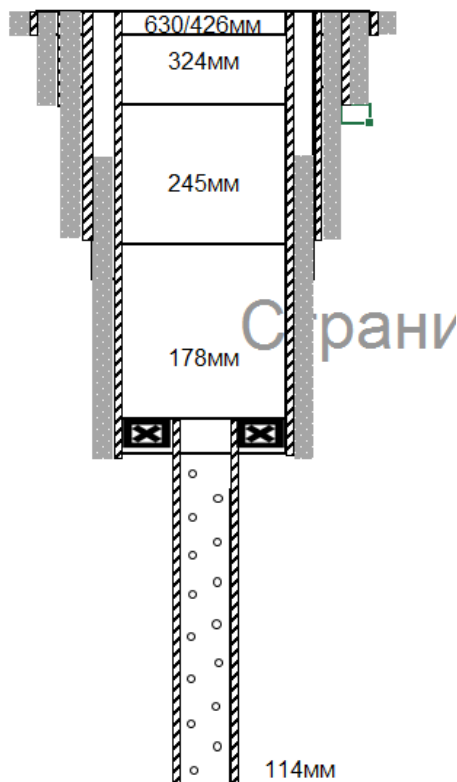


Рисунок 1 – Конструкция скважины

Направление диаметром – 630/426 мм, комплектуется из разборного термоизолирующего направления основания буровых скважин заводского изготовления (термокейс Ø 630/426мм).

3.2 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Уренгой в соответствии с техническим отчетом ТЮ-КП10-ИИ-ИГИ. проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10» и СП 131.13330.2020, а также дополнена данными климатической базы GLDAS в части суммарной солнечной радиации в районе метеостанции..

Климатические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Климатические данные

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °С	-29,8	-26,2	-15,9	-4,7	5,3	14,3	17,0	13,2	5,0	-5,9	-21,1	-29,0
Высота снежного покрова, см	45,33	52,67	56,33	45,67	-	-	-	-	-	7,67	25,33	37,00
Скорость ветра, м/с	2,0	1,9	2,0	2,2	2,2	1,9	1,7	1,6	1,8	2,1	2,0	2,0
Суммарная солнечная радиация, Вт/м ²	29,92	65,08	119,22	173,03	210,42	244,14	224,86	188,38	116,84	65,06	33,01	20,88

3.3 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом ТЮ-КП10-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

С целью анализа температурного распределения в ММГ в зоне устья скважин был выделен характерный участок между добывающими скважинами. В качестве расчетного случая выбрана ближайшая к кустовой площадке геологическая скважина №10-2.

Начальное распределение температуры в модели принято на основании результатов замеров температуры грунта в скважине № 10-2 согласно техническому отчету о выполненных инженерно-геологических изысканиях проекта ТЮ-КП10-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10» и в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты замеров температуры грунта

№ скв	Глубина замера, м																		
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10	11	12	14	16
10-2	0,34	0,32	0,34	0,26	0,27	0,13	0,17	-0,10	-0,27	-0,13	0,22	0,10	-0,25	-0,38	-0,52	-0,58	-0,64	-0,83	-0,80

4 Расчетные параметры

Расчет проводится для наиболее опасного случая, определяемого эксплуатационными параметрами скважин и сочетанием расположения скважин.

4.1 Параметры для расчета теплообмена скважина-грунт

Основными расчетными параметрами для моделирования теплового влияния скважины на окружающие грунты является температура транспортируемого продукта и коэффициент теплопередачи между продуктом и грунтами.

Коэффициент теплопередачи при турбулентном режиме движения газа определяется из выражения:

$$\alpha = Nu \cdot \frac{\lambda}{d}.$$

где $Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43}$ – критерий Нуссельта [6],

$Pr = C \cdot \frac{\eta}{\lambda}$ – критерий Прандтля;

$Re = \rho \cdot v \cdot \frac{d}{\lambda}$ – критерий Рейнольдса;

C – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м³·°С);

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°С);

v – скорость течения газа в трубе, м/с;

d – внутренний диаметр трубы, м.

При расчете принято условие, что пространство между НКТ и эксплуатационной колонной во время работы скважин заполнено скважинной жидкостью.

Параметры, определяемые для расчета теплообмена скважина-грунт, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры теплообмена скважина-грунт

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	51,6 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности солевого раствора в затрубном пространстве	0,6 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности цементного раствора	0,93 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности термокейса	0,031 Вт/м °С
Приведённый коэффициент теплоотдачи через стенку скважины	до 0,20 Вт/м ² °С
Расчетная температура продукта	По приложению В (на период эксплуатации после известных данных по гидравлическому расчету, принимается температура по последней известной дате)

4.2 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

Коэффициент конвективного теплообмена α в отсутствие снежного покрова принимается равным [2]:

$$\alpha_k = \begin{cases} 6,16 + 4,19U & \text{если } 0 < U < 5 \\ 7,56U^{0,78} & \text{если } 5 < U < 30 \end{cases}$$

где U – средняя за рассматриваемый период времени скорость ветра над поверхностью земли.

Коэффициент конвективного теплообмена α при наличии снежного покрова (эффективный) определяется из соотношения [4]:

$$\alpha_{эф} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_k} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}}\right)}$$

где $\delta_{эф}$ – толщина снежного покрова; $\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снега.

Коэффициент теплопроводности снега для зимних месяцев вычисляется в зависимости от плотности снежного покрова по формуле Б.В. Проскурякова и приложению Г к СП 25.13330.2020:

$$\lambda_{сн} = 1,16(0,018 + 0,00087\rho_{сн});$$

где $\rho_{сн}$ – среднемесячная плотность снега, определяемая согласно данным инженерных изысканий, кг/м³.

Расчетные коэффициенты конвективного теплообмена α уточняются в ходе расчетной процедуры. Уточнение ведется путем ступенчатого изменения коэффициентов теплообмена с целью обеспечения сходимости расчетной температуры на глубине нулевых амплитуд (принята равной 10 метрам) или положения кровли ММГ с фактическим значением согласно инженерно-геологических изысканий [7]. Расчет ведется на период 50 лет до удовлетворения

условия по отсутствию динамики изменения температуры на глубине нулевых амплитуд (температура на глубине должна быть установившейся) и удовлетворения условия по температуре на глубине нулевых амплитуд (плюс 0,2 °С, минус 0,1 °С).

Результаты расчета коэффициента конвективного теплообмена поверхности грунта с воздухом представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух, Вт/м ² К	14,54	14,12	14,54	15,38	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	14,96	14,54	14,54
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №10-2, Вт/м ² К	1,06	0,92	0,86	1,05	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	4,65	1,79	1,27

5 Прогноз теплового поля грунтов основания

5.1 Методика прогнозирования

При моделировании распространения тепла в зоне ММГ необходимо учитывать следующие факторы:

- фазовый переход в грунте и связанные с этим изменения теплофизических свойств грунта;
- различные теплофизические параметры грунтов;
- сезонное изменение температуры воздуха;
- наличие снегового покрова в зимний период;
- изменение среднегодовой температуры по сценарию изменения климата Федеральной службой по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (РосГидроМет) – увеличение на 0,7 °С каждое десятилетие (0,07 °С/год).

Математическая модель теплового взаимодействия скважины с окружающей средой описывает следующий путь переноса тепла: теплота от добываемого/закачиваемого продукта путем конвективного теплообмена передается стенке колонны и далее через стенки колонн и тампонажный раствор осуществляется перенос тепла в окружающий грунт за счет теплопроводности материалов и грунтов. Перенос тепла от дневной поверхности грунта к атмосферному воздуху происходит за счет конвективного теплообмена.

Для определения ореола оттаивания используется объемная конечно-разностная модель, разработанная с помощью программного комплекса Frost 3D Universal. Задача решается в нестационарной постановке. Решается уравнение теплопроводности [9]

$$\left(C(T) + \rho L \frac{\partial w_w(T)}{\partial T} \right) \frac{\partial T}{\partial t} + \nabla(-\lambda(T)\nabla T) + C_w u \nabla T = 0$$

где T – температура, °C;

$C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости от температуры, Дж/м³°C;

$w_w(T)$ – зависимость количества незамерзшей воды в грунте от температуры, д.е.;

ρ – плотность грунта, кг/м³;

L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

t – время, с;

$\lambda(T)$ – зависимость теплопроводности грунта от температуры, Вт/м°С;

C_w – объемная теплоемкость грунтовой воды, Дж/м³°C;

u – вектор скорости фильтрации грунтовых вод, м/с.

Для рассматриваемого расчета использовалась объемная модель, представляющая собой параллелепипед грунта со скважинами, для моделирования взаимного влияния скважин. Область моделирования является трехмерным фрагментом, ограниченным сверху дневной поверхностью, снизу плоскостью, расположенной на достаточно большой глубине, чтобы не оказывать влияния на процессы в интересующей части области. На боковых и нижних гранях заданы условия нулевого теплового потока. На верхней границе расчетной области задавались условия конвективного теплообмена, позволяющие учитывать теплообмен грунта с атмосферой при наличии в зимнее время снежного покрова различной высоты. На вертикальной границе скважины, определена температура продукта и коэффициент теплоотдачи от продукта к грунту через стенки скважины.

Выходными расчетными параметрами являются данные о тепловом распределении, по которым можно определить радиус растепления грунта в окрестности скважин на весь срок эксплуатации скважины. Данные о температурном поле позволяют сделать вывод о возможности эксплуатации скважины с представленной в исходных данных конфигурацией.

Размер расчетной области (удаленность нижней границы) подбирается путем ряда расчетов с целью обеспечения условия отсутствия значительного влияния размеров области на температурное распределение [8]. За условие отсутствия значительного влияния на температурное распределение принято совпадение радиуса оттаивания ММГ с погрешностью в 0,1 м.

При выборе размеров расчетной области учитывается условие симметрии по тепловому потоку от скважин – размер модели в направлении от скважины к скважине принимается равным половине расстояния между скважинами с граничным условием нулевого теплового потока.

По результатам анализа размер конечно-элементной сетки в горизонтальном направлении по линии между скважинами составляет 0,1 м, размер сетки по вертикальному направлению составляет от 0,05 м в зоне влияния сезонно талого слоя до 1,0 м на больших глубинах. Принятый размер расчетной области составляет 40 метров по глубине и 9х40 метров в плане. Слои грунта на глубине ниже 40 метров представляются как однородные и соответствующие слою грунта над ними.

Расчетная сетка модели представлена на рисунке 2.

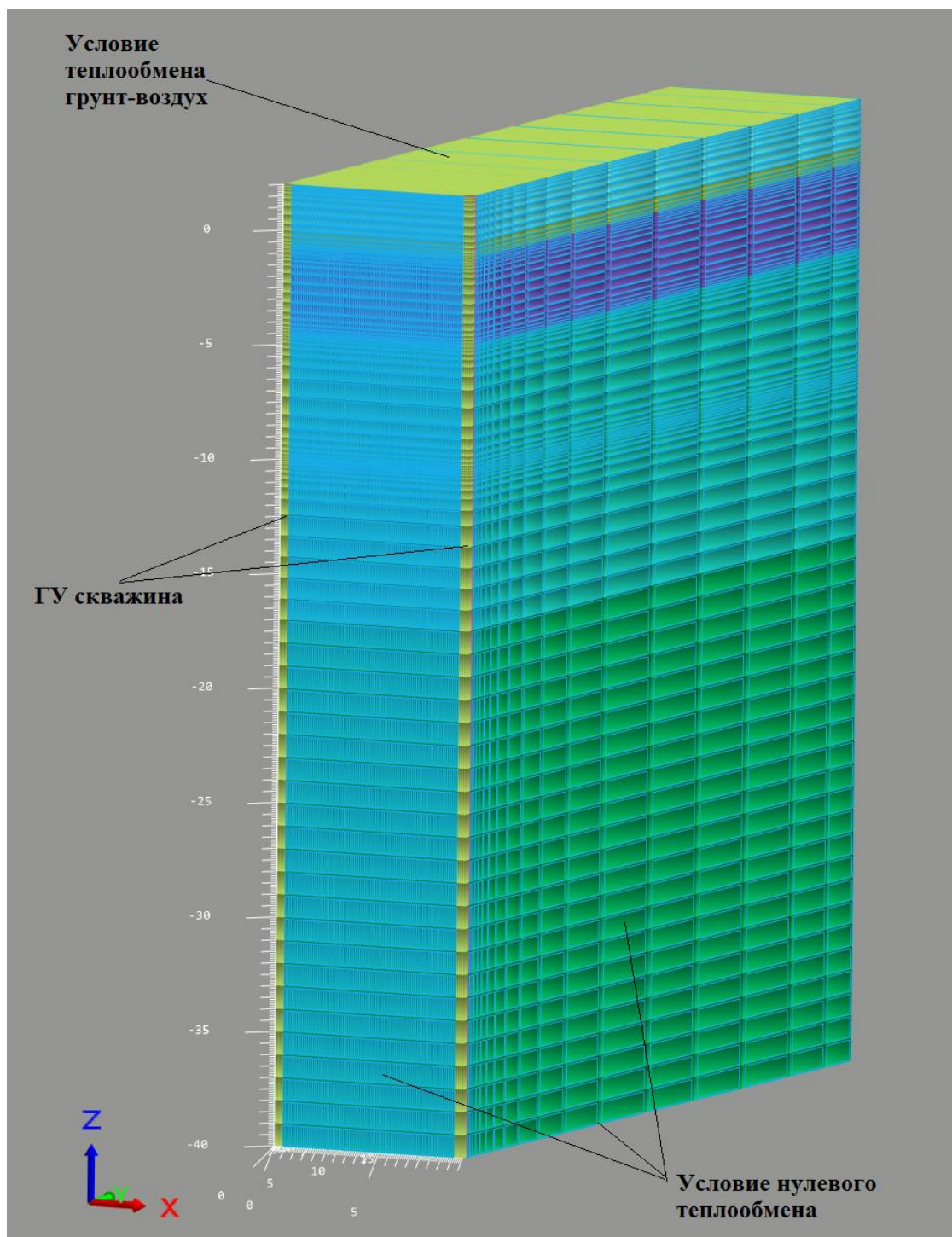


Рисунок 2 – Конечно-разностная модель расчетной области

5.2 Расчет теплового поля в окрестности скважин

Решение задачи проводилось в нестационарной постановке. По результатам были получены температурные поля в самый теплый месяц года в течение всего срока эксплуатации скважины. Картины полученного температурного распределения представлены в приложении В.

Результаты нестационарного теплового расчета системы в виде максимальных радиусов растепления грунтов в зоне глубины проведения инженерно-геологических изысканий, в зависимости от года эксплуатации, представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Максимальный радиус растепления грунтов в приустьевой зоне скважин

Район геол. скв	Год эксплуатации / Радиус растепления, м				
	1	5	10	15	20
10-2	0,76	1,60	2,30	2,54	3,32

Радиус оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев скважин на кустовой площадке №10 с применением термоизолирующего направления не превышает 3,32 м, диаметр не превышает 6,64 м (при расстоянии между скважинами не менее 9 метров).

6 Выводы

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин, принятое расстояние между скважинами в 9 метров превышает 1,2 максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин (7,97 метра), что соответствует требованиям пункта 526 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Во время эксплуатации необходимо обеспечивать мониторинг за состоянием грунтов в районе зоны влияния скважин на ММГ. При обнаружении негативного влияния в процессе эксплуатации необходимы компенсирующие мероприятия (восстановление отметок вертикальной планировки путем подсыпки песком при осадке в районе приустьевой площадки).

Приложение А

Список использованных источников

1. Кондратьев, К. Я. Актинометрия. – Л. : Гидрометеоролог. изд-во, 1965. – 691 с.
2. Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеиздат, 1969;
3. Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М: Энергоатомиздат, 1990. – 367 с.
4. Павлов А.В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН, 1975. – 304 с.; Павлов А.В. Теплофизика ландшафтов. Новосибирск, Наука, Сиб. отд., 1979, С.286.;
5. Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании заглубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов) автореф. дис. ... канд. тех. наук. ФГБУН «Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН», Тюмень, 2017.
6. РД 39-30-139-79. «Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях»;
7. СП 22.13330.2016, СНиП 2.02.01-83* Актуализированная редакция. «Основания зданий и сооружений»;
8. СП 25.13330.2020, СНиП 2.02.04-88 Актуализированная редакция. «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».
9. Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы математической физики. М.: Изд-во ЦПИ при механикоматематическом факультете МГУ, 2009. 88 с

Приложение Б

Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

Таблица Б.1 - Нормативные и расчетный характеристики физико-механических свойств грунтов

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ								
			209	448	203	458	438	455	435	445	
Влажность суммарная W_{tot} . д.е.			0,382	0,212	-	0,209	0,199	-	-	-	
Влажность суммарная W_e д.е.			-	-	0,367	-	-	0,212	0,192	0,202	
Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослойками W_m . д.е. (г)			0,320	0,214	-	0,209	0,188	-	-	-	
Влажность мерзлого грунта за счет лед.включений. т.е. линз и прослоек льда W_i . д.е. (в)			0,057	0,000	-	0,006	0,012	-	-	-	
Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной Т незамерзшей воды W_w . д.е. (н)			0,192	0,000	-	0,000	0,000	-	-	-	
Влажность мерзлого грунта за счет поро-вого льда. т.е. льда-цемента W_{ic} . д.е. (ц)			0,128	0,214	-	0,209	0,188	-	-	-	
Пластичность		на границе текучести W_L . д.е.	0,486	-	0,455	-	-	-	-	-	
		на границе раскатывания W_p . д.е.	0,352	-	0,323	-	-	-	-	-	
		число пластичности I_p . д.е.	0,13	-	0,13	-	-	-	-	-	
Показатель текучести I_L . д.е.			0,23	-	0,33	-	-	-	-	-	
Плотность		талого	частиц грунта P_s . г/см3	2,69	2,65	2,69	2,66	2,65	2,66	2,65	2,65
			грунта P . г/см3	-	-	1,85	-	-	1,76	1,86	1,81
			сухого грунта P_d . г/см3	-	-	1,38	-	-	1,45	1,56	1,50
	Мерзлого	грунта P . г/см3	1,80	1,85	-	1,82	1,88	-	-	-	
		сухого грунта P_d . г/см3	1,31	1,52	-	1,50	1,57	-	-	-	
Пористость грунта n . %			51,39	42,5	48,8	43,8	40,9	45,5	41,1	43,2	
Коэффициент пористости грунта. е. д.е.			1,06	0,74	0,96	0,78	0,69	0,83	0,70	0,76	
Льдистость суммарная I_{tot} . д.е.			0,27	0,36	-	0,36	0,34	-	-	-	
Льдистость за счет ледяных вкпочений. т.е. линз и прослоек I_i . д.е.			0,19	0,36	-	0,35	0,32	-	-	-	
Льдистость за счет порового льда. т.е.льда-цемента I_{ic} . д.е.			0,08	0,00	-	0,01	0,02	-	-	-	
Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта S_r . д.е.			0,85	0,85	-	0,78	0,79	-	-	-	

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ							
			209	448	203	458	438	455	435	445
Относительное содержание органического вещ-ва Ig. д.ед.			0,006	0,005	0,007	0,006	0,005	0,009	0,007	0,009
Гранулометрический состав. диаметр частиц в мм. % содержание к навеске	гравий	10.00-20.00	-	-	-	-	-	-	-	-
		5.00-10.00	-	-	-	-	0,13	-	0,29	-
		2.00-5.00	0,07	-	-	-	0,60	0,05	0,93	0,03
	песок	1.00-2.00	0,21	0,10	0,24	0,26	1,79	0,15	4,26	0,26
		0.50-1.00	1,38	2,46	0,47	1,58	13,82	0,99	12,92	1,93
		0.25-0.50	4,35	17,75	0,49	20,61	54,05	15,72	52,08	22,19
		0.10-0.25	8,72	66,39	2,64	34,10	19,25	52,07	18,28	60,49
		0.05-0.10	16,03	13,26	12,26	43,04	10,49	31,02	11,52	15,07
	пыль	0,01-0,05	32,69	-	42,28	-	-	-	-	-
		0.002 - 0.01	19,30	-	22,80	-	-	-	-	-
	глина	<0.002 мм	20,73	-	18,82	-	-	-	-	-
Относительная деформация пучения E fh.д.ед			0,039	0,029	0,032	0,023	0,006	0,022	0,013	0,017
Коэф. сжим. при оттаивании mf. МПа-1			0,109	0,042	-	0,039	0,051	-	-	-
Коэффициент оттаивания Ath. д.ед.			0,061	0,036	-	0,031	0,047	-	-	-
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf			0,036	-	-	-	-	-	-	-
Модуль деформации Мпа			22	-	-	-	-	-	-	-
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq			0,115	0,061	-	0,051	0,070	-	-	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-грунт) Rsh. Мпа			0,194	0,182	-	0,202	0,177	-	-	-
при естественной влажности	Одометрический модуль деформации. E, Мпа		-	-	5,8	-	-	-	-	-
	Угол внутреннего трения, градус,		-	-	15	-	-	-	-	-
	Удельное сцепление, C, Мпа		-	-	0,014	-	-	-	-	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ							
		209	448	203	458	438	455	435	445
Испытания грунтов методом трехосного сжатия	Модуль деформации трехосн. Е, Мпа	-	-	7,0	-	-	-	-	-
	Угол внутреннего трения трехосн, градус,	-	-	15	-	-	-	-	-
	Удельное сцепление трехосн, С, Мпа	-	-	0,013	-	-	-	-	-
Теплопр-сть. λ. Вт/(м°С)	мерзлый грунт	1,57	1,97	1,57	1,72	1,98	1,86	1,95	1,97
	талый грунт	1,75	2,22	1,75	2,01	2,20	2,09	2,20	2,18
Объемная теплоем-сть. Дж/м3*°С*10^-6	мерзлый грунт	3,21	2,72	3,20	2,54	2,65	2,67	2,67	2,71
	талый грунт	2,32	2,06	2,24	1,96	2,12	2,02	2,03	2,08
Параметры по результатам статического зондирования	Модуль деформации. Е, Мпа			15,3			18,2	20	18,5
	Угол внутреннего трения, градус,			21			28	31	29
	Удельное сцепление, С, Мпа			0,024			-	-	-

Приложение В

Устьевые температуры по кусту №10

Таблица В.1 – Устьевые температуры по кусту №10. Скважина 10001, DN100, L=36м

	Устьевая температура, К
янв.28	6,4
фев.28	6,5
мар.28	6,5
апр.28	6,8
июл.28	6,2
янв.29	4,8
мар.29	4,5
авг.29	3,7
мар.30	3,5
авг.30	3,4
ноя.30	3,20
дек.30	3,1
авг.31	2,4
мар.32	1,9
авг.32	1,8
мар.33	1,4
авг.33	1,1
мар.34	0,70
авг.34	0,3

Таблица В.2 – Устьевые температуры по кусту №10. Скважина 1003, DN100, L=44м

	Устьевая температура, К
янв.28	9,10
фев.28	7,9
мар.28	7,0
апр.28	6,2
июл.28	5,0
янв.29	3,8
мар.29	3,4
авг.29	2,5
мар.30	1,5
авг.30	1,0
ноя.30	0,5
дек.30	0,4
авг.31	-0,26
мар.32	-0,9
авг.32	-0,7
мар.33	-0,9
авг.33	-0,9
мар.34	-0,9
авг.34	-0,9

Таблица В.3 – Устьевые температуры по кусту №10. Скважина 1004, DN100, L=64м

	Устьевая температура, К
янв.28	9,4
фев.28	9,1
мар.28	8,7
апр.28	8,2
июл.28	8,2
янв.29	6,69
мар.29	6,3
авг.29	5,5
мар.30	5,0
авг.30	4,8
ноя.30	4,6
дек.30	4,6
авг.31	4,35
мар.32	4,4
авг.32	4,5
мар.33	4,5
авг.33	4,36
мар.34	4,0
авг.34	4,0

Таблица В.4 – Устьевые температуры по кусту №10. Скважина 1005, DN100, L=72м

	Устьевая температура, К
янв.28	9,9
фев.28	9,3
мар.28	5,3
апр.28	2,9
июл.28	1,0
янв.29	0,0
мар.29	0,00
авг.29	0,0
мар.30	0,2
авг.30	0,1
ноя.30	-6,31
дек.30	-6,78
авг.31	-7,44
мар.32	-6,84
авг.32	-6,36
мар.33	2,0
авг.33	-5,7
мар.34	1,2
авг.34	1,0

Таблица В.5 – Устьевые температуры по кусту №10. Скважина 1006, DN100, L=81м

	Устьевая температура, К
янв.28	9,8
фев.28	8,7
мар.28	7,7
апр.28	6,00
июл.28	2,7
янв.29	-1,4
мар.29	-2,2
авг.29	-4,8
мар.30	-4,7
авг.30	-5,1
ноя.30	-5,4
дек.30	-5,4
авг.31	-5,70
мар.32	-6,26
авг.32	-6,5
мар.33	-6,7
авг.33	-6,9
мар.34	-7,5
авг.34	-7,3

Таблица В.6 – Устьевые температуры по кусту №10. Скважина 1007, DN100, L=89м

	Устьевая температура, К
янв.28	10,0
фев.28	5,9
мар.28	4,0
апр.28	-0,87
июл.28	2,0
янв.29	1,81
мар.29	1,7
авг.29	1,5
мар.30	0,6
авг.30	-1,2
ноя.30	-3,82
дек.30	-4,79
авг.31	-5,62
мар.32	-5,47
авг.32	-5,3
мар.33	-5,4
авг.33	-6,0
мар.34	-6,2
авг.34	-5,8

Таблица В.7 – Устьевые температуры по кусту №10. Скважина 1008, DN100, L=92м

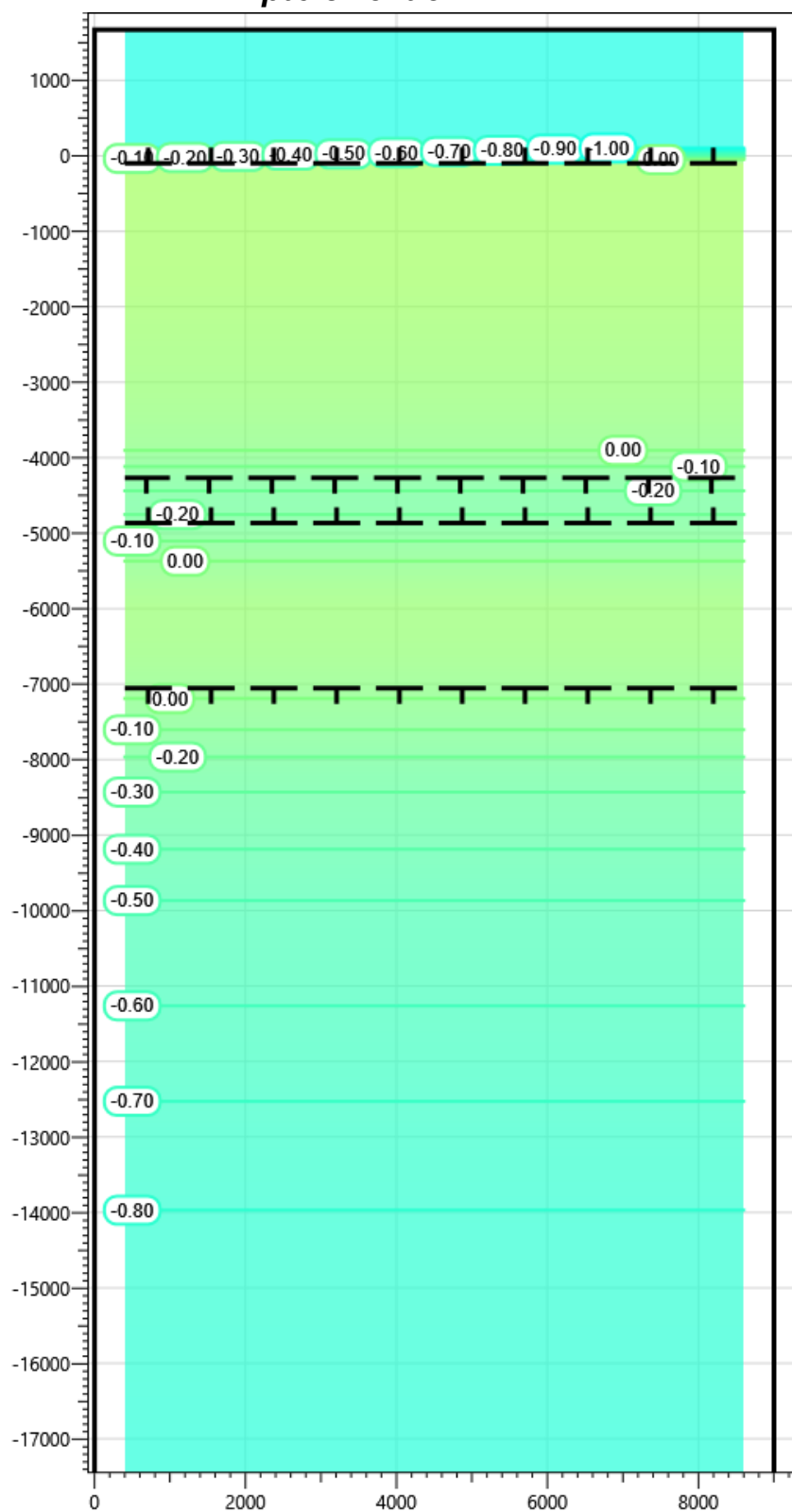
	Устьевая температура, К
янв.28	9,1
фев.28	8,4
мар.28	7,7
апр.28	6,4
июл.28	4,20
янв.29	1,0
мар.29	0,5
авг.29	-0,6
мар.30	-1,1
авг.30	-1,48
ноя.30	-1,7
дек.30	-1,8
авг.31	-2,30
мар.32	-2,73
авг.32	-3,0
мар.33	-3,4
авг.33	-3,7
мар.34	-3,8
авг.34	-4,2

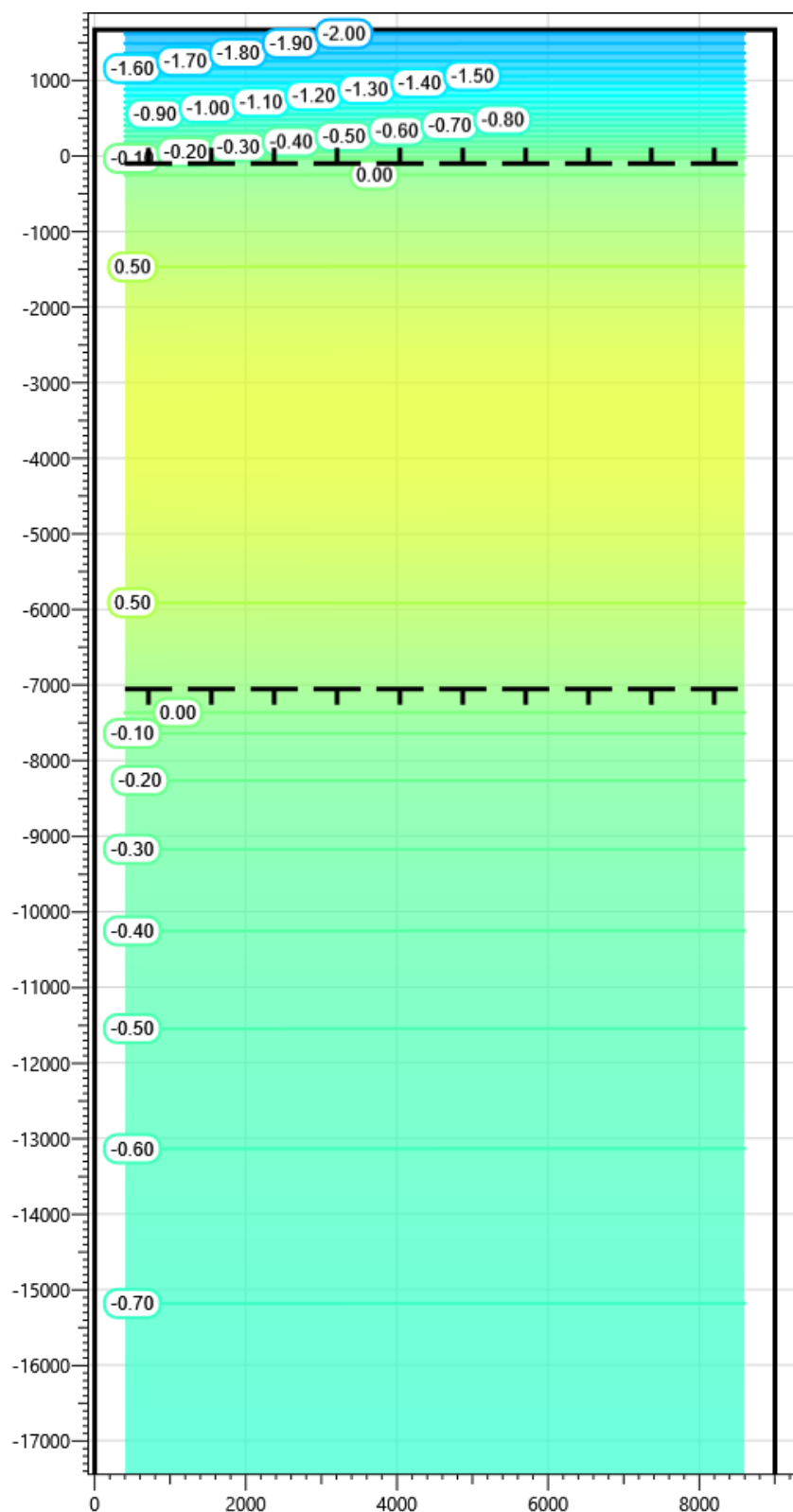
Таблица В.8 – Устьевые температуры по кусту №10. Скважина 1009, DN100, L=105м

	Устьевая температура, К
янв.28	9,2
фев.28	8,3
мар.28	7,8
апр.28	7,3
июл.28	6,1
янв.29	4,8
мар.29	4,4
авг.29	3,6
мар.30	3,5
авг.30	3,3
ноя.30	3,1
дек.30	3,0
авг.31	2,4
мар.32	1,6
авг.32	0,8
мар.33	-0,6
авг.33	-1,4
мар.34	-2,0
авг.34	-1,9

Таблица В.9 – Устьевые температуры по кусту №10. Скважина 1010, DN100, L=115м

	Устьевая температура, К
мар.28	9,0
апр.28	8,2
июл.28	6,8
янв.29	3,37
мар.29	3,1
авг.29	2,86
мар.30	3,3
авг.30	3,6
ноя.30	3,7
дек.30	3,8
авг.31	3,31
мар.32	1,8
авг.32	1,5
мар.33	1,3
авг.33	0,9
мар.34	0,6
авг.34	-0,2

Приложение Г**Рисунок Г.1 – Распределение температур на начало расчета (01.12.2026г.)**



**Рисунок Г.2 – Распределение температур на начало первого года эксплуатации
(15.04.2027г.)**

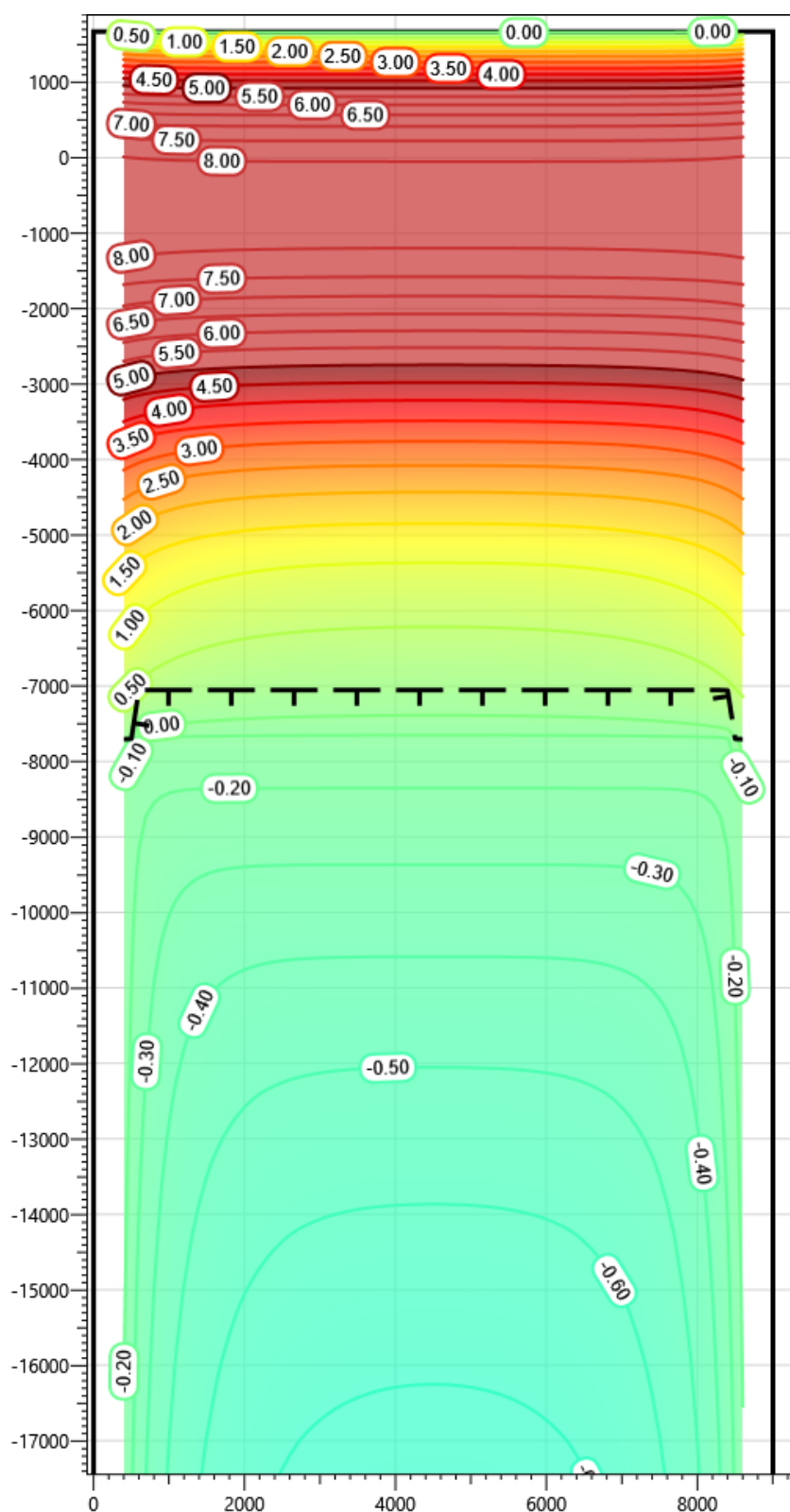
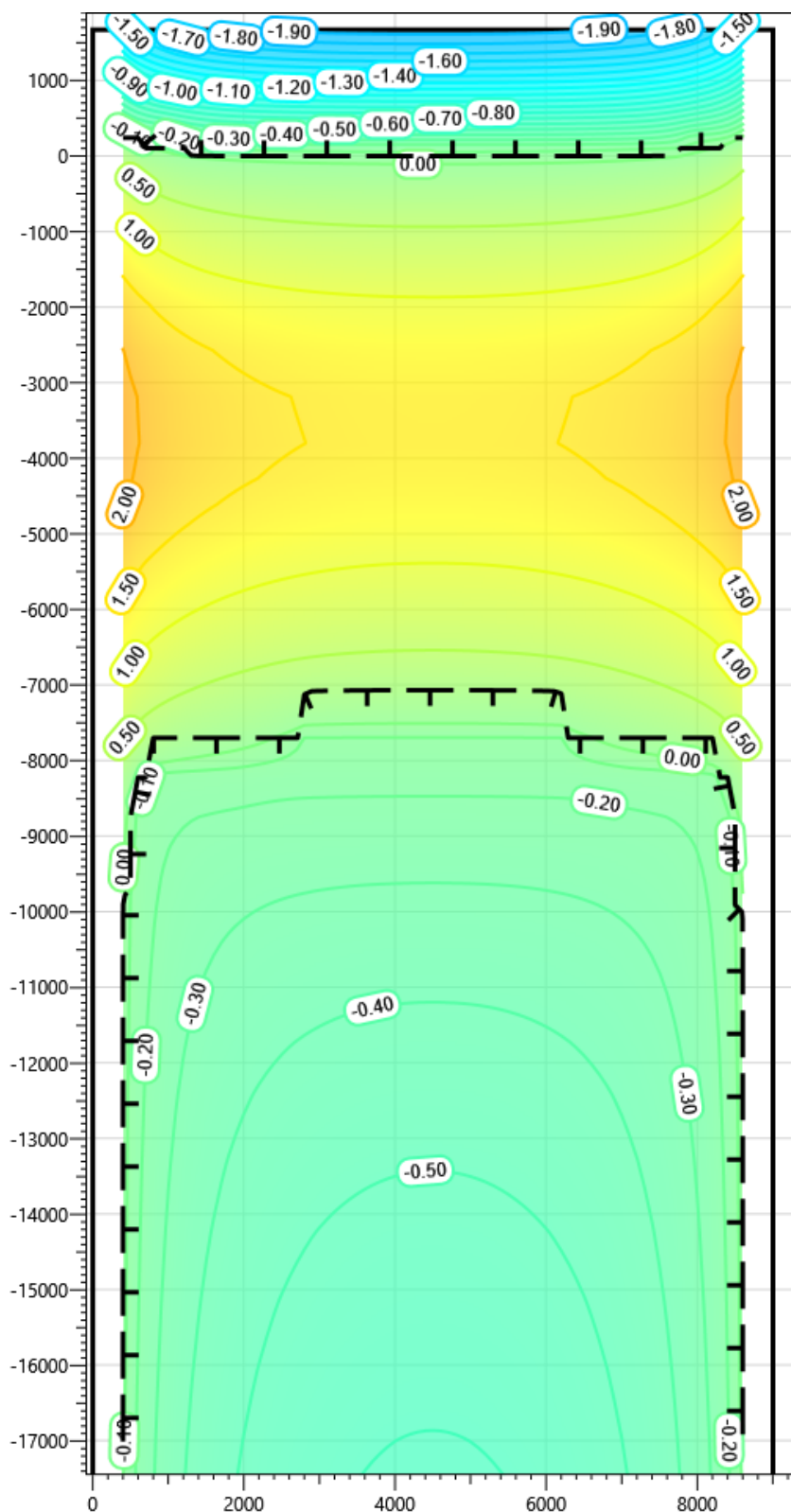


Рисунок Г.3– Распределение температур на конец первого года эксплуатации
(15.10.2027г.)



**Рисунок Г.4 – Распределение температур на начало второго года эксплуатации
(15.04.2028г.)**

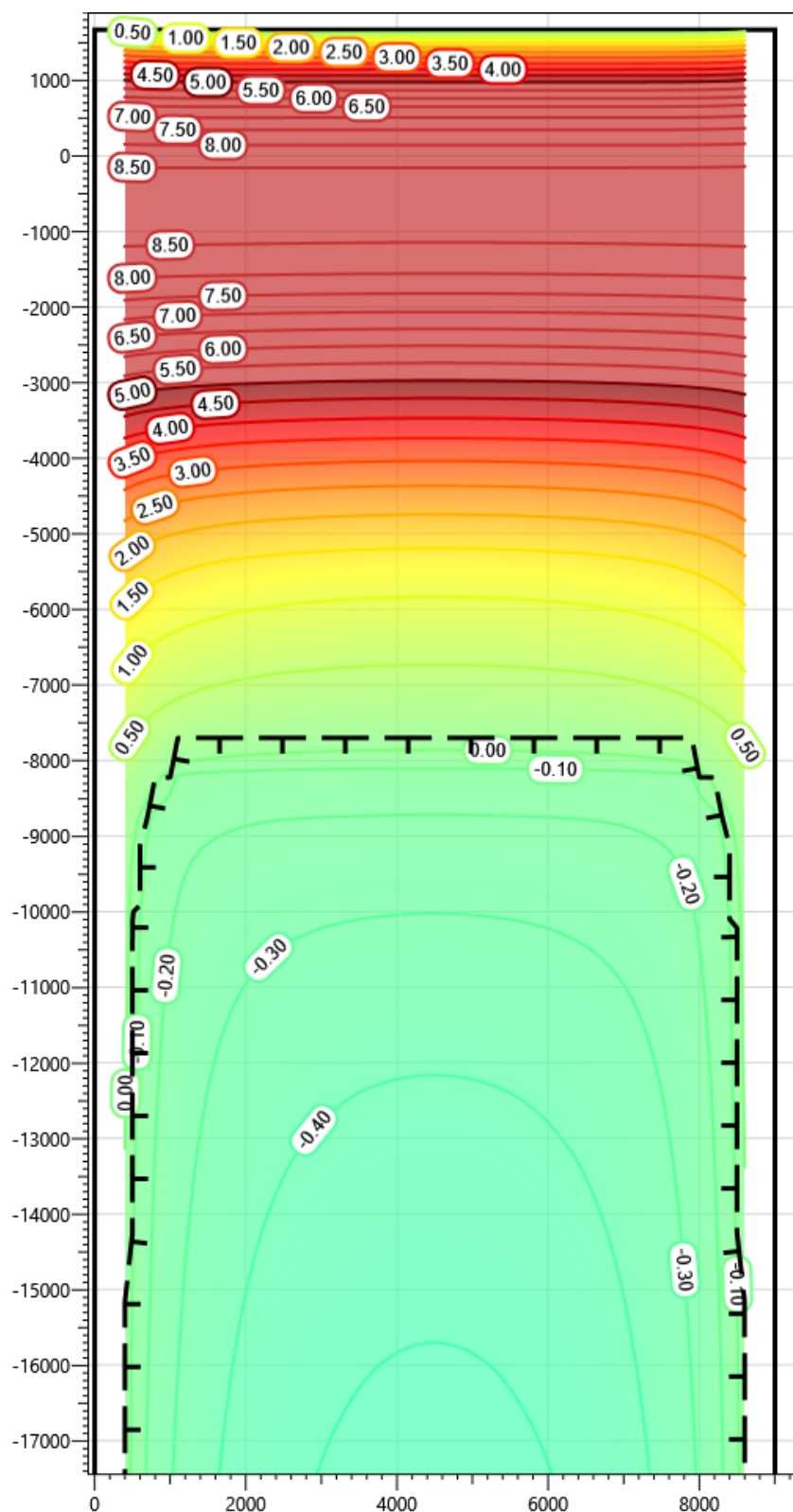


Рисунок Г.5 – Распределение температур на конец второго года эксплуатации (15.10.2028г.)

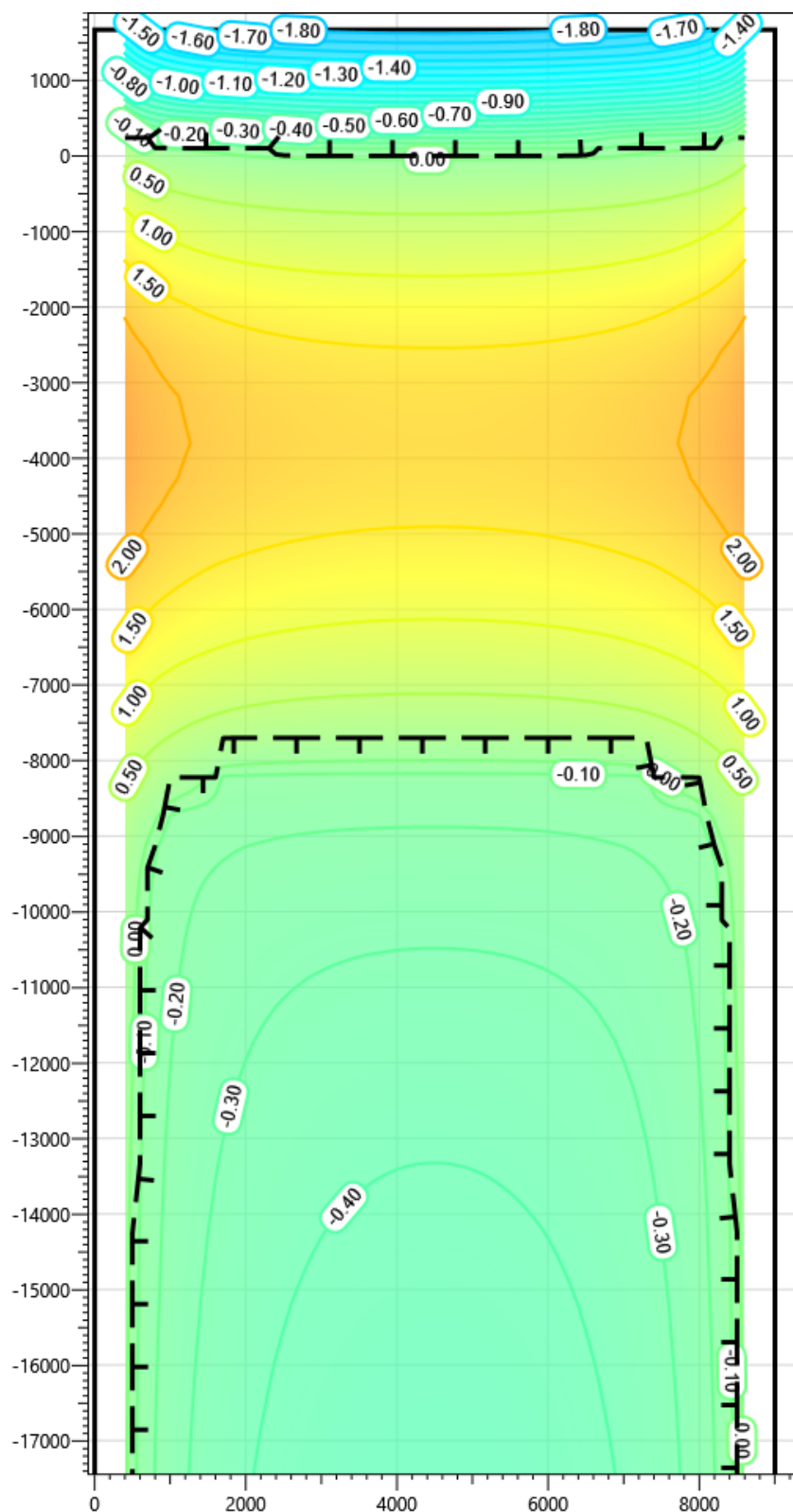


Рисунок Г.6 – Распределение температур на начало третьего года эксплуатации (15.04.2029г.)

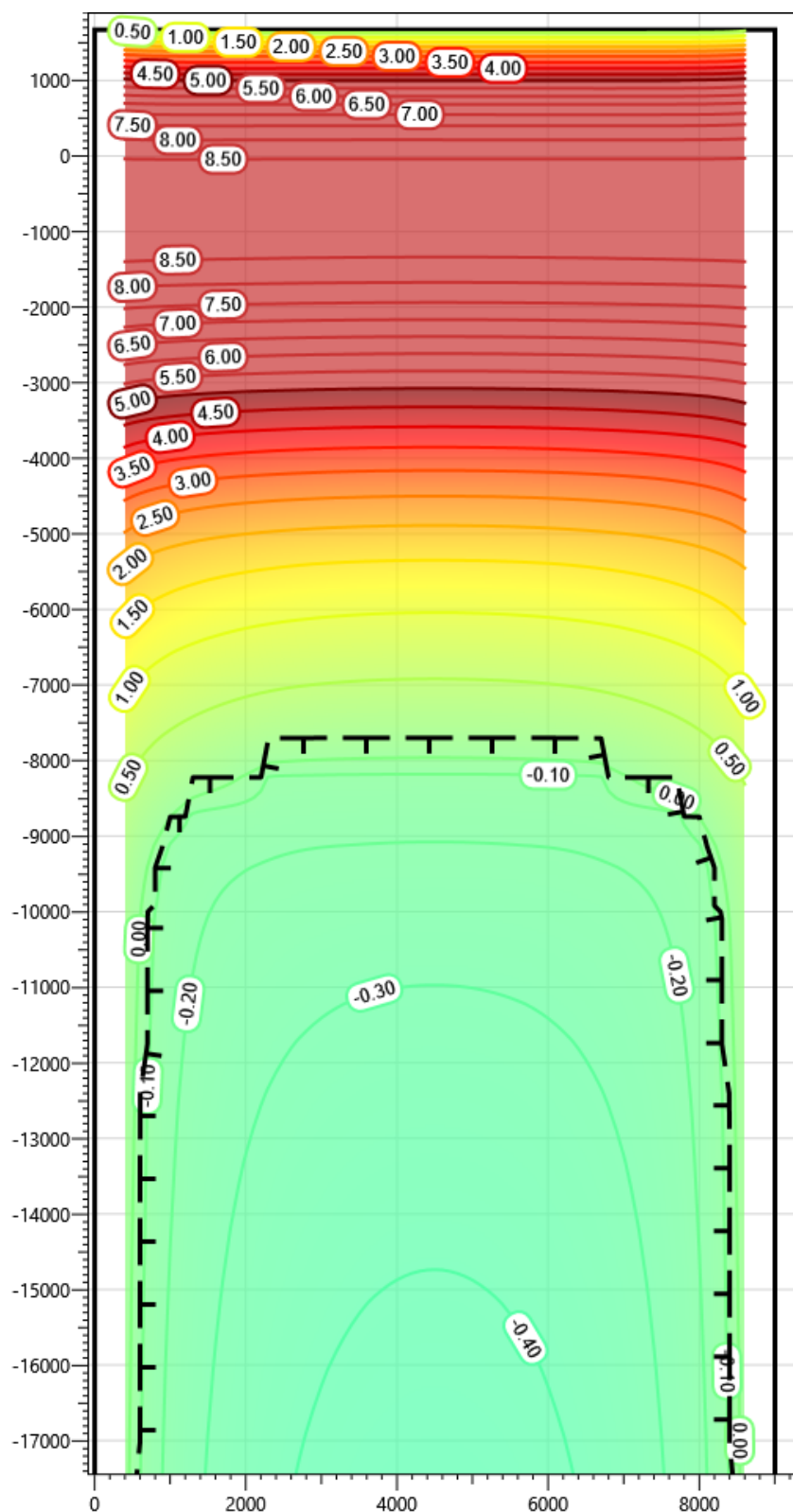


Рисунок Г.7 – Распределение температур на конец третьего года эксплуатации (15.10.2029г.)

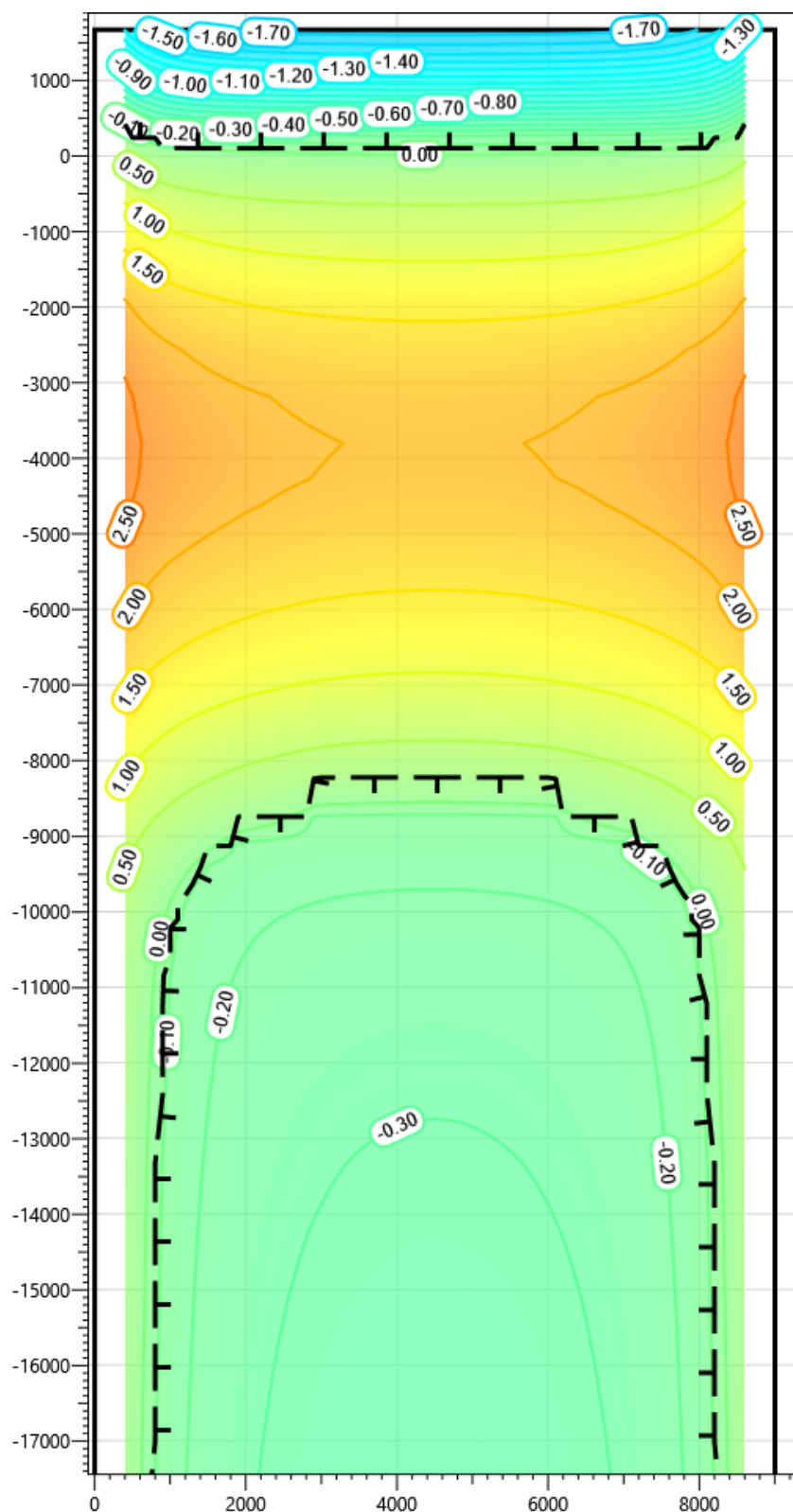
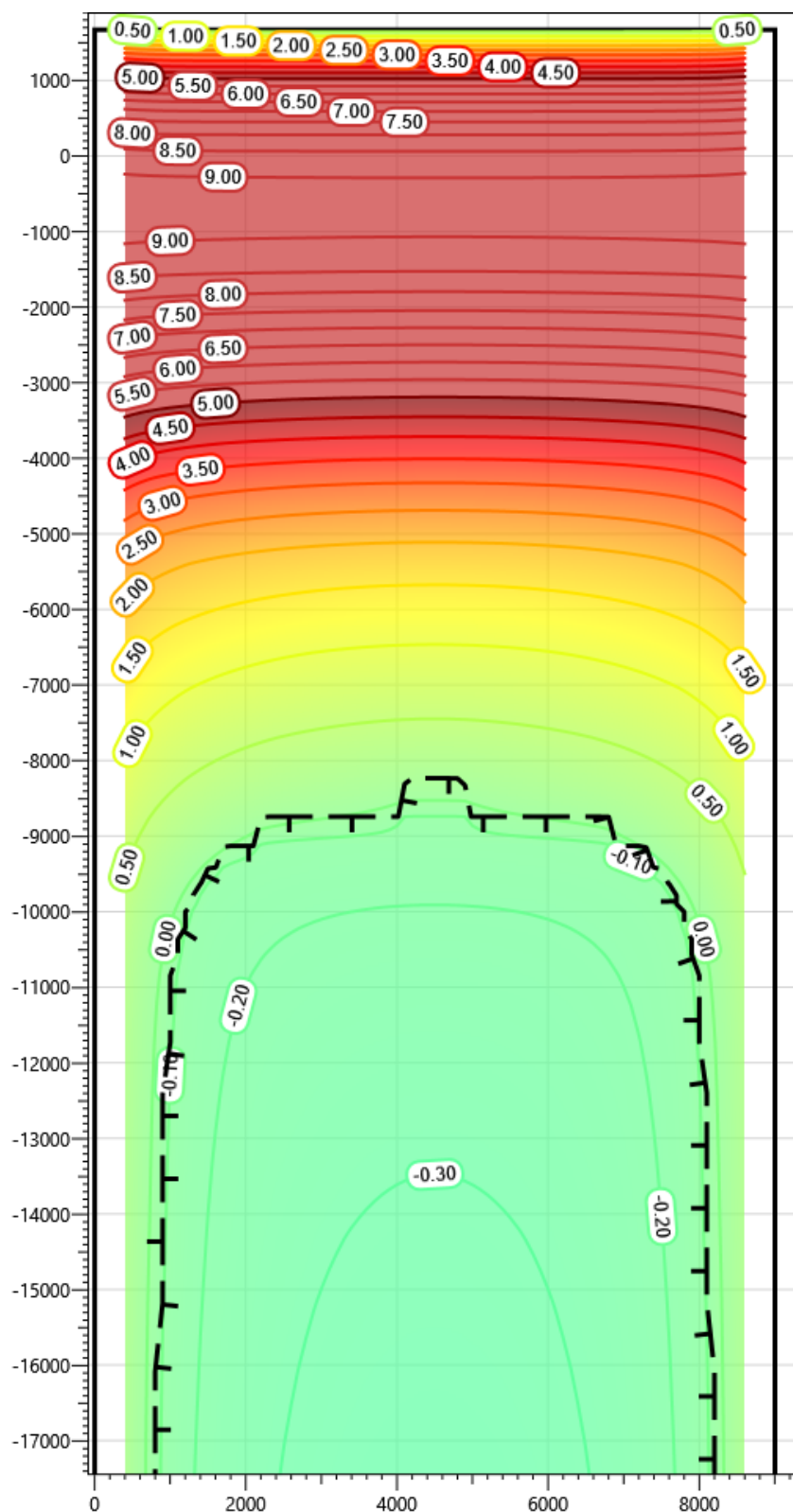


Рисунок Г.8 – Распределение температур на начало пятого года эксплуатации (15.04.2031г.)



**Рисунок Г.9 – Распределение температур на конец пятого года эксплуатации
(15.10.2031г.)**

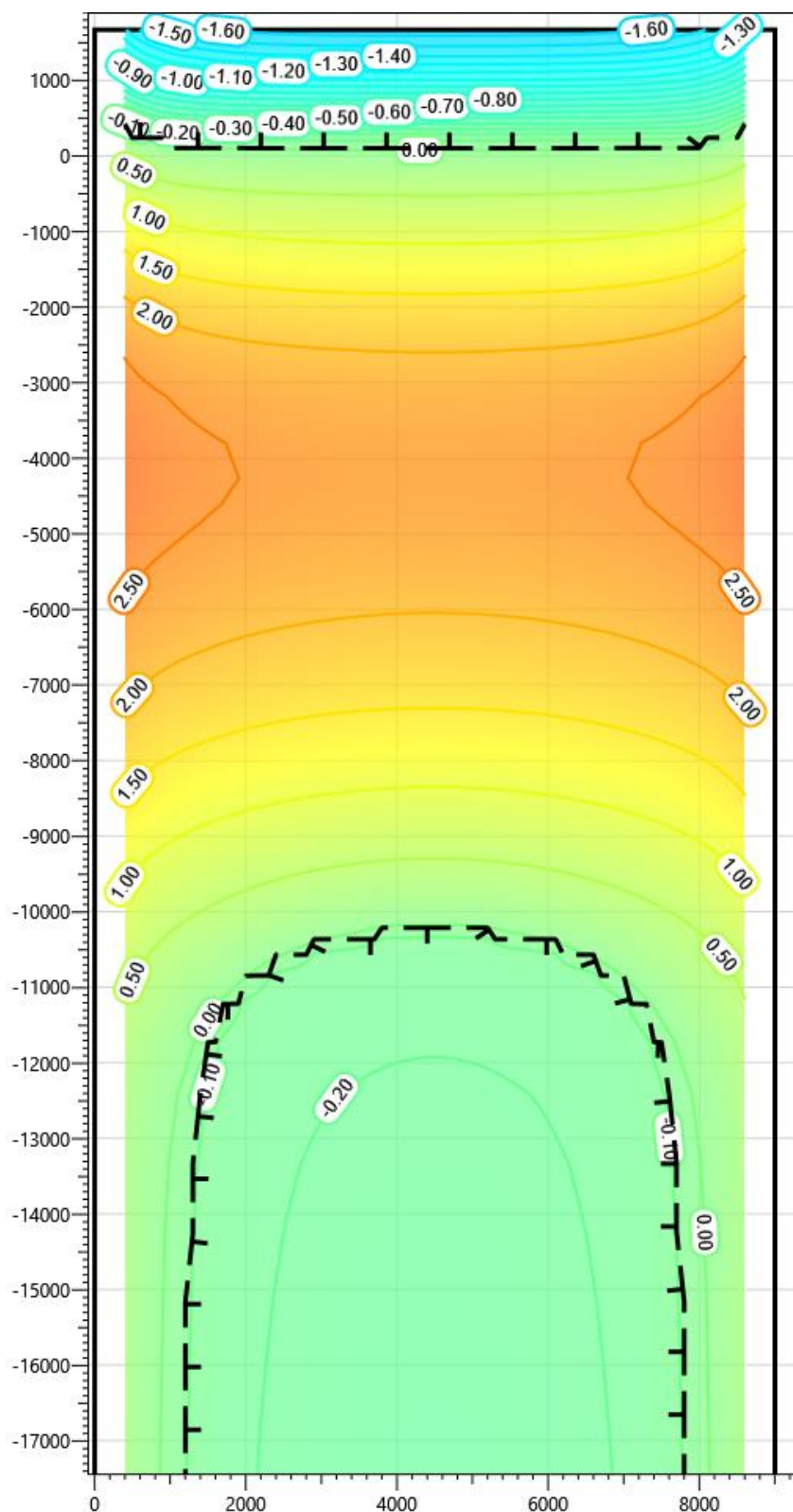


Рисунок Г.10 – Распределение температур на начало десятого года эксплуатации (15.04.2036г.)

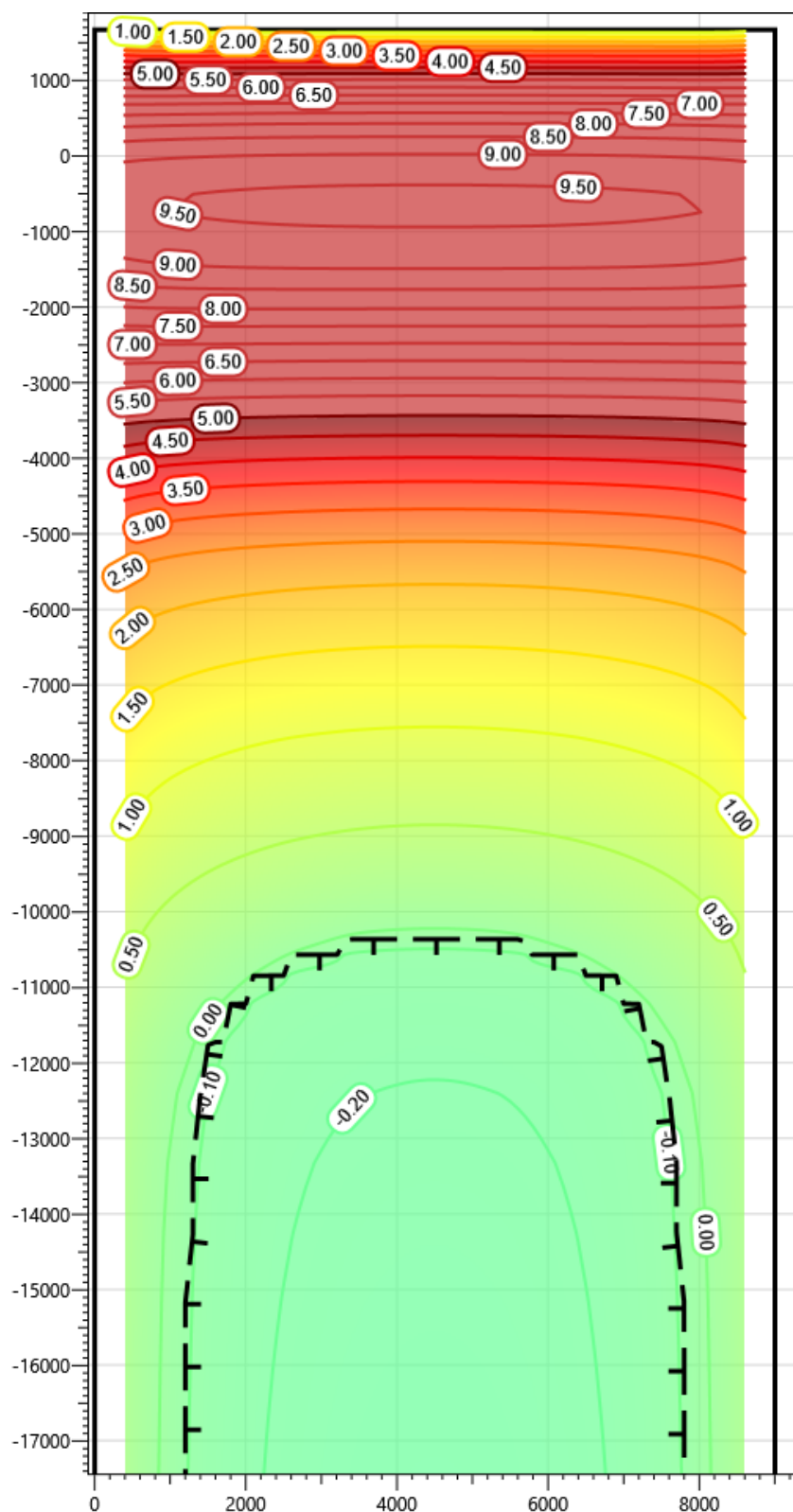


Рисунок Г.11 – Распределение температур на конец десятого года эксплуатации (15.10.2036г.)

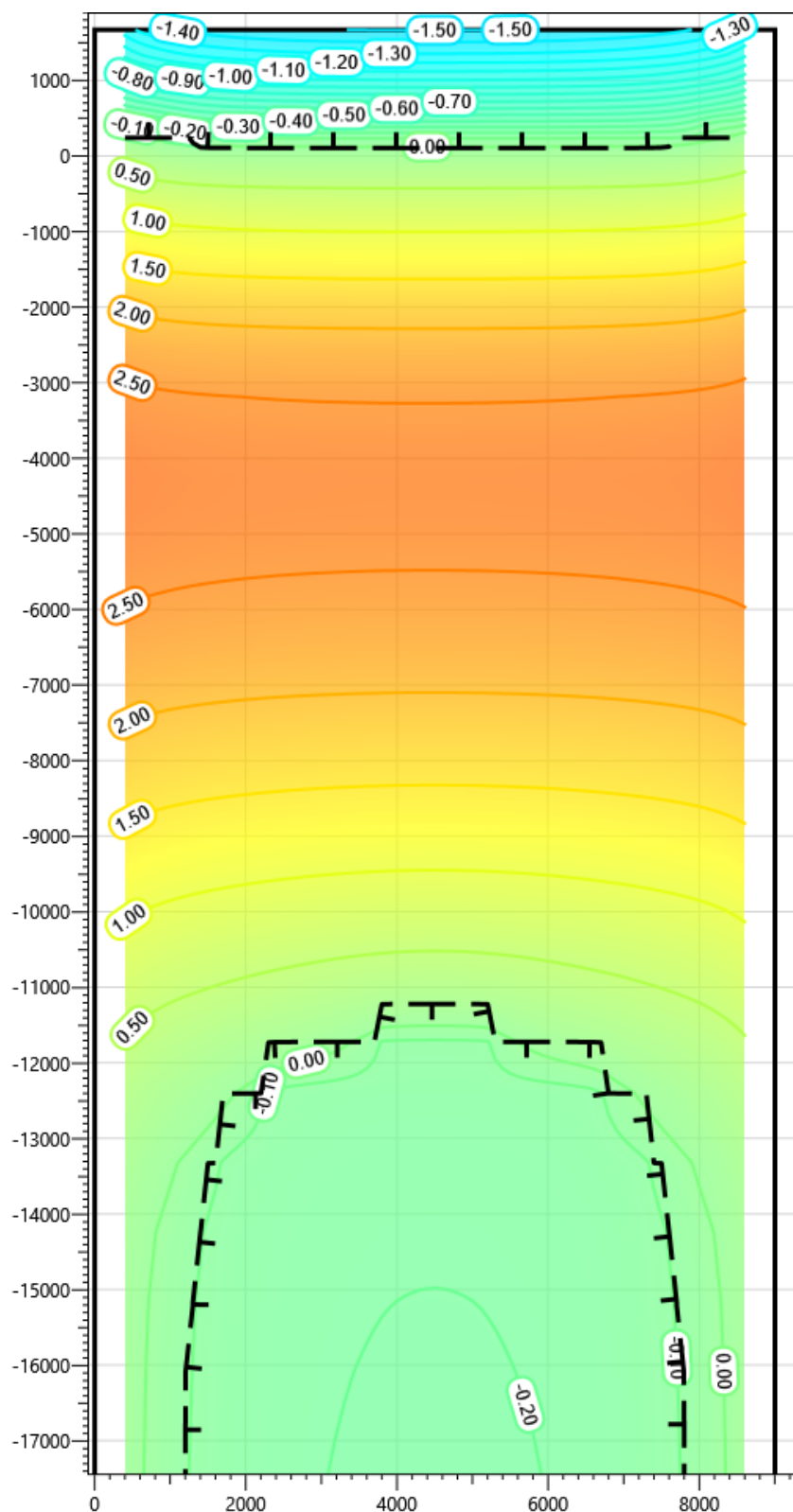


Рисунок Г.12 – Распределение температур на начало пятнадцатого года эксплуатации (15.04.2041г.)

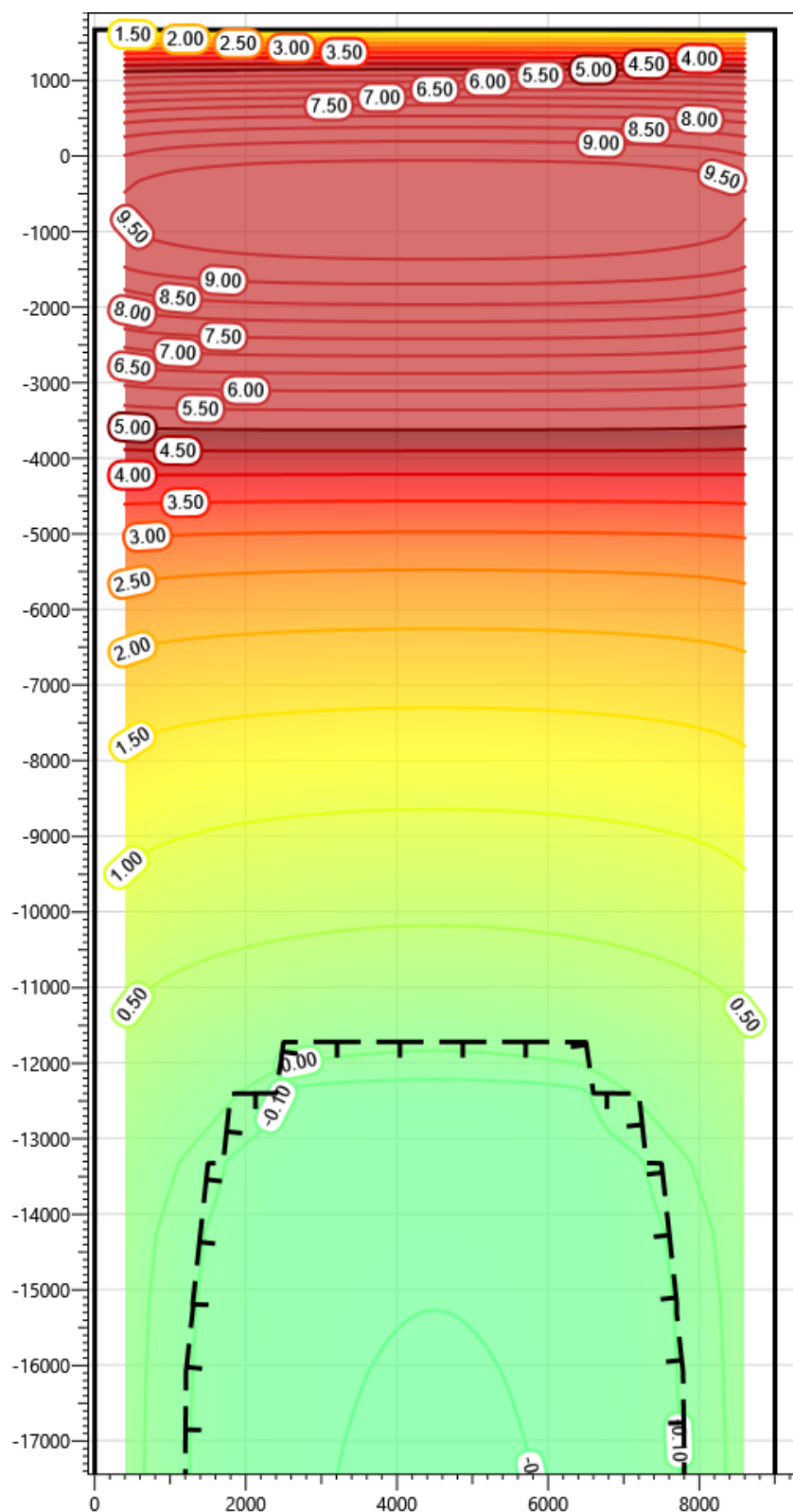


Рисунок Г.13 - Распределение температур на конец пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2041г.)

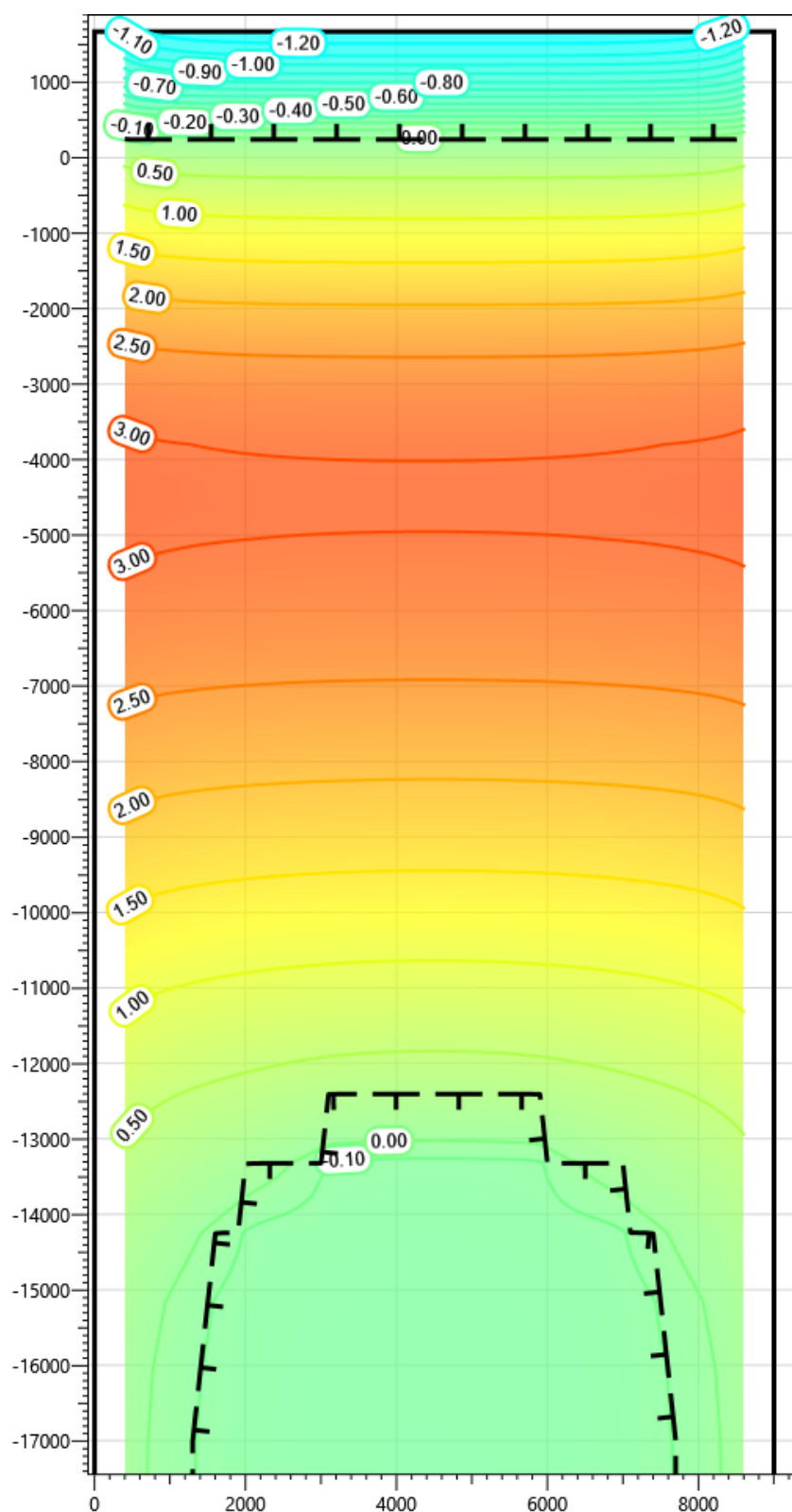


Рисунок Г.14 – Распределение температур на начало двадцатого года эксплуатации (15.04.2046г.)

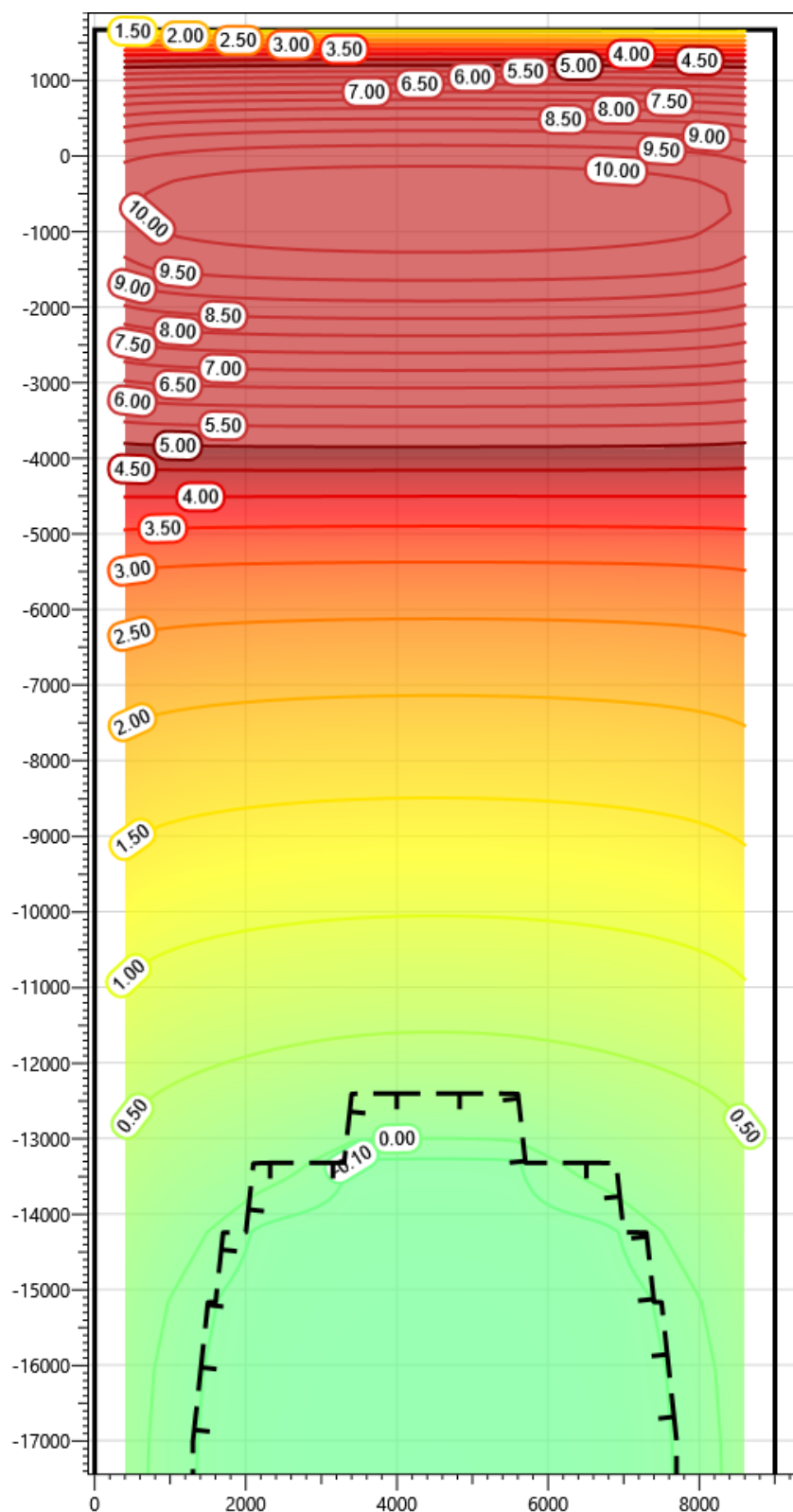


Рисунок Г.15 – Распределение температур на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2046г.)