



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Куст скважин №5**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 6. Технологические решения

Книга 1. Куст скважин. Технологические решения

ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01

Том 4.6.1



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Куст скважин №5**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 1. Куст скважин. Технологические решения

ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01

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

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Е.В. Ровенская

Обозначение	Наименование	Примечание
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-С-001	Содержание тома 4.6.1	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ТЧ-001	Книга 1. Куст скважин. Технологические решения. Текстовая часть	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001	Куст скважин N5. Схема принципиальная технологическая кустовой площадки N5	Изм. 4 (Зам)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002	Куст скважин N5. Сооружения добывающей нефтяной скважины. План. Разрез 1-1, 2-2	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003	Куст скважин N5. Технологическая обвязка газовой скважины. План. Разрез 1-1	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-004	Куст скважин N5. Установка измерительная. План. Разрез 1-1	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005	Куст скважин N5. Блок дозирования реагента. План. Разрез 1-1	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006	Куст скважин N5. Подземная дренажная емкость V=8 м3. План. Виды	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007	Куст скважин N5. Площадка узлов запуска СОД DN250 и отключающей арматуры для нефтегазосборного трубопровода. План. Вид А	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008	Куст скважин N5. Площадка для исследовательского сепаратора. План. Разрез 1-1	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-009	Куст скважин N5. Площадка узлов запуска СОД DN200 и отключающей арматуры для газосборного трубопровода. План. Вид А	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-010	Куст скважин N5. Блок подачи газа на дежурную горелку и шкаф управления ГФУ. План. Разрез 1-1	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011	Куст скважин N5. Факельный амбар. План. Разрез 1-1	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012	Куст скважин N5. План инженерных сетей и технологических сооружений	Изм. 4 (Новый)
ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-РР-001	Расчет растяжения грунтов приустьевых зон добывающих скважин	Изм.0 (Новый)

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	Т.Н. Дрынкина
Заведующий группой	В.А. Колмыков
Ведущий инженер	М.И. Бурман
Ведущий инженер	Я.В. Болдырева
Заведующий группой	Н.С. Маркелова
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 <i>Описание местоположения</i>	1–1
1.3.2 <i>Климатическая характеристика</i>	1–1
1.3.3 <i>Геолого-геоморфологическая характеристика</i>	1–3
1.3.4 <i>Гидрография</i>	1–3
1.3.5 <i>Почвенный и растительный покров</i>	1–3
1.3.6 <i>Хозяйственное освоение территории и техногенные факторы</i>	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 <i>Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции</i>	1–6
1.4.2 <i>Характеристика системы сбора продукции добывающих скважин</i>	1–7
1.4.3 <i>Характеристика отдельных параметров технологического процесса</i>	1–10
1.4.3.1.1 Обустройство устьев нефтяных скважин	1–10
1.4.3.1.2 Обустройство устьев газовых скважин.....	1–12
1.4.3.1.3 Блок дозирования реагента	1–13
1.4.3.1.4 Установка измерительная	1–14
1.4.3.1.5 Узел запуска СОД для нефтегазосборного трубопровода.....	1–15
1.4.3.1.6 Узел запуска СОД для газосборного трубопровода	1–15
1.4.3.1.7 Дренажная емкость.....	1–16
1.4.3.1.8 Узел отключающей арматуры на выходе с куста скважин	1–16
1.4.3.1.9 Запорная арматура	1–17
1.4.3.1.10 Узел подключения исследовательского сепаратора	1–17
1.4.3.1.11 Горизонтальная факельная установка.....	1–18
1.4.3.2 Технологические трубопроводы.....	1–19
1.4.3.3 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации	1–20
1.4.3.4 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических трубопроводов	1–20
1.4.4 <i>Требования к организации производства</i>	1–27
1.5 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА ТАС-ЮРЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУСТОВ СКВАЖИН №№3,4,5,6	1–29
1.5.1 <i>Общие положения</i>	1–29
1.5.2 <i>Исходные данные</i>	1–29
1.5.3 <i>Результаты гидравлического расчета</i>	1–35
1.5.4 <i>Анализ результатов гидравлического расчета и выводы</i>	56
1.6 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВЫКИДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН КУСТА №5 ТАС-ЮРЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	60
1.6.1 <i>Общие положения</i>	60
1.6.2 <i>Исходные данные</i>	60
1.6.3 <i>Результаты гидравлического расчета</i>	63
1.6.4 <i>Анализ результатов гидравлического расчета и выводы</i>	1–69
1.7 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....	1–69
1.8 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ	1–70
1.9 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ	1–70
1.10 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ.....	1–71
1.11 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	1–71
1.12 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	1–73
1.13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ	1–73
1.14 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 ОДНОЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА	1–77

1.15 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.....	1-77
1.16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА.....	1-79
1.17 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	1-80
1.18 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1-81
1.19 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	1-81
1.20 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНРИУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1-82
1.21 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ	1-82
1.22 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.....	1-83
1.23 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов.....	1-83
1.24 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности"	1-84
МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ	1
2.2 Общие положения.....	1
2.2.1 Технологические трубопроводы	1
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	1
2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ	1
2.4.1 Трубы.....	1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	3
2.4.3 Крепежные детали.....	4
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	4
2.4.5 Опоры трубопроводов.....	4
2.5 РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	5
2.5.1 Исходные данные	5
2.5.2 Расчет толщины стенки технологических трубопроводов.....	6
2.5.3 Расчет срока службы технологических трубопроводов.....	8
2.5.4 Выборка типоразмеров труб	9
2.6 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. Контроль сварных швов.....	12
2.7 Антикоррозионные покрытия.....	13
Приложение А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	A-1
Приложение Б ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОГО ПРИМЕНЯЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	B-1

1 Технологические решения. Куст скважин

1.1 Введение

В настоящем разделе представлено описание основных технологических решений проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5». Проектом предусматривается обустройство куста скважин №5.

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 соответствующей инфраструктурой «Обустройство Тас-Юряхского месторождения. Куст скважин №5», утвержденное техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 05 августа 2024 г.
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Технологии проектирования» в 2024 году.

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), Мирнском районе, на Тас-Юряхском месторождении.

На территории объекта производства работ населенные пункты отсутствуют. Объект расположен в 29,9 км на северо-восток от с. Тас-Юрях, в 80,0 км на юго-запад от г. Мирный, в 143,8 км на северо-запад от г. Ленск.

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, от чего температура его падает до $-50\ldots-60$ °С. 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°С от

месяца к месяцу. Однако в тылу циклонов часто наблюдаются вторжения холодных арктических масс, вызывающих возврат холода, 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 обусловливают наибольшее в году количество осадков — порядка 100 мм за три летних месяца; такая сравнительно небольшая величина связана с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюзионном 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 $59,5^{\circ}\text{C}$.

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 перевуалженность 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. Вилюй – её правой части бассейна. В частности, находится в пределах левосторонней части водосборной площади р. Амбардах, которая в свою очередь являются правым притоком третьего порядка р. Вилюй. Гидрография района представлена пересекаемыми ложбинами стока – верхними звенями гидрографической сети (ЛС1) и ручьем б/н (П1), относящимися к бассейну р. Амбардах.

1.3.5 Почвенный и растительный покров

Согласно почвенно-географическому районированию район работ относится к Восточно-Сибирской мерзлотно-таежной области, Центральноякутской провинции палевых мерзлотно-таежных, местами осоледелых 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 поверхности 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, алассам и плоским не дренированным пониженным участкам рельефа. Почвы обладают слабо-кислой 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 интроверт- 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 толокнянковые боры располагаются по сухим солнечным склонам, вершинам холмов с песчаными почвами и, наконец, в районах разеваемых 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 равнинны.

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 мерзлотные 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 береска. 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 берески, в травяном покрове — пушицы, осоки и др. На равнинных участках наиболее часто встречаются мелкоосоково-моховые болта из осоки топяной с господством в моховом покрове *Drepanocladus*. На водоразделах распространены осоко-сфагновые болота с лиственничными, реже сосновыми и еловыми рединами. В травяно-кустарниковом покрове обильны багульник, брусника, клюква мелкоплодная, местами подбел многолистный. Моховой покров сплошной господствуют *Sphagnum* s.l. Среди приречных сырьих лесов встречаются небольшие участки разнотравных болот, в травяно-ку-

старничковом покрове которых преобладают сабельник болотный, осока шаровидная, калужница болотная, вейник Лангдорфа, 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 бересклета кустарниковой, изредка из бересклета тощего, 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 комплектность нагрузок. Эксплуатационные антропогенные ландшафты имеют очагово-линейно-площадной характер. Эти местности являются территориями долговременного пользования. Процессы самовосстановления сдерживаются большой нагрузкой тяжелого 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, искусственно 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 анткоррозионные 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 №5 Тас-Юряхского месторождения.

Фонд скважин кустовой площадки №5 – 6 скважин. Все скважины куста являются добывающими. Добыча ведется с эксплуатационного блока «Ботуобинский 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 №5» (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-КП5-П-ИЛО.06.01-РР-001, принятое расстояние в 9 метров между скважинами, радиус оттавивания ММГ 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

Принятое расчетное давление проектируемых трубопроводов от нефтяных 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 куста №5 расчетное давление газопроводов составляет 16,0 МПа расчетное давление нефтегазосборного трубопровода, оборудования и ЗРА – 6,3 МПа.

На газовых скважинах принято расчетное давление проектируемых трубопроводов и составляет 16,0 МПа.

Расчетное давление метанолопроводов на кустах составляет 16,0 МПа.

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

Срок эксплуатации оборудования и трубопроводов – 20 лет.

Проектом предусматривается поэтапный ввод сооружений.

1.4.2 Характеристика системы сбора продукции добывающих скважин

Схема технологическая принципиальная кустовой площадки №5 представлена на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001.

Дебит скважин контролируется в измерительной установке КП5-АГЗУ-001.

Технологические сооружения на кусте №5 имеют следующий состав:

- фонтанная арматура скважин;
 - технологическая обвязка нефтяных и газовых скважин;
 - места для размещения узла 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);
 - измерительная установка (АГЗУ);
 - площадки узлов запуска СОД для нефтегазосборного и газосборного трубопроводов и отключающей арматуры;
 - подземная дренажная емкость $V=8\text{ m}^3$;
 - технологические трубопроводы;
- метанольное хозяйство в составе:
- блок фильтров;
 - 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.

Обвязка газовых скважин запроектирована на основании следующих нормативных документов:

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 г. №534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;

- Приказа Ростехнадзора от 22.12.2023 №450 Об утверждении «Руководства по безопасности факельных систем»;
- а также с учетом рекомендаций СТО Газпром НТП 1.8-001-2004, п.п. 4.5, 4.6, 4.7.

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.

Каждая газовая скважина на кусте оборудуется краном шаровым с электроприводом, регулирующим клапаном, механическим клапаном-отсекателем с электромагнитным дублером, расположенными в технологической обвязке газовых скважин.

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 проектируется с естественным уклоном 0,003 в сторону амбара, проходит над обваловкой амбара и присоединяется к горизонтальной факельной установке КП5-ГФУ-001.

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

Горизонтальные факельные устройства устанавливаются в факельных амбара в обваловании. Трубопровод подачи газа на устройство факельное горизонтальное прокладывается с уклоном в сторону амбара.

В составе каждого устройства факельного горизонтального предусмотрен розжиг факела от баллонов с пропаном (узел редуцирования). Блок представляет собой шкаф теплоизолированный, обогреваемый до температуры +5 °C, внутри которого находятся газовые баллоны с запорно-регулирующей арматурой.

Блоки управления факелами и баллоны с пропаном устанавливаются за пределами обвалования амбаров.

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

Для предупреждения возможного гидратообразования в шлейфах предусмотрена подача метанола.

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

На вводе метанола на кусте предусматривается установка фильтра сетчатого дренажного жидкостного КП5-Ф-001. Дренирование фильтра осуществляется в дренажную емкость КП5-ЕД-001.

Для опорожнения трубопроводной обвязки измерительной установки и камеры запуска СОД на кусте №5 предусматривается подземная дренажная емкость объемом 8 м³ КП5-ЕД-001.

Для защиты от образования АСПО осуществляется поочередная подача ингибитора в добывающие скважины через скважинную установку дозирования реагента КП10-СУДР-001 по гибкому трубопроводу. Предусматривается в количестве 4 мест под СУДР. Шкаф предусмотрен в проекте 1325/10.2 (ТЮ-КП10) - «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10».

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

Замер дебита скважин предусматривается при помощи измерительной установки КП5-АГЗУ-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 №5 предусмотрена камера запуска СОД КП5-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 №5 предусматривается подземная дренажная емкость объемом 8 м³.

Для исключения гидратообразования во время эксплуатации газосборных трубопроводов предусмотрена подача на устья скважин метанола из ингибиторопровода от УКПГ до кустовой площадки. Расчетное давление ингибиторопровода и запорной арматуры на линиях подачи метанола принято равным максимальному давлению, развиваемому насосом при закрытой задвижке со стороны нагнетания на УКПГ. Подача метанола предусматривается в трубное и затрубное пространство скважины.

Для запуска очистных и диагностических устройств в газосборный трубопровод от куста №5 предусмотрена камера запуска СОД КП5-КЗ-002. 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 (кран шаровый с электроприводом КП-ZV-003) с дистанционным управлением для аварийного отключения подачи добываемой продукции от системы сбора.

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 АГЗУ 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 обустранимой 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 нефтяных скважин

На кустовой площадке №5 размещаются 4 нефтяных скважины, 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 АФК63-80/65x21 К1 ХЛ в количестве 3 шт, АФК63-80x21 К1 ХЛ в количестве 1 шт.

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

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-КП5-П-ИЛО.06.02-ГЧ-003).

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

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 (Шкаф предусмотрен в проекте 1325/10.2 (ТЮ-КП10) - «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10»).

Для предупреждения возможного гидратообразования предусмотрена подача метанола. Ввод метанола в скважины осуществляется при помощи системы подачи ингибитора (метанола).

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 (Шкаф предусмотрен в проекте 1325/10.2 (ТЮ-КП10) - «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10»).

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 и является оборудованием Поставки Заказчика.

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 (12,0x4,0 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-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002.

1.4.3.1.2 Обустройство устьев газовых скважин

На кустовой площадке №5 размещаются 2 добывающие газовые скважины, продукция от которых поступает в выкидной трубопровод, а затем в общий эксплуатационный коллектор.

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 АФК6-80/65x35 К1 ХЛ1.

В обвязке устьев газовых скважин предусмотрены: дроссель регулирующий штуцерный, пробоотборное устройство, незамерзающие устьевые обратные клапаны, штуцера для пропарки и продувки с задвижкой и быстроразъемное соединение типа БРС. Конструкция пробоотборного устройства позволяет производить отбор проб продукции, выходящей из скважины в любой точке сечения трубопровода.

Для выполнения работ по управлению и глушению скважин в обвязке фонтанной арматуры предусмотрены быстроразъемные соединения.

На выкидных трубопроводах установлены: запорная арматура с электроприводом и ручным управлением, регулирующий клапан с электроприводом, клапан-отсекатель с электромагнитным дублёром, обратный клапан, блок предохранительных клапанов с переключающими устройствами, расходомеры, система подачи ингибитора.

Технологическая обвязка газовых скважин размещается на открытой площадке и представляет собой необходимую для обеспечения безопасной эксплуатации газовых скважин совокупность запорной, запорно-регулирующей, отсечной арматуры, приборов КИП и А, прибор для замера количества добываемой продукции, предохранительный клапан, площадки обслуживания. Для проведения работ по капитальному ремонту скважин участок выкидного трубопровода от фонтанной арматуры до технологической обвязки газовых скважин предусматривается съемным на фланцах.

Для предупреждения возможного гидратообразования в дросселирующих устройствах и шлейфах предусмотрена подача метанола.

Ввод метанола в выкидной газопровод производится при помощи системы подачи ингибитора. Система подачи позволяет дистанционно (автоматически) регулировать подачу метанола в диапазоне настроек (изменение расхода рабочей среды осуществляется клапанами с электроприводом).

Замер дебита скважин предусматривается при помощи ультразвуковых расходомеров газа. Расходомер предназначен для измерения, вычисления и регистрации расхода и выдачи измеренных, вычисленных величин.

На каждом выкидном трубопроводе предусмотрен предохранительный клапан, сброс с которого направляется на ГФУ. Предохранительный клапан обеспечивает защиту газосборного коллектора от превышения давления, в случае, при отказе клапана-отсекателя на одной из газовых скважин.

В объем автоматизации скважины входит местный и дистанционный контроль давления в трубном и затрубном пространствах скважин, а также местный и дистанционный контроль давления и температуры в выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя, и контроль давления после клапана-отсекателя. При давлении более 10,72 МПа до клапана-отсекателя, предусмотрена аварийная сигнализация. Для защиты выкидного трубопровода в случае остановки скважины и скоплении газа в приустьевой зоне при прорыве газа из газовой шапки расчетное давление клапана-отсекателя и трубопровода до него принято 16 МПа.

Объем автоматизации представлен в томе 3.3 «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:

- устье скважины;
- место под совмещенную площадку под приемные мостки и агрегат подземного ремонта скважин (12,0x4,0 м);
- места под якоря оттяжек подъемного агрегата (40,0x40,0 м).

Якоря для оттяжек агрегатов по ремонту скважин предусмотрены передвижными. Якоря поставляются Заказчиком. В качестве якорей используются железобетонные блоки, которые испытаны на нагрузки, установленные инструкцией по эксплуатации завода изготовителя. На территории кустов предусмотрены места для хранения якорей. После монтажа агрегата по ремонту над устьем скважины, якоря оттяжек располагаются в соответствии со схемой, указанной в паспорте агрегата по ремонту скважин (установки). Соединение оттяжек с якорями должно соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

Обвязка устьев скважин представлена на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002.

1.4.3.1.3 Блок дозирования реагента

Для защиты нефтегазосборного эксплуатационного коллектора от коррозии на кусте предусмотрен блок дозирования реагента КП5-БДР-001, по типу УДХ-1-3-2(1)-1x6,3-1(6)-Q-СУ-ХЛ1-С0 или аналогичных.

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

Блок КП5-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-дозаторам, 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 томе 4.6.2 «Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Блок БДР размером 7x3 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-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005.

1.4.3.1.4 Установка измерительная

В составе куста скважин №5 предусмотрена установка измерительная (АГЗУ) КП5-АГЗУ-001 по типу ИУ-6,3-6-450-22360-114-273-БС-1-УХЛ1 (или аналогичной) на 6 подключений блочного исполнения, на базе многофазного расходомера, которая обеспечивает замер продукции, поступающей от каждой нефтяной скважины.

Установка измерительная 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 нефтяных скважин составляют:

- по жидкости (максимальный) – 495,78 м³/сут;
- по жидкости (минимальный) – 2,11 м³/сут;
- по газу (максимальный) – 1067,127 тыс.м³/сут;
- по газу (минимальный) – 9,932 тыс.м³/сут;

Расчетное давление ЗУ составляет 6,3 МПа.

Дебиты газовых скважин составляют:

- по газу (максимальный) – 534,5 тыс.м³/сут;
- по газу (минимальный) – 15,35 тыс.м³/сут;
- по жидкости (максимальный) – 15,34 т/сут;
- по жидкости (минимальный) – 0,5 т/сут.

Установка измерительная 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 взрывозащищённом исполнении). Объем автоматизации представлен в томе 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 КП5-ЕД-001. Откачка дренажа из дренажной емкости осуществляется в передвижную технику.

Блок установки измерительной размером 6,5x3,0 м располагается на свайном основании высотой 1,6 м.

Блок АГЗУ представлен на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-004.

1.4.3.1.5 Узел запуска СОД для нефтегазосборного трубопровода

Узел запуска СОД КП5-К3-001 DN250 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.

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 КП5-ЕД-001 объемом 8 м³.

Схема принципиальная технологическая узла запуска СОД представлена на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001.

Компоновка узла запуска СОД и расположение оборудования на нем представлено на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007.

1.4.3.1.6 Узел запуска СОД для газосборного трубопровода

Узел запуска СОД КП5-К3-002 DN200 PN160 на территории кустовой площадки предназначен для запуска очистных и диагностических устройств в газосборный 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 газосборного трубопровода, на котором она установлена.

На площадке запуска СОД предусматриваются следующие технологические операции:

- перекачка газовой смеси, минуя камеру запуска СОД;
- запуск очистного или диагностического устройства;
- технологические операции на вспомогательных трубопроводах узлов приема СОД:
 - д) заполнение продуктом камер из трубопроводов во время запуска снарядов;
 - е) отключение камеры от трубопроводов;
 - ж) опорожнение камеры в передвижную технику;
 - з) 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 передвижную технику.

Схема принципиальная технологическая узла запуска СОД представлена на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001.

Компоновка узла запуска СОД и расположение оборудования на нем представлено на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-009.

1.4.3.1.7 Дренажная емкость

Для опорожнения трубопроводной обвязки блока АГЗУ КП5-АГЗУ-001 и камеры запуска СОД КП5-КЗ-001 предусматривается подземная дренажная емкость КП5-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 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 огнепреградитель емкости подлежат теплоизоляции и электрообогреву, а трубопровод воздушника, трубопровод откачки в передвижную емкость и пропарки подлежат теплоизоляции.

Подземная дренажная емкость КП5-ЕД-001 представлена на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006.

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.

1.4.3.1.8 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 КП5-ЗВ-001 DN250 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 КП5-ЗВ-001.

Для нефтегазосборного трубопровода проектом предусматривается местный и дистанционный контроль давления до и после отключающей арматуры с электроприводом КП5-ЗВ-001.

Для газосборного трубопровода проектом предусматривается местный и дистанционный контроль давления до и после отключающей арматуры с электроприводом КП5-ЗВ-003.

Для метанола проектом предусматривается местный и дистанционный контроль давления до и после отключающей арматуры с электроприводом КП5-ЗВ-002.

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-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007.

1.4.3.1.9 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.

1.4.3.1.10 Узел подключения исследовательского сепаратора

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

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

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

В объем автоматизации входит местный контроль давления в трубопроводах.

Для подключения передвижного сепаратора предусмотрено место размером 6,3x12,0 м. Компоновка узла подключения представлена на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008.

1.4.3.1.11 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.

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

В комплект поставки ГФУ входят:

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

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

Работа дежурной горелки предусмотрена от баллонов с пропаном, расположенных 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 33x4 м, высота обвалования около 2,5 м.

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

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

Факельный амбар куста газовых скважин представлен на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011.

Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ представлен на чертеже ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-010.

1.4.3.2 Технологические трубопроводы

Вес трубопроводы, прокладываемые по территории куста №5, 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. 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 строительным конструкциями (свайные основания блоков) составляет не менее 1,5 м в соответствии с таблицей 17 СП 4.13130.2013.

Высота прокладки надземных трубопроводов составляет не менее 0,8 м от поверхности земли до оси трубопровода.

При подземной прокладке технологических трубопроводов и взаимном их пересечении расстояние в свету между образующими трубопроводами 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 антакоррозионного 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-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001.

Факельные трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах, с уклоном в сторону ГФУ не менее 0,003.

В качестве покровного 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 $DN \geq 50$ – 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.

1.4.3.3 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации

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.

1.4.3.4 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 °C применяется вода, при температуре ниже плюс 5 °C используются водные растворы гликолов.

В случае, если температура окружающего воздуха ниже 5 °C и обоснована невозможность применения низкозамерзающих 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 флагами.

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/группы 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 №5									
Выкидные трубопроводы обвязки устья нефтегазосборных скважин до клапана-отсекателя	16,0	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 2,88$	$P_{раб} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы обвязки устья газовых скважин до клапана-отсекателя	16,0	Б(а), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 2,88$	$P_{раб} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы обвязки устья нефтегазосборных скважин после клапана-отсекателя	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб} = 6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод 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

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория	Категория трубопровода/группы 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 №5									
Трубопровода от блока подачи газа на дежурную горелку ГФУ	1,6	Б(а), II	1	100	$1,43 * P_{расч} = 2,29 / 1,6$	$P_{раб} = 1,6$	Участок трубопровода от блока подачи газа на дежурную горелку ГФУ	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
Нефтегазосборный трубопровод	6,3	А(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб} = 6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Газосборный коллектор	16,0	Б(а), I	3/1	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
Дренажный трубопровод от АГЗУ и КЗ СОД в дренажную емкость	1,6	А(б), II	1/1	10	20	0,2	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория	Категория трубопровода/группы 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 №5									
Трубопровод опорожнения дренажной емкости в передвижную емкость	1,6	A(б), II	1/1	20	20	0,2	$P_{раб}=1,6$	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	$1,43*P_{раб}=9,0$ 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	20	$1,43*P_{раб}=9,0$ 1	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод за качки ингибитора коррозии от передвижной техники в БДР	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43*P_{раб}=2,2$ 9	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для пропарки подземной дренажной емкости	1,6	Б(б), II	1/2	10	2	$1,43*P_{раб}=2,2$ 9	$P_{раб}=1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория	Категория трубопровода/группы 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 №5									
Воздушник подземной дренажной емкости	0,05	Б(а), II	1/1	10	2	0,2	0,05	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от БДР в передвижную емкость	1,6	А(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола коррозии до точки подключения к скважине	16	А(б), I	2/1	100	100	$1,43 * P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопроводы обвязки камеры запуска СОД (нефть)	6,3	А(б), I	2/1	20	10	$1,43 * P_{расч} = 9,01$	$P_{раб} = 6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажные трубопроводы от СОД в передвижную технику	1,6	А(б), II	2/1	10	10	$1,43 * P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория	Категория трубопровода/группы 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 №5									
Трубопроводы обвязки камеры запуска СОД (газ)	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

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;
- обзоримость;
- 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 №№3,4,5,6

1.5.1 Общие положения

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

Данное исследование проведено с целью:

определения оптимальных диаметров выкидных трубопроводов от проектируемых скважин куста №5, нефтегазосборных коллекторов и нефтегазосборных трубопроводов от куста №5 до точки врезки куста №5, от точки врезки куста №5 до точки врезки куста №6, от точки врезки куста №4 до точки врезки куста №5, от точки врезки куста №6 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 №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения приняты на основании приложения №5 к Заданию на проектирование. Максимальные показатели: по нефти для куста 5 – 229,5тыс.т/год (2028 год), по жидкости 264,3 тыс.т/год (2028 год), по газу 823,1866млн.м3/год (2028 год). Максимальные и минимальные суточные показатели для скважин и куста 5 с указанием периодов представлены в таблице 1.2;
- температура на устье скважин кустов №№3,4,5,6 до редуцирования принята в соответствии на основании приложения №5 к Заданию на проектирование и составляет минус 21° плюс 10°С;
- давление на устьях скважин кустов №№3,4,5,6 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 мольный состав и физико-химические свойства дегазированной нефти, ионный состав воды Тас-Юряхского месторождения, в соответствии с приложением №1 к Заданию на проектирование, представлен в таблице 1.3;

компонентный мольный состав растворенного газа и газа газовой шапки Тас-Юряхского месторождения в соответствии с приложением №1 к Заданию на проектирование представлен в таблице 1.4 и в таблице 1.5;

- для трубопроводов от кустов №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения принят метод расчета Oliemans;
- рекомендуемые скорости жидкости 0,3-3,0 м/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.

Таблица 1.2 – Суточные показатели для скважин и куста 5

№скв	Макс/мин	Добыча нефти, м ³ /сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Добыча жидкости, т/сут	Гф общий, м ³ /т	Обв, % масс
5001	максимум	411,2263525	415,8552633	1020,161935	362,20226	15923,48018	46,341214
	период макс	01.2028	01.2028	03.2028	01.2028	01.2036	01.2036
	минимум	8,279631503	12,80249244	109,8514032	12,953689	2310,419071	1,633272
	период мин	08.2036	08.2036	08.2036	08.2036	01.2028	08.2036
5002	максимум	72,61617889	72,62714389	121,9242184	62,928671	5730,767477	7,728351
	период макс	01.2028	01.2028	02.2028	01.2028	10.2033	10.2033
	минимум	2,000283799	2,113862727	9,931682985	1,8781998	1647,965621	0,0222685
	период мин	10.2033	10.2033	10.2033	10.2033	01.2028	01.2028
5003	максимум	495,269126	495,7820518	1067,127606	430,05142	23141,42636	27,422
	период макс	01.2028	01.2028	06.2028	01.2028	01.2036	01.2036
	минимум	11,88760074	14,93252111	38,00614834	14,190826	88,57153259	0,1525326
	период мин	01.2036	01.2036	01.2028	01.2036	01.2028	01.2028
5004	максимум	493,1306067	495,7783033	701,401392	446,6925	5311,721109	82,097372
	период макс	01.2028	01.2028	04.2028	03.2028	01.2034	01.2036
	минимум	4,722888778	19,40565108	20,06987382	22,856481	314,3178953	0,785765
	период мин	01.2036	01.2036	01.2036	01.2036	01.2028	01.2028
Куст 5	максимум	1472,242264	1480,042762	2798,048329	1285,5197	19697,70753	57,37693
	период макс	01.2028	01.2028	04.2028	01.2028	01.2036	12.2035
	минимум	20,38130845	27,82805062	294,7364436	27,175302	861,7064762	0,7754869
	период мин	08.2036	08.2036	08.2036	08.2036	01.2028	01.2028

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

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

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, $^{\circ}\text{C}$	минус 56-минус 35
Плотность нефти при 20°C , кг/м 3	866,4
	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
Массовая концентрация в воде, мг/дм 3	
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

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

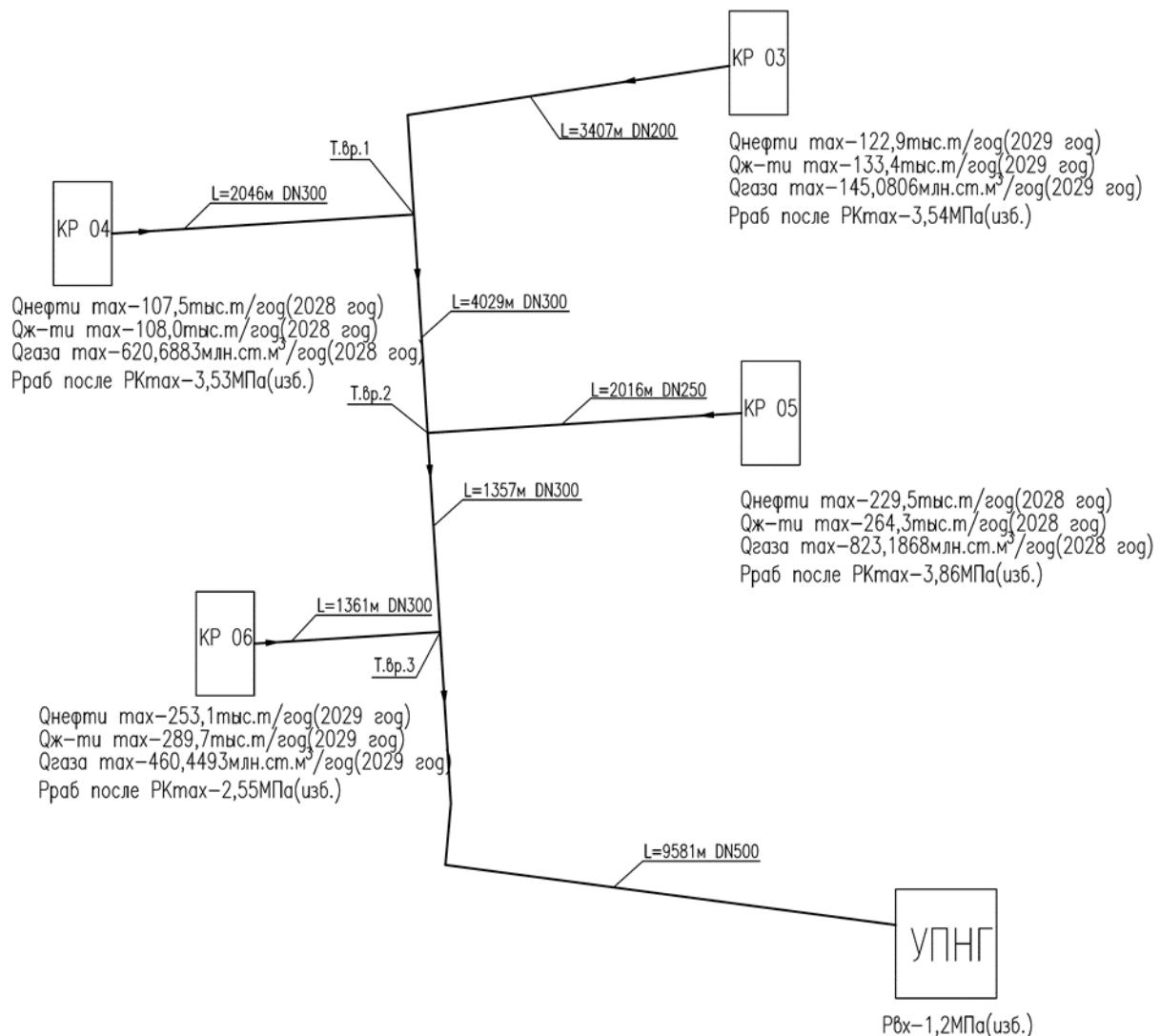


Рисунок 1.1 - Принципиальная технологическая схема системы сбора продукции скважин кустов №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения

1.5.3 Результаты гидравлического расчета

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

01.2028г – максимальной суточной добычи нефти и жидкости для кустов №4,5, суммарно для кустов №№3,4,5,6;

03.2028г – максимальной суточной добычи газа для куста №4;

04.2028 г – максимальной суточной добычи газа для куста №5, суммарно для кустов №№3,4,5,6;

01.2029 г – максимальной суточной добычи нефти и жидкости для куста №3, суммарно для кустов №3,4,5,6;

03.2029 г – максимальной суточной добычи нефти и жидкости для куста №6;

08.2030 г – максимальной суточной добычи газа для куста №6;

11.2030 г – максимальной суточной добычи газа для куста №3;

03.2035 г – для проверки диаметров системы сбора.

Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах кустов №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения на рассматриваемые периоды представлены в таблицах 1.6-1.9.

Результаты гидравлического расчета системы сбора с учетом №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения на рассматриваемые периоды представлены в таблице 1.10.

Таблица 1.6 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №3 Тас-Юряхского месторождения

Показатель		янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
СКВ1_КУСТ3, DN100, L=36м						
Давление, МПа(изб.)	на устье	3,534	3,281	5,69	4,21	3,56
	в начале	3,534	3,281	2,818	2,892	1,736
	в конце	3,524	3,273	2,806	2,879	1,733
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,276	0,230	0,328	0,377	0,078
Температура, °C	на устье	0,2	0,0	-7,22	-13,30	-9,56
	в начале	0,2	0,0	-19,2	-19,2	-17,4
	в конце	0,1	-0,1	-18,9	-19,0	-16,9
Скорость газа, в начале, м/с		4,78	4,93	7,29	7,88	3,37
Скорость газа, в конце, м/с		4,79	4,94	7,34	7,92	3,39
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,22	0,17	0,12	0,13	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,22	0,17	0,12	0,13	0,02
Режим		дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		147,0	149,7	218,0	235,3	99,9
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		140,5	144,8	214,4	231,6	99,1
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		6,4	4,9	3,6	3,8	0,7
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч		6097,9	5806,0	8060,1	8953,2	2221,5
СКВ2_КУСТ3, DN100, L=44м						
Давление, МПа(изб.)	на устье	3,534	3,291	2,817	5,28	3,56
	в начале	3,534	3,291	2,817	2,893	1,738
	в конце	3,524	3,273	2,806	2,879	1,733
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,221	0,420	0,247	0,339	0,119
Температура, °C	на устье	9,5	3,3	1,2	-3,49	-10,41
	в начале	9,5	3,3	1,2	-8,5	-17,5
	в конце	9,4	3,2	1,4	-8,4	-17,0

Показатель	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Скорость газа, в начале, м/с	0,48	2,10	3,62	3,84	4,40
Скорость газа, в конце, м/с	0,48	2,11	3,64	3,86	4,43
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,74	0,67	0,25	0,27	0,06
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,74	0,67	0,25	0,27	0,06
Режим	пробковый	пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	36,0	81,5	113,9	120,6	131,2
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	14,1	61,8	106,6	112,8	129,4
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	21,9	19,7	7,4	7,8	1,8
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	588,8	2450,2	3608,4	4120,0	2902,1
СКВ4_КУСТ3, DN100, L=64м					
Давление, МПа(изб.)	на устье	3,537	3,283	5,39	5,50
	в начале	3,537	3,283	2,834	2,906
	в конце	3,524	3,273	2,806	2,879
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,208	0,167	0,430	0,439	0,451
Температура, °C	на устье	1,9	0,5	-8,57	-7,81
	в начале	1,9	0,5	-19,9	-19,0
	в конце	1,8	0,3	-19,3	-18,8
Скорость газа, в начале, м/с	1,90	3,33	9,29	9,20	12,04
Скорость газа, в конце, м/с	1,90	3,33	9,42	9,32	12,26
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,32	0,15	0,09	0,09	0,06
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,32	0,15	0,09	0,09	0,06
Режим	пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	65,2	102,1	275,7	273,2	355,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	55,8	97,8	273,1	270,6	354,0
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	9,4	4,3	2,6	2,6	1,8
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	2384,4	3900,2	10380,4	10525,9	8188,8
до границы куста 3, DN200, L=136м					

Показатель		янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Давление, МПа(изб.)	в начале	3,524	3,273	2,806	2,879	1,733
	в конце	3,516	3,264	2,795	2,866	1,728
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,062	0,068	0,082	0,091	0,041
Температура, °C	в начале	4,8	1,7	-12,8	-15,4	-18,8
	в конце	3,2	0,8	-11,3	-15,6	-18,4
Скорость газа, в начале, м/с		1,78	2,54	5,03	5,17	4,88
Скорость газа, в конце, м/с		1,77	2,53	5,10	5,18	4,91
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,31	0,24	0,11	0,12	0,04
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,31	0,24	0,11	0,12	0,04
Режим		дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		252,9	336,0	623,1	640,0	595,3
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		215,3	307,1	609,6	625,8	590,9
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		37,6	28,9	13,5	14,2	4,4
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч		9079,9	12167,4	22030,8	23573,6	13305,7

Таблица 1.7 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №4 Тас-Юряхского месторождения

Показатель	янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
СКВ1_КУСТ4, DN100, L=36м	3,636	2,885	2,820	2,474	2,773	2,120	1,459	1,829
Давление, МПа(изб.)	на устье	6,17	6,38	6,27	5,75	5,78	4,66	4,03
	в начале	2,534	3,495	3,446	3,280	3,012	2,535	2,569
	в конце	2,499	3,312	3,273	3,195	2,948	2,489	2,521
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,988	5,151	4,846	2,384	1,798	1,296	1,346	0,089
Температура, °C	на устье	-5,02	-6,98	-7,64	-9,28	-8,70	-13,55	-16,44
	в начале	-10,6	-20,8	-21,6	-22,4	-23,5	-25,5	-24,9
	в конце	-10,7	-21,8	-22,6	-22,8	-23,8	-25,6	-25,0
Скорость газа, в начале, м/с	5,972	32,82	32,81	24,63	22,35	20,85	21,19	4,77
Скорость газа, в конце, м/с	6,066	34,68	34,58	25,30	22,85	21,26	21,61	4,79
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,743	0,37	0,30	0,14	0,11	0,08	0,08	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,743	0,37	0,30	0,14	0,11	0,08	0,08	0,02
Режим	дисперс- ный							
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале м ³ /ч	197,4	975,6	973,3	728,0	660,4	615,3	625,3	140,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	175,6	964,8	964,6	724,0	657,0	613,0	623,1	140,2
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	21,9	10,7	8,8	4,0	3,3	2,3	2,2	0,5
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	5632,0	46541,1	46034,9	32853,3	27281,6	21322,2	21910,4	2867,2
СКВ2_КУСТ4, DN100, L=44м	3,156	2,360	2,502	2,228	2,416	1,430	1,510	1,830

Показатель		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Давление, МПа(изб.)	на устье	5,83	5,88	5,96	5,50	5,43	3,94	4,06	3,41
	в начале	2,670	3,525	3,459	3,277	3,009	2,513	2,545	1,577
	в конце	2,499	3,312	3,273	3,195	2,948	2,489	2,521	1,575
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		3,877	4,840	4,215	1,854	1,381	0,551	0,544	0,060
Температура, °C	на устье	-9,10	-9,47	-8,76	-10,47	-10,69	-16,70	-16,01	-9,98
	в начале	-20,9	-20,6	-20,7	-21,8	-23,2	-24,7	-24,4	-20,7
	в конце	-21,6	-21,6	-21,7	-22,2	-23,4	-24,4	-24,3	-19,9
Скорость газа, в начале, м/с		23,181	30,10	29,07	20,58	18,49	12,70	12,58	5,20
Скорость газа, в конце, м/с		24,837	32,10	30,78	21,13	18,90	12,86	12,72	5,23
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,743	0,44	0,37	0,19	0,16	0,09	0,08	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,743	0,44	0,37	0,19	0,16	0,09	0,08	0,02
Режим	дисперс- ный								
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	703,4	898,0	865,6	610,8	548,4	375,9	372,4	153,4	
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	681,6	885,0	854,8	605,2	543,8	373,4	369,9	152,9	
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	21,8	13,0	10,8	5,6	4,6	2,5	2,5	0,5	
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	24368,4	43005,6	40722,8	27311,4	22485,2	12794,3	12828,5	3160,4	
до границы куста 4, DN300, L=136м									
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,499	3,312	3,273	3,195	2,948	2,489	2,521	1,575

Показатель		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
	в конце	2,492	3,300	3,263	3,190	2,944	2,487	2,519	1,575
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,051	0,088	0,078	0,034	0,026	0,014	0,014	0,001
	в начале	-17,6	-21,7	-22,1	-22,4	-23,5	-25,0	-24,6	-18,8
Температура, °C	конце	-18,1	-21,6	-21,7	-22,7	-23,1	-22,5	-24,3	-17,6
Скорость газа, в начале, м/с		3,733	7,98	7,81	5,55	4,99	4,08	4,11	1,20
Скорость газа, в конце, м/с		3,733	8,02	7,86	5,55	5,01	4,15	4,12	1,21
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,177	0,10	0,08	0,04	0,03	0,02	0,02	0,004
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,177	0,10	0,08	0,04	0,03	0,02	0,02	0,004
Режим	дисперс- ный								
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	961,5	1987,3	1941,2	1375,4	1235,9	1008,7	1014,9	295,9	
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	918,0	1963,6	1921,7	1365,8	1228,0	1003,9	1010,2	294,9	
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	43,6	23,7	19,5	9,6	7,9	4,8	4,7	1,0	
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	30034,5	89562,6	86766,2	60167,2	49770,8	34121,0	34740,2	6028,9	

Таблица 1.8 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №5 Тас-Юряхского месторождения

Показатель	янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
СКВ1_КУСТ5, DN100, L=36м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	5,63	5,69	5,58	5,20	5,26	4,01	3,40
	в начале	2,658	3,566	3,685	3,181	2,912	2,503	2,535
	в конце	2,466	3,408	3,542	3,076	2,835	2,441	1,550
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	5,403	4,450	4,027	2,934	2,145	1,732	1,999	0,501
Температура, °C	на устье	-10,14	-10,31	-10,95	-12,28	-11,61	-17,17	-19,63
	в начале	-22,5	-20,3	-19,9	-22,4	-23,4	-25,1	-24,3
	в конце	-23,4	-21,1	-20,6	-22,9	-23,8	-25,3	-17,9
Скорость газа, в начале, м/с	31,460	28,75	27,21	25,96	23,11	22,26	24,00	15,20
Скорость газа, в конце, м/с	33,983	30,13	28,35	26,87	23,75	22,85	24,72	15,39
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,669	0,42	0,38	0,25	0,20	0,17	0,18	0,05
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,669	0,42	0,38	0,25	0,20	0,17	0,18	0,05
Режим	дисперс- ный							
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	944,6	857,6	811,1	770,5	685,4	659,5	711,0	448,4
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	925,0	845,3	799,9	763,2	679,3	654,5	705,8	447,0
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	19,7	12,3	11,2	7,3	6,0	5,0	5,2	1,4
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	33207,1	41557,5	40747,2	33428,9	27131,8	22373,9	24356,6	8964,0
СКВ2_КУСТ5, DN100, L=44м								
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,472	3,411	3,545	3,079	2,838	2,443	2,466
	в начале	2,472	3,411	3,545	3,079	2,838	2,443	2,466
	в конце	2,466	3,408	3,542	3,076	2,835	2,441	2,464
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,154	0,080	0,064	0,055	0,058	0,055	0,053	
Температура, °C	на устье	-2,2	-4,6	-5,1	-6,50	-6,7	-8,8	-9,5

Показатель		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
в начале	-2,2	-4,6	-5,1	-6,5	-6,7	-8,8	-9,3		
	-2,3	-4,6	-5,0	-6,2	-6,4	-5,7	-8,1		
Скорость газа, в начале, м/с	4,767	3,70	3,02	0,97	0,83	0,87	0,95		
Скорость газа, в конце, м/с	4,780	3,71	3,02	0,97	0,83	0,88	0,96		
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,112	0,05	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01		
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,112	0,05	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01		
Режим	дисперс- ный	волновой	дисперс- ный	расслоен- ный	расслоен- ный	расслоен- ный	расслоен- ный		
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	143,5	110,3	90,0	29,2	25,0	25,9	28,3		
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	140,2	108,9	88,8	28,5	24,5	25,5	27,9		
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	3,3	1,4	1,2	0,7	0,6	0,4	0,4		
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	4205,0	4667,0	3979,0	1100,8	867,3	778,9	863,3		
СКВ3 КУСТ5, DN100, L=64м									
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,486	5,63	5,87	5,59	5,80	4,50	4,27	2,71
	в начале	2,486	3,580	3,860	3,331	3,056	2,644	2,652	1,603
	в конце	2,466	3,408	3,542	3,076	2,835	2,441	2,464	1,533
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,315	2,706	5,001	4,006	3,480	3,194	2,959	1,105	
Температура, °C	на устье	8,6	-8,71	-8,97	-11,14	-9,56	-16,60	-17,58	-16,93
	в начале	8,6	-15,4	-17,2	-22,6	-23,6	-26,7	-26,5	-23,9
	в конце	8,4	-15,9	-18,6	-23,9	-24,7	-27,6	-27,4	-24,1
Скорость газа, в начале, м/с	1,154	15,67	26,01	29,86	29,31	30,05	28,88	24,34	
Скорость газа, в конце, м/с	1,165	16,53	28,47	32,40	31,65	32,62	31,13	25,46	
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,745	0,78	0,69	0,28	0,23	0,21	0,20	0,05	
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,745	0,78	0,69	0,28	0,23	0,21	0,20	0,05	
Режим	пробко- вый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	

Показатель	янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35	
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	55,8	483,8	785,1	886,1	868,7	889,6	854,9	717,0	
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	33,9	460,9	764,8	878,0	861,9	883,6	849,0	715,6	
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	21,9	22,9	20,4	8,1	6,9	6,0	5,9	1,4	
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	982,0	22048,5	40336,2	40553,1	36359,1	32352,2	31147,1	15272,9	
СКВ4_КУСТ5, DN100, L=64м									
Давление, МПа(изб.)	на устье	5,04	4,14	4,23	3,86	3,85	2,466	3,37	2,71
	в начале	2,530	3,659	3,788	3,172	2,904	2,466	2,493	1,536
	в конце	2,466	3,408	3,542	3,076	2,835	2,441	2,464	1,533
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,896	3,478	3,409	1,319	0,959	0,350	0,401	0,045	
Температура, °C	на устье	-4,92	-12,42	-12,51	-11,22	-9,80	0,90	-6,80	-6,42
	в начале	-8,6	-14,0	-14,0	-13,5	-12,7	0,9	-8,7	-8,8
	в конце	-8,6	-14,7	-14,9	-13,7	-12,8	1,2	-8,5	-8,4
Скорость газа, в начале, м/с	5,239	18,05	19,02	12,58	10,51	5,19	5,34	2,61	
Скорость газа, в конце, м/с	5,394	19,48	20,42	12,99	10,78	5,26	5,41	2,62	
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,744	0,78	0,65	0,29	0,25	0,16	0,16	0,05	
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,744	0,78	0,65	0,29	0,25	0,16	0,16	0,05	
Режим	дисперс- ный	волновой							
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	175,9	553,5	578,1	378,4	316,2	157,3	161,8	78,2	
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	154,0	530,6	559,1	369,8	309,0	152,7	157,0	76,7	
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	21,9	22,9	19,0	8,6	7,2	4,6	4,8	1,5	
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	4885,9	25819,7	28318,3	15343,2	11597,5	4504,9	4905,0	1459,3	
до границы куста 5, DN250, L=136м									

Показатель		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,466	3,408	3,542	3,076	2,835	2,441	2,464	1,533
	в конце	2,440	3,365	3,493	3,048	2,813	2,424	2,447	1,528
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,190	0,317	0,356	0,210	0,164	0,123	0,127	0,036
Температура, °C	в начале	-12,3	-16,7	-17,6	-20,9	-21,4	-21,9	-23,0	-19,7
	в конце	-12,8	-16,9	-17,6	-21,2	-21,4	-21,0	-22,9	-19,4
Скорость газа, в начале, м/с		7,399	11,04	12,67	11,59	10,62	9,84	9,89	6,89
Скорость газа, в конце, м/с		7,463	11,19	12,87	11,69	10,71	9,97	9,97	6,93
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,355	0,32	0,28	0,13	0,11	0,08	0,09	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,355	0,32	0,28	0,13	0,11	0,08	0,09	0,02
Режим	дисперс- ный								
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	1447,3	2119,9	2416,4	2187,3	2002,1	1853,0	1862,2	1290,7	
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	1381,1	2060,4	2364,9	2162,7	1981,5	1837,2	1846,0	1286,4	
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	66,2	59,5	51,6	24,6	20,5	15,8	16,1	4,4	
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	43360,9	94126,2	113449,8	90465,4	75995,0	60093,9	61327,2	25708,8	

Таблица 1.9 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №6 Тас-Юряхского месторождения

Показатель	янв.29	мар.29	мар.30	авг.30	ноя.30	мар.35
СКВ1_КУСТ6, DN100, L=36м						
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,054	2,172	2,032	2,014	2,007
	в начале	2,054	2,172	2,032	2,014	2,007
	в конце	2,048	2,166	2,025	2,007	2,001
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,182	0,170	0,195	0,196	0,191	0,072
Температура, °C	на устье	0,2	0,0	-1,2	-2,4	-5,905
	в начале	0,2	0,0	-1,2	-2,4	-5,9
	в конце	0,1	-0,1	-1,3	-2,1	-5,8
Скорость газа, в начале, м/с	4,72	4,77	6,50	6,77	6,74	3,62
Скорость газа, в конце, м/с	4,73	4,78	6,52	6,81	6,77	3,64
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,16	0,14	0,10	0,09	0,08	0,03
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,16	0,14	0,10	0,09	0,08	0,03
Режим	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	143,3	144,3	194,2	201,8	200,8	107,3
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	138,7	140,3	191,2	199,1	198,3	106,5
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	4,6	4,1	3,0	2,7	2,5	0,8
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	3400,1	3643,5	4662,7	4839,2	4879,0	1921,1
СКВ2_КУСТ6, DN100, L=44м		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,059	2,175	2,030	2,012	2,006
	в начале	2,059	2,175	2,030	2,012	2,006
	в конце	2,048	2,166	2,025	2,007	2,001
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,251	0,197	0,117	0,108	0,134	0,098
Температура, °C	на устье	1,9	2,0	1,7	1,7	1,480
	в начале	1,9	2,0	1,7	1,7	-6,214

Показатель		янв.29	мар.29	мар.30	авг.30	ноя.30	мар.35
	в конце	1,8	1,9	1,6	1,9	1,4	-6,2
Скорость газа, в начале, м/с		3,98	3,01	1,56	1,18	1,05	1,99
Скорость газа, в конце, м/с		4,00	3,02	1,56	1,19	1,06	2,00
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,22	0,20	0,14	0,13	0,13	0,05
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,22	0,20	0,14	0,13	0,13	0,05
Режим	дисперсный	дисперсный	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый	
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		123,5	94,2	49,7	38,6	34,7	60,1
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		116,9	88,4	45,7	34,8	31,0	58,6
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		6,5	5,8	4,0	3,8	3,7	1,5
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч		2852,4	2279,6	1100,4	831,1	737,9	1020,1
СКВ3 КУСТ6, DN100, L=64м		0,000	0,000	0,000	4,408	0,801	1,051
Давление, МПа(изб.)	на устье	2,067	2,190	2,048	6,44	2,84	2,469
	в начале	2,067	2,190	2,048	2,034	2,039	1,418
	в конце	2,048	2,166	2,025	2,007	2,001	1,415
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,307	0,373	0,371	0,423	0,609	0,048
Температура, °C	на устье	9,51	3,8	1,7	-0,81	-8,87	-6,84
	в начале	9,5	3,8	1,7	-10,3	-11,0	-9,2
	в конце	9,3	3,6	1,5	-9,8	-10,9	-8,9
Скорость газа, в начале, м/с		1,01	2,92	5,08	6,32	6,76	3,04
Скорость газа, в конце, м/с		1,02	2,95	5,14	6,42	6,90	3,05
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,74	0,48	0,24	0,19	0,17	0,05
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,74	0,48	0,24	0,19	0,17	0,05
Режим	пробковый	пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный	волновой	
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		51,4	100,1	156,5	191,3	203,8	90,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		29,7	85,9	149,4	185,7	198,7	89,4
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		21,7	14,2	7,1	5,6	5,1	1,5

Показатель		янв.29	мар.29	мар.30	авг.30	ноя.30	мар.35
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч		707,9	2217,1	3627,1	4727,0	5089,6	1574,7
СКВ4 КУСТ6, DN100, L=72м		3,430	3,056	2,444	1,837	1,577	1,019
Давление, МПа(изб.)	на устье	5,55	5,61	4,71	4,07	3,78	2,47
	в начале	2,118	2,553	2,264	2,236	2,206	1,450
	в конце	2,048	2,166	2,025	2,007	2,001	1,415
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,978	5,370	3,325	3,169	2,854	0,492
Температура, °C	на устье	-5,86	-10,06	-15,23	-18,55	-19,71	-14,29
	в начале	-5,9	-23,9	-28,6	-29,0	-28,8	-21,0
	в конце	-6,0	-25,9	-29,9	-30,0	-29,8	-20,7
Скорость газа, в начале, м/с		7,27	33,73	32,34	31,92	30,74	17,51
Скорость газа, в конце, м/с		7,54	39,85	36,19	35,60	33,92	17,98
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,66	0,53	0,22	0,21	0,19	0,02
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,66	0,53	0,22	0,21	0,19	0,02
Режим	дисперсный						
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		233,2	1007,2	957,4	944,5	909,2	515,4
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		213,8	991,7	950,9	938,5	903,7	514,7
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		19,5	15,5	6,5	6,1	5,5	0,7
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч		5561,8	34368,6	29756,7	29026,1	27536,0	9796,1
СКВ5 КУСТ6, DN100, L=81м		0,000	0,000	2,067	1,855	1,842	0,924
Давление, МПа(изб.)	на устье		2,195	4,40	4,17	4,14	2,47
	в начале		2,195	2,333	2,317	2,301	1,548
	в конце		2,166	2,025	2,007	2,001	1,415
Перепад на 1 км, МПа(изб.)			0,357	3,824	3,842	3,722	1,655
Температура, °C	на устье		6,2	-14,97	-16,44	-16,71	-15,05
	в начале		6,2	-24,8	-25,6	-25,9	-20,4
	в конце		6,0	-26,2	-26,9	-27,4	-21,0

Показатель	янв.29	мар.29	мар.30	авг.30	ноя.30	мар.35
Скорость газа, в начале, м/с		1,55	31,06	32,19	32,24	28,68
Скорость газа, в конце, м/с		1,57	35,84	37,23	37,12	31,32
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,74	0,34	0,30	0,28	0,08
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,74	0,34	0,30	0,28	0,08
Режим		пробковый	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		67,3	923,3	955,3	956,0	845,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		45,5	913,3	946,4	947,8	843,2
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч		21,9	10,0	8,9	8,2	2,4
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч		1170,1	28881,2	29850,3	29727,9	17083,4
до границы куста 6, DN300, L=136м						
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,048	2,166	2,025	2,007	2,001
	в конце	2,044	2,152	2,008	1,991	1,986
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,031	0,104	0,121	0,117	0,111
Температура, °C	в начале	1,3	-10,2	-20,2	-22,1	-22,6
	в конце	-0,1	-10,4	-20,2	-21,2	-22,6
Скорость газа, в начале, м/с	2,10	6,56	10,41	10,59	10,41	6,99
Скорость газа, в конце, м/с	2,09	6,60	10,51	10,74	10,49	7,01
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,21	0,25	0,12	0,11	0,10	0,03
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,21	0,25	0,12	0,11	0,10	0,03
Режим	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	568,6	1674,9	2591,3	2632,2	2584,1	1725,1
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	516,3	1614,2	2561,3	2605,5	2559,4	1718,3
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	52,2	60,6	30,0	26,7	24,7	6,8
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	12564,6	43824,0	68126,7	69362,2	68048,0	31399,6

Таблица 1.10 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов системы сбора с учетом №№ 3,4,5,6 Тас-Юряхского месторождения

Показатель (периоды)	янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35	
граница_куст3 - т.в.1, DN200, L=3407м									
Давление, МПа(изб.)	в начале				3,516	3,264	2,795	2,866	1,728
	в конце				3,083	2,858	2,430	2,462	1,536
Перепад на 1 км, МПа(изб.)				0,127	0,119	0,107	0,119	0,056	
Температура, °C	в начале				3,2	0,8	-11,3	-15,6	-18,4
	в конце				0,0	-2,1	-1,4	-10,0	-9,2
Скорость газа, в начале, м/с				1,77	2,53	5,10	5,18	4,91	
Скорость газа, в конце, м/с				2,02	2,89	6,24	6,31	5,78	
Скорость ж-ти, в начале, м/с				0,31	0,24	0,11	0,12	0,04	
Скорость ж-ти, в конце, м/с				0,31	0,24	0,11	0,12	0,04	
Режим				дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперсный	
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале , м ³ /ч				251,4	335,5	630,7	642,0	598,5	
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч				213,8	306,6	617,2	627,8	594,1	
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч				37,6	28,9	13,5	14,2	4,4	
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч				9063,1	12159,4	22048,9	23572,1	13308,0	
граница_куст4 - т.в.1, DN300, L=2046м									
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,492	3,300	3,263	3,190	2,944	2,487	м	1,575
	в конце	2,300	3,072	3,059	3,083	2,858	2,430	2,462	1,536
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,094	0,111	0,100	0,052	0,042	0,028	0,028	0,019	

Показатель (периоды)		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Температура, °C	в начале	-18,1	-21,6	-21,7	-22,7	-23,1	-22,5	-24,3	-17,6
	в конце	-15,7	-20,6	-20,3	-19,5	-19,3	-11,2	-16,7	-5,7
Скорость газа, в начале, м/с	3,733	8,02	7,86	5,55	5,01	4,15	4,12	1,21	
Скорость газа, в конце, м/с	4,134	8,75	8,53	5,89	5,30	4,53	4,41	1,31	
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,177	0,10	0,08	0,04	0,03	0,02	0,02	0,004	
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,177	0,10	0,08	0,04	0,03	0,02	0,02	0,004	
Режим	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	волновой	волновой	волновой	волновой	расслоен- ный	
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	961,7	1996,7	1953,5	1375,3	1240,4	1024,7	1017,7	297,7	
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	918,2	1973,1	1934,0	1365,7	1232,5	1020,1	1013,1	296,7	
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	43,6	23,7	19,5	9,6	7,9	4,7	4,7	1,0	
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	30025,5	89572,5	86789,9	60159,3	49781,5	34163,8	34746,3	6031,3	
т.в. 1 - к т.в.2, DN300, L=4029м									
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,300	3,072	3,059	3,083	2,858	2,430	2,462	1,536
	в конце	1,993	2,632	2,670	2,577	2,448	2,147	2,163	1,446
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,076	0,109	0,096	0,126	0,101	0,070	0,074	0,022	
Температура, °C	в начале	-15,7	-20,6	-20,3	-11,5	-11,8	-6,2	-13,1	-8,3
	в конце	-11,9	-18,9	-17,8	-11,4	-11,3	-0,9	-10,0	-5,7
Скорость газа, в начале, м/с	4,134	8,75	8,53	7,08	6,87	7,64	7,55	4,15	
Скорость газа, в конце, м/с	4,919	10,49	10,06	8,62	8,14	8,94	8,80	4,47	
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,176	0,10	0,08	0,19	0,15	0,07	0,07	0,02	
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,176	0,10	0,08	0,19	0,15	0,07	0,07	0,02	

Показатель (периоды)	янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35	
Режим	дисперс- ный	пробковый							
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	1060,0	2174,9	2117,5	1788,7	1726,6	1896,9	1875,3	1026,9	
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	1016,6	2151,5	2098,3	1741,8	1690,1	1879,5	1856,9	1021,7	
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	43,4	23,4	19,2	47,0	36,5	17,5	18,4	5,2	
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	30170,2	89704,1	86922,5	69173,1	61968,4	56488,1	58532,5	19408,6	
граница_куста5 - т.в.2, DN250, L=2016м									
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,440	3,365	3,493	3,048	2,813	2,424	2,447	1,528
	в конце	1,993	2,632	2,670	2,577	2,447	2,147	2,163	1,446
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,222	0,363	0,408	0,234	0,182	0,138	0,141	0,041	
Температура, °C	в начале	-12,8	-16,9	-17,6	-21,2	-21,4	-21,0	-22,9	-19,4
	в конце	-12,9	-18,7	-20,1	-21,5	-20,9	-16,7	-20,6	-14,1
Скорость газа, в начале, м/с	7,463	11,19	12,87	11,69	10,71	9,97	9,97	6,93	
Скорость газа, в конце, м/с	9,269	14,54	17,12	14,04	12,51	11,62	11,53	7,51	
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,355	0,32	0,28	0,13	0,11	0,08	0,09	0,02	
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,355	0,32	0,28	0,13	0,11	0,08	0,09	0,02	
Режим	дисперс- ный	расслоен- ный							
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	1459,2	2148,0	2453,7	2205,9	2020,0	1877,1	1876,4	1297,1	
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	1393,1	2088,5	2402,2	2181,3	1999,5	1861,4	1860,3	1292,7	
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	66,2	59,5	51,5	24,6	20,5	15,7	16,1	4,3	

Показатель (периоды)	янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	43360,0	94143,5	113476,1	90460,8	76003,7	60125,8	61332,3	25712,2
т.в. 2- т.в. 3, DN300, L=1357м								
Давление, МПа(изб.)	в начале в конце	1,993 1,609	2,632 1,868	2,670 1,878	2,577 1,987	2,447 2,001	2,147 1,826	2,163 1,830
Перепад на 1 км, МПа(изб.)	0,283	0,563	0,584	0,434	0,328	0,237	0,245	0,057
Температура, °C	в начале в конце	-12,5 -13,3	-18,7 -22,0	-19,1 -22,7	-16,5 -18,8	-16,1 -17,7	-9,1 -9,2	-15,4 -16,1
Скорость газа, в начале, м/с	11,184	20,16	21,57	18,09	16,55	16,61	16,42	9,52
Скорость газа, в конце, м/с	13,917	28,52	30,77	23,56	20,30	19,63	19,48	10,09
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,414	0,31	0,26	0,27	0,21	0,12	0,13	0,04
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,414	0,31	0,26	0,27	0,21	0,12	0,13	0,04
Режим	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	расслоен- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале , м ³ /ч	3049,0	5380,4	5739,4	4827,2	4406,0	4400,1	4351,4	2513,3
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	2940,2	5298,7	5669,9	4756,3	4349,6	4367,9	4317,6	2504,0
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	108,8	81,7	69,5	70,8	56,4	32,3	33,8	9,4
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	74035,4	184438,5	200968,5	159953,6	138230,6	116959,8	120151,8	45184,7
граница кустаб - т.в. 3, DN300, L=1361м								
Давление, МПа(изб.)	в начале в конце			2,044 1,987	2,152 2,002	1,991 1,826	1,986 1,830	1,411 1,368
Перепад на 1 км, МПа(изб.)				0,041	0,110	0,122	0,114	0,031

Показатель (периоды)		янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Температура, °C	в начале				-0,1	-10,4	-21,2	-22,6	-17,5
	в конце				-0,6	-10,2	-18,6	-20,9	-14,6
Скорость газа, в начале, м/с					2,09	6,60	10,74	10,49	7,01
Скорость газа, в конце, м/с					2,15	7,14	11,92	11,53	7,34
Скорость ж-ти, в начале, м/с					0,21	0,25	0,11	0,10	0,03
Скорость ж-ти, в конце, м/с					0,21	0,25	0,11	0,10	0,03
Режим					пробковый	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	пробковый
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч					565,9	1684,7	2667,2	2604,7	1731,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч					513,7	1624,0	2640,7	2580,1	1725,1
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч					52,2	60,6	26,6	24,7	6,8
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч					12547,5	43827,1	69398,0	68054,4	31401,9
т.в. 3 - на ДНС, DN500, L=9581м									
Давление, МПа(изб.)	в начале	1,609	1,868	1,878	1,987	2,001	1,826	1,830	1,368
	в конце	1,204	1,203	1,204	1,205	1,203	1,204	1,204	1,204
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,042	0,069	0,070	0,082	0,083	0,065	0,065	0,017
Температура, °C	в начале	-13,3	-22,0	-22,7	-14,8	-15,1	-12,9	-17,9	-11,6
	в конце	-10,3	-19,9	-20,2	-14,9	-15,7	-7,8	-15,3	-7,6
Скорость газа, в начале, м/с	5,057	10,36	11,18	9,41	9,84	11,18	10,99	6,16	
Скорость газа, в конце, м/с	6,878	16,35	17,75	15,62	16,44	17,37	16,96	7,11	
Скорость ж-ти, в начале, м/с	0,149	0,11	0,09	0,17	0,16	0,08	0,08	0,02	
Скорость ж-ти, в конце, м/с	0,149	0,11	0,09	0,17	0,16	0,08	0,08	0,02	

Показатель (периоды)	янв.28	мар.28	апр.28	янв.29	мар.29	авг.30	ноя.30	мар.35
Режим	волновой	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	дисперс- ный	расслоен- ный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	3766,7	7576,9	8157,8	6930,4	7235,7	8144,3	8010,4	4473,5
Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	3658,7	7496,5	8089,5	6808,5	7119,3	8086,1	7952,5	4457,5
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	108,0	80,4	68,3	121,9	116,4	58,2	57,9	16,0
Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч	74433,9	185033,1	201498,5	172818,6	182319,8	186660,6	188463,9	76639,5

1.5.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы

- По результатам гидравлического расчета трубопроводов системы сбора продукции скважин куста №5 Тас-Юряхского месторождения с учетом продукции скважин кустов №№3,4,6 Тас-Юряхского месторождения можно сделать следующие выводы:
- рекомендуемые в соответствии с Заданием на проектирование диаметры выкидных трубопроводов от проектируемых скважин куста №5 - DN100. Скорость газа в выкидном трубопроводе превышают допустимые значения 20м/с в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019 для периода 01.28-11.30г для скважины №5001, для периода 04.28-08.35г для скважины №5003. Для предотвращения возможного фактического превышения нормативных значений скорости газа во время эксплуатации предусмотрено регулирование расхода продукта в выкидных трубопроводах с использованием регулирующих клапанов, установленных на каждом выкидном трубопроводе скважины;
- диаметры нефтегазосборного коллектора куста №5 приняты равным диаметру трубопровода от куста DN250;
- рекомендуемые диаметры проектируемых нефтегазосборных трубопроводов от куста №5 до точки врезки куста №5, от точки врезки куста №5 до точки врезки куста №6, от точки врезки куста №4 до точки врезки куста №5, от точки врезки куста №6 до УПНГ представлены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 - Рекомендуемые диаметры проектируемых трубопроводов

Участок	L, м	DN
Куст 5 – т.в.2	2016	250
Т.в. 2 – т.в.3	1357	300
Т.в.3 – УПНГ	9581	500

- для некоторых скважин ввиду низких значений устьевого давления предусмотрен механизированный способ добычи. Требуемое давление на устье указано в результатах гидравлического расчета на рассматриваемые периоды;
- рабочее давление в трубопроводах системы сбора составляет 1,32-3,86 МПа(изб.), что не превышает расчетное давление 6,3 МПа (изб.);
- режим течения в проектируемых трубопроводах: дисперсный, пробковый, расслоенный, волновой;
- скорости газа превышают 20м/с в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019 в проектируемом трубопроводе «т.в.2-т.в.3» на период 04.2028-01.2029г,
- 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 снижение пропускной способности, а также выпадение из жидкости кристаллов солей. Для исключения данных рисков рекомендовано проведение коррозионного мониторинга и применение системы подачи ингибитора коррозии в сборные коллекторы на выходе с кустов. Пробный расход ингибитора рекомендуется принять равным до 50 г/м3 жидкости (до 3,08 л/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. 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

1.12

Таблица 1.12 – Потребность в ингибиторе гидратообразования для проектируемых скважин куста 5

Скважина	5001		5002		5003		5004		Куст 5
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
01.2028	823,17	34,30	103,68	4,32	38,01	1,58	134,29	5,60	45,80
02.2028	1013,63	42,23	121,92	5,08	130,71	5,45	413,56	17,23	69,99
03.2028	1020,16	42,51	113,80	4,74	557,65	23,24	645,22	26,88	97,37
04.2028	999,27	41,64	97,06	4,04	1000,31	41,68	701,40	29,23	116,59
05.2028	981,00	40,87	84,79	3,53	1052,56	43,86	677,48	28,23	116,49
06.2028	966,54	40,27	73,37	3,06	1067,13	44,46	650,06	27,09	114,88
07.2028	956,12	39,84	64,71	2,70	1055,96	44,00	603,41	25,14	111,68
08.2028	939,86	39,16	53,48	2,23	1050,08	43,75	564,66	23,53	108,67
09.2028	913,51	38,06	45,90	1,91	1049,00	43,71	523,00	21,79	105,48
10.2028	879,02	36,63	39,64	1,65	1039,93	43,33	483,70	20,15	101,76
11.2028	858,93	35,79	34,92	1,45	1024,21	42,68	447,69	18,65	98,57
12.2028	848,31	35,35	30,56	1,27	1008,54	42,02	415,63	17,32	95,96
01.2029	816,62	34,03	27,17	1,13	990,92	41,29	375,56	15,65	92,09
02.2029	693,66	28,90	22,66	0,94	928,15	38,67	317,40	13,22	81,74
03.2029	662,57	27,61	21,41	0,89	887,49	36,98	283,66	11,82	77,30
04.2029	639,83	26,66	20,89	0,87	857,59	35,73	254,29	10,60	73,86
05.2029	619,46	25,81	20,69	0,86	832,88	34,70	230,56	9,61	70,98
06.2029	599,73	24,99	19,12	0,80	810,66	33,78	212,78	8,87	68,43
07.2029	586,17	24,42	17,45	0,73	796,29	33,18	190,92	7,96	66,28
08.2029	577,10	24,05	16,12	0,67	788,01	32,83	167,50	6,98	64,53
09.2029	570,22	23,76	15,13	0,63	782,88	32,62	155,55	6,48	63,49
10.2029	563,94	23,50	15,02	0,63	779,22	32,47	143,94	6,00	62,59
11.2029	559,82	23,33	15,25	0,64	776,77	32,37	134,43	5,60	61,93
12.2029	558,26	23,26	15,37	0,64	777,34	32,39	127,10	5,30	61,59
01.2030	554,09	23,09	15,85	0,66	774,23	32,26	121,18	5,05	61,06
02.2030	552,19	23,01	16,10	0,67	772,91	32,20	117,95	4,91	60,80
03.2030	551,15	22,96	16,42	0,68	771,74	32,16	115,07	4,79	60,60
04.2030	551,46	22,98	16,96	0,71	774,11	32,25	112,87	4,70	60,64
05.2030	549,43	22,89	17,50	0,73	778,05	32,42	110,92	4,62	60,66
06.2030	547,26	22,80	18,10	0,75	781,88	32,58	109,35	4,56	60,69

Скважина	5001		5002		5003		5004		Куст 5
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
07.2030	545,39	22,72	18,58	0,77	784,92	32,71	109,06	4,54	60,75
08.2030	545,67	22,74	19,11	0,80	789,33	32,89	109,64	4,57	60,99
09.2030	550,59	22,94	19,70	0,82	784,69	32,70	111,70	4,65	61,11
10.2030	572,65	23,86	20,20	0,84	773,12	32,21	114,69	4,78	61,69
11.2030	593,59	24,73	21,16	0,88	759,84	31,66	119,72	4,99	62,26
12.2030	582,81	24,28	22,10	0,92	746,30	31,10	123,17	5,13	61,43
01.2031	569,73	23,74	22,61	0,94	732,69	30,53	121,29	5,05	60,26
02.2031	559,16	23,30	23,02	0,96	720,52	30,02	118,75	4,95	59,23
03.2031	549,64	22,90	23,02	0,96	708,52	29,52	116,47	4,85	58,24
04.2031	540,83	22,53	22,75	0,95	696,34	29,01	114,03	4,75	57,25
05.2031	533,07	22,21	22,39	0,93	684,45	28,52	111,33	4,64	56,30
06.2031	526,09	21,92	22,00	0,92	673,58	28,07	108,72	4,53	55,43
07.2031	518,94	21,62	21,66	0,90	663,21	27,63	106,54	4,44	54,60
08.2031	512,13	21,34	21,32	0,89	653,72	27,24	104,40	4,35	53,82
09.2031	504,77	21,03	21,06	0,88	645,18	26,88	102,08	4,25	53,05
10.2031	496,86	20,70	20,78	0,87	637,27	26,55	99,75	4,16	52,28
11.2031	489,02	20,38	20,53	0,86	629,82	26,24	97,40	4,06	51,53
12.2031	480,79	20,03	20,27	0,84	622,64	25,94	95,54	3,98	50,80
01.2032	468,89	19,54	19,91	0,83	615,95	25,66	93,55	3,90	49,93
02.2032	459,81	19,16	19,58	0,82	610,32	25,43	91,80	3,82	49,23
03.2032	449,14	18,71	19,18	0,80	604,79	25,20	90,06	3,75	48,47
04.2032	437,68	18,24	18,73	0,78	599,66	24,99	88,25	3,68	47,68
05.2032	427,93	17,83	18,32	0,76	593,42	24,73	86,58	3,61	46,93
06.2032	417,54	17,40	17,85	0,74	586,82	24,45	84,96	3,54	46,13
07.2032	408,86	17,04	17,41	0,73	580,49	24,19	83,44	3,48	45,43
08.2032	398,50	16,60	16,88	0,70	574,48	23,94	81,87	3,41	44,66
09.2032	389,16	16,22	16,35	0,68	568,80	23,70	80,43	3,35	43,95
10.2032	379,93	15,83	15,79	0,66	563,36	23,47	79,15	3,30	43,26
11.2032	371,07	15,46	15,22	0,63	558,09	23,25	77,90	3,25	42,60
12.2032	360,95	15,04	14,60	0,61	553,02	23,04	76,58	3,19	41,88
01.2033	351,47	14,64	14,04	0,58	547,79	22,82	75,17	3,13	41,19
02.2033	342,80	14,28	13,53	0,56	543,52	22,65	73,83	3,08	40,57
03.2033	334,26	13,93	13,01	0,54	539,79	22,49	72,45	3,02	39,98
04.2033	326,78	13,62	12,48	0,52	535,71	22,32	71,00	2,96	39,42
05.2033	321,23	13,38	12,00	0,50	531,28	22,14	68,77	2,87	38,89
06.2033	315,98	13,17	11,53	0,48	526,58	21,94	65,92	2,75	38,33
07.2033	311,18	12,97	11,07	0,46	521,86	21,74	63,32	2,64	37,81
08.2033	306,57	12,77	10,64	0,44	516,65	21,53	61,00	2,54	37,29
09.2033	302,08	12,59	10,20	0,43	511,10	21,30	58,88	2,45	36,76
10.2033	298,43	12,43	9,93	0,41	505,29	21,05	56,89	2,37	36,27
11.2033	293,22	12,22			498,73	20,78	54,98	2,29	35,29

Скважина	5001		5002		5003		5004		Куст 5
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
12.2033	287,57	11,98			491,94	20,50	53,14	2,21	34,69
01.2034	282,37	11,77			485,20	20,22	51,39	2,14	34,12
02.2034	277,06	11,54			478,84	19,95	49,88	2,08	33,57
03.2034	271,63	11,32			472,41	19,68	48,33	2,01	33,02
04.2034	266,96	11,12			465,95	19,41	46,99	1,96	32,50
05.2034	261,23	10,88			458,75	19,11	45,53	1,90	31,90
06.2034	255,92	10,66			449,59	18,73	44,22	1,84	31,24
07.2034	250,81	10,45			440,38	18,35	42,98	1,79	30,59
08.2034	245,59	10,23			430,86	17,95	41,76	1,74	29,92
09.2034	240,77	10,03			421,66	17,57	40,71	1,70	29,30
10.2034	236,21	9,84			412,66	17,19	39,66	1,65	28,69
11.2034	232,07	9,67			404,00	16,83	38,67	1,61	28,11
12.2034	227,74	9,49			394,85	16,45	37,79	1,57	27,52
01.2035	223,75	9,32			385,90	16,08	36,92	1,54	26,94
02.2035	220,11	9,17			377,45	15,73	36,05	1,50	26,40
03.2035	216,43	9,02			369,00	15,37	35,34	1,47	25,87
04.2035	212,63	8,86			360,27	15,01	34,65	1,44	25,31
05.2035	210,51	8,77			353,30	14,72	34,24	1,43	24,92
06.2035	206,65	8,61			344,94	14,37	33,66	1,40	24,39
07.2035	199,67	8,32			333,29	13,89	32,58	1,36	23,56
08.2035	187,85	7,83			315,39	13,14	30,71	1,28	22,25
09.2035	182,01	7,58			304,75	12,70	29,80	1,24	21,52
10.2035	175,32	7,31			293,23	12,22	28,46	1,19	20,71
11.2035	168,59	7,02			281,77	11,74	27,08	1,13	19,89
12.2035	161,81	6,74			270,23	11,26	25,61	1,07	19,07
01.2036	140,61	5,86			238,34	9,93	20,07	0,84	16,63
02.2036	137,19	5,72			231,58	9,65			15,37
03.2036	133,45	5,56			223,09	9,30			14,86
04.2036	130,04	5,42			215,31	8,97			14,39
05.2036	125,68	5,24			206,61	8,61			13,85
06.2036	121,20	5,05			198,18	8,26			13,31
07.2036	116,10	4,84			189,19	7,88			12,72
08.2036	109,85	4,58			184,89	7,70			12,28

1.6 Гидравлический расчет выкидных трубопроводов газовых скважин куста №5 Тас-Юряхского месторождения

1.6.1 Общие положения

В разделе представлено гидравлическое исследование выкидных трубопроводов газовых скважин №№1051, 1052 и трубопроводов системы подачи ингибитора гидратообразования куста №5 Тас-Юряхского месторождения.

Данное исследование проведено с целью:

- определения оптимальных диаметров выкидных трубопроводов от проектируемых газовых скважин куста №5;
- определения оптимальных диаметров трубопроводов системы подачи ингибитора гидратообразования куста №5;
- определения скоростей движения потока в газосборных трубопроводах;
- определения режимов течения потоков в газосборных трубопроводах.

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

1.6.2 Исходные данные

При выполнении гидравлического расчета выкидных трубопроводов газовых скважин №№1051, 1052 куста №5 Тас-Юряхского месторождения были учтены следующие исходные данные:

- прогнозные показатели по добыче газа и конденсата для проектируемых скважин куста №5 Тас-Юряхского месторождения приняты в соответствии с присланным документом «v0367 +_20.06.xlsx» от 20.06.2025г. и приложением №5 к Заданию на проектирование. Максимальные показатели для куста №5: по газу 281,695 млн.м³/год (2028 год), по конденсату 7,748 тыс.т/год (2028 год). Максимальные и минимальные расчетные суточные показатели для скважин куста №5 представлены в таблице 1.2;
- температура на устье скважин куста №5 до редуцирования принята в соответствии с присланным документом «v0367 +_20.06.xlsx» от 20.06.2025г. составляет минус 6,55 ± плюс 0,35°C;
- давление на устье скважин куста №5 до редуцирования принята в соответствии с присланным документом «v0367 +_20.06.xlsx» от 20.06.2025г. и составляет 1,124±10,59 МПа (изб.);
- расчетное давление всех трубопроводов газосборной сети Тас-Юряхского месторождения принято по максимальному статическому устьевому давлению, равному Рмакс.ст.уст = 119,34 атм. (11,7 МПа(изб.));
- давление на входе на куст №5 по расчетным периодам принято из результатов гидравлического расчета системы сбора газовых кустов Тас-Юряхского месторождения, выполненного ООО «Газпром проектирование», и составляет 1,023±10,566 МПа(изб.);
- прокладка выкидных трубопроводов на кусте – надземная в теплоизоляции ППУ (коэффициент теплопроводности 0,029Вт/м*K) 50мм;
- среднемесячная температура воздуха принята от минус 29,1°C (январь) до плюс 17,7°C (июль) в соответствии с таблицей 5.1 СП 131.13330.2020 Строительной климатологии;
- шероховатость трубопроводов принята 0,1мм;
- компонентный мольный состав и физико-химические свойства газа и конденсата куста №5 Тас-Юряхского месторождения приняты в соответствии с присланным документом «ТЮ_Делампинг составов_ТЮ_2024_He.xlsx» и представлен в таблицах 1.14-1.15;
- ограничением по скорости для газа принято значение 20 м/с в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019. Также в соответствии рекомендацией по письму ООО «Газпромнефть-Заполярье» №11/1.2/012160 от 24.10.2024г для определения скорости газа были рассчитан критерий EVR (отношения максимальной скорости потока к максимальной

скорости эрозии). Максимальное значение отношения максимальной скорости потока к максимальной скорости эрозии - не более 0,8 принято в соответствии с п.9.1.1 ГОСТ Р 55990-2014;

Для безгидратного транспорта продукции скважин куста №5 Тас-Юряхского месторождения рекомендуется подача ингибитора гидратообразования.

При гидравлическом расчете системы подачи ингибитора гидратообразования куста №5 были учтены следующие исходные данные:

- в качестве ингибитора гидратообразования в гидравлическом расчете использован 90%ный водный раствор метанола;

- технологические параметры ингибитора гидратообразования на входе куста №5 приняты из результатов гидравлического расчета системы метанолопроводов газовых кустов Тас-Юряхского месторождения, выполненных ООО «Газпром проектирование», и составляют: давление не менее 106,67 бар(абс.) и температура 0,0 °C;

- требуемое давление подачи ингибитора гидратообразования на устье скважины должно быть не менее максимального устьевого давления;

- прокладка трубопроводов системы подачи ингибитора гидратообразования куста №5 от границы кустовых площадок до устьев скважин надземная, без теплоизоляции.

Таблица 1.13 – Расчетные суточные показатели для газовых скважин куста №5 Тас-Юряхского месторождения

Номер скважины	Максимальное/минимальное значение	Период	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	Добыча конденсата, тыс.м ³ /сут	Добыча ж-ти (конденсата), т/сут	Обв, % масс
Скв 1051	макс	01.2028	534,504	22,4	15,3	0,0
	мин	07.2052	15,351	0,74	0,5	0,0
Скв 1052	макс	01.2028	520,145	21,7	14,8	0,0
	мин	07.2052	31,304	1,4	0,98	0,0

Таблица 1.14– Компонентный мольный состав и физико-химические свойства газа куста №5 Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.		
	01.2028г.	07.2028г.	01.2052г и 07.2052г.
He	0,390	0,390	0,388
N2	3,230	3,233	3,219
CO2	0,084	0,084	0,085
C1	89,142	89,209	88,950
C2	4,376	4,374	4,434
C3	1,468	1,465	1,535
iC4	0,233	0,232	0,256
nC4	0,503	0,499	0,569
FRC1	0,041	0,040	0,065
FRC2	0,091	0,088	0,141
FRC3	0,129	0,122	0,181
FRC4	0,152	0,137	0,134
FRC5	0,160	0,126	0,043
Молекулярная масса	18,198	18,142	18,208
Плотность газа при ст.у., кг/м ³		0,7401	

Таблица 1.15 – Компонентный мольный состав и физико-химические свойства конденсата Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.		
	01.2028г.	07.2028г.	01.2052г и 07.2052г.
He	0,080	0,074	0,004
N2	0,736	0,681	0,045
CO2	0,0903	0,0888	0,0139
C1	32,385	31,077	3,022
C2	6,573	6,627	1,522
C3	4,425	4,634	1,991
iC4	1,187	1,277	0,933
nC4	3,293	3,572	3,085
FRC1	0,747	0,839	1,674
FRC2	1,974	2,228	5,057
FRC3	5,57630	6,07300	12,57310
FRC4	11,718	12,544	26,111
FRC5	31,216	30,286	43,971
Молекулярная масса	67,314	67,806	97,792
Плотность конденсата при ст.у., кг/м ³		686,24	

1.6.3 Результаты гидравлического расчета

Гидравлический расчет выкидных трубопроводов газовых скважин №№1051, 1052 куста №5 выполнен на зимний (январь) и летний (июль) периоды:

- 2028 г – максимальной добычи газа и конденсата для куста №5;
- 2052 г – минимальной добычи газа и конденсата для куста №5;

Результаты гидравлического расчета выкидных трубопроводов газовых скважин №№1051, 1052 куста №5 Тас-Юряхского месторождения на рассматриваемые периоды представлены в таблицах 1.16-1.19

Гидравлический расчет системы подачи ингибитора гидратообразования куста №5 выполнен на основании максимальных расходов ингибитора из результатов гидравлического расчета системы сбора на январь 2028 г. Результаты гидравлического расчета системы подачи ингибитора гидратообразования представлены в таблице 1.20.

Таблица 1.16 – Результаты гидравлического расчета выкидных трубопроводов газовых скважин №№1051, 1052 куста №5 на январь 2028г

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °C		Скорость газа, м/с	Скорость жидкости, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в стандарт. условиях, в начале, ст.м ³ /ч	Скорость эрозии, м/с	Критерий EVR	Расход метанола, кг/час
			в начале	в конце	в начале	в конце											
Устье скв №1052			10,55		-0,07					16701							40,0
Скв №1052 – т.вр. скв №1052	100	23	10,578	10,570	0,02	-0,02	4,85	0,06	дисперсный	16701	133,3	131,6	1,6	20996,0	10,91	0,44	
т.вр. скв №1052- т.вр. скв №1051	200	20	10,570	10,570	-0,02	-0,04	1,23	0,02	волновой	16701	133,4	131,7	1,6	20995,5	10,91	0,11	
Устье скв №1051			10,58		-0,15					17165							40,0
Скв №1051 - т.вр. скв №1051	100	23	10,579	10,570	-0,15	-0,19	4,98	0,06	дисперсный	17165	136,8	135,1	1,7	21573,8	10,89	0,45	
т.вр. скв №1051- граница куста №5	200	109	10,570	10,566	-0,12	-0,18	2,48	0,03	волновой	33866	270,2	266,8	3,3	42568,7	10,89	0,23	

Таблица 1.17 – Результаты гидравлического расчета выкидных трубопроводов газовых скважин №№1051, 1052 куста №5 на июль 2028г

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °C		Скорость газа, м/с	Скорость жидкости, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в стандарт. условиях, в начале, ст.м ³ /ч	Скорость эрозии, м/с	Критерий EVR	Расход метанола, кг/час
			в начале	в конце	в начале	в конце											
Устье скв №1052			10,53		0,35					11759							27,0
Скв №1052 – т.вр. скв №1052	100	23	10,572	10,568	0,5	0,5	3,45	0,04	дисперсный	11759	94,7	93,7	1,0	14884,1	10,95	0,31	
т.вр. скв №1052- т.вр. скв №1051	200	20	10,568	10,568	0,5	0,5	0,87	0,01	волновой	11759	94,8	93,8	1,0	14884,0	10,95	0,08	
Устье скв №1051			10,59		0,35					12130							27,0
Скв №1051 - т.вр. скв №1051	100	23	10,572	10,568	0,3	0,3	3,56	0,04	дисперсный	12130	97,6	96,5	1,1	15349,0	10,94	0,33	
т.вр. скв №1051- граница куста №5	200	109	10,568	10,566	0,4	0,4	1,77	0,02	волновой	23889	192,4	190,3	2,1	30233,9	10,95	0,16	

Таблица 1.18 – Результаты гидравлического расчета выкидных трубопроводов газовых скважин №№1051, 1052 куста №5 на январь 2052г

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °C		Скорость газа, м/с	Скорость жидкости, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в стандарт. условиях, в начале, ст.м ³ /ч	Скорость эрозии, м/с	Критерий EVR	Расход метанола, кг/час
			в начале	в конце	в начале	в конце											
Устье скв №1052			1,124		-5,55					1100							1,0
Скв №1052 – т.вр. скв №1052	100	23	1,031	1,031	-6,2	-6,4	3,99	0,003	волновой	1100	108,4	108,3	0,1	1384,8	38,28	0,10	
т.вр. скв №1052- т.вр. скв №1051	200	20	1,031	1,031	-6,4	-6,7	1,01	0,001	расслоенный	1100	108,3	108,2	0,1	1384,8	38,27	0,03	
Устье скв №1051			1,124		-5,55					565							1,0
Скв №1051 - т.вр. скв №1051	100	23	1,031	1,031	-7,2	-7,6	2,04	0,002	волновой	565	55,3	55,3	0,0	709,4	38,14	0,05	
т.вр. скв №1051- граница куста №5	200	109	1,031	1,031	-7,2	-8,0	1,52	0,001	расслоенный	1666	163,4	163,1	0,1	2094,0	38,19	0,04	

Таблица 1.19 – Результаты гидравлического расчета выкидных трубопроводов газовых скважин №№1051, 1052 куста №5 на июль 2052г

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °C		Скорость газа, м/с	Скорость жидкости, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в стандарт. условиях, в начале, ст.м ³ /ч	Скорость эрозии, м/с	Критерий EVR	Расход метанола, кг/час
			в начале	в конце	в начале	в конце											
Устье скв №1052			1,124		-5,75					1008							0,9
Скв №1052 – т.вр. скв №1052	100	23	1,023	1,023	-6,5	-6,2	3,68	0,003	волновой	1008	99,9	99,8	0,1	1268,6	38,43	0,1	
т.вр. скв №1052- т.вр. скв №1051	200	20	1,023	1,023	-6,2	-5,9	0,93	0,001	расслоенный	1008	100,0	100,0	0,1	1268,6	38,46	0,02	
Устье скв №1051			1,124		-6,65					496							0,7
Скв №1051 - т.вр. скв №1051	100	23	1,023	1,023	-7,4	-6,9	1,80	0,002	расслоенный	496	48,8	48,8	0,0	622,0	38,30	0,05	
т.вр. скв №1051- граница куста №5	200	109	1,023	1,023	-6,2	-5,1	1,39	0,001	расслоенный	1504	149,1	149,0	0,1	1890,8	38,50	0,04	

Таблица 1.20 – Результат гидравлического расчета системы подачи ингибитора гидратообразования куста №5, январь, 2028 г.

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход метана, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Куст 5									
граница куста 5 – т.вр. скв. №5004 (нефть)	50	50	10,930	10,930	0,0	-9,74	0,04	ламинарный	196,6
т.вр. скв. №5004 (нефть) – устье скв. №5004 (нефть), до РК	50	15	10,930	10,930	-9,74	-20,66	0,006	ламинарный	29,2
	25	8	10,930	10,930	-20,66	-23,34	0,02	ламинарный	29,2
после РК, линия 1 скв. №5004				5,039		-21,26			14,61
после РК, линия 2 скв. №5004				5,039		-21,26			14,61
т.вр. скв. №5004 (нефть) – т.вр. скв. №5003 (нефть)	50	9	10,930	10,930	-9,74	-11,35	0,035	ламинарный	167,4
т.вр. скв. №5003 (нефть) – устье скв. №5003 (нефть), до РК	50	15	10,930	10,930	-11,35	-19,19	0,009	ламинарный	41,7
	25	8	10,930	10,930	-19,19	-21,5	0,028	ламинарный	41,7
после РК, линия 1 скв. №5003				2,486		-18,53			20,84
после РК, линия 2 скв. №5003				2,486		-18,53			20,84
т.вр. скв. №5003 (нефть) – т.вр. скв. №1052 (газ)	50	18,6	10,930	10,930	-11,35	-15,12	0,026	ламинарный	125,7
т.вр. скв. №1052 (газ) – устье скв. №1052 (газ), до РК	50	4,6	10,930	10,930	-15,12	-21,17	0,008	ламинарный	40,0
	25	22	10,930	10,930	-21,17	-25,4	0,026	ламинарный	40,0
после РК, линия 1 скв. №1052				10,580		-23,54			20,0
после РК, линия 2 скв. №1052				10,580		-23,54			20,0
т.вр. скв. №1052 (газ) – т.вр. скв. №1051 (газ)	50	20	10,930	10,930	-15,12	-19,53	0,018	ламинарный	85,7
т.вр. скв. №1051 (газ) – устье скв. №1051 (газ), до РК	50	4,6	10,930	10,930	-19,53	-21,17	0,008	ламинарный	40,0
	25	22	10,930	10,930	-21,17	-25,40	0,026	ламинарный	40,0
после РК, линия 1 скв. №1051				10,550		-25,27			20,0
после РК, линия 2 скв. №1051				10,550		-25,27			20,0
т.вр. скв. №1051 (газ) – т.вр. скв. №5002 (нефть)	50	124,5	10,930	10,930	-19,53	-29,0	0,009	ламинарный	45,7
т.вр. скв. №5002 (нефть) – устье скв. №5002 (нефть), до РК	50	15	10,930	10,930	-29,0	-29,15	0,001	ламинарный	4,0
	25	8	10,930	10,930	-29,15	-29,09	0,003	ламинарный	4,0
после РК, линия 1 скв. №5002				2,472		-26,09			2,0
после РК, линия 2 скв. №5002				2,472		-26,09			2,0
т.вр. скв. №5002 (нефть) – т.вр. скв. №5001 (нефть)	50	9	10,930	10,930	-29,0	-29,03	0,008	ламинарный	41,6
т.вр. скв. №5001 (нефть) – устье скв. №5001 (нефть), до РК	50	15	10,930	10,930	-29,03	-29,06	0,008	ламинарный	41,6
	25	8	10,930	10,930	-29,06	-29,07	0,027	ламинарный	41,6
после РК, линия 1 скв. №5001				5,631		-27,19			20,8
после РК, линия 2 скв. №5001				5,631		-27,19			20,8

1.6.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы

По результатам гидравлического расчета выкидных трубопроводов от газовых скважин №№1051, 1052 куста №5 Тас-Юряхского месторождения можно сделать следующие выводы:

- рекомендуемые диаметры выкидных трубопроводов – DN100. Скорость газа и критерий EVR в выкидных трубопроводах от проектируемых скважин не превышают допустимых значений;
 - диаметры газосборного коллектора куста №5 принят равным диаметру трубопровода от куста DN200;
 - рабочее давление на устьях скважин после регулирующего клапана составляет 1,023-10,579 МПа(изб.), что не превышает расчетное давление 11,7 МПа(изб.);
 - требуемое устьевое давление на скважинах №№1051 и 1052 для обеспечения давления 1,023 - 10,566 МПа(изб) в точке подключения куста №5 указано в результатах расчета (таблицы 1.16-1.19);
 - режим течения в проектируемых трубопроводах: дисперсный, расслоенный, волновой;
 - скорости газа на рассматриваемые периоды не превышают 20 м/с в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019, критерий EVR не превышает рекомендованное в соответствии с п.9.1.1 ГОСТ Р 55990-2014 значение 0,8;
 - процесс гидратообразования в выкидных трубопроводах газовых скважин куста №5 наблюдается. Для обеспечения безгидратного транспорта продукции скважин необходима подача ингибитора гидратообразования на устье скважин. Требуемое количество ингибитора гидратообразования для скважин №№1051, 1052 составляет 0,7 – 40 кг/ч в зависимости от расчетного периода. Расчетная модель при подборе ингибитора гидратообразования – Ng&Robinson.
 - по результатам гидравлического расчета системы подачи ингибитора гидратообразования куста №5 рекомендуются ингибиторопроводы диаметром DN50 для промысловых трубопроводов и DN25 для технологических трубопроводов, максимальное рабочее давление в системе подачи ингибитора гидратообразования не превышает расчетного давления трубопровода 16,0 МПа (изб.);
 - требуемое давление подачи ингибитора гидратообразования на устье скважины должно быть не менее максимального устьевого давления;
- скорости ингибитора гидратообразования в трубопроводах представлены в таблице в таблице 1.20 и не превышают 3,0 м/с, что соответствует требованиям ГОСТ Р 58367-2019.

1.7 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 1.21.

Таблица 1.21 - Количество потребляемых ресурсов

Вид потребляемого ресурса	Потребление
Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1

Вид потребляемого ресурса	Потребление
Ингибитор коррозии СНПХ-5314, СНПХ-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 5 – 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 – 5 м ³
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета продувки раз в год)	Куст 5 – 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 – 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.

1.8 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 представлены в проекте 1513/39, раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

1.9 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 №5 является водонефтегазовая эмульсия нефтяных скважин.

1.10 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Продукцией куста №5 является водонефтегазовая эмульсия, добываемая на 4 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, DN250 на основании результатов гидравлического расчета.

1.11 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 №5. 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 1.22.

Таблица 1.22 - Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кустовой площадке скважин №5

Здания и сооружения	Устье добывающей нефтяной скважины	Устье добывающей газовой скважины	Установка измерительная	БДР	СУДР	Дренажная емкость	Площадка узла запуска СОД для нефтегазосборного трубопровода	Площадка узла запуска СОД для газосборного трубопровода	Факельный амбар	Площадка исследовательского сепаратора
Устье добывающей нефтяной скважины		9/120	9/27	9/16	9/9	9/35	9/47	9/66	100/120	9/43
Устье добывающей газовой скважины	9/120		9/90	9/105	9/33	9/87	9/68	9/37	100/120	9/14
Установка измерительная	9/27	9/90		9/9	+	9/10	9/14	9/176	60/104	9/28
БДР	9/16	9/105	9/9		+	9/16	9/11	9/173	60/113	9/40
СУДР	9/9	9/25	+	+		9/29	9/41	9/32	60/110	9/33
Дренажная емкость	9/35	9/87	9/10	9/16	9/29		9/13	9/175	60/117	9/40
Площадка узла запуска СОД нефтегазосборного трубопровода	9/47	9/68	9/14	9/11	9/41	9/13		60/154	60/104	9/27
Площадка узла запуска СОД для газосборного трубопровода	9/66	9/37	9/176	9/173	9/32	9/175	60/154		60/104	9/27
Факельный амбар	100/120	100/120	60/104	60/113	60/110	60/117	100/104	100/104		60/73
Площадка исследовательского сепаратора	9/43	9/14	9/28	9/40	9/33	9/40	9/27	9/27	60/73	

1.12 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».

1.13 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 1.23.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по обоснованию безопасности проектируемых технологических сооружений:

- использование запорной арматуры с электроприводом КП5-ЗВ-001 которая обеспечивает прекращение подачи продукции куста №5 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 К52;
- в соответствии с п.6.3 СП 231.1311500.2015, применение на устьях скважин механических клапанов-отсекателей с электромагнитным дублером для защиты технологического оборудования от превышения давления;
- в соответствии с требованиями п.6.3.8 СП 231.1311500.2015, оснащение воздушника дренажной емкости клапаном-механическим дыхательным, совмещенным с огнепреградителем;
- в соответствии с требованиями п.6.3.16 СП 231.1311500.2015, применение технологического оборудования, соответствующего климатического и сейсмического исполнения.

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

- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- полная герметизация технологического оборудования;
- электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении;
- применение блочного оборудования заводского изготовления с легкосбрасываемыми конструкциями;
- 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 1.23 - 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 взрыво-опасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрыво-опасных 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 – 6 шт.	ЛВЖ, попутный нефтяной газ	АН	В-1г	IIА-Т1 IIА-Т3	Зона 2
Индивидуальная замерная установка – 1 шт.	ЛВЖ, попутный нефтяной газ	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	IIА-Т1 IIА-Т3	Зона 2
Блок дозирования реагента – 1 шт.	Реагент	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс)	IIА-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)
			B-1Г (площадка)		
Подземная дренажная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	ЛВЖ, попутный нефтяной газ, реагент	АН	B-1Г	IIА-T1 IIА-T2 IIА-T3	Зона 0, 1, 2
Площадка узла запуска СОД и отключающей арматуры для нефтегазосборного коллектора – 1 шт.	ЛВЖ, попутный нефтяной газ, реагент	АН	B-1Г	IIА-T1 IIА-T2 IIА-T3	Зона 1, 2
Площадка узла запуска СОД и отключающей арматуры для газосборного коллектора – 1 шт.	ЛВЖ, попутный нефтяной газ, реагент	АН	B-1Г	IIА-T1 IIА-T2 IIА-T3	Зона 1, 2
Место для размещения шкафа СУДР – 4 шт.	Реагент	АН	B-1Г	IIА-T2	Зона 2
Узел подключения исследовательского сепаратора – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1Г	IIА-T1, IIА-T3	Зона 1, 2
Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1Г	IIА-T1, IIА-T3	Зона 0, 1, 2
Устройство горелочное ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	B-1Г	IIА-T1, IIА-T3	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»:					
– Зона 0 – R=1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества,					

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 взрыво-опасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрыво-опасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Зона класса взрывоопасности в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности (ПБН и ГП)
вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.					
<ul style="list-style-type: none"> – 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). 					

1.14 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

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».

1.15 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.

1.16 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.

1.17 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 отчётных 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».

1.18 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».

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

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

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

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

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

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Томе 6.1.

1.21 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 дублером, 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 антакоррозионными покрытиями обеспечивает длительные сроки безаварийной эксплуатации.

1.22 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 септей 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.

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

Все технические решения при проектировании обустройства куста скважин №5 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).

1.24 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. Куст скважин №5».

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

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

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

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов»;

- 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 нефтегазосборных трубопроводов и 0,085% мольных для газопроводов. Для расчета толщина стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год для нефтегазосборных трубопроводов и газопроводов 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 ингибиции 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 газопроводов, и 1 мм для реагентопроводов, метанолопроводов и трубопровода для подачи газа на дежурную горелку.

Расчетная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- за минимальную расчетную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;
- за максимальную расчетную 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 и газопроводов приняты трубы из стали группы 4 класса прочности К52 ТТТ 01.02.04-01. Данная сталь содержит хром на уровне 1%, обладает низким уровнем загрязнений неметаллическими включениями, мелкозернистую структуру и высокие требования к структурному состоянию, чем в большей степени и определяется удовлетворительная стойкость к общей и язвенной коррозии и малое количество отказов по причине коррозии;
- для трубопровода реагента, метанола приняты трубы из стали группы 2 класса прочности К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для трубопроводов DN25 приняты трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С.

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

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

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;

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

Значение эквивалента углерода $C_{\text{экв}}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $P_{\text{с.м.}}$, 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 КСУ не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C;
- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах КСУ не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60°C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах КСВ 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 КСВ не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60 °C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.4.3 Крепежные детали

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

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

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

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

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

2.4.5 Опоры трубопроводов

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

- Для трубопроводов $DN < 50$ – тавровые хомутовые;
- Для трубопроводов $DN \geq 50$ – корпусные хомутовые.

2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

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

2.5.1 Исходные данные

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

Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °C	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от нефтяной скважины до клапана-отсекателя	16,0	-20...+9	–	0,01... 0,08
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от нефтяной скважины после клапана-отсекателя до ЗУ	6,3	-30...+9	–	0,01... 0,08
100	Б(а), I	Выкидной трубопровод от газовой скважины до газосборного трубопровода	16,0	-17...+1	–	0,084... 0,085
25	A(б), I	Трубопровод подачи метанола от границы куста к скважинам	16,0	-61...+32	–	–
50						
250	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от ЗУ до камеры запуска СОД	6,3	-30...+9	–	0,01... 0,08
50	A(б), II	Дренажный трубопровод от ЗУ в дренажную емкость	1,6	-41...+13,2	–	0,01... 0,08
100						
25	A(б), I	Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в НГСТ	6,3	-30,0...+36,4	–	–
100	A(б), I	Трубопровод закачки ингибитора коррозии от передвижной техники в БДР	1,6	-30,0...+36,4	–	–
50	A(б), II	Дренажный трубопровод от БДР в передвижную емкость	1,6	-30,0...+36,4	–	–
50	A(б), II	Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД в дренажную емкость ЕД	1,6	-41,0...+13,2	–	0,01... 0,08
250	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от камеры запуска СОД до камеры приема СОД	6,3	-25...+3	–	0,01... 0,08

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °C	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
200	Б(а), I	Газосборный трубопровод от скважин до камеры запуска СОД	16,0	-17...+1	—	0,084... 0,085
200	Б(а), I	Газосборный трубопровод от камеры запуска СОД до границы куста	16,0	-17...+1	—	0,084... 0,085
100	Б(а), I	Трубопровод сброса газа из камеры запуска СОД в факельный коллектор	16,0	-23...+0	—	0,084... 0,085
100	А(б), I	Трубопровод сброса газа из газосборного трубопровода в факельный коллектор	16,0	-23...+0	—	0,084... 0,085
50	А(б), I	Трубопроводы обвязки камеры запуска СОД КП5-К3-001	6,3	-30...+9	—	0,01... 0,08
100						
50	А(б), I	Трубопроводы обвязки камеры запуска СОД КП5-К3-002	16,0	-17...+1	—	0,084
100						
100	А(б), I	Факельный коллектор на ГФУ	16,0	-30...+9	—	0,07... 0,08
65	А(б), I	Трубопроводы обвязки исследовательского сепаратора	16,0	-30...+9	—	0,07... 0,08
100						
25	Б(а), II	Трубопровод для подачи газа на дежурную горелку	1,6	-35,0...+36,4	—	—

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 Расчет 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	$[\sigma]$, МПа	δ , %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	c_1	c_2	Отбраковочная [s]	Толщина с прибавкой на коррозию	Номинальная толщина
32	1,6	176,67	10,0	0,14	0,40	1	1,50	2,50	4
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	1,6	195,83	12,5	0,23	0,75	1	1,50	2,50	6
57	16,0	195,83	12,5	2,24	0,75	1	2,99	3,99	6
57	1,6	212,50	12,5	0,21	0,75	2	1,50	3,50	6
57	6,3	212,50	12,5	0,83	0,75	2	1,58	3,58	6
57	16,0	212,50	12,5	2,07	0,75	2	2,82	4,82	6

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
76	16,0	212,50	12,5	2,76	1,00	2	3,76	5,76	8
114	1,6	195,83	12,5	0,46	0,75	1	2,0	3,00	6
114	1,6	212,50	12,5	0,43	0,75	2	2,0	4,00	6
114	6,3	212,50	12,5	1,67	0,75	2	2,42	4,42	6
114	16,0	212,50	12,5	4,14	1,25	2	5,39	7,39	10
219	16,0	212,50	10,0	7,95	1,20	2	9,15	11,15	12
273	6,3	212,50	10,0	3,99	0,80	2	4,79	6,79	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	1,6	265	470	0,4	0,14	1,5	0,05	42
32	4	6,3	265	470	0,4	0,56	1,5	0,05	42
32	4	16,0	265	470	0,4	1,39	1,5	0,05	42
57	6	1,6	338	470	0,75	0,23	1,5	0,05	75
57	6	16,0	338	470	0,75	2,24	1,5	0,05	60
57	6	1,6	372	510	0,75	0,21	1,5	0,1	37
57	6	6,3	372	510	0,75	0,83	1,5	0,1	37
57	6	16,0	372	510	0,75	2,07	1,5	0,1	31
76	8	16,0	372	510	1,00	2,76	2,0	0,1	42
114	6	1,6	338	470	0,75	0,46	2,0	0,05	65

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
114	6	1,6	372	510	0,75	0,43	2,0	0,1	32
114	6	6,3	372	510	0,75	1,67	2,0	0,1	32
114	10	16,0	372	510	1,25	4,14	2,0	0,1	46
219	12	16,0	372	510	1,20	7,95	2,5	0,1	28
273	8	6,3	372	510	0,80	3,99	3,0	0,1	32

*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 принятого 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, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал
Выкидной трубопровод от нефтяной скважины до клапана-отсекателя (надземно)	100	16,0	-20...+9	A(б), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Выкидной трубопровод от нефтяной скважины после клапана-отсекателя до ЗУ (надземно/подземно)	100	6,3	-30...+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 5.0)
Выкидной трубопровод от газовой скважины до газосборного трубопровода (надземно)	100	16,0	-17...+1	Б(а), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Трубопровод подачи метанола от границы куста к скважинам (надземно)	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
	50				57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Нефтегазосборный трубопровод от ЗУ до камеры запуска СОД (надземно/подземно)	250	6,3	-30...+9	A(б), I	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Дренажный трубопровод от ЗУ в дренажную емкость (надземно/подземно)	50	1,6	-41...+13,2	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×6	
Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в НГСТ (надземно)	25	6,3	-30...+36,4	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 (надземно)	100	1,6	-30...+36,4	A(б), I	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Дренажный трубопровод от БДР в передвижную емкость (надземно)	50	1,6	-30...+36,4	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД в дренажную емкость ЕД (надземно/подземно)	50	1,6	-41...+13,2	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Нефтегазосборный трубопровод от камеры запуска СОД до камеры приема СОД (надземно/подземно)	250	6,3	-25...+3	A(б), I	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Газосборный трубопровод от скважин до камеры запуска СОД (надземно)	200	16,0	-17...+1	Б(а), I	219×12	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Газосборный трубопровод от камеры запуска СОД до границы куста (надземно/подземно)	200	16,0	-17...+1	Б(а), I	219×12	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод сброса газа из камеры запуска СОД в факельный коллектор (надземно)	100	16,0	-23...+0	Б(а), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод сброса газа из газосборного трубопровода в факельный коллектор (надземно)	100	16,0	-23...+0	Б(а), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопроводы обвязки камеры запуска СОД КП5-КЗ-001 (надземно)	50	6,3	-30...+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 5.0)
	100				114×6	
Трубопроводы обвязки камеры запуска СОД КП5-КЗ-002 (надземно)	50	16,0	-17...+1	Б(а), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×10	
Факельный коллектор на ГФУ (надземно)	100	16,0	-30...+9	A(б), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопроводы обвязки исследовательского сепаратора (надземно)	65	16,0	-30...+9	A(б), I	76×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×10	

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Трубопровод для подачи газа на дежурную горелку (надземно)	25	1,6	-35...+36,4	Б(а), II	32×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75

2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

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

Типы сварочных швов должны соответствовать:

- для сварки труб – ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
- для сварки металлоконструкций – ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

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

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

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

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

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

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

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

Контроль сварных соединений технологических трубопроводов выполняется в соответствии с разделом 12.3 ГОСТ 32569-2013. Объем неразрушающего контроля сварных соединений принимается согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категории трубопровода. Неразрушающий контроль сварных соединений выполняется радиографическим (РД) или ультразвуковым методом (УЗД), конкретный метод контроля (РД, УЗД или оба в сочетании) выбирается организацией выполняющей контроль, с целью более полного и точного выявления дефектов конкретного сварного шва. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

2.7 Антикоррозионные покрытия

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

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

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

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

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

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

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – один слой толщиной 60 мкм;
- акрил-уретановая эмаль стойкая к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 60 мкм.

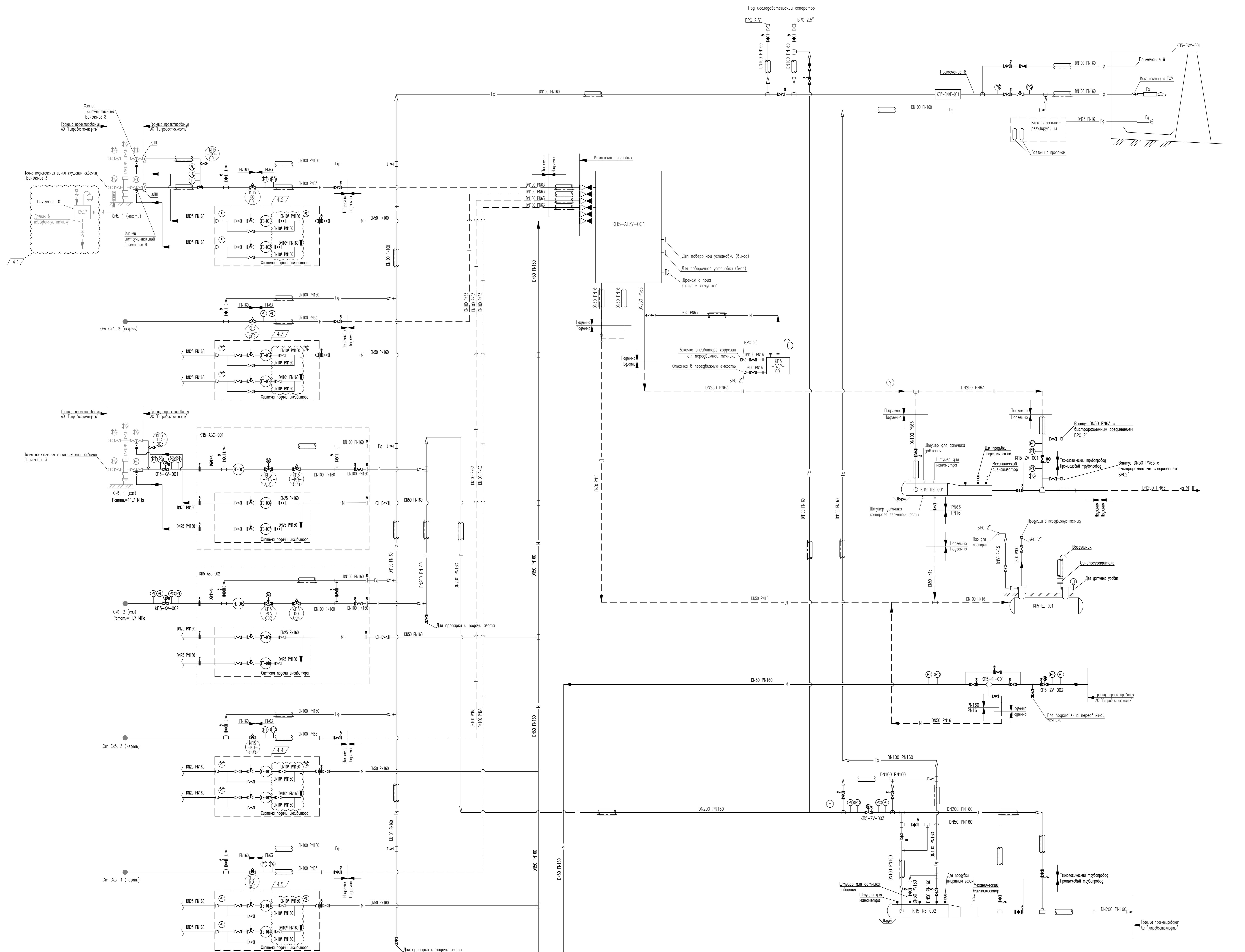
Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры с теплоизоляцией в полевых условиях применить следующую систему покрытий общей толщиной 200 мкм:

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

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

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

Контроль покрытий 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.



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

ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Задвижка штурвальная типа ЗМС фланцевая с ручным приводом
	Задвижка штурвальная типа ЗМС фланцевая с электроприводом
	Клапан регулирующий с электроприводом
	Клапан регулирующий с ручным приводом
	Клапан обратный устьевой незамерзающий
	Пробоотборник вентильного типа с отборной трубкой
	Задвижка дисковая штуцерная (ЗДШ)
	Клапан-отсекатель с электромагнитным дублером
	Клапан обратный фланцевый
	Устройство ввода реагента
	Огнепреградитель
Т Т	Штуцер/штуцер с ответным фланцем
▷	Переход
	Тройник с решеткой
	Тройник
	Быстроразъемное соединение
	Заглушка эллиптическая
	Обтюратор
(PG)	Манометр
(PT)	Датчик давления
(TG)	Термометр
(TI)	Датчик температуры
(FE)	Счетчик газа/жидкости
(Y)	Узел контроля коррозии (гравиметрический метод)
(zs)	Сигнализатор прохождения снаряда диагностики
	Элемент фильтрующий
	Кран шаровой фланцевый с ручным приводом
	Кран шаровой фланцевый с электроприводом

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание	
иционное означение				
ПО-001...006	Пробоотборник вентильного типа с отборной трубкой	6	DN25 PN210	
КО-001...006	Клапан-отсекатель	6	DN100 PN160	
01...004, 006, 009...014	Расходомер (метанол)	12	DN25 PN160	
05, 008	Расходомер (газ)	2	DN100 PN160	
СИКГ-001	Системы измерений количества и показателей качества газа	1	DN100 PN160	
PCV-001, 002	Клапан регулирующий с электроприводом	2	DN100 PN160	
АГЗУ-001	Измерительная установка с многофазным расходомером	1	Qжмакс= 495,78м3/сум, Qгмакс=1067,127тыс.ст.м3/сум, Pрасч.=6,3 МПа	
БДР-001	Блок дозирования реагента (Ингибитор коррозии)	1	Объем технолог. емкости 4м3 Рнагн=6,3 МПа	
К3-001	Камера запуска СОД (нефть)	1	DN250 PN63	
К3-002	Камера запуска СОД (газ)	1	DN200 PN160	
ЕД-001	Емкость дренажная подземная (дренаж от КП5-АГЗУ-001 и КП5-К3-001)	1	V=8 м3; Pрасч=1,6 МПа	
ГФУ-001	Горизонтальная факельная установка с блоком управления	1	Qгмакс=43396,5ст.м3/ч ; Pрасч=16,0 МПа	
АБС-001, 002	Арматурный блок	2	PN160	
Ф-001	Фильтр сетчатый дренажный жидкостной	1	DN50 PN160	

- и скважинах куста предусматривается установка фонтанной арматуры марки АФК 6Э-80-65x21К1ХЛ. Нефтяные скважины 5001, 5002, 5003 имеют исполнение отвода фонтанной арматуры 65x21. На повышенных участках трубопроводов устанавливаются воздушники, на пониженных – спускники. На схеме условно не показаны.

Оборудование линий глушения скважин принадлежит специализированной подрядной организации, выполняющей работы по у充实ию скважин.

Хнологическая схема предусматривает сброс на ГФУ продукции только от одной скважины.

Необходимость размещения на факельном коллекторе факельного сепаратора для отделения нефти от сбрасываемого потока уточняется по результатам консультаций с Поставщиками ГФУ.

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

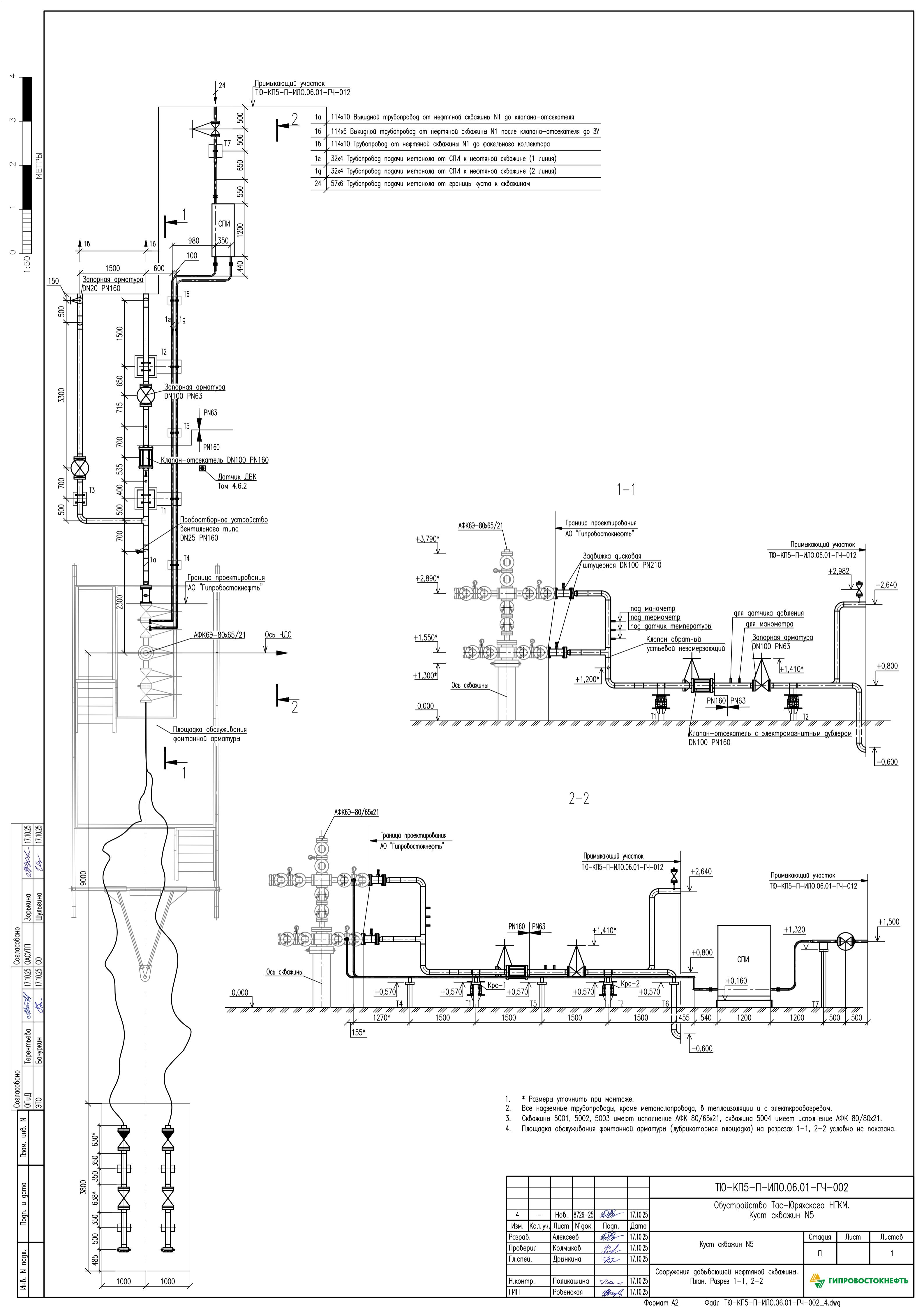
Порядок сборки линии от СПИ на АФК по ходу среты: (трубопровод DN25>>вентиль DN5мм>>трубка 3/8>>фитинг для крепления трубки 3/8) к инструментальному фланцу с резьбовой частью Rc 1/2.

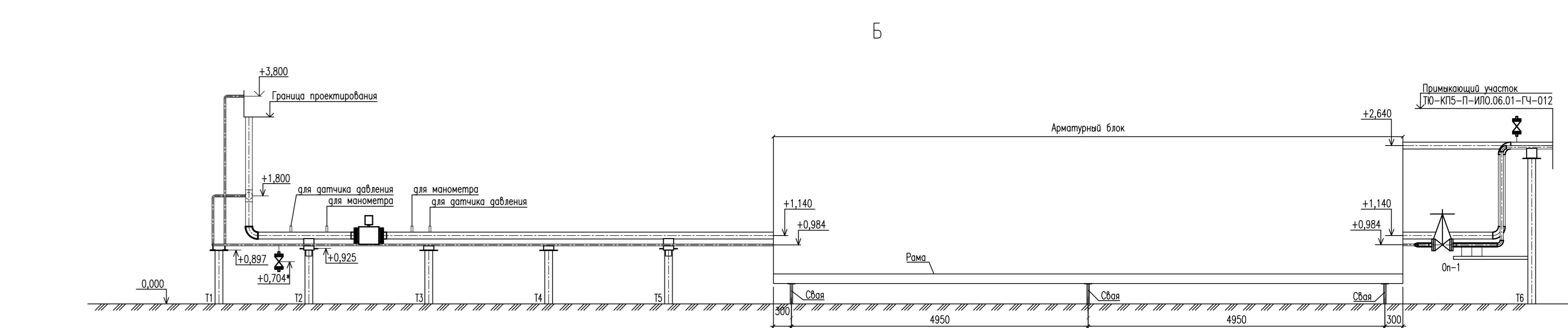
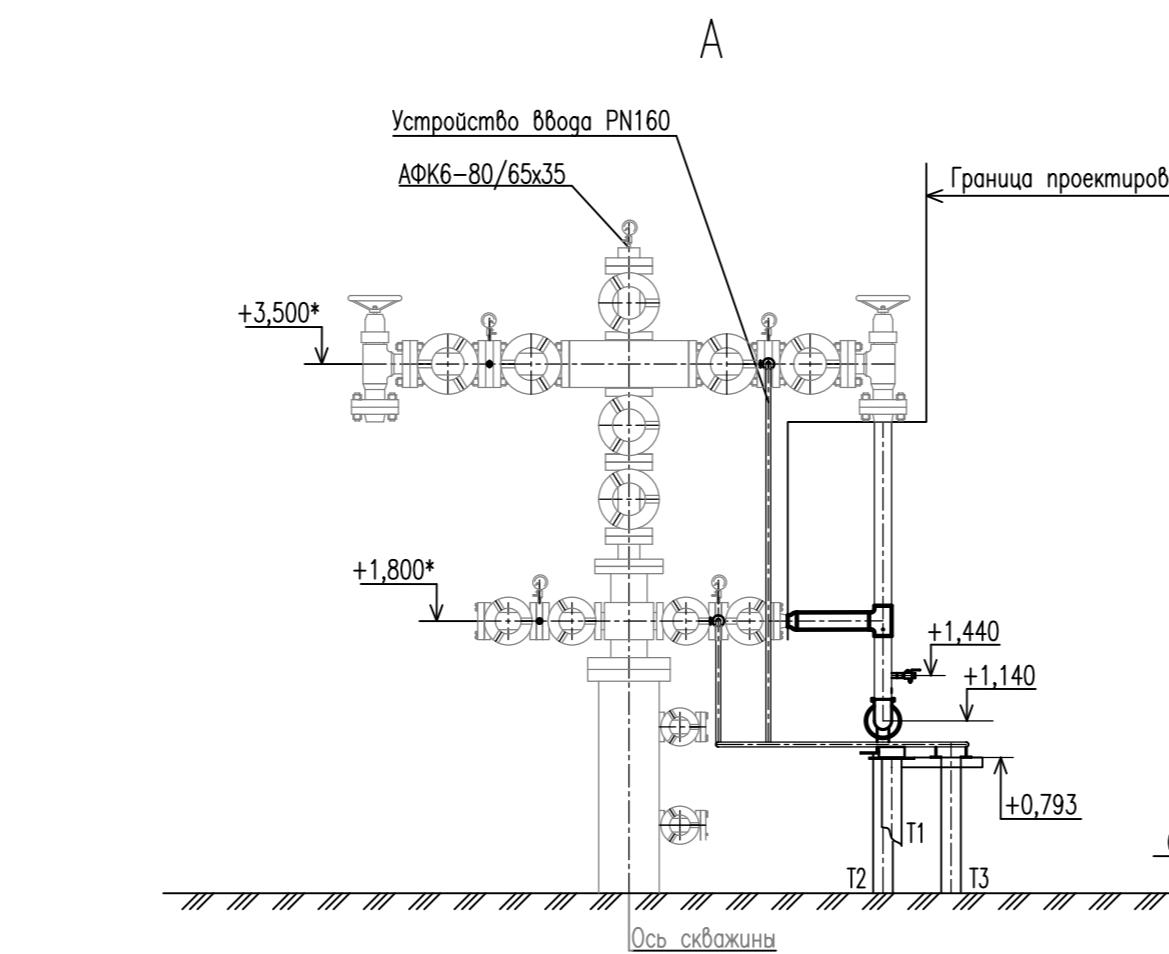
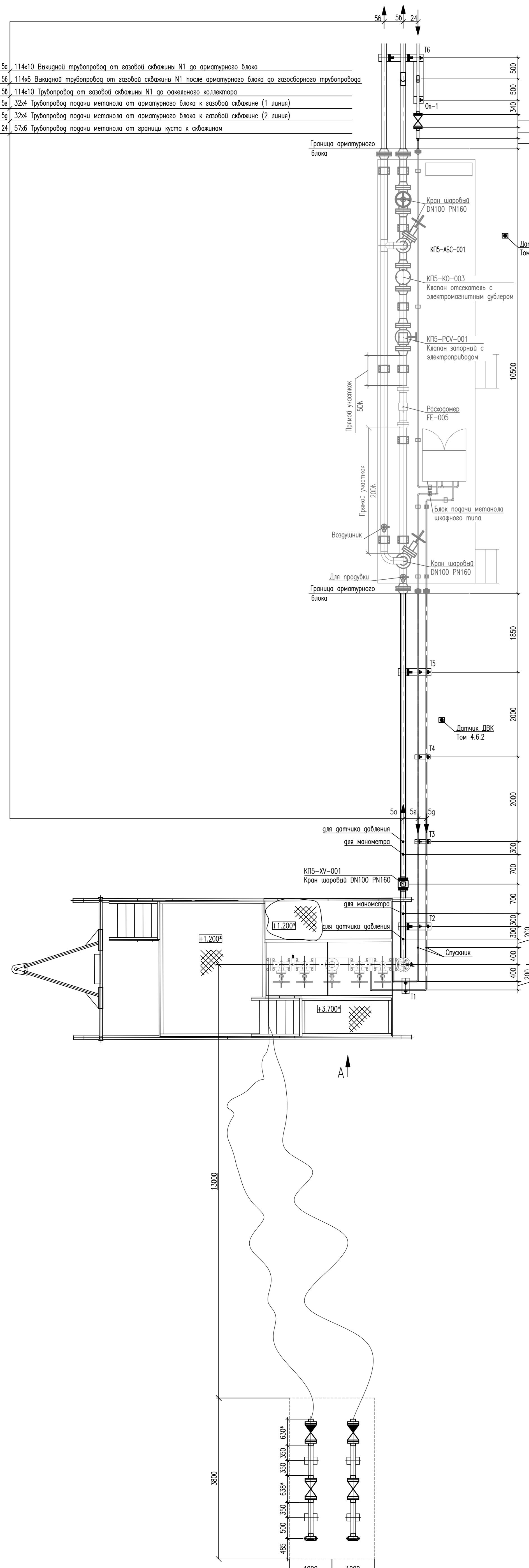
Сброс потока от скважин только после прохождения исследовательского сепаратора.

Положение сбросного трубопровода не должно оказывать негативного термического воздействия на горелку ГФУ при остановке потока газа.

Скважинная установка дозирования реагента закупается для КП10 и используется на Тас-Юряхском НГКМ, кусты скважин 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10.

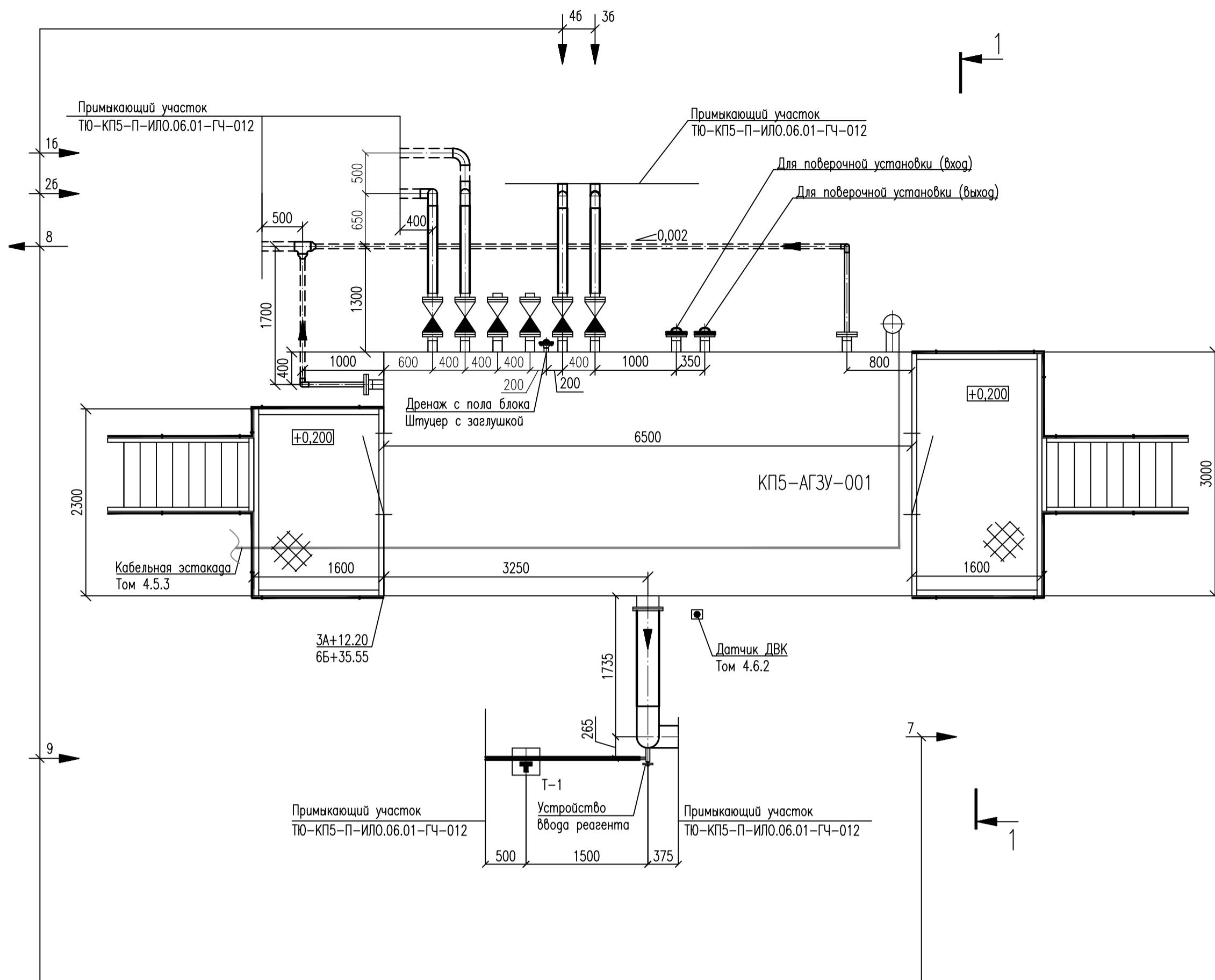
Уточнить на стадии ТКП.



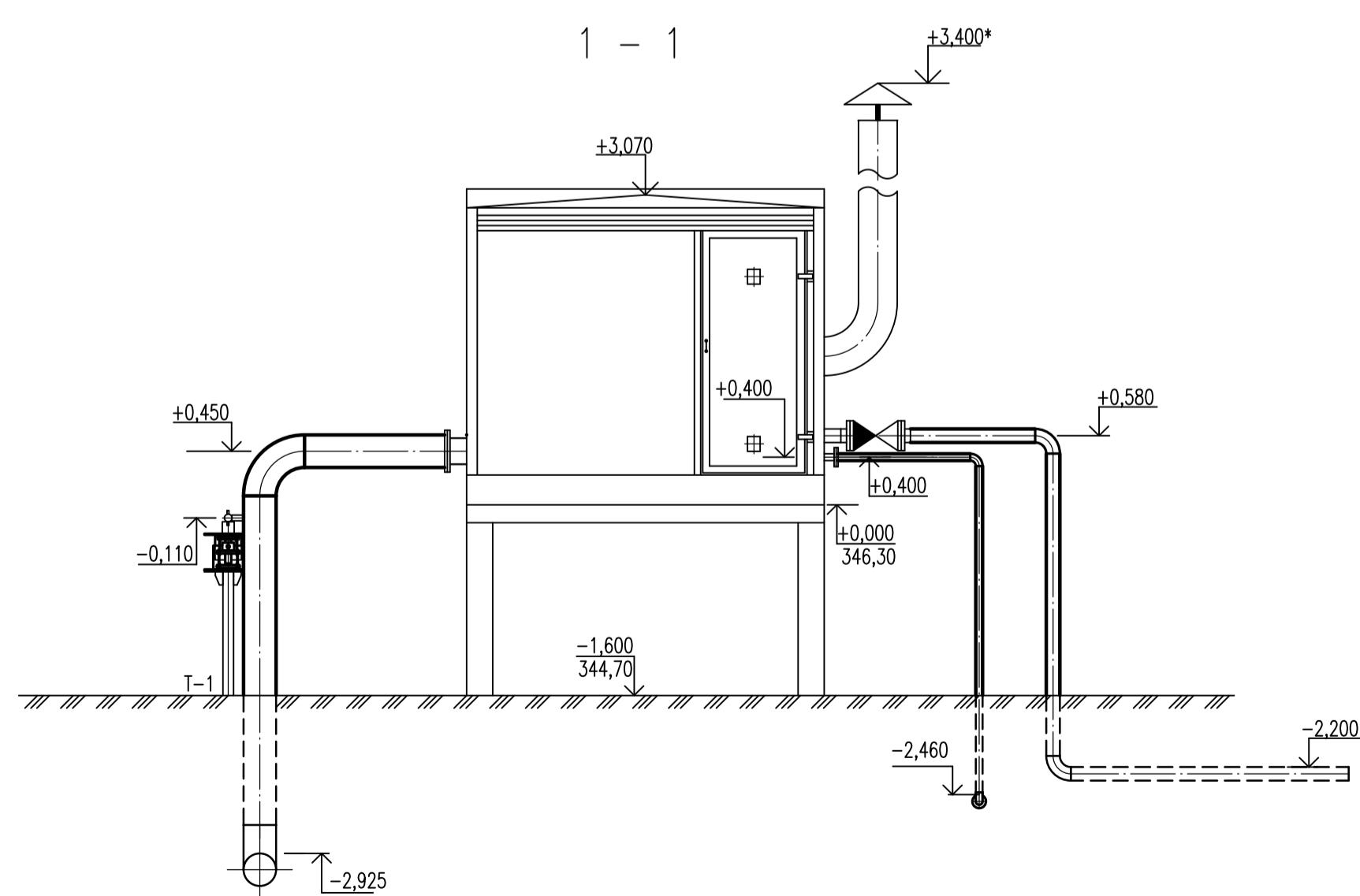


1. * Размер уточнить при монтаже.
2. Все трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции, кроме метанолопровода.
3. Площадка обслуживания на видах А,Б условно не показана.
4. Границей арматурного блока является фланец.

						ТЮ-КП5-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-003
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5
4	-	Нов.	8729-25		17.10.25	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Алексеев		17.10.25	Куст скважин N5	Стадия	Лист
Проверил	Колмыков		17.10.25		П	
Гл.спец.	Дрынкина		17.10.25			1
Н.контр.	Поликашина		17.10.25	Технологическая обвязка газовой скважины. План. Разрез 1-1		
ГИП	Р. 2		17.10.25		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	

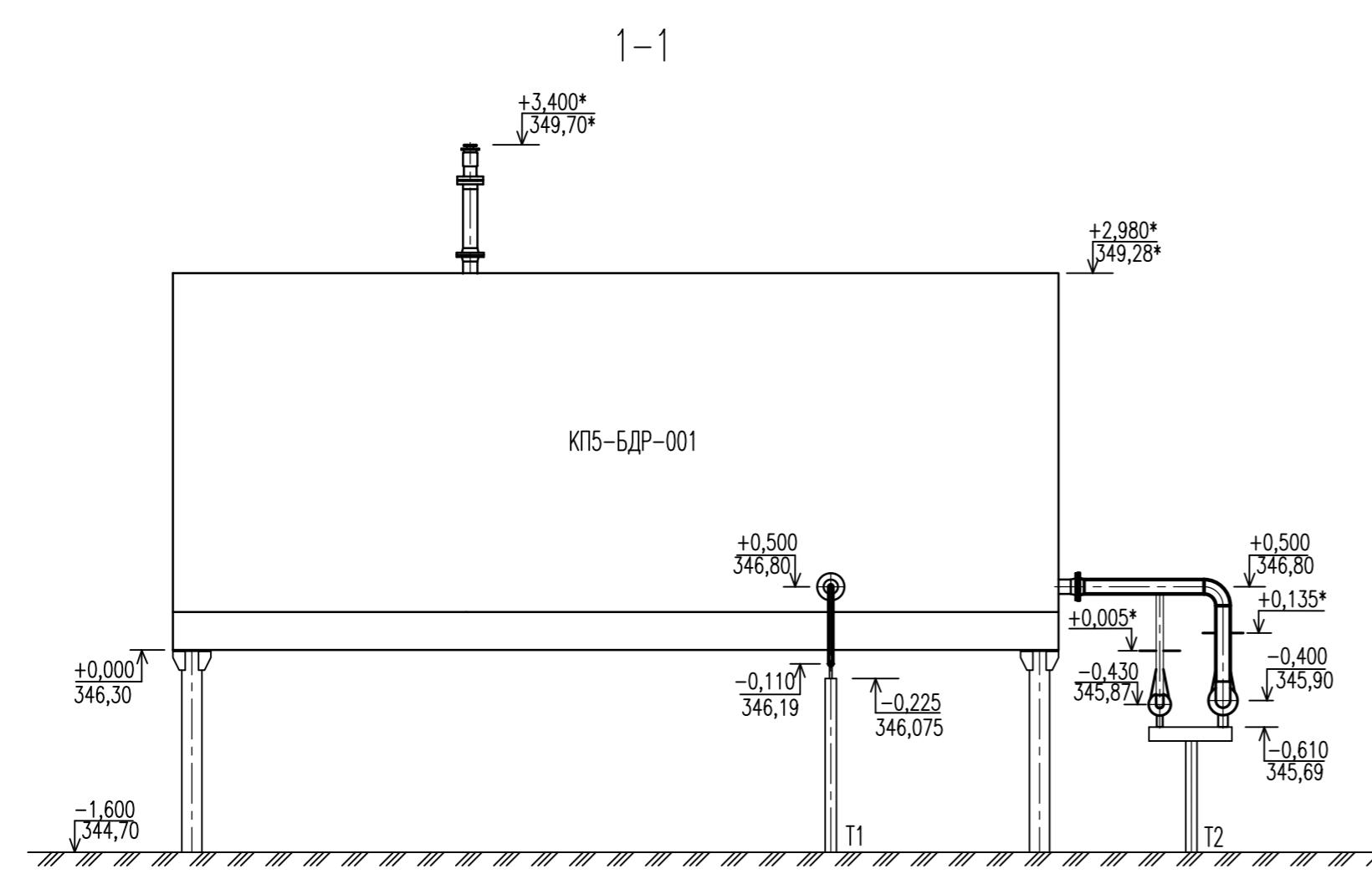
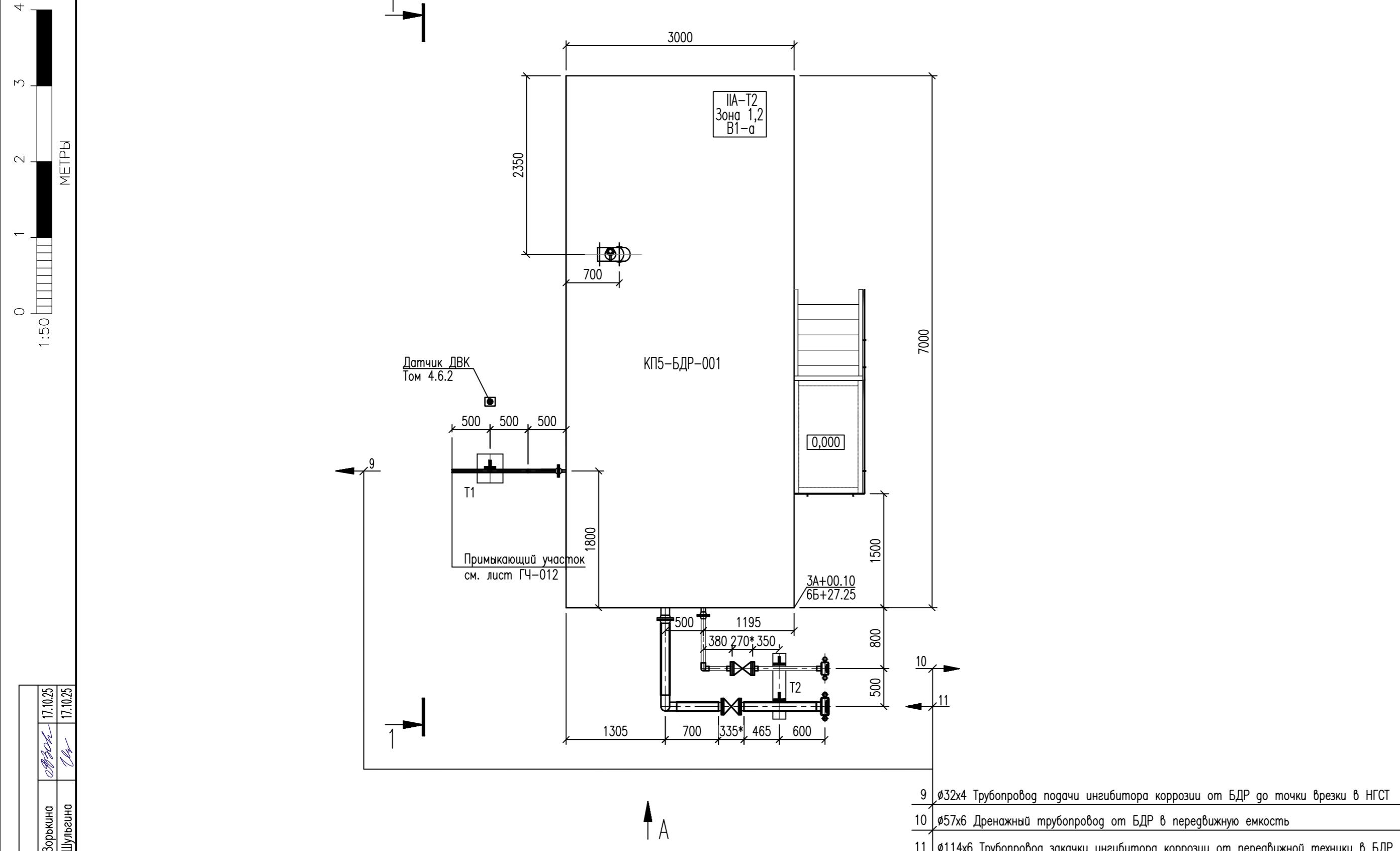


- 16 $\varnothing 114 \times 6$ Выкидной трубопровод от нефтяной скважины N1 после клапана-отсекателя до ЗУ
- 26 $\varnothing 114 \times 6$ Выкидной трубопровод от нефтяной скважины N2 после клапана-отсекателя до ЗУ
- 36 $\varnothing 114 \times 6$ Выкидной трубопровод от нефтяной скважины N3 после клапана-отсекателя до ЗУ
- 46 $\varnothing 114 \times 6$ Выкидной трубопровод от нефтяной скважины N4 после клапана-отсекателя до ЗУ
- 7 $\varnothing 273 \times 8$ Нефтегазосборный трубопровод от ЗУ до камеры запуска СОД
- 8 $\varnothing 114 \times 6$ Дренажный трубопровод от ЗУ в дренажную емкость
- 9 $\varnothing 32 \times 4$ Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в НГСТ



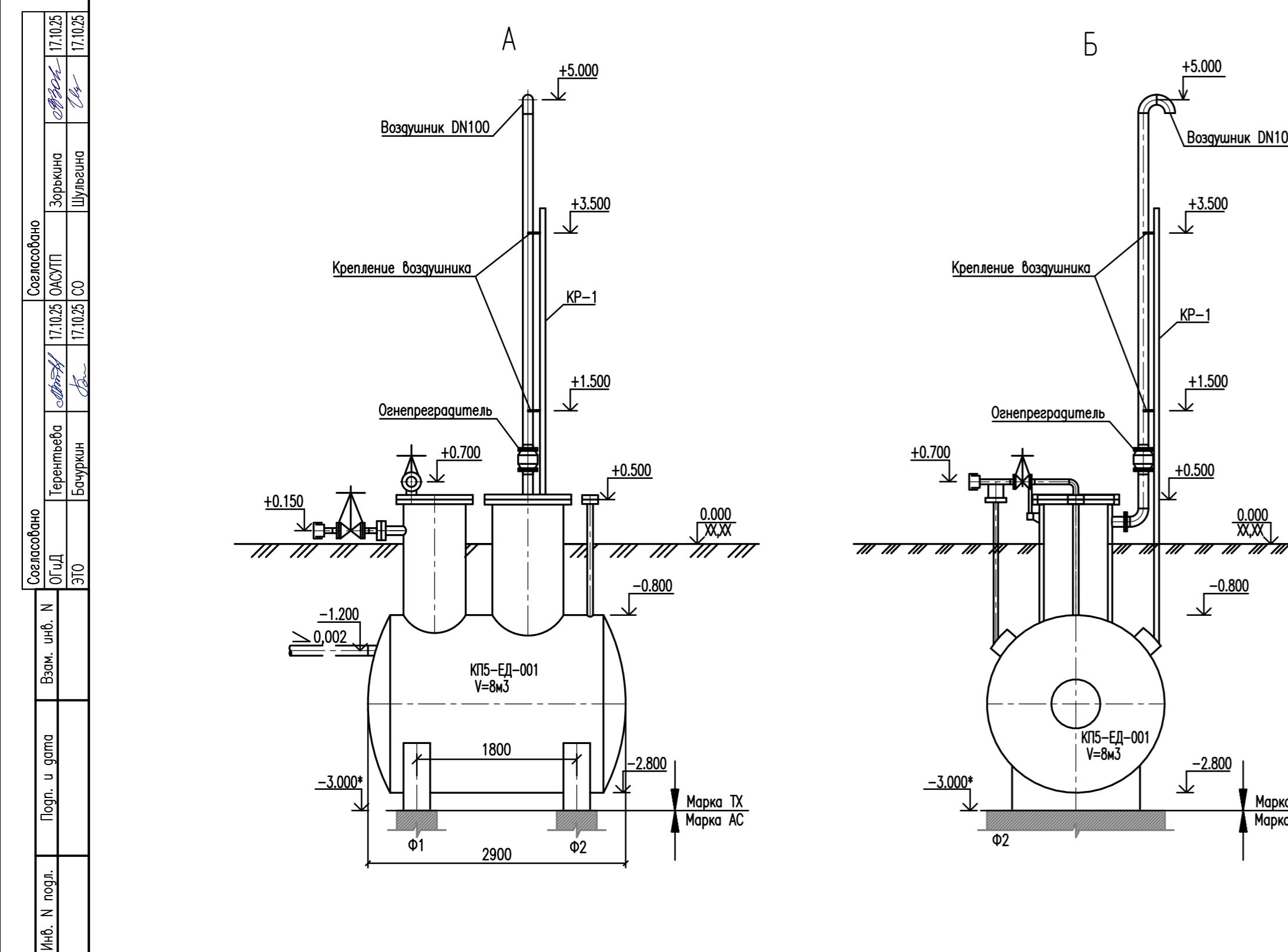
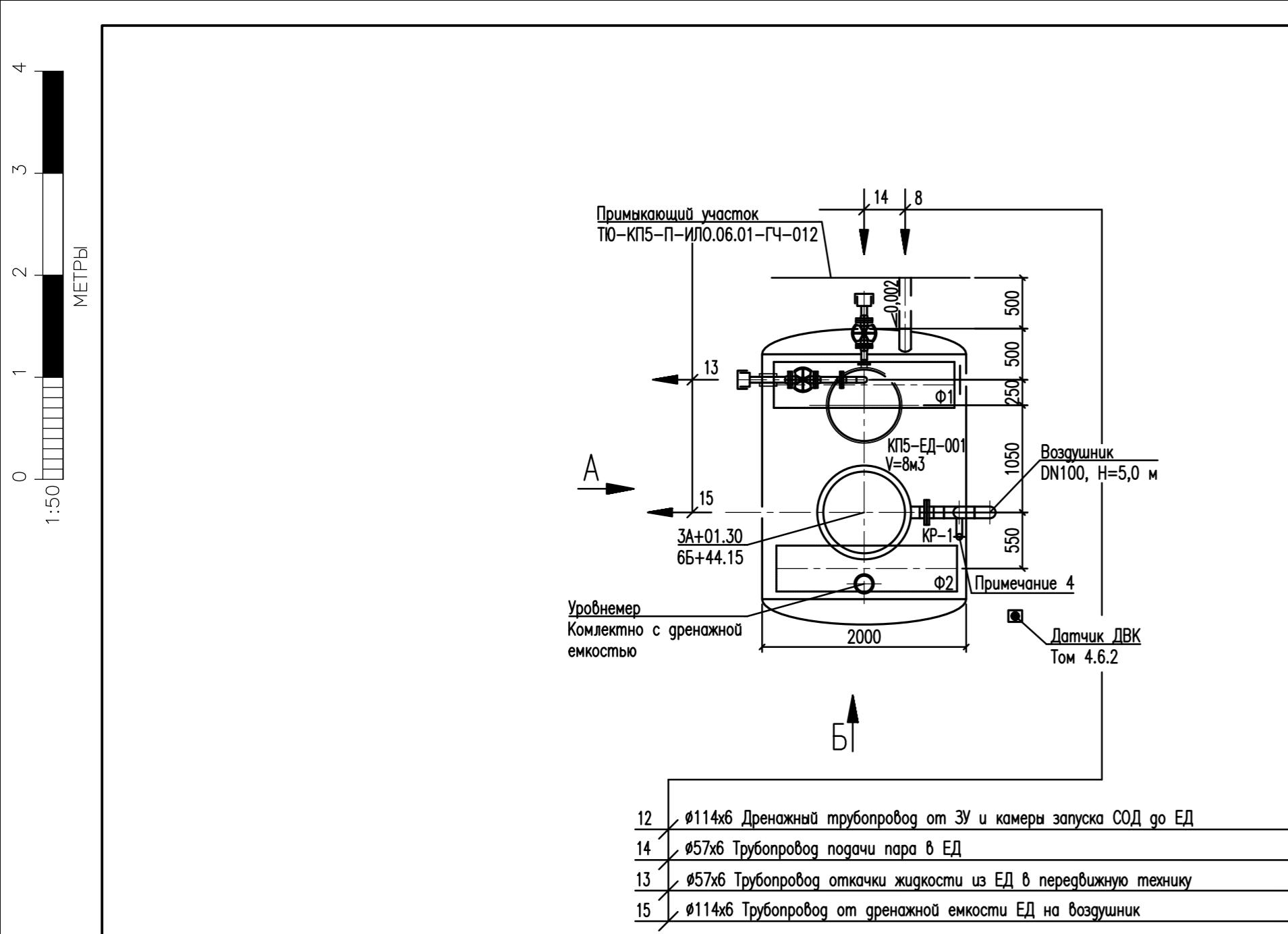
ТЮ-КП5-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-004					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5					
Куст скважин N5			Стадия	Лист	Листов
4	—	Нов. 8729-25	17.10.25		
Изм.	Кол.уч	Листм № док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Алексеев			17.10.25	
Проверил	Колмыков			17.10.25	
Гл.спец.	Дрынкина			17.10.25	
Н.контр.	Поликашина			17.10.25	
ГИП	Робенская			17.10.25	

- * Размер уточнить при монтаже.
- За 0,000 принята абсолютная отметка низа блока.
- Надземные выкидные трубопроводы подлежат теплоизоляции, надземные дренажные трубопроводы подлежат теплоизоляции и электрообогреву.
- Площадки обслуживания на разрезе условно не показаны.



1. * Размер уточнить при монтаже.
 2. Площадка обслуживания на виде А условно не показана.
 3. Опору 108-КХ-А21 доработать под трубопровод Ø114.

						ТЮ-КП5-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-005
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5
4	-	Нов.	8729-25		17.10.25	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Алексеев			17.10.25	Куст скважин N5	Стадия
Проверил	Колмыков			17.10.25		Лист
Гл.спец.	Дрынкина			17.10.25		Листов
Н.контр.	Поликашина			17.10.25	Блок дозирования реагента. План. Разрез 1-1	П
ГИП	Ровенская			17.10.25		1



- * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
- Расположение дренажной емкости V=8 м3 приведено на генеральном плане, марка ГП01.
- Трубопровод на свечу рассеивания теплоизолируется скруплами ППУ толщиной 100 мм с защитной оболочкой из оцинкованного листа толщиной 0,5 м. Материалы учтены в объеме поставки дренажной емкости.
- Стойка КР-1 идет в комплекте поставки с дренажной емкостью. Способ крепления стойки КР-1 разрабатывается поставщиком емкости.

ПЮ-КП5-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-006					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5					
Изм.	Ном.	Лист	Н.док.	Подп.	Дата
4	-	Нов.	8729-25	<i>А.Б.</i>	17.10.25
Изм.	Кол.уч.	Лист	Н.док.	Подп.	Дата
Разраб.	Алексеев			<i>А.Б.</i>	17.10.25
Проверил	Колмыков			<i>А.Б.</i>	17.10.25
Гл.спец.	Дрынкина			<i>А.Б.</i>	17.10.25
Н.контр.	Поликашина			<i>А.Б.</i>	17.10.25
ГИП	Ровенская			<i>А.Б.</i>	17.10.25

Куст скважин N5

Стадия

Лист

Листов

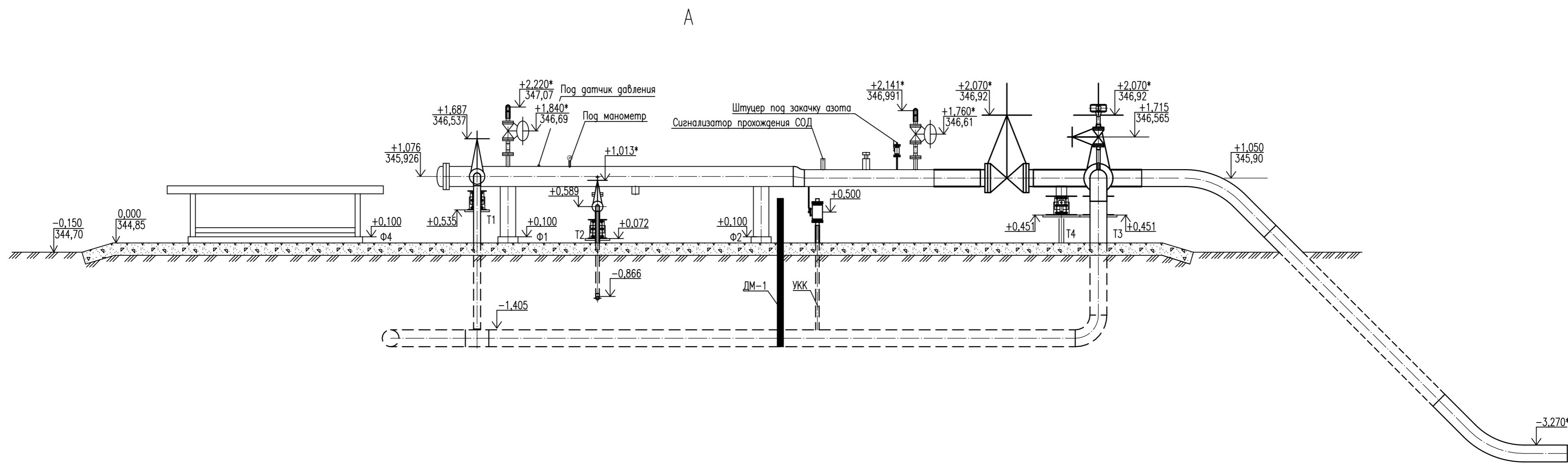
П

1

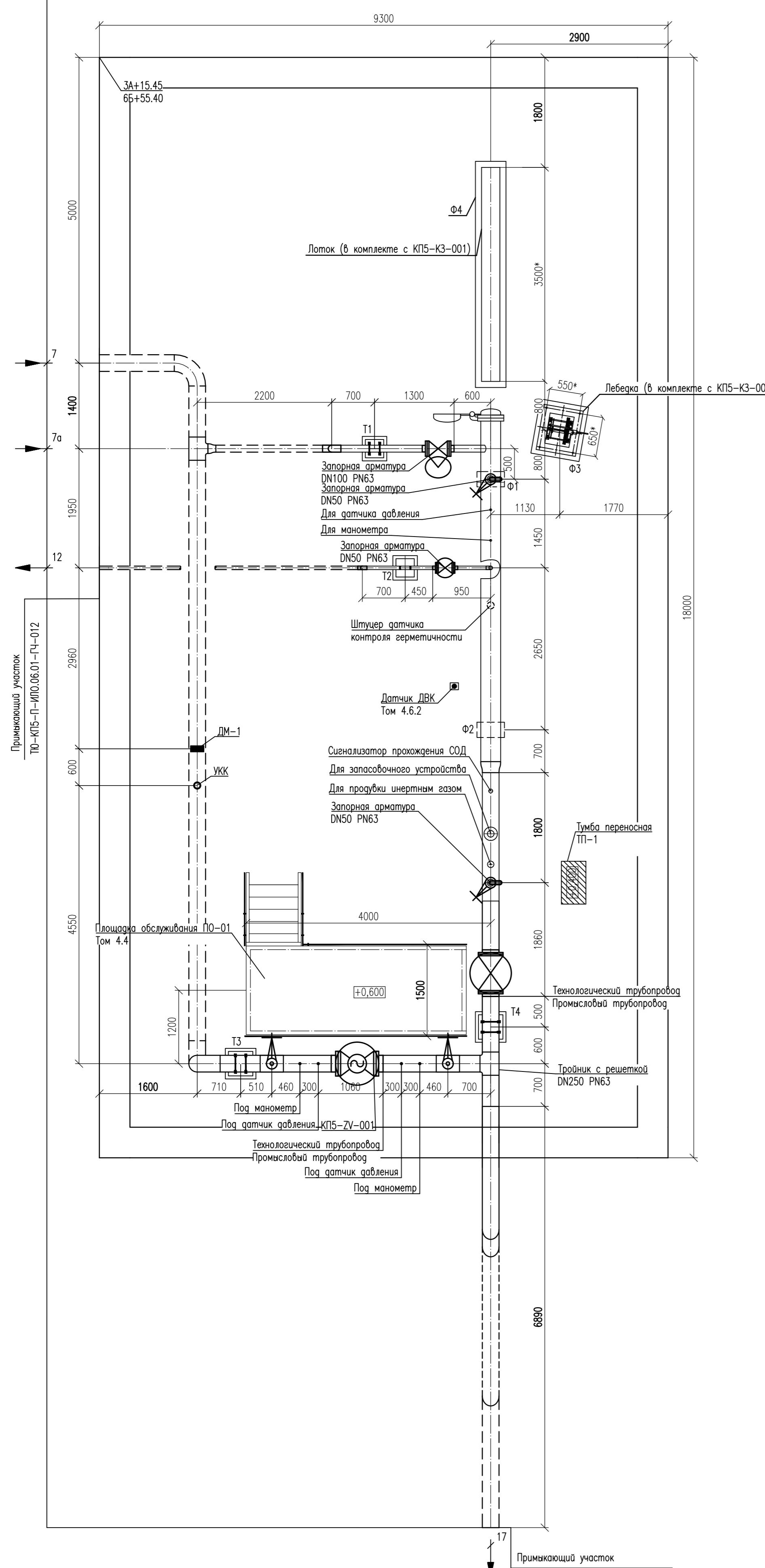
Подземная дренажная емкость V=8 м3.

План. Виды

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

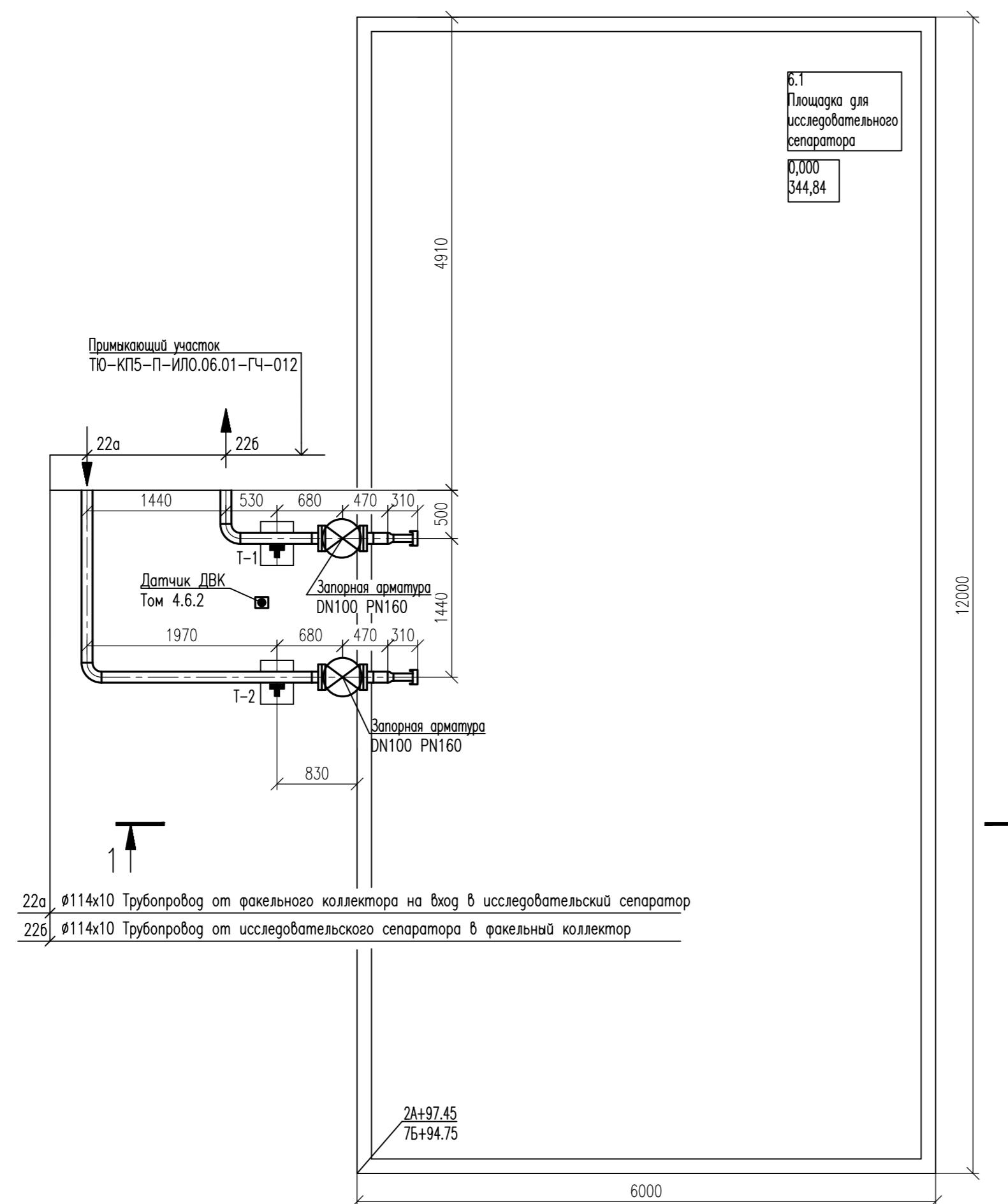


7	Ø273x8 Нефтегазосборный трубопровод от ЗУ до камеры запуска СОД
7а	Ø114x6 Нефтегазосборный трубопровод от линии 7 до камеры запуска СОД
12	Ø57x6 Дренаж от ЗУ и камеры запуска СОД до ЕД
17	Ø273x8 Нефтегазосборный трубопровод от камеры запуска СОД до камеры приема СОД



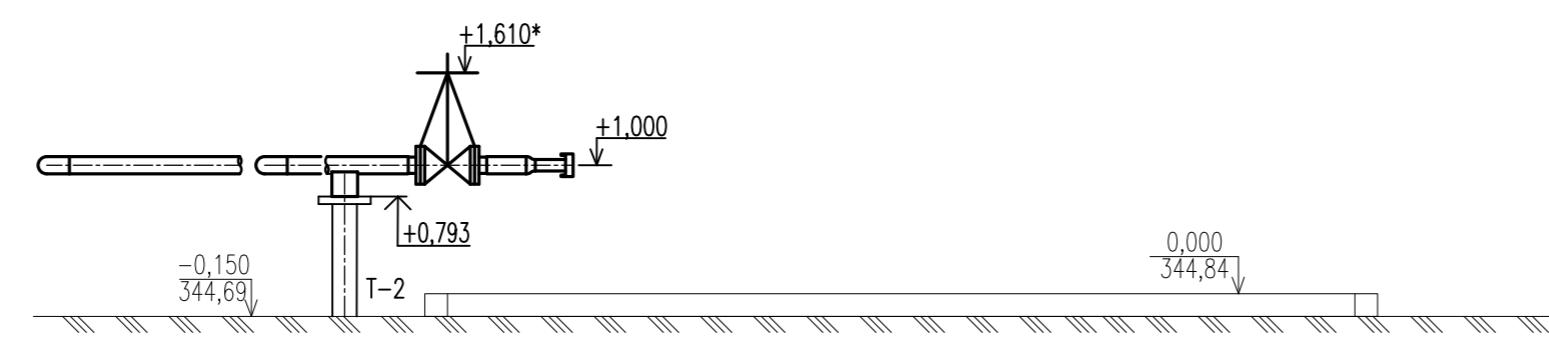
1. * Размеры и высотные отмечки уточнить при монтаже.
 2. Монтаж деформационных марок (ДМ) осуществить до засыпки трубопровода.
 3. Регулировку опор выполнять на основании данных деформационных марок на величину просадки.

						ТЮ-КП5-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-007
4	-	Но.в.	8729-25		17.10.25	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Алексеев			17.10.25	Куст скважин N5	Статгия
Проверил	Колмыков			17.10.25		Лист
Гл.спец.	Дрынкина			17.10.25		Листов
Н.контр.	Поликашина			17.10.25	Площадка узлов запуска СОД DN250 и отключающей арматуры для нефтегазосборного трубопровода.	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

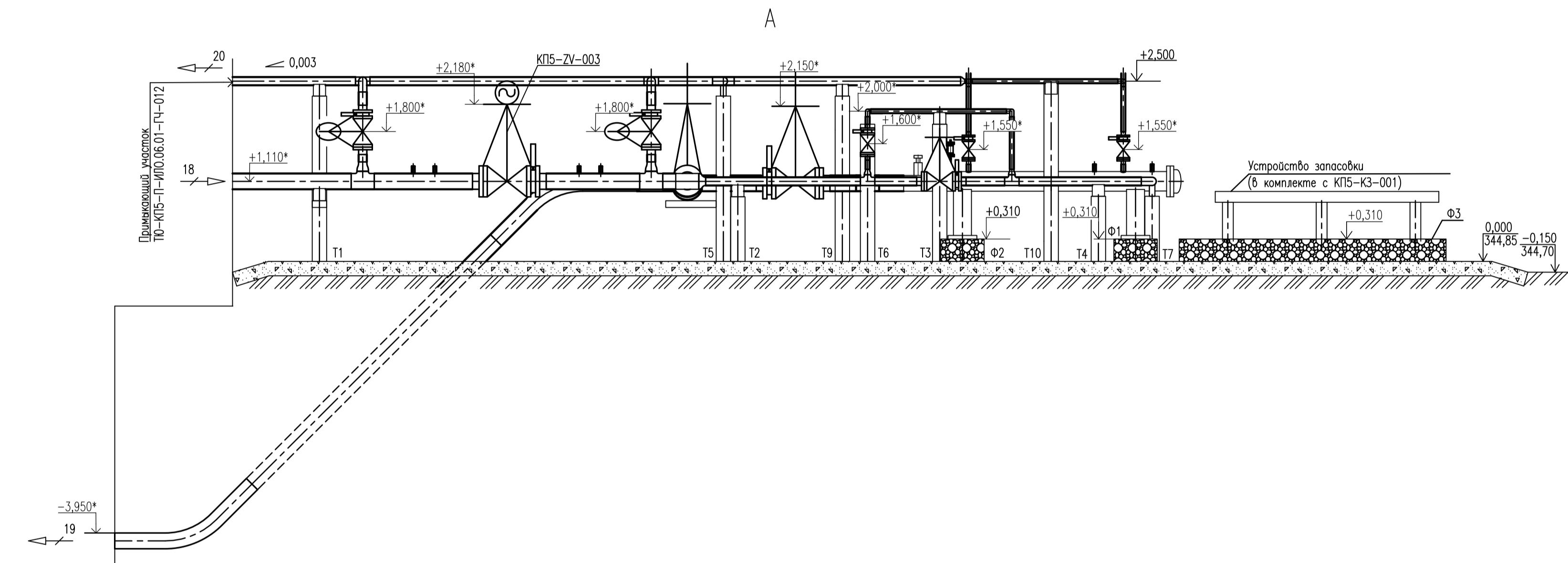
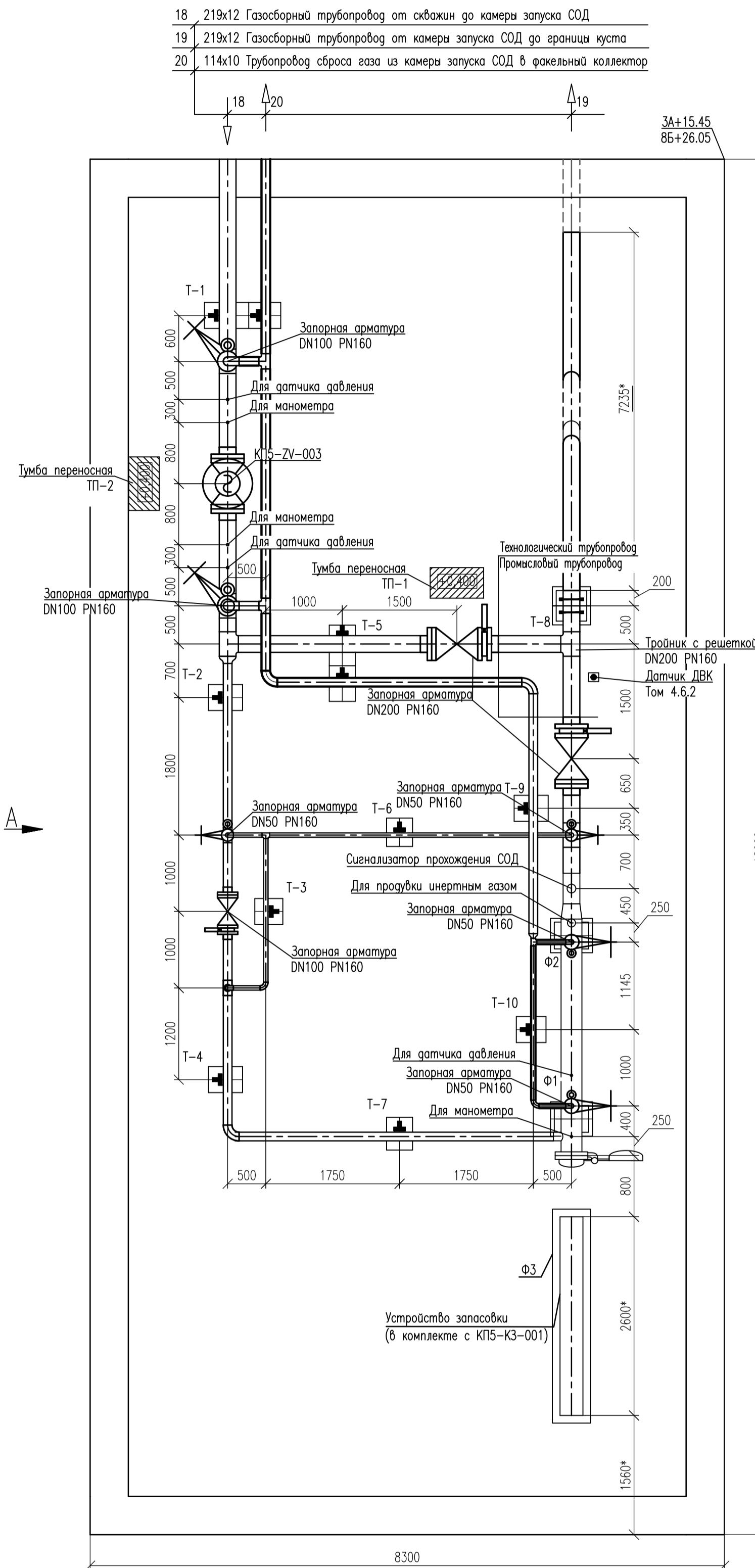


Инв. № подг.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Согласовано
		ОГД	Терентьев В.
ЭТД		Баурукин	17.10.25

1-1



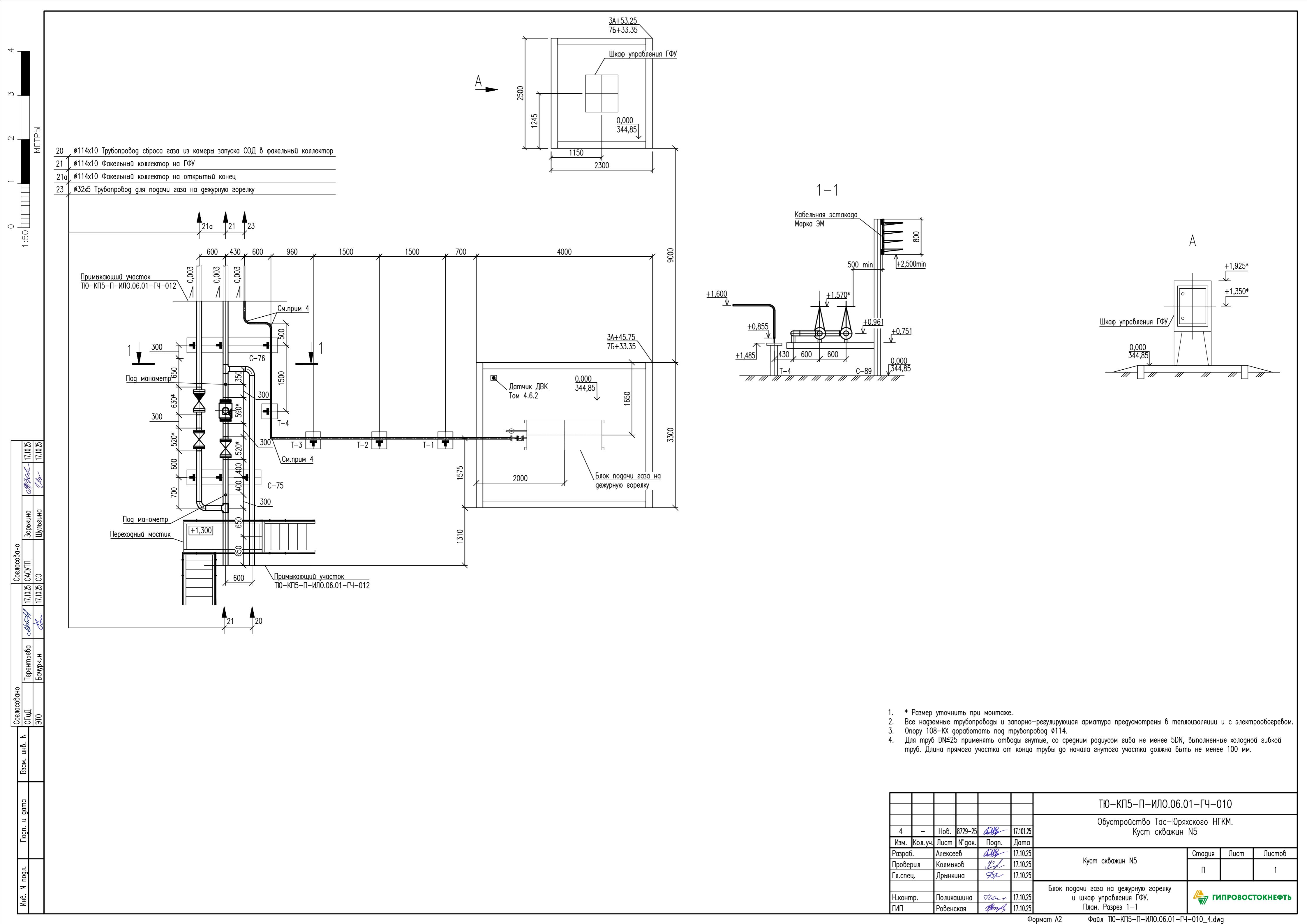
ТЮ-КП5-П-ИЛ0.06.01-ГЧ-008					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5					
4	-	Нов.	8729-25		17.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Алексеев				17.10.25
Проверил	Колмыков				17.10.25
Гл.спец.	Дрынкина				17.10.25
Н.контр.	Поликашина				17.10.25
ГИП	Ровенская				17.10.25
Площадка для исследовательского сепаратора. План. Разрез 1-1					

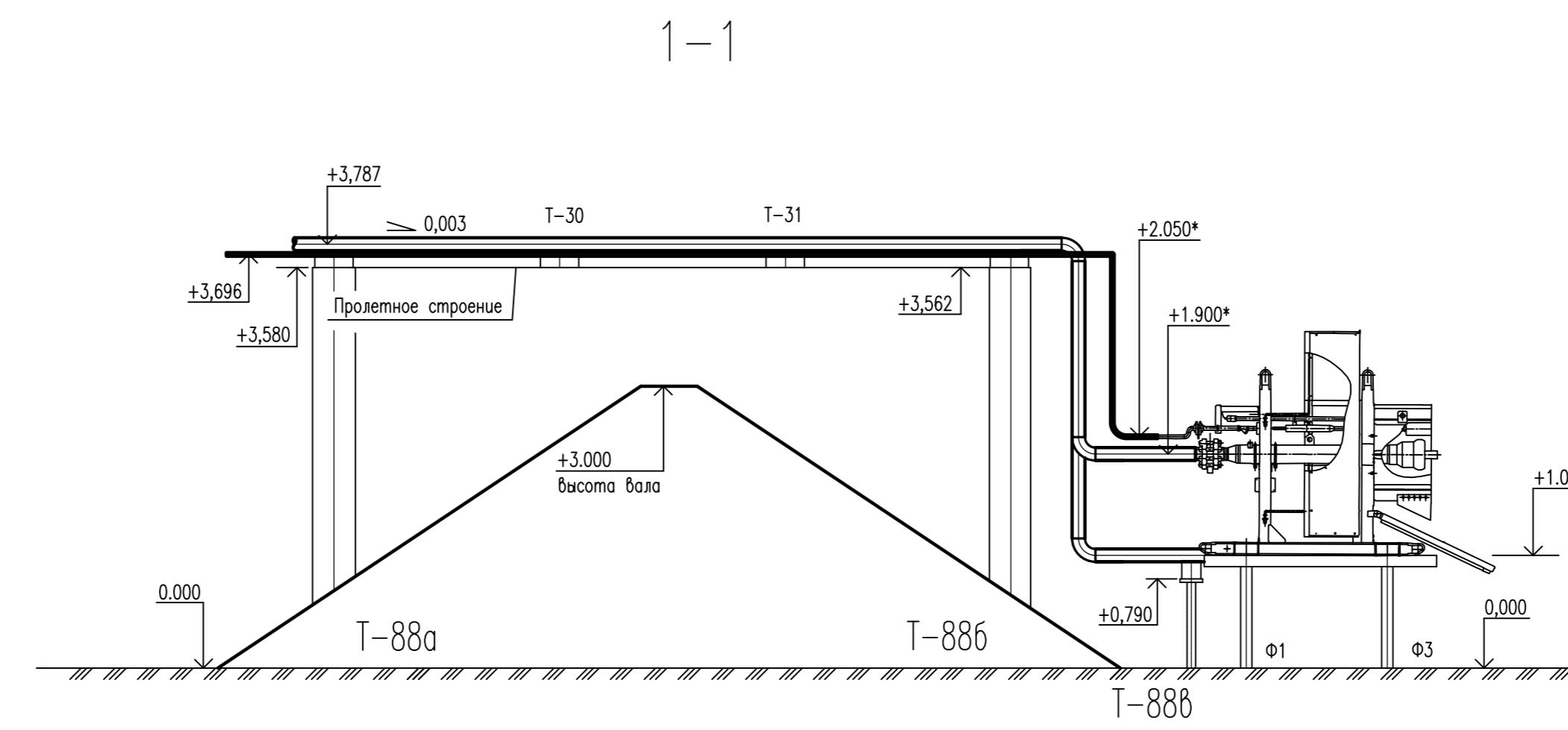
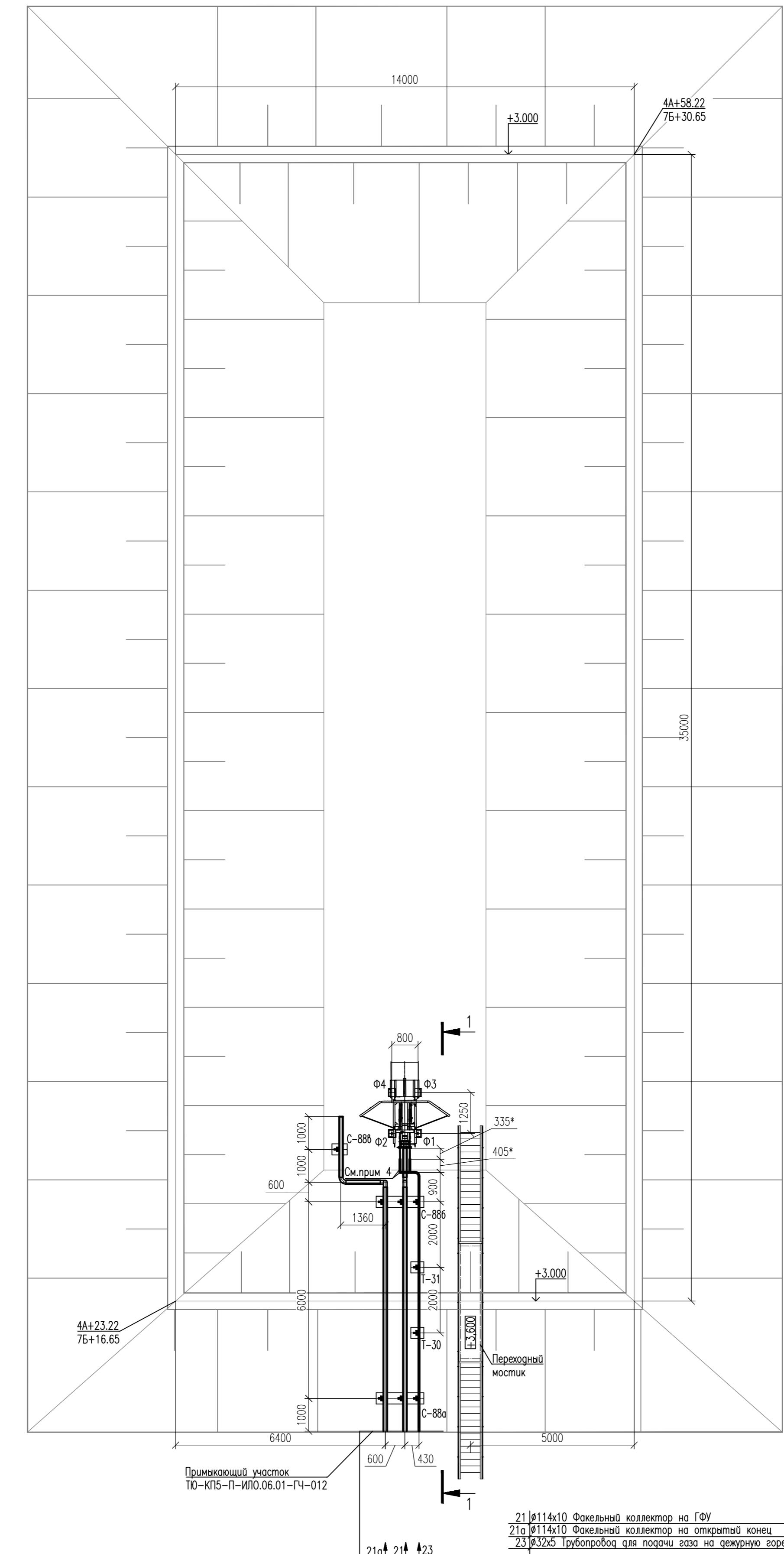


Инф. № подл.	Логн. и дата	Взам. инф. №	Состоитство	Терентьевба	17.10.25	ОАСУПП	Зорькина	17.10.25
ЭТО		ОГИД	Бауэркин	старший стаж	17.10.25	СО	Шульгина	Софья София

1. * Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
 2. Расположение площадки узла запуска СОД и отключающей арматуры на кусте скважин N5 приведено на генеральном плане, Том 4.2.
 3. Технические решения по строительным конструкциям для установки регулируемых оголовников и опор под трубопровод, фундаментных оснований для камеры запуска СОД, представлены в Томе 4.4.

						ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-009
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5
4	-	Нов.	8729-25		17.10.25	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Алексеев			17.10.25	Куст скважин N5	Стадия
Проверил	Колмыков			17.10.25		Лист
Гл.спец.	Дрынкина			17.10.25		Листов
					Площадка узлов запуска СОД DN200 и отключающей арматуры для газосборного трубопровода.	
Н.контр.	Поликашина			17.10.25	План. вид А	
ГИП	Ровенская			17.10.25		

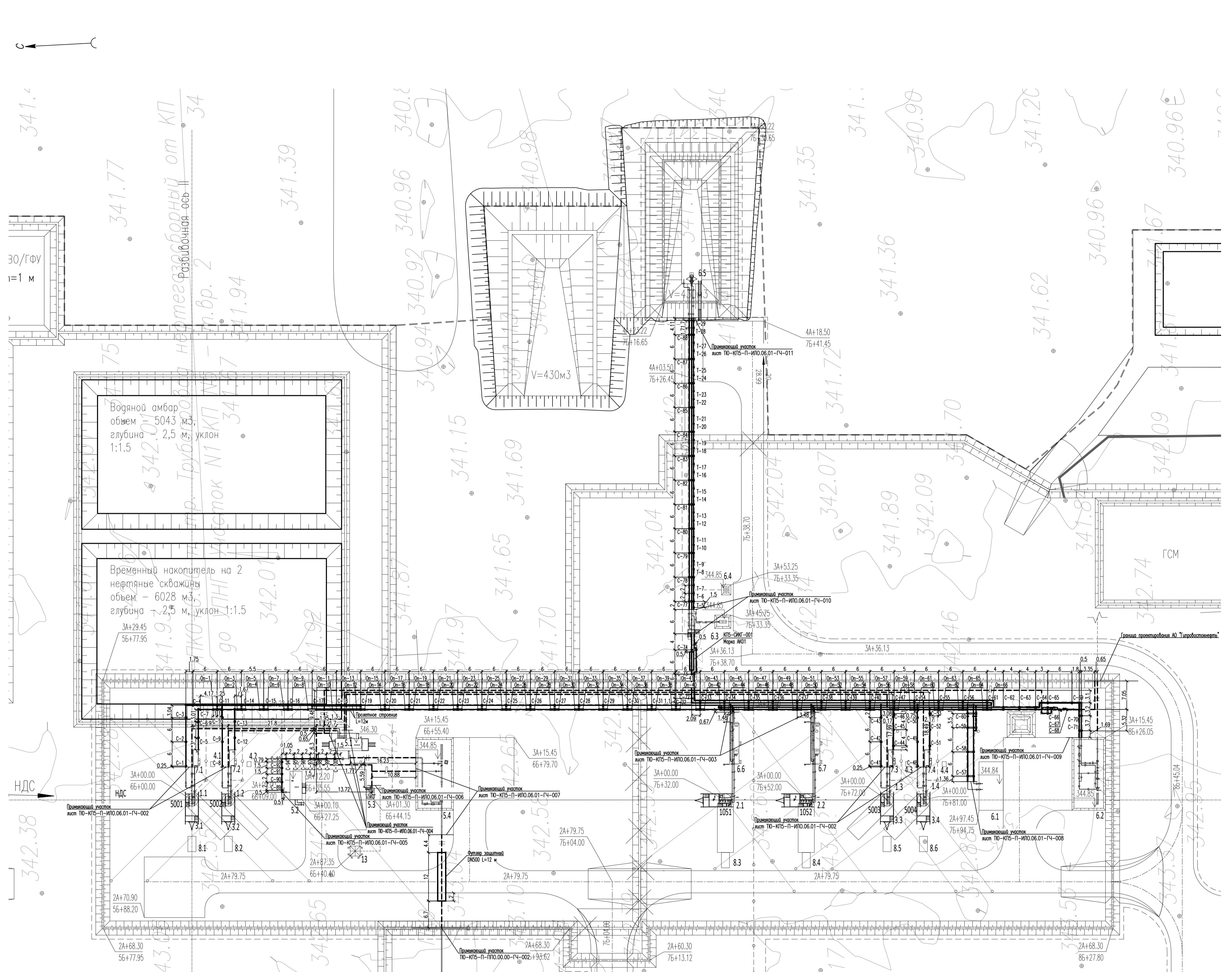




1. * Размер уточнить при монтаже.
2. Все надземные трубопроводы предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом.
3. Опоры 108-КХ доработать под трубопровод $\phi 114$.
4. Для труб $DN \leq 25$ применять отводы гнутые, со средним радиусом гиба не менее $5DN$, выполненные холодной гибкой труб. Длина прямого участка от конца трубы до начала гнутого участка должна быть не менее 100 мм.

					ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011		
					Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин N5		
4	-	Нов. 8729-25		17.10.25			
Изм.	Кол.уч.	Лист N° док.	Подп.	Дата			
Разраб.	Алексеев		17.10.25				
Проверил	Колмыков		17.10.25				
Гл.спец.	Дрынкина		17.10.25				
Н.контр.	Поликашина		17.10.25	Факельный амбар. План. Разрез 1-1			
				Куст скважин N5	Стадия	Лист	Листов
					П		1

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
1.1-1.4	Сооружения добывающей нефтяной скважины	4 шт
2.1, 2.2	Сооружения добывающей газовой скважины	2 шт
3.1-3.4	Лубрикаторная площадка	4 шт
4.1-4.4	Место для размещения шкафа СУДР	4 шт
5.1	Установка измерительная	945200
5.2	Блок дозирования реагента	2354400
5.3	Подземная дренажная емкость	2354400
5.4	Площадка узлов запуска СОД DN250 и отключающей арматуры для нефтегазосборного трубопровода	
6.1	Площадка для исследовательского сепаратора	
6.2	Площадка узлов запуска СОД DN200 и отключающей арматуры для газосборного трубопровода	
6.3	Площадка под блок подачи газа на дежурную горелку	
6.4	Площадка под шкаф управления ГФУ	
6.5	ГФУ	
6.6, 6.7	Арматурный блок	2 шт
7.1-7.4	Место для размещения шкафа СПИ	4 шт
8.1-8.6	Место для размещения узла глушения скважин	6 шт
11	КТП и площадка СУ	
12	Блок контроля и управления для замерной установки	
13	Прожекторная мачта с молниеотводом	
14	Площадка под размещение пожарной техники	



- Размеры представлены в метрах, если не указано иное.
- Дренажные трубопроводы в сторону дренажной емкости прокладываются с уклоном 0,002.
- Факельный коллектор в сторону ГФУ прокладывается с уклоном 0,003.

Разрешение		Обозначение	ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01		
8729-25		Наименование объекта строительства	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
4	C-001	Новый.		5	Разработка ПД
	ТЧ-001	Новый.			
	ГЧ-001	Заменен. Добавлен СУДР, примечания 10, 11. Откорректирован диаметр трубопроводов внутри СПИ.			
	ГЧ-002	Новый.			
	ГЧ-003	Новый.			
	ГЧ-004	Новый.			
	ГЧ-005	Новый.			
	ГЧ-006	Новый.			
	ГЧ-007	Новый.			
	ГЧ-008	Новый.			
	ГЧ-009	Новый.			
	ГЧ-010	Новый.			
	ГЧ-011	Новый.			
	ГЧ-012	Новый.			

Согласовано	
И. контр	Ровенская

Изм.внес	Бурман		31.10.25
Составил	Бурман		31.10.25
Утв.	Ровенская		31.10.25

АО «Гипровостокнефть»
Технологический отдел по сбору и
транспорту нефти и газа (ТОСиТНиГ)

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名义альное 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)» № П3-04 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**Предварительный перечень основного применяемого оборудования**

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод-изготовитель	Ед. изм.	Количество
Обустройство Куста №5				
1. Блок дозирования реагента. Объём технологической емкости 4 м ³ , Р _{нагн.} = 6,3 МПа			шт.	1
2. Измерительная установка с многофазным расходомером: а) Qж.= 495,78 м ³ /сут, Qг.= 1067,127 тыс.ст.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 для газосборного трубопровода DN200 PN160	TTT-01.02.04-03		шт.	1
5. Камера запуска СОД нефтегазосборного трубопровода DN250 PN63	TTT-01.02.04-03		шт.	1
6. Горизонтальная факельная установка с блоком управления DN100 PN160 Qг.= 43396,5 ст.м ³ /ч, Ррасч.= 16,0 МПа			шт.	1
7. Система измерений количества и показателей качества газа DN100 PN160			шт.	1
8. Арматурный блок PN160			шт.	2
9. Клапан-отсекатель DN100 PN160			шт.	6
10. Клапан регулирующий с электроприводом DN100 PN160			шт.	2
11. Пробоотборник вентильного типа с отборной трубкой DN25 PN210			шт.	6
12. Расходомер (метанол) DN25 PN160			шт.	12
13. Расходомер (газ) DN100 PN160			шт.	2
14. Фильтр сетчатый дренажный жидкостной DN50 PN160			шт.	1

Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин

Согласовано					

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Симонова			28.12.24	
Проверил	Федотенко			28.12.24	
Гл.спец.	Федотенко			28.12.24	
Н.контр.	Поликашина			28.12.24	
ГИП	Ерофеева			28.12.24	

ТЮ-КП5-П-ИЛО.06.01-РР-001

Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Куст скважин №5

	Стадия	Лист	Листов
	П	1	34



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

Расчет растепления грунтов
приустьевых зон добывающих
скважин

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	10
6 ВЫВОДЫ	11
Приложение А. Список использованных источников	12
Приложение Б. Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов	13
Приложение В. Устьевые температуры по кусту №5	17
Приложение Г. Температурное распределение между скважинами	20

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима грунтов приустьевых зон добывающих скважин кустовых площадок объекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №5».

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 №5». 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).

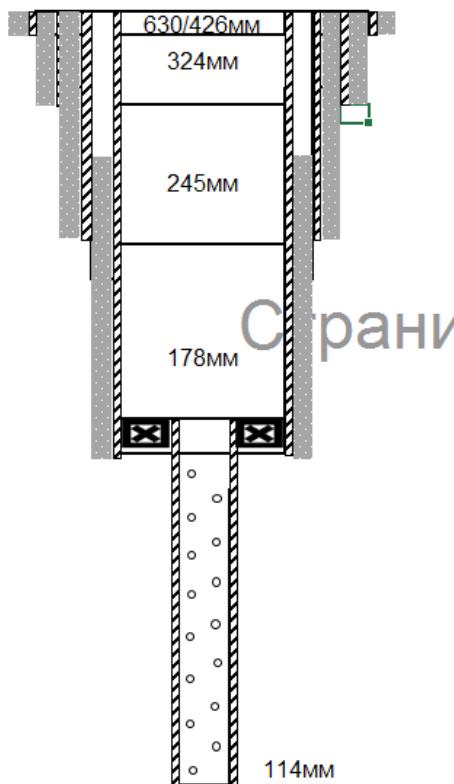


Рисунок 1 – Конструкция скважины

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 предварительным техническим отчетом ТЮ-ИНФР.ОТР-ИИ-ИГИ стадии ОТР проекта «Основные технические решения по объектам обустройства Тас-Юряхского месторождения» и СП 131.13330.2020.

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, °C	-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

3.3 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с предварительным техническим отчетом ТЮ-ИНФР.ОТР-ИИ-ИГИ проекта «Основные технические решения по объектам обустройства Тас-Юряхского месторождения». 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 №2045а.

Начальное распределение температуры в модели принято на основании результатов замеров температуры грунта в скважине №2045а согласно техническому отчету о выполненных инженерно-геологических изысканиях проекта ТЮ-ИНФР.ОТР-ИИ-ИГИ проекта «Основные технические решения по объектам обустройства Тас-Юряхского месторождения» 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
2045а	-0,85	-0,63	-0,35	-0,31	0,12	0,23	0,32	0,25	0,18	0,36	0,41	0,56	0,23	0,12	0,23	-0,31	-0,31	-0,45	-0,55

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],

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

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

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

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°C);

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 °C
Коэффициент теплопроводности солевого раствора в затрубном пространстве	0,6 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности цементного раствора	0,93 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности термокейса	0,031 Вт/м °C
Приведённый коэффициент теплоотдачи через стенку скважины	до 0,20 Вт/м ² °C
Расчетная температура продукта	По приложению В

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]:

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

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

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

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

где $\rho_{\text{сн}}$ – 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 °C, минус 0,1 °C).

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. №2045а, Вт/м ² К	0,95	0,82	0,77	0,95	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,29	1,62	1,15

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, $^{\circ}\text{C}$;

$C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости от температуры, $\text{Дж}/\text{м}^3\text{ }^{\circ}\text{C}$;

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

ρ – плотность грунта, $\text{кг}/\text{м}^3$;

L – удельная теплота фазового перехода, $\text{Дж}/\text{кг}$

t – время, с ;

$\lambda(T)$ – зависимость теплопроводности грунта от температуры, $\text{Вт}/\text{м}^{\circ}\text{C}$;

C_w – объемная теплоемкость грунтовой воды, $\text{Дж}/\text{м}^3\text{ }^{\circ}\text{C}$;

u – вектор скорости фильтрации грунтовых вод, $\text{м}/\text{с}$.

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 0,05 м...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 20x40 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.

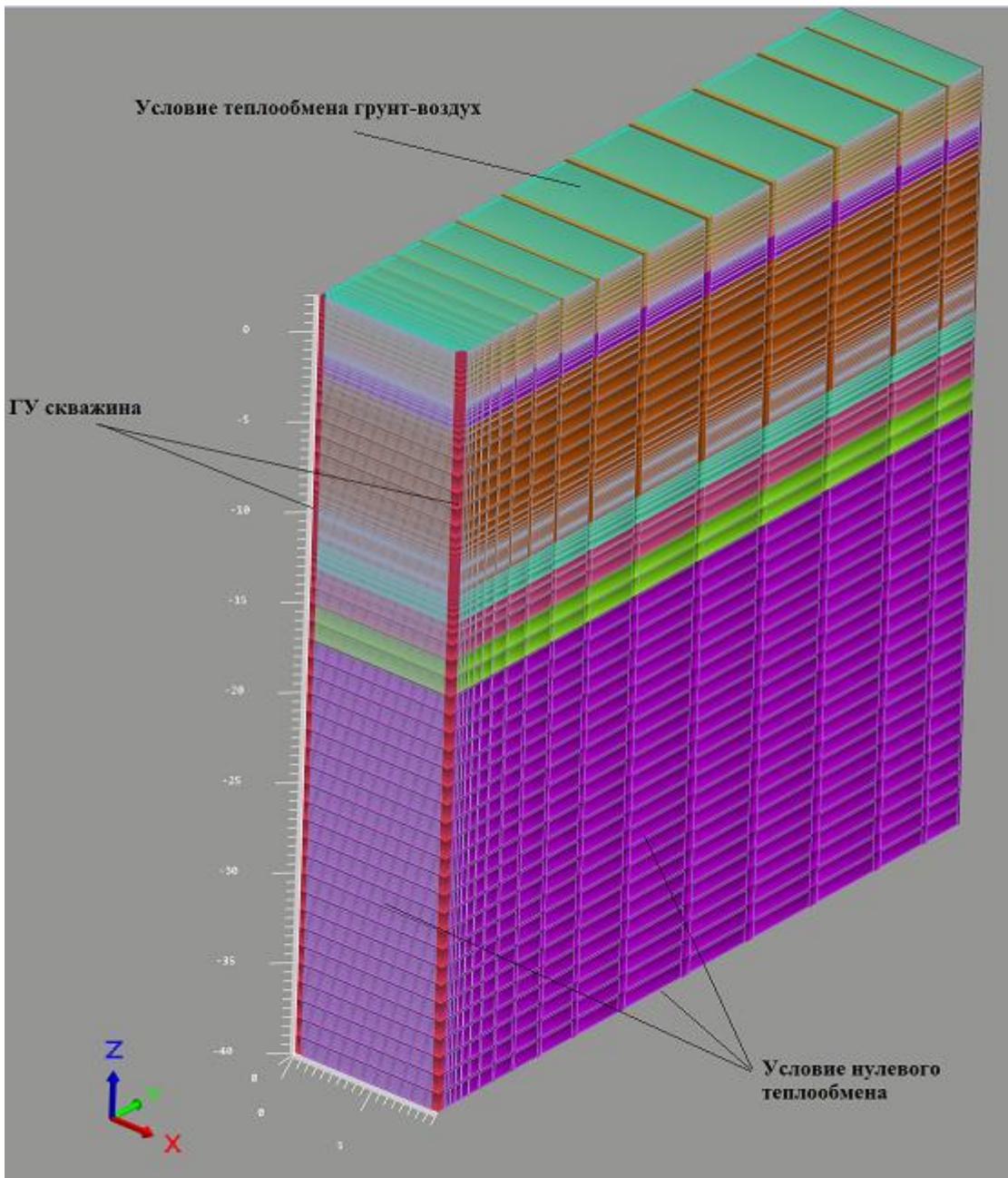


Рисунок 2 – Конечно-разностная модель расчетной области

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. Картинны 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
2045a	1,34	2,0	2,0	2,1	2,6

Радиус оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев скважин на кустовой площадке №5 с применением термоизолирующего направления не превышает 2,60 м (при расстоянии между скважинами не менее 9 метров).

6 Выводы

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин в течении эксплуатации, при принятом расстоянии в 9 метров между скважинами, радиус оттаивания ММГ 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.

Ввиду отсутствия достаточных инженерно-геологических изысканий непосредственно в районе размещения добывающих скважин (инженерно-геологические изыскания принимают по проекту 1513/23 «Основные технические решения по объектам обустройства Тас-Юряхского месторождения»), данный отчет должен быть откорректирован по результатам актуализации расчетов с учетом актуальных необходимых инженерно-геологических изысканий.

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.: Гидрометеоиздат, 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 неニュтоновских нефей 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 талых грунтов

Лабораторный номер пробы	Номер выработки	Глубина отбора пробы, м	Содержание частиц, %												Степень неоднородности гранулометрии, д.с.	Плотность частиц гранул, г/см ³	Плотность сухого грунта прир. сложении, г/см ³	Коэффициент пористости, д.с.	Влажность на границе текучести, %	Число текучести, %	Показатель текучести, д.с.	Коэффициент волнонапытания, д.с.	Угол внутреннего трения, градус	Модуль деформации, МПа	Модуль деформации с учетом т.н.в. МПа	Угол откоса, градус	Коэффициент фильтрации, м/сут	Относительное содержание органических веществ, %	Модуль деформации, МПа	Угол внутреннего трения, град.	Угол текучести, д.с.		
			10 - 5 мм	5 - 2 мм	2 - 1 мм	1 - 0,5 мм	0,5 - 0,25 мм	0,25 - 0,10 мм	0,10 - 0,05 мм	0,05 - 0,01 мм	меньше 0,002 мм	2,65	19,88	1,56	1,87	0,69	35,34	24,81	10,53	0,12	-0,57	0,70	0,76	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70			
ИГЭ 4452ed Песок мелкий средней плотности влажный						8,64	71,40	19,19				2,65	19,88	1,56	1,87	0,69																	
ИГЭ 252000ed Суглинок песчанистый полутвердый												26,08					35,34	24,81	10,53	0,12													
ИГЭ 321000 Супесь песчанистая твердая												2,67	23,53	1,42	1,80	0,88	31,18	26,30	4,88	-0,57													
ИГЭ 4452J1 Песок мелкий средней плотности влажный	0,78	0,72	1,37	13,31	65,76	18,05						2,68	2,65	18,41	1,56	1,85	0,70																
ИГЭ 202000e Суглинок полутвердый				1,10	0,50	8,40	12,30	33,50	26,70	17,50		2,70	23,74	1,56	1,93	0,69	33,91	22,32	11,59	0,12													
ИГЭ 4452e Песок мелкий средней плотности влажный			0,11	0,33	20,37	62,53	16,66					4,00		18,76	-	-	-																
ИГЭ 4352e Песок средний средней плотности влажный			1,20	6,83	53,13	23,10	15,73					13,58	0,00																				
ИГЭ 4452J1 Песок мелкий средней плотности влажный					7,59	69,02	23,39					20,06	-																				
ИГЭ 4452e Песок мелкий средней плотности влажный	0,10	0,34	0,93	18,07	62,26	18,31						2,65	19,73	1,55	1,86	0,71																	
ИГЭ 4462e Песок мелкий средней плотности водонасыщенный					3,83	74,27	21,90					2,65	23,32	1,53	1,89	0,73																	
ИГЭ 4352e Песок средний средней плотности влажный	0,22	0,22	0,34	4,96	53,28	28,05	12,94					3,67	2,65	19,10	1,57	1,87	0,69																
ИГЭ 4552e Песок пылеватый средней плотности влажный			0,86	1,03	9,31	58,91	29,89					2,63		20,73																			
ИГЭ 161000e Глина легкая пылеватая твердая						5,00	18,20	35,80	26,10	14,90		2,71	25,26	1,38	1,78	0,97	48,04	28,39	19,65	-0,16	0,82										3,55		
ИГЭ 203000e Суглинок глинистый						3,86	22,84	31,90	24,60	16,80		2,71	28,29	1,42	1,87	0,91	36,54	24,33	12,21	0,32	0,93									4,28	10,13	19,00	0,018
ИГЭ 4462e Песок мелкий средней плотности водонасыщенный						9,06	72,64	18,30				2,65	20,06	1,58	1,90	0,67																	
ИГЭ 4552J1 Песок пылеватый средней плотности влажный			0,43	9,03	54,07	36,47						2,66	21,30	1,55	1,88	0,72																	
ИГЭ 4452J1 Песок мелкий средней плотности влажный			0,19	1,19	17,36	65,63	15,64					2,54	2,65	20,16	1,54	1,85	0,72																
ИГЭ 201000J1 Суглинок твердый						3,95	23,05	33,73	25,50	13,78		2,71	22,57	1,58	1,96	0,72	42,78	26,27	16,52	-0,22	0,92									3,89	17,40	21,33	0,032
ИГЭ 307000J1 Супесь пластичная					0,70	20,10	19,15	40,00	9,65	7,15	3,25		2,66	21,00	1,61	1,97	0,66	25,76	20,77	4,99	0,05	0,92	0,01	22,00	13,60	33,60			4,89	15,75	22,50	0,012	
ИГЭ 4352e Песок средний средней плотности влажный					1,21	1,82	52,88	27,98	16,11			3,87	2,65	18,48	1,60	1,89	0,66																
ИГЭ 4452e Песок мелкий средней плотности влажный					0,03	0,59	22,22	59,35	17,82			2,68		19,86	1,59	1,87	0,67														2,56		
ИГЭ 4552e Песок пылеватый средней плотности влажный					0,14	11,52	58,33	30,02				2,66		20,55																	0,96		
ИГЭ 203000e Суглинок глинистый							2,01	12,64	32,60	27,78	24,97		2,71	22,60	1,52	1,85	0,79	30,38	18,05	12,33	0,38	0,76											
ИГЭ 4452ed Песок мелкий средней плотности влажный	0,01	0,19	1,19	24,55	56,10	17,97						2,89	2,65	19,75	1,55	1,85	0,71														1,62		
ИГЭ 4352ed Песок средний средней плотности влажный					0,48	2,62	52,93	28,13	15,86			3,75	2,64	20,04	1,52	1,84	0,74													1,08			

Лабораторный номер пробы	Номер выработки	Глубина отбора пробы, м	Содержание частиц, %												Плотность наименуемого грунта при сжатии, г/см ³	Коэффициент пористости, д.е.	Плотность природного грунта при сжатии, г/см ³	Вязкость природного грунта, %	Вязкость на границе размягчения, %	Число пластичности, %	Показатель текучести, д.е.	Коэффициент вязкотекучести, д.е.	Угол внутреннего трения, град	Модуль деформации с учетом п.п. № 6 МПа	Угол откоса, град	Коэффициент фильтрации, м/сут	Относительное содержание органических веществ, %
			10 - 5 мм	5 - 2 мм	2 - 1 мм	1 - 0,5 мм	0,5 - 0,25 мм	0,10 - 0,05 мм	0,05 - 0,01 мм	меньше 0,002 мм	2,25	14,45	32,60	27,75	22,95												
ИГЭ 203000ed Суглинок тугопластичный																											
ИГЭ 4452J1 Песок мелкий средней плотности влажный			0,05	1,01	20,29	61,46	17,19				2,64	2,65	20,13	1,55	1,85	0,72											
ИГЭ 4462J1 Песок мелкий средней плотности водонасыщенный					0,88	31,24	51,12	16,76			3,02		18,20														
ИГЭ 4552J1 Песок пылеватый средней плотности влажный			0,36	0,41	8,55	62,84	27,85				2,61		21,51														
ИГЭ 4352J1 Песок средний средней плотности влажный		0,05	0,77	4,30	41,89	26,28	26,76				4,00	2,65	18,89	1,53	1,83												
ИГЭ 327000J1 Супесь песчанистая пластичная																	23,09		27,08	21,77	5,31	0,24					

Таблица Б.2 - Нормативные и расчетный характеристики физико-механических свойств мерзлых и морозных грунтов.

Станции	Глубина отбора, м	Плотность, г/см ³												Гранулометрический состав грунтов	Модуль деформации с учетом п.п. № 6 МПа	Угол откоса, град	Коэффициент фильтрации, м/сут	Относительное содержание органических веществ, %																	
		воздушно-сухом состоянии	при полной водной насыщенностии	при полной водной насыщенностии в талом состоянии	при полной водной насыщенностии в талом состоянии полутвердый	при полной водной насыщенностии в талом состоянии пластичная	при полной водной насыщенностии в талом состоянии влажный	при полной водной насыщенностии в талом состоянии пластичный	при полной водной насыщенностии в талом состоянии влажный	при полной водной насыщенностии в талом состоянии полутвердый	при полной водной насыщенностии в талом состоянии пластичная	при полной водной насыщенностии в талом состоянии влажный	при полной водной насыщенностии в талом состоянии пластичный																						
20911ed Суглинок пластичномерзлый слабодисперсионный склонистой криотекстуры в талом состоянии полутвердый	0,245	0,229	0,016	0,125	0,104	0,349	0,227	0,122	0,151	0,84	2,69	1,85	1,49	1,89	1,50	0,79	0,79	0,02	0,0015	0,82	0,20	0,04	0,16	0,01	4,17	0,45	44,10	0,23	0,41	11,40	74,86	13,71			
30902ed Супесь пластичномерзлая слабодисперсионная массивной криотекстуры в талом состоянии пластичная	0,250	0,200	0,050	0,127	0,073	0,277	0,230	0,046	0,085	0,71	2,67	1,69	1,35	1,72	1,37	0,95	0,95	0,07	0,0010	0,58	0,19	0,13	0,06	0,00	4,29	0,49	48,59	0,16	5,20	70,80	24,00				
44812ed Песок мелкий твердомерзлый слабодисперсионный массивной криотекстуры в талом состоянии влажный	0,212	0,170	0,042	0,000	0,170					0,79	2,65	1,83	1,50	1,88	1,55	0,71	0,71	0,08	0,0003	0,70	0,37	0,11	0,25	0,00	7,44	0,43	41,63	0,02	0,50	13,94	73,83	12,20			
44812J1 Песок мелкий твердомерзлый слабодисперсионный массивной криотекстуры в талом состоянии влажный	0,219	0,175	0,044	0,000	0,175					0,72	2,65	1,75	1,43	1,80	1,47	0,80	0,80	0,08	0,00	0,64	0,36	0,12	0,24	0,00	7,67	0,46	44,48		0,41						
30911J1 Супесь пластичномерзлая слабодисперсионная массивной криотекстуры в талом состоянии пластичная	0,240	0,188	0,052	0,120	0,067	0,262	0,219	0,043	0,094	0,81	2,67	1,81	1,47	1,84	1,49	0,79	0,79	0,06	0,00	0,66	0,20	0,14	0,06	0,07	4,15	0,45	44,24	0,17	5,20						
20911e Суглинок пластичномерзлый слабодисперсионный склонистой криотекстуры в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного	0,259	0,234	0,025	0,131	0,104	0,360	0,238	0,123	0,174	0,85	2,71	1,84	1,46	1,87	1,48	0,83	0,83	0,02	0,0015	0,80	0,21	0,06	0,15	0,01	4,40	0,46	45,29	0,23	0,50						
44802e Песок мелкий твердомерзлый нельзистый массивной криотекстуры в талом состоянии малозаденный	0,114	0,110	0,003	0,000	0,110					0,45	2,66	1,73	1,58	1,76	1,58	0,68	0,68	0,00	0,0004	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,81	0,40	40,38	60,86	5,21	23,87	55,19	15,83			
20911J1 Суглинок пластичномерзлый слабодисперсионный криотекстура массивная в талом состоянии полутвердый	0,382	0,299	0,083	0,201	0,098	0,487	0,365	0,122	0,135	0,95	2,70	1,79	1,29	1,82	1,32	1,09	1,05	0,09	0,0014	0,79	0,27	0,19	0,08	0,00	6,21	0,52	51,24	0,25	1,42	12,45	31,86	25,41	28,87		3,56

Способ	Группа отбора, м	Суспензия	Плотность, т/см ³												Гидропарметрический состав грунтов																					
			мертвого грунта, расположенного между пластинами	мертвого грунта, не в сцепке	мертвого грунта, не сцепленного с пластинами	мертвого грунта за счет вымывания (обнажения)	мертвого грунта за счет вымывания (обнажения)	частичного	плотного	мертвого	коэффициент плавкости	коэффициент сцепки	коэффициент сцепки мертвого грунта	коэффициент сцепки мертвого грунта																						
109020J1 Глина пластичномерзлая слабоэластичная криотекстура слоистая, в талом состоянии полугрунта	0,418	0,379	0,038	0,219	0,161	0,605	0,397	0,207	0,097	0,96	2,72	1,77	1,24	1,81	1,27	1,19	1,14	0,03	0,94	0,28	0,08	0,20	0,00	6,79	0,54	53,29	0,10	2,30	20,70	29,00	47,90	3,54				
ИГЭ 44812J1 Песок мелкий твердомерзлый слабоэластичный криотекстура массивная, в талом состоянии влажный	0,208	0,167	0,042	0,000	0,167					0,71	2,65	1,81	1,50	1,86	1,54	0,77	0,73	0,08	0,0004	0,67	0,36	0,08	0,28	0,00	7,29	0,44	42,04									
43812e Песок средней крупности твердомерзлый слабоэластичный криотекстура массивная в талом состоянии влажный	0,176	0,176	0,000	0,000	0,176					0,59	2,65	1,73	1,47	1,78	1,51	0,79	0,75	0,00	0,68	0,30	0,00	0,30	0,00	6,19	0,44	42,94										
20911e Суглиник пластичномерзлый слабоэластичный слоистой криотекстуры в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного	0,368	0,287	0,081	0,186	0,101	0,457	0,338	0,119	0,256	0,90	2,70	1,76	1,29	1,80	1,31	1,10	1,06	0,09	0,76	0,27	0,18	0,08	0,00	6,26	0,52	51,41	0,23	1,34	13,24	32,34	27,09	25,99	4,26			
109110J1 Глина пластичномерзлая слабоэластичная криотекстура массивная в талом состоянии от полутвердой до тугопластичной	0,411	0,367	0,044	0,205	0,162	0,574	0,372	0,202	0,189	0,93	2,73	1,75	1,24	1,76	1,25	1,20	1,18	0,03	0,88	0,29	0,09	0,19	0,00	7,02	0,55	54,21										
45812J1 Песок вылеватый твердомерзлый слабоэластичный криотекстура массивная в талом состоянии влажный	0,212	0,212	0,000	0,000	0,212					0,66	2,65	1,74	1,44	1,79	1,48	0,85	0,80	0,00	0,78	0,35	0,00	0,35	0,00	7,43	0,46	44,30										
43812J1 Песок средней крупности твердомерзлый слабоэластичный массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный	0,176	0,176	0,000	0,000	0,176					0,59	2,64	1,73	1,47	1,77	1,51	0,79	0,75	0,00	0,68	0,30	0,00	0,30	0,00	6,20	0,44	42,92	0,44	6,51	54,78	22,44	15,79					
ИГЭ 44812J1 Песок мелкий слабоэластичный твердомерзлый криотекстура массивная в талом состоянии влажный	0,215	0,175	0,040	0,000	0,175					0,76	2,65	1,84	1,51	1,90	1,56	0,75	0,70	0,07	0,73	0,37	0,07	0,30	0,00	7,55	0,43	41,16	1,88	16,16	68,99	12,96						
ИГЭ 44812e Песок мелкий твердомерзлый слабоэластичный массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный	0,208	0,205	0,000	0,000	0,205					0,61	2,67	1,69	1,40	1,74	1,44	0,90	0,85	0,00	0,0004	0,70	0,33	0,00	0,33	0,00	7,14	0,47	45,94									
ИГЭ 44812ed Песок мелкий твердомерзлый слабоэластичный массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный	0,220	0,227	0,000	0,000	0,227					0,79	2,65	1,84	1,51	1,90	1,55	0,76	0,71	0,00	0,93	0,39	0,00	0,39	0,00	7,95	0,43	41,53	1,93	16,29	70,42	11,36						
ИГЭ 20911e Суглиник пластичномерзлый слабоэластичный слоистой криотекстуры в талом состоянии от полутвердого до тугопластичного	0,367	0,332	0,037	0,183	0,149	0,460	0,336	0,124	0,246	0,93	2,70	1,79	1,31	1,83	1,33	1,07	1,02	0,03	0,91	0,28	0,08	0,19	0,00	6,41	0,52	50,53	0,23	1,42	13,08	31,68	24,65	29,17	3,96			
ИГЭ 43812ed Песок средней крупности твердомерзлый слабоэластичный массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный	0,183	0,180	0,000	0,000	0,180					0,67	2,64	1,83	1,55	1,88	1,59	0,70	0,66	0,00	0,0004	0,79	0,32	0,00	0,32	0,00	6,34	0,41	39,73	6,32	54,08	22,30	15,68					
ИГЭ 44812J1 Песок мелкий твердомерзлый слабоэластичный массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный	0,211	0,210	0,000	0,000	0,210					0,71	2,68	1,80	1,40	1,86	1,53	0,78	0,73	0,00	0,84	0,36	0,00	0,36	0,00	7,36	0,44	42,22	1,86	15,84	60,46	12,84						
ИГЭ 45812J1 Песок вылеватый твердомерзлый слабоэластичный массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный	0,210	0,213	0,000	0,000	0,213					0,71	2,66	1,80	1,48	1,85	1,52	0,80	0,75	0,00	0,0004	0,83	0,36	0,00	0,36	0,00	7,43	0,44	42,84									

Составина	Грунтова проба, м	Гранулометрический состав грунтов																		
		Суспензия		Влажность		Плотность, г/см ³		Коэффициенты												
		мертвого грунта	мертвого грунта	мертвого грунта	мертвого грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	грунта	
ИГЭ 43812J1 Песок средней крупности твердомерзлый слабодисперсионный криотекстуры, в талом состоянии влажный	0,174	0,174	0,000	0,000	0,174			0,65	2,64	1,82	1,55	1,86	1,59	0,71	0,67	0,00	0,0004	0,76	0,31	0,00
ИГЭ 20911J1 Суглинок пластичномерзлый слабодисперсионный криотекстура слоястая в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого	0,372	0,337	0,037	0,189	0,148	0,462	0,343	0,119	0,255	0,93	2,70	1,77	1,29	1,81	1,32	1,09	1,05	0,03	0,91	0,27
ИГЭ 44812ed1 Песок мелкий твердомерзлый слабодисперсионный массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный	0,211	0,211	0,000	0,000	0,211			0,72	2,66	1,81	1,49	1,86	1,54	0,78	0,73	0,00	0,84	0,36	0,00	0,36
ИГЭ 109110ed Глина пластичномерзлая слабодисперсионная слоистая криотекстуры в талом состоянии от полутвердой до тугопластичной	0,417	0,376	0,042	0,209	0,167	0,591	0,377	0,214	0,187	0,94	2,73	1,75	1,23	1,79	1,26	1,22	1,17	0,03	0,92	0,29
ИГЭ 45812J1 Песок пылеватый твердомерзлый криотекстура массивная слабодисперсионный в талом состоянии влажный	0,212	0,212	0,000	0,000	0,212			0,72	2,66	1,81	1,49	1,86	1,53	0,78	0,73	0,00	0,84	0,36	0,00	0,36
ИГЭ 43812J1 Песок средней крупности твердомерзлый слабодисперсионный массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный	0,215	0,214	0,000	0,000	0,214			0,72	2,64	1,80	1,48	1,86	1,53	0,78	0,73	0,00	0,0004	0,85	0,36	0,00

Приложение В
Устьевые температуры по кусту №5

Таблица В.1 – Устьевые температуры по кусту №5

Названия строк	09.2027	10.2027	11.2027	12.2027	01.2028	02.2028	03.2028	04.2028	05.2028	06.2028	07.2028	08.2028	09.2028	10.2028	11.2028	12.2028
5001																
Устьевая температура, К	284	284	284	284	284	284	284	284	283	283	283	283	283	283	283	283
5002							283	284	283	283	283	283	283	283	283	283
Устьевая температура, К																
5003									282	283	283	283	283	283	282	282
Устьевая температура, К																

продолжение таблицы

Названия строк	01.2029	02.2029	03.2029	04.2029	05.2029	06.2029	07.2029	08.2029	09.2029	10.2029	11.2029	12.2029
5001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
5002												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282
5003												
Устьевая температура, К	281	280	280	280	280	281	281	281	281	281	281	280

продолжение таблицы

Названия строк	01.2030	02.2030	03.2030	04.2030	05.2030	06.2030	07.2030	08.2030	09.2030	10.2030	11.2030	12.2030
5001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	282	283
5002												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	283
5003												
Устьевая температура, К	280	280	280	280	280	280	280	279	279	279	279	279

продолжение таблицы

Названия строк	01.2031	02.2031	03.2031	04.2031	05.2031	06.2031	07.2031	08.2031	09.2031	10.2031	11.2031	12.2031
5001												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	281	281	281	281	281	281	281
5002												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
5003												
Устьевая температура, К	279	279	279	279	279	279	279	279	279	279	279	278

продолжение таблицы

Названия строк	01.2032	02.2032	03.2032	04.2032	05.2032	06.2032	07.2032	08.2032	09.2032	10.2032	11.2032	12.2032
5001												
Устьевая температура, К	281	282	282	282	282	282	282	282	282	282	281	281
5002												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	282	281	281	281	280	280	280
5003												
Устьевая температура, К	278	278	277	277	277	277	277	276	276	276	276	276

продолжение таблицы

Названия строк	01.2033	02.2033	03.2033	04.2033	05.2033	06.2033	07.2033	08.2033	09.2033	10.2033	11.2033	12.2033
5001												
Устьевая температура, К	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	280	280
5002												
Устьевая температура, К	280	279	279	279	279	278	278	278	278	277	277	277
5003												
Устьевая температура, К	276	276	276	275	275	275	275	275	275	275	275	275

продолжение таблицы

Названия строк	01.2034	02.2034	03.2034	04.2034	05.2034	06.2034	07.2034	08.2034	09.2034	10.2034	11.2034	12.2034
5001												
Устьевая температура, К	280	280	280	279	279	279	279	278	278	278	278	277
5002												
Устьевая температура, К	277	277	277	277	277	276	276	276	276	276	276	276
5003												
Устьевая температура, К	275	274	274	274	274	274	274	274	274	274	275	275

продолжение таблицы

Названия строк	01.2035	02.2035	03.2035	04.2035	05.2035	06.2035	07.2035	08.2035	09.2035	10.2035	11.2035	12.2035
5001												
Устьевая температура, К	277	277	277	277	277	276	276	276	276	276	276	276
5002												
Устьевая температура, К	276	276	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
5003												
Устьевая температура, К	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275

продолжение таблицы

Названия строк	01.2036	02.2036	03.2036	04.2036	05.2036	06.2036	07.2036	08.2036	09.2036	10.2036	11.2036	12.2036
5001												
Устьевая температура, К	276	276	276	275	275	275	275	275	275	275	275	275
5002												
Устьевая температура, К	275	275	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274
5003												
Устьевая температура, К	275	275	275	275	274	274	274	274	274	274	274	274

продолжение таблицы

Названия строк	01.2037	02.2037	03.2037	04.2037	05.2037	06.2037	07.2037	08.2037	09.2037	10.2037	11.2037	12.2037	01.2038	02.2038	03.2038	04.2038	05.2038
5001																	
Устьевая температура, К	274	274	274	274	274	274	274	274	273	273	273	273	273	273	273	272	273
5002																	
Устьевая температура, К	274	274	274	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	272	273	0
5003																	
Устьевая температура, К	274	274	274	274	274	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	0	

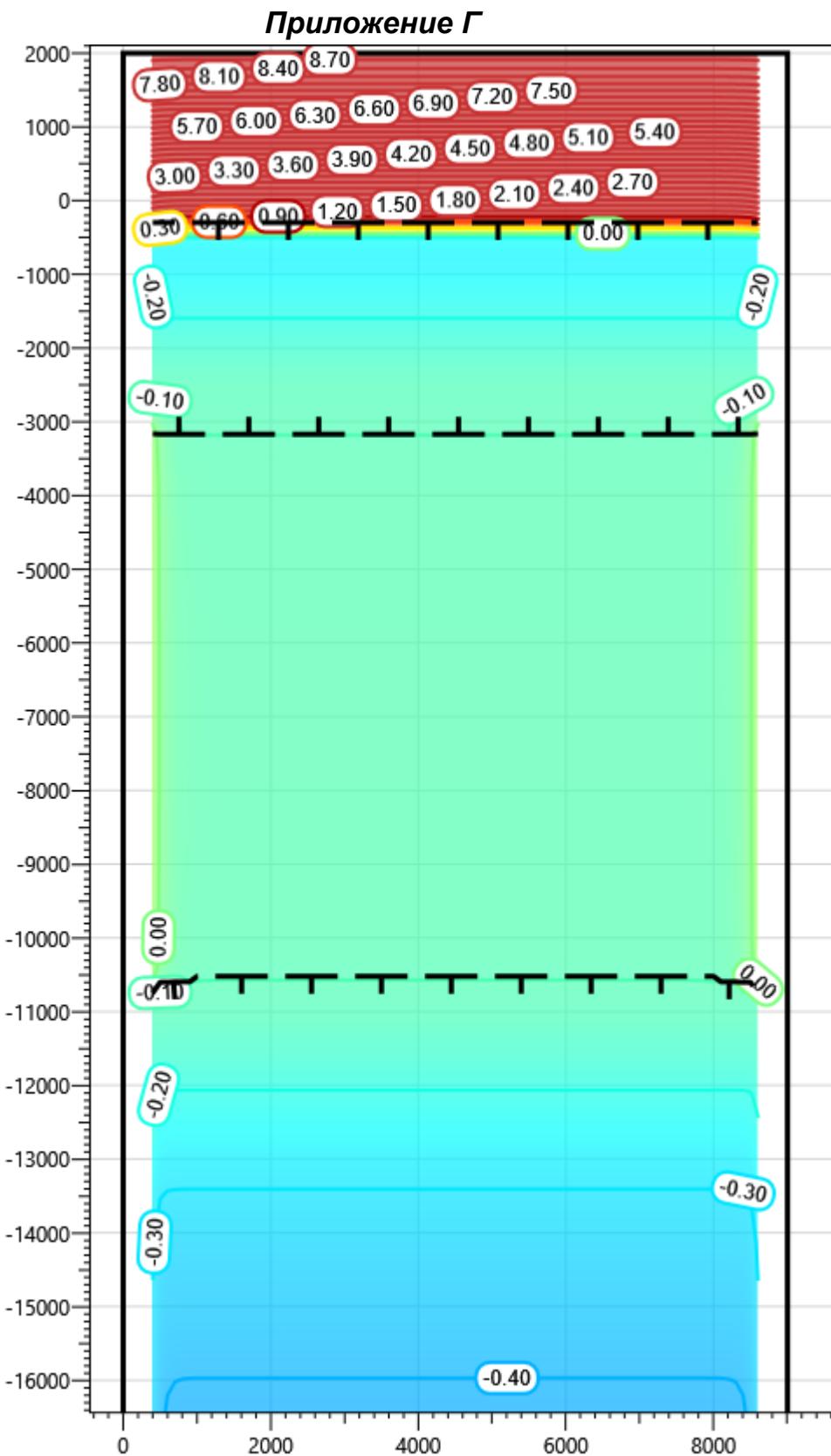


Рисунок Г.1 – Распределение температур на начало расчета (01.09.2027г.)

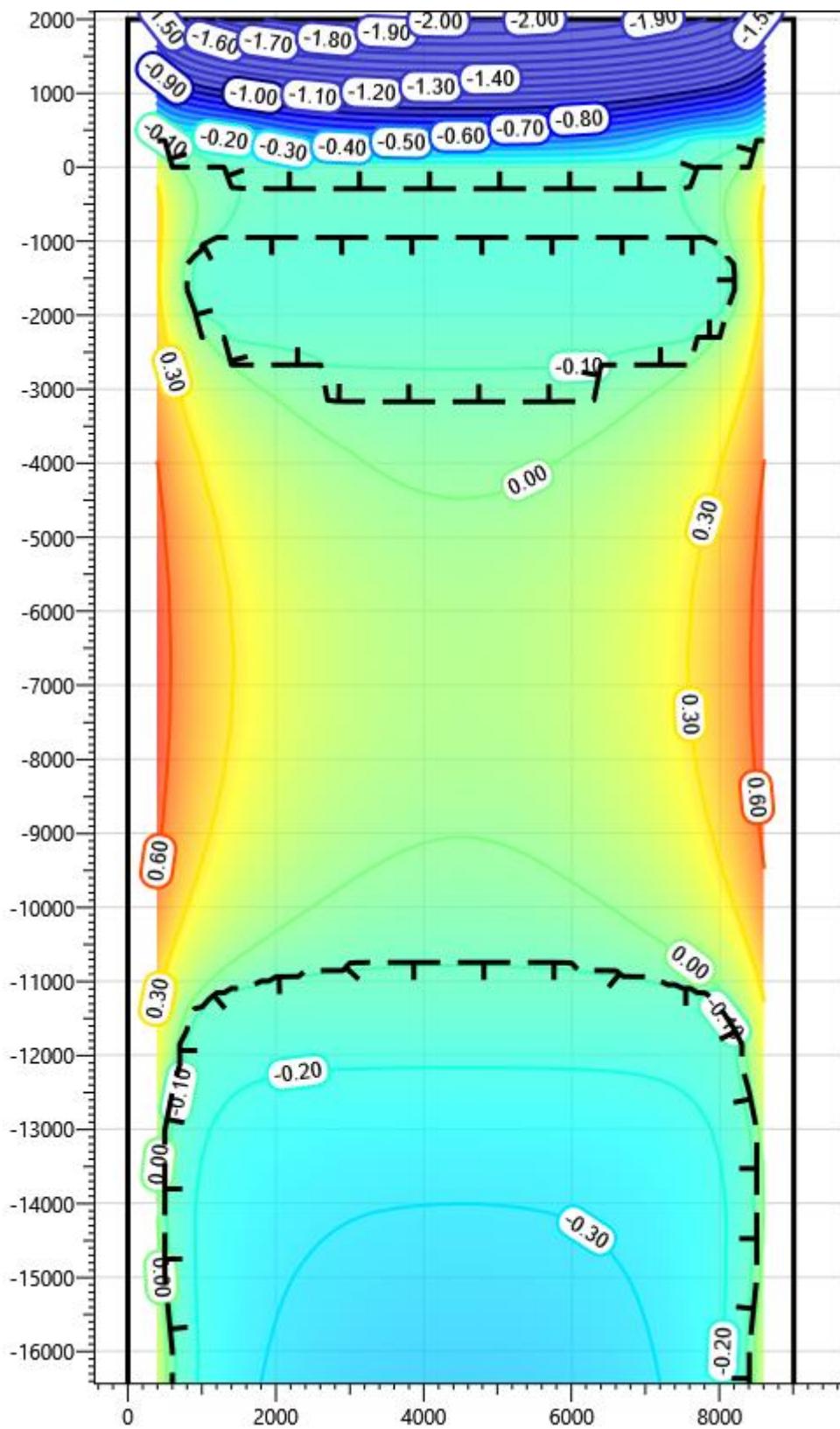


Рисунок Г.2 – Распределение температур на начало первого года эксплуатации (15.04.2028г.)

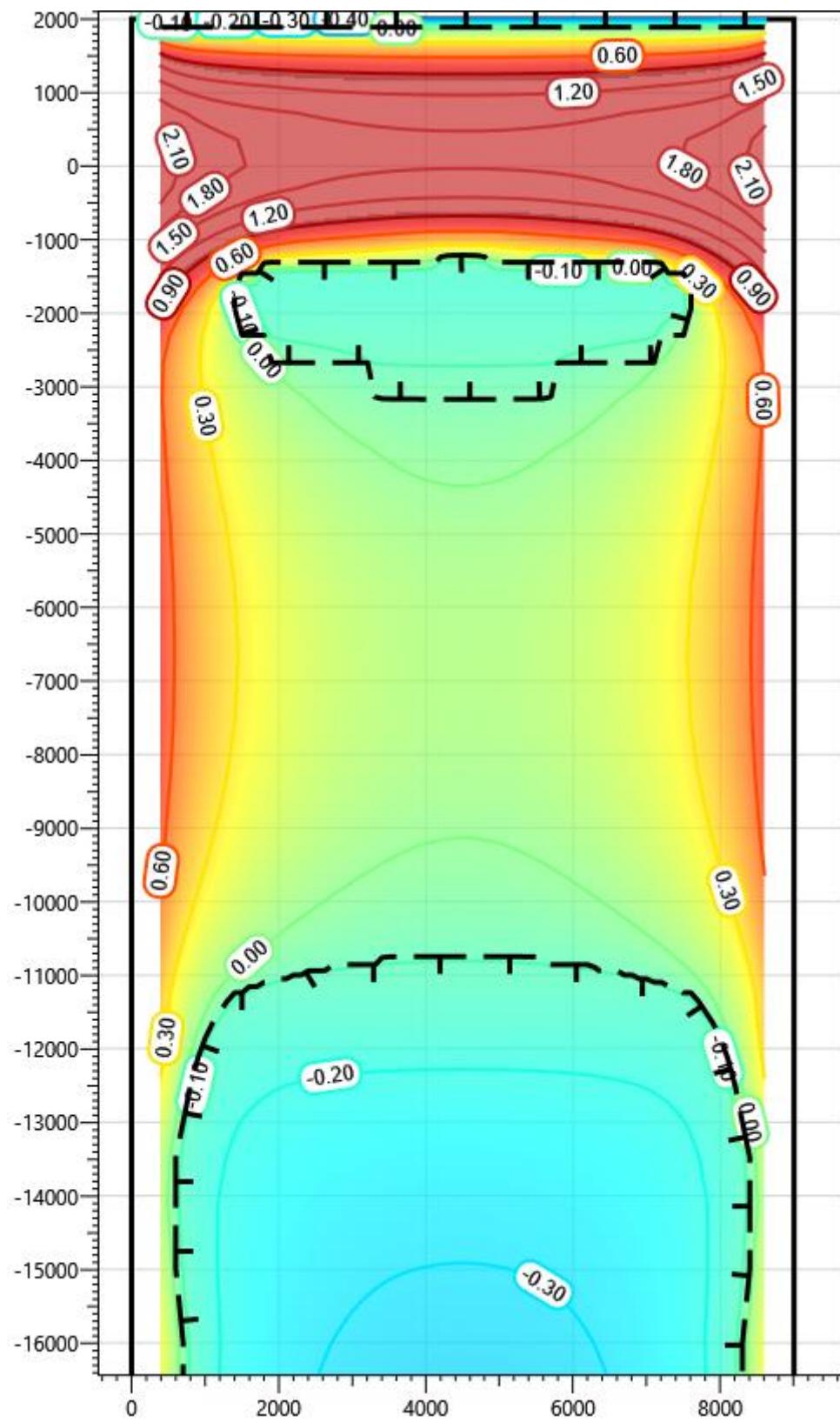


Рисунок Г.3– Распределение температур на конец первого года эксплуатации
(15.10.2028г.)

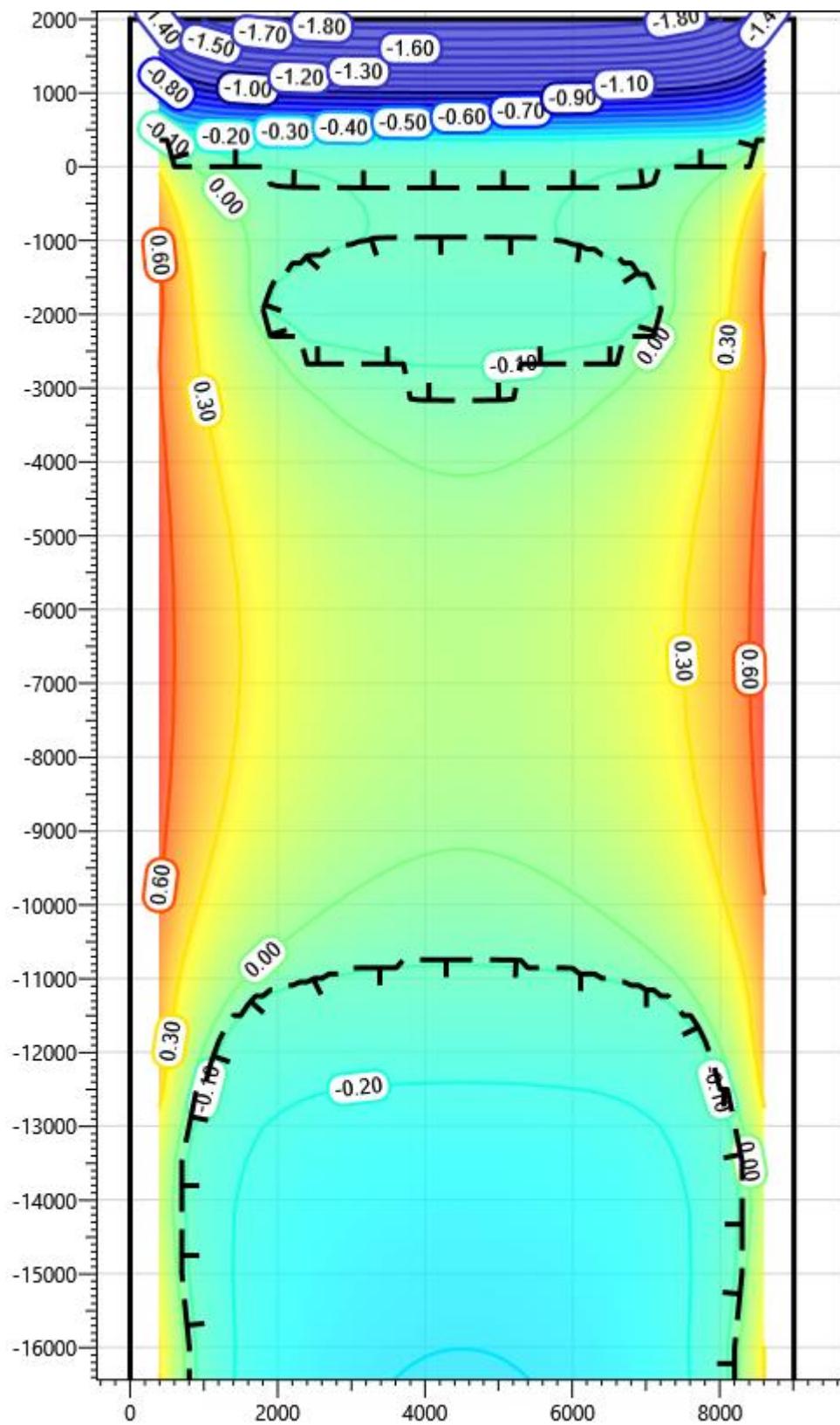


Рисунок Г.4 – Распределение температур на начало второго года эксплуатации (15.04.2029г.)

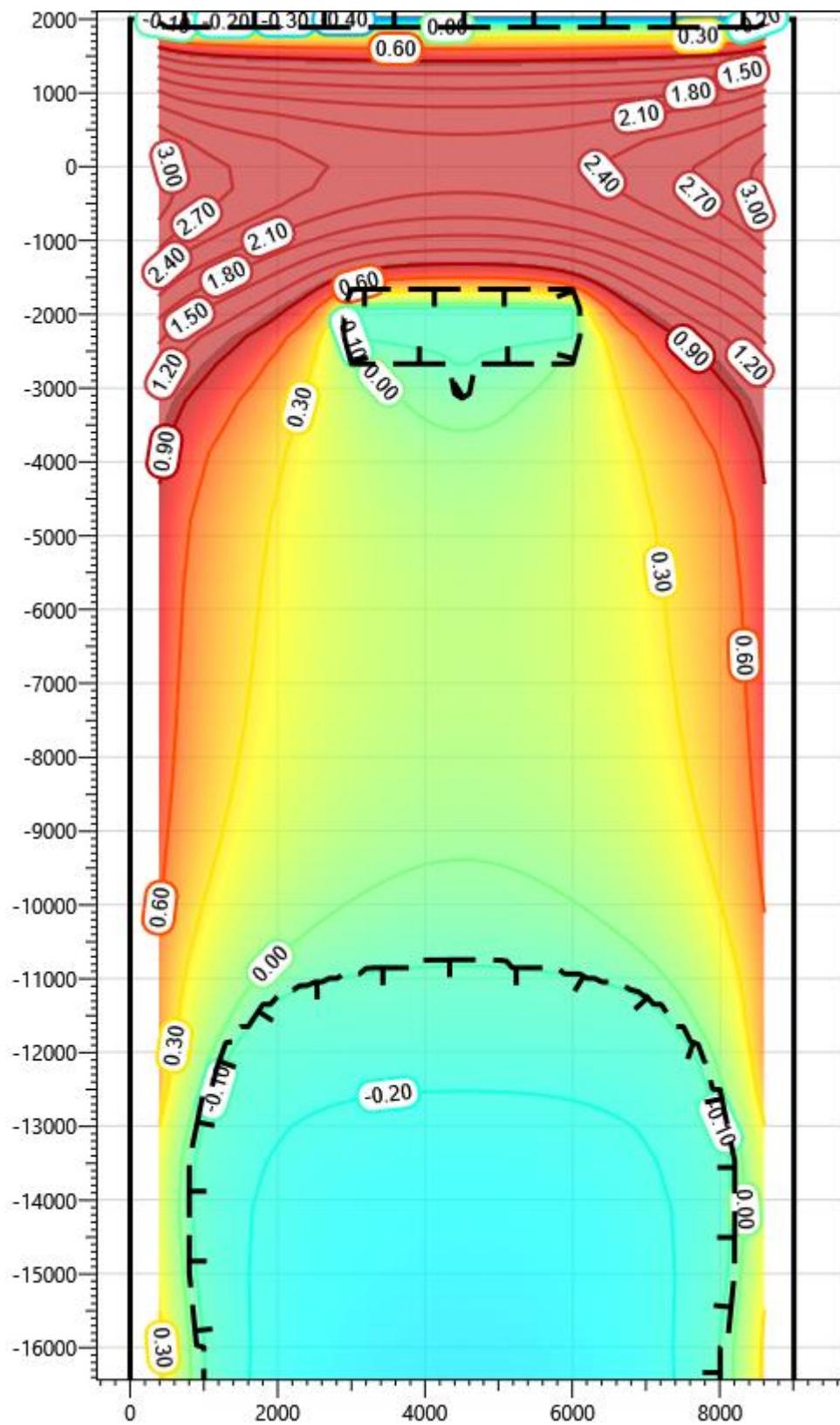


Рисунок Г.5 – Распределение температур на конец второго года эксплуатации (15.10.2029г.)

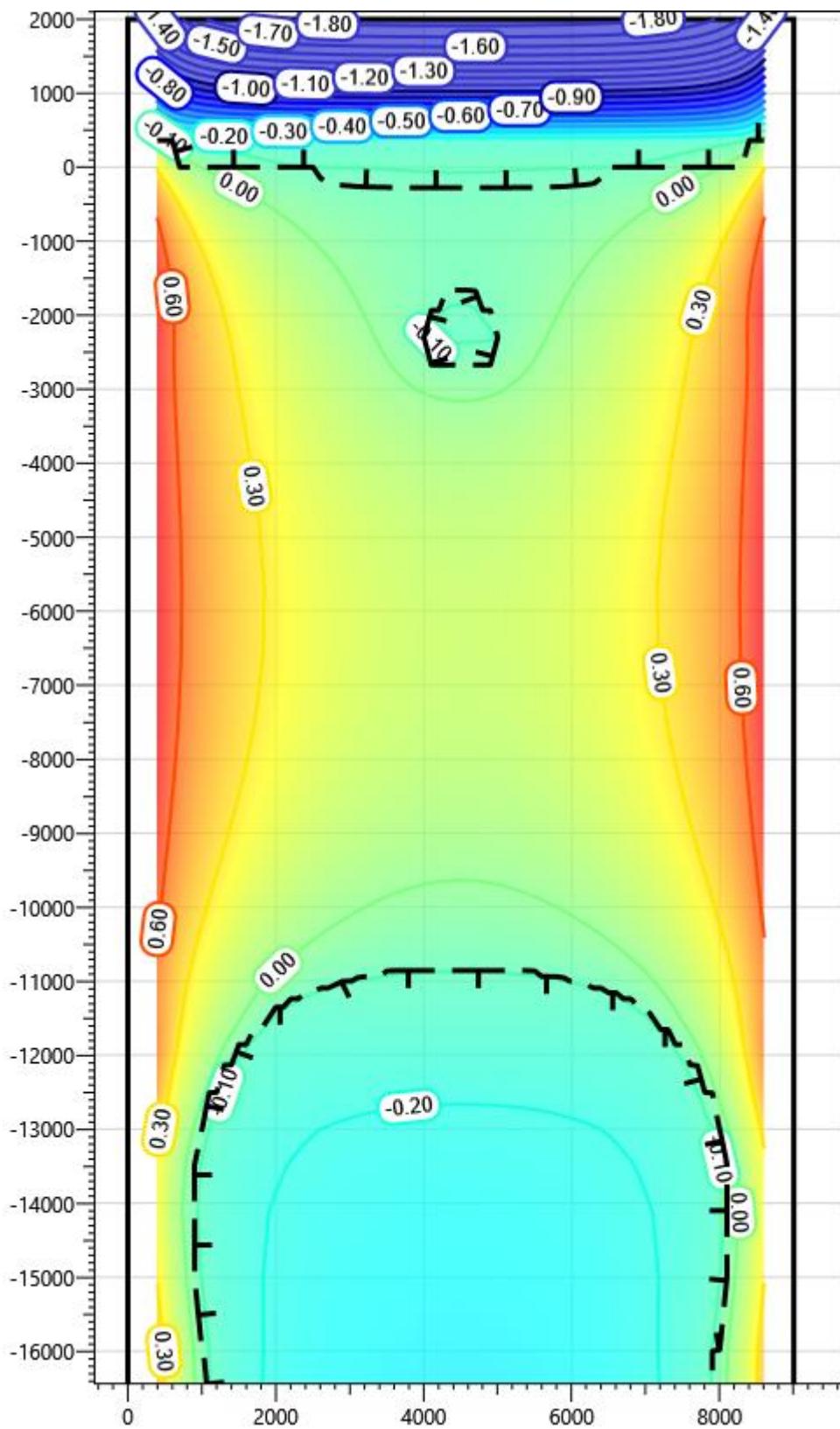


Рисунок Г.6 – Распределение температур на начало третьего года эксплуатации (15.04.2030г.)

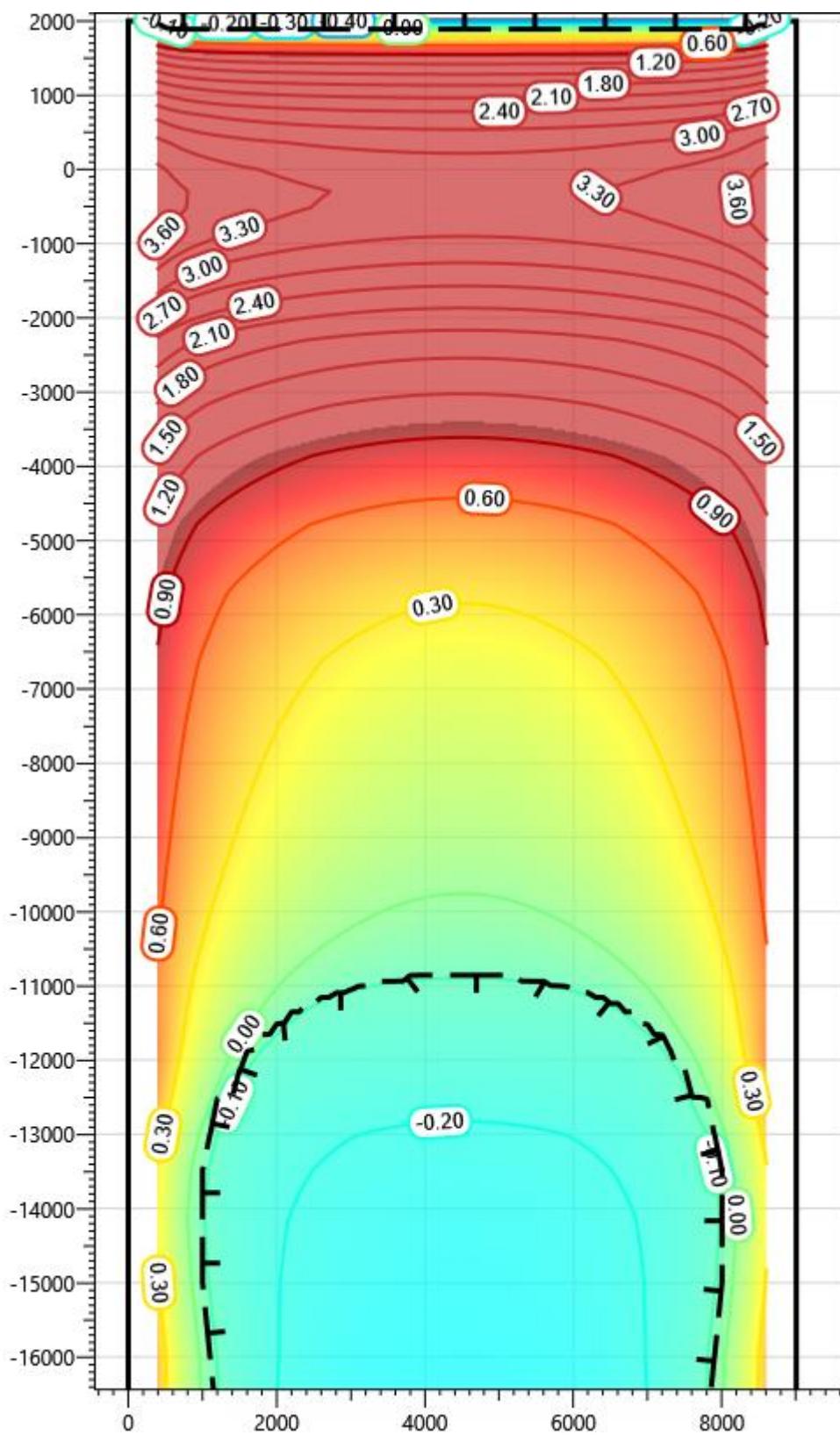


Рисунок Г.7 – Распределение температур на конец третьего года эксплуатации (15.10.2030г.)

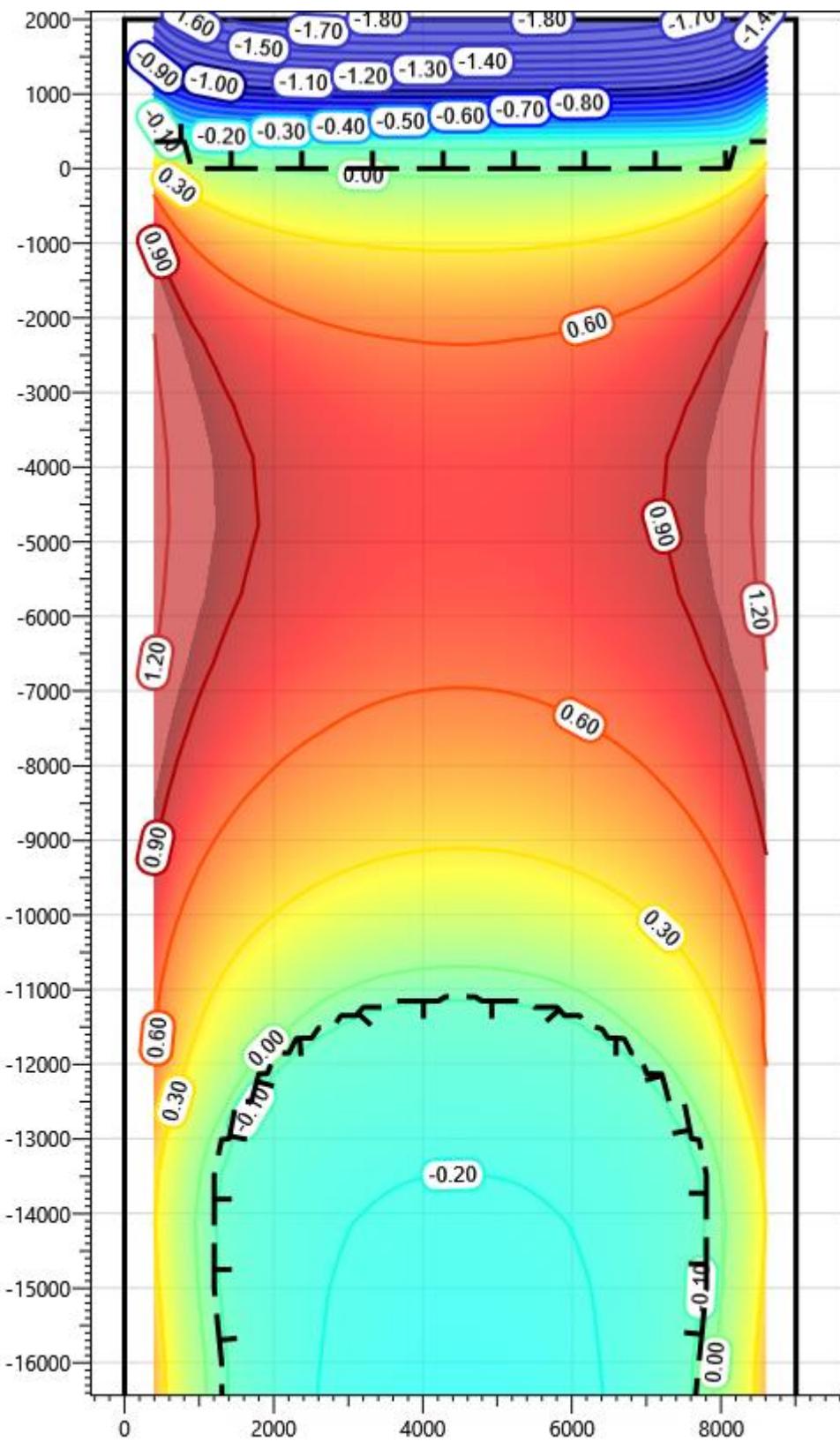


Рисунок Г.8 – Распределение температур на начало пятого года эксплуатации (15.04.2032г.)

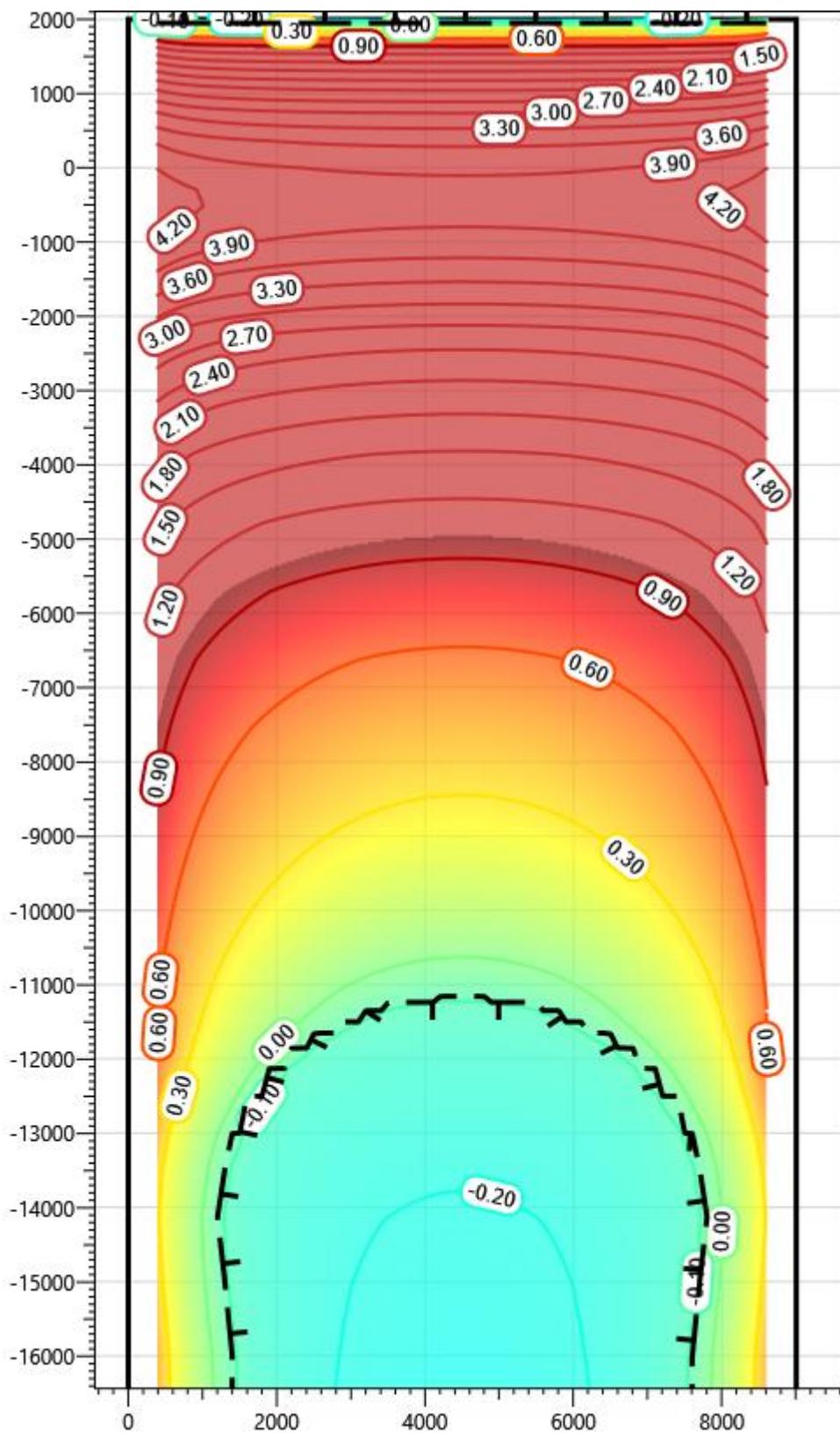


Рисунок Г.9 – Распределение температур на конец пятого года эксплуатации (15.10.2032г.)

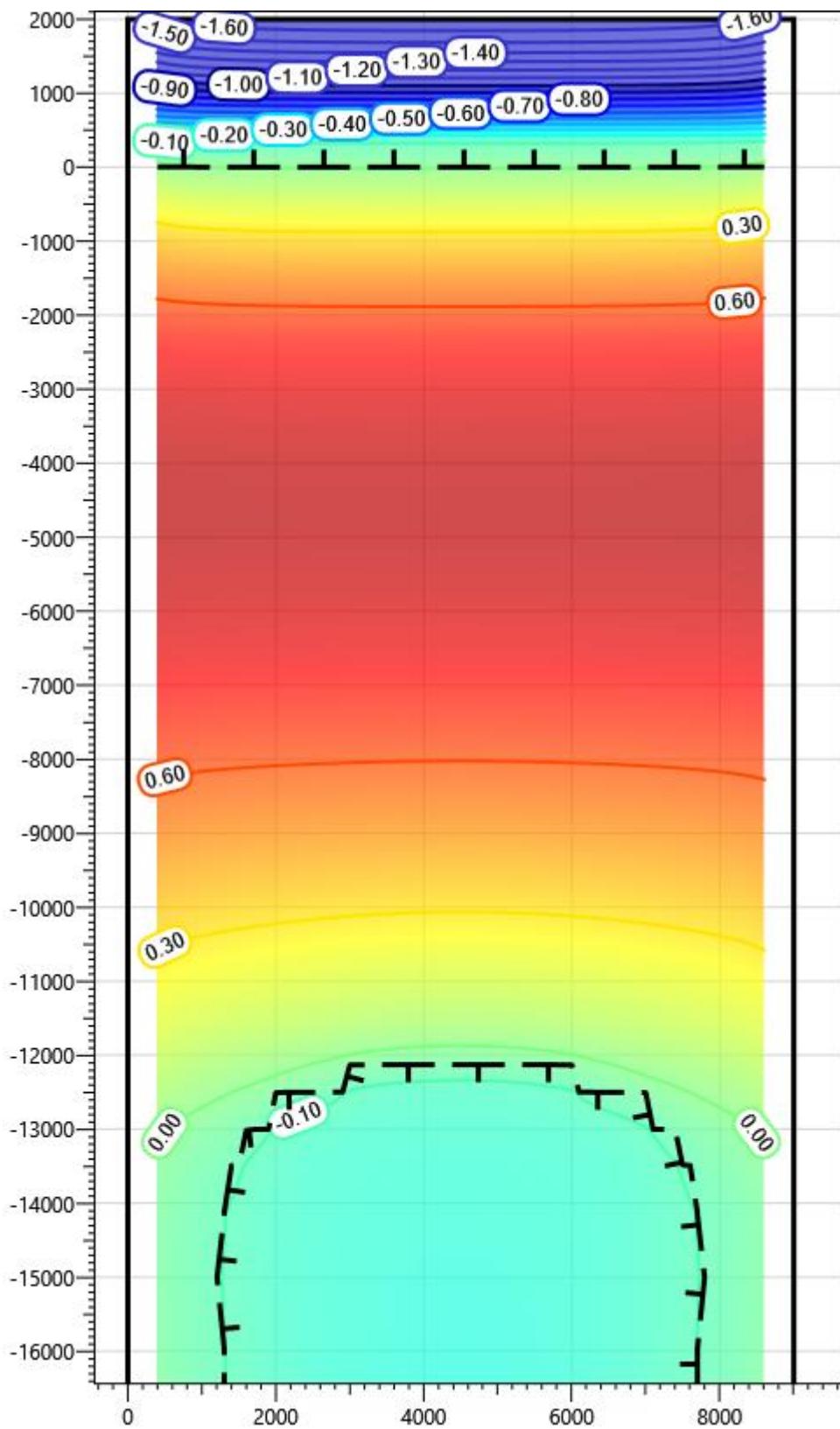


Рисунок Г.10 – Распределение температур на начало десятого года эксплуатации (15.04.2037г.)

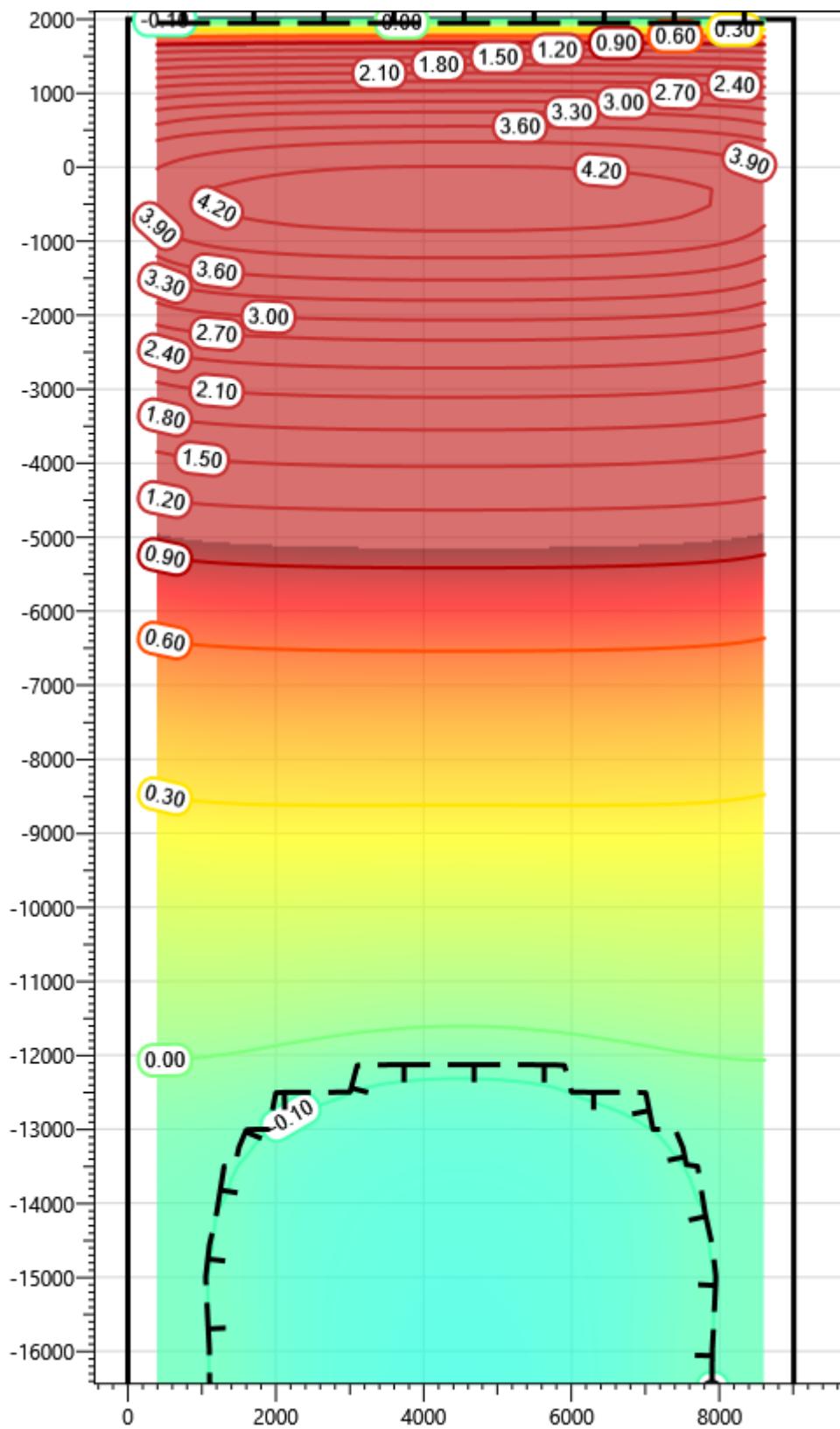


Рисунок Г.11 – Распределение температур на конец десятого года эксплуатации (15.10.2037г.)

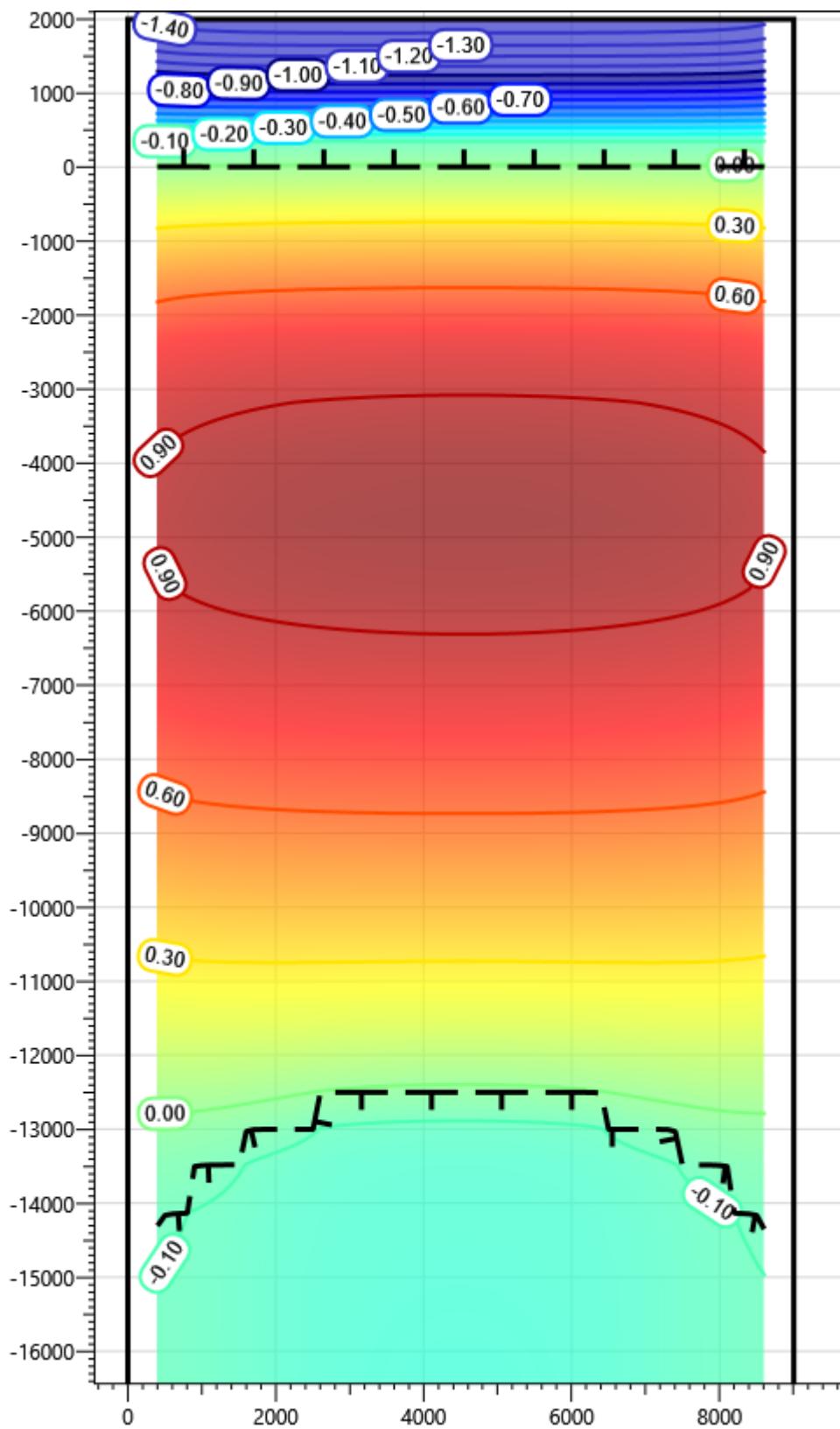


Рисунок Г.12 – Распределение температур на начало пятнадцатого года эксплуатации (15.04.2042г.)

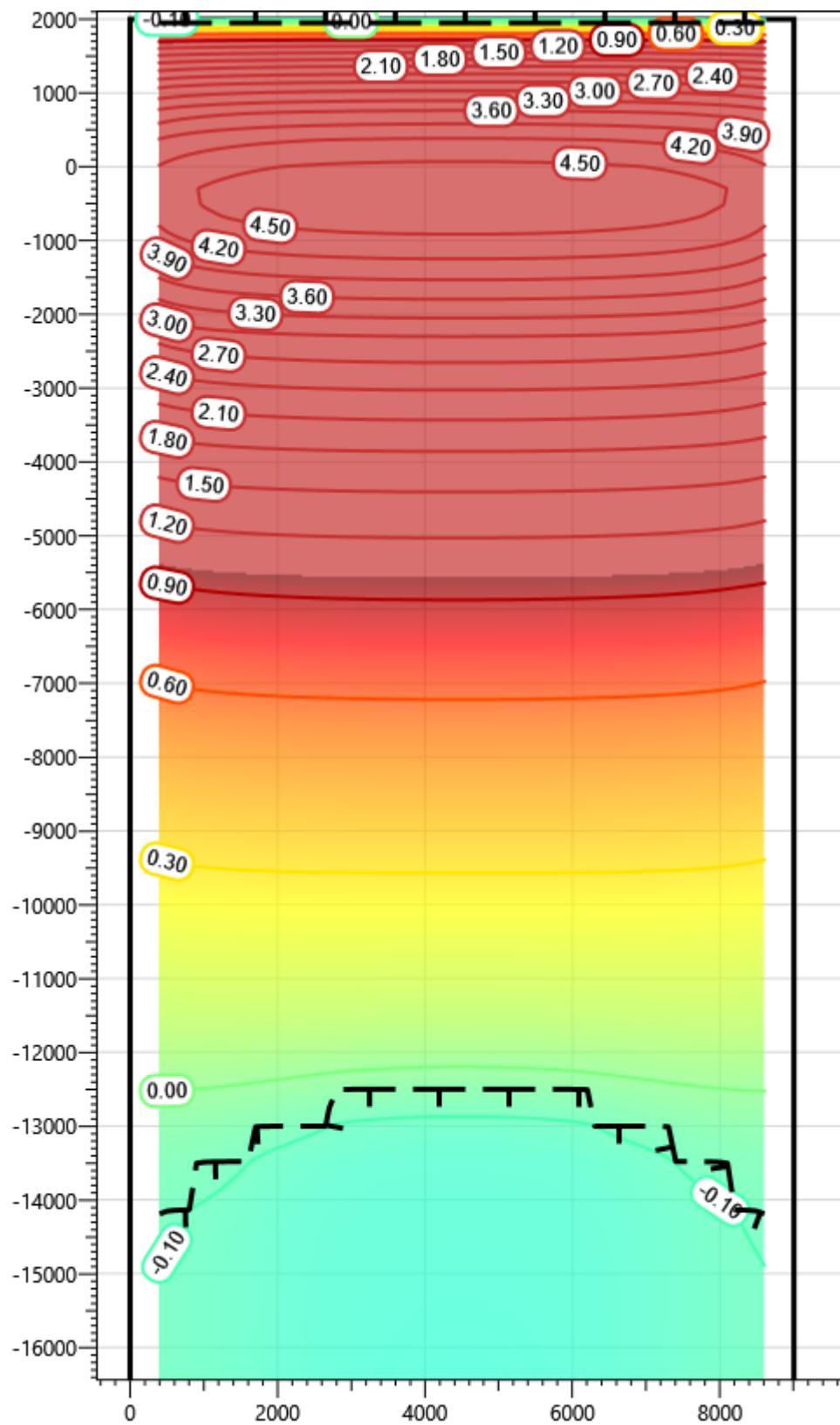


Рисунок Г.13 - Распределение температур на конец пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2042г.)

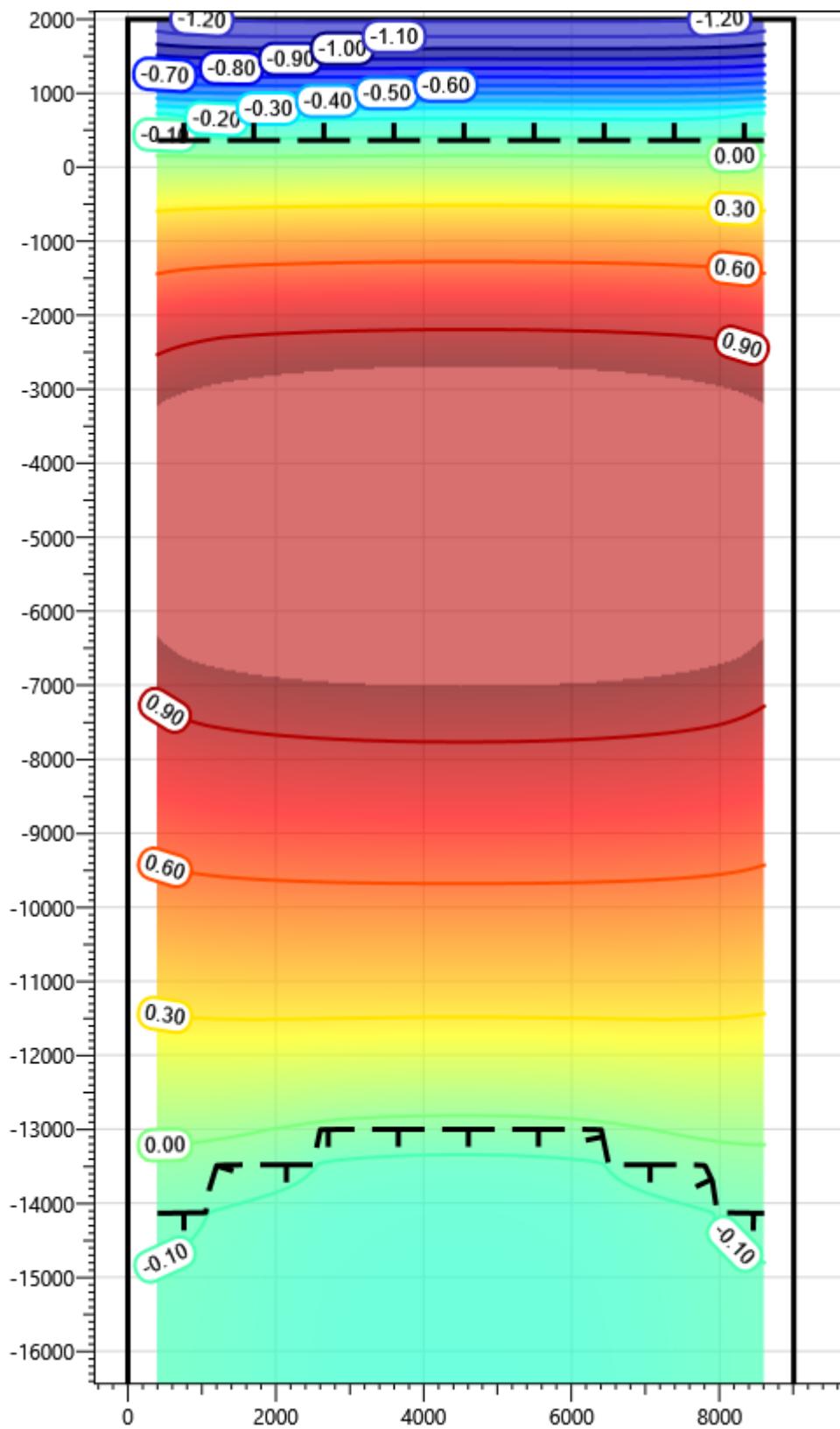


Рисунок Г.14 – Распределение температур на начало двадцатого года эксплуатации (15.04.2047г.)

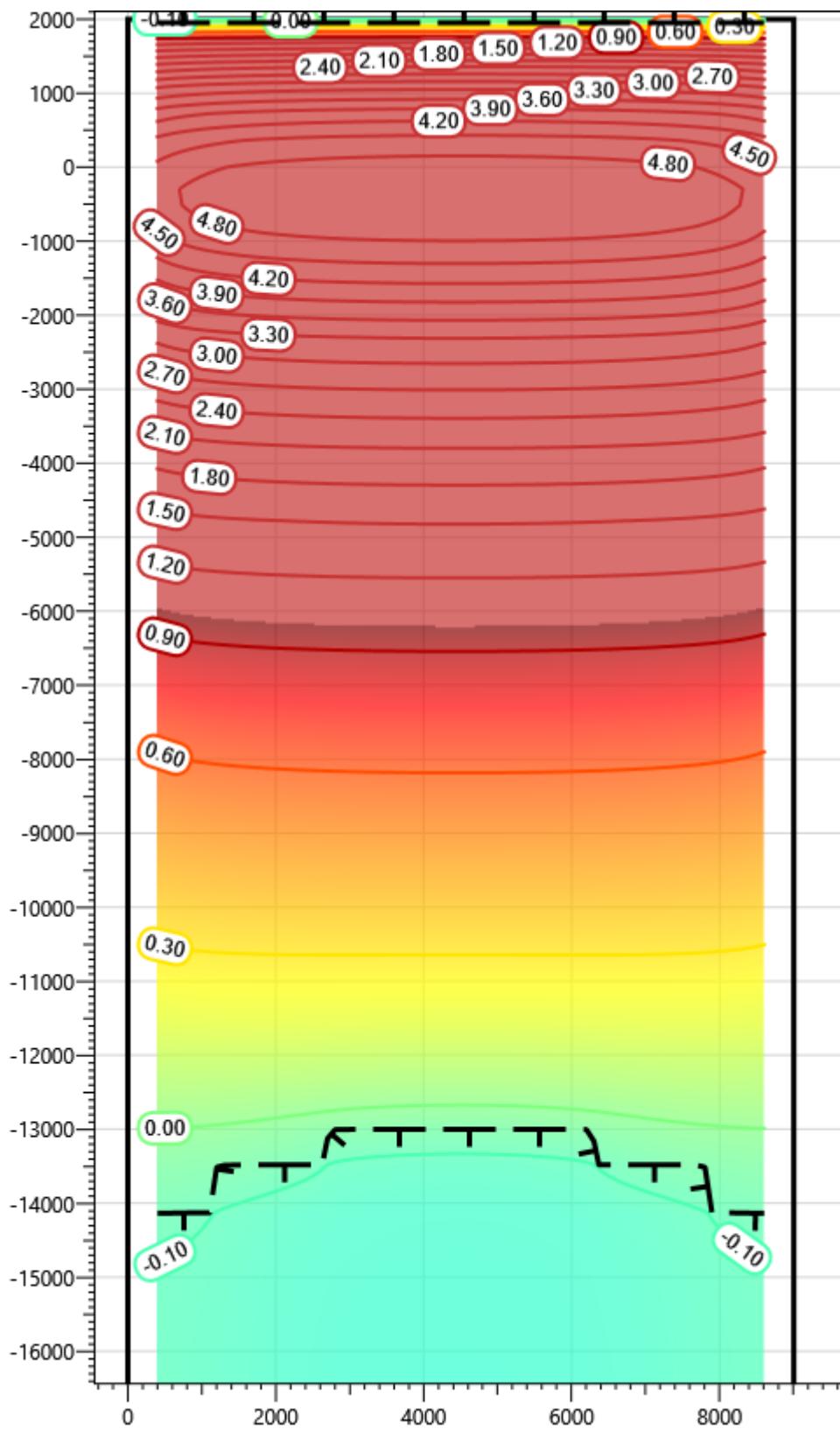


Рисунок Г.15 – Распределение температур на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2047г.)