



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты  
скважин №7, 8, 9**


*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 3. Технологические и конструктивные  
решения линейного объекта. Искусственные  
сооружения**

**Часть 1. Куст скважин**

**ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00**

**Том 3.1**

| Изм. | № док.  | Подп.   | Дата     |
|------|---------|---|----------|
| 1    | 5773-24 |  | 31.05.24 |
|      |         |   |          |
|      |         |   |          |



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения**

**Часть 1. Куст скважин**

**ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00**

**Том 3.1**

Главный инженер

Главный инженер проекта



Н.П. Попов

Н.С. Ерофеева

2024

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Обозначение                     | Наименование   | Примечание    |
|---------------------------------|--|---------------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-С-001  | Содержание тома 3.1  | Изм. 1 (Зам.) |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-СП-001 | Состав проектной документации  |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ТЧ-001 | Часть 1.Куст скважин. Текстовая часть.                                 | Изм. 1 (Зам.) |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-001 | Схема принципиальная технологическая куста скважин N7                  |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-002 | Схема принципиальная технологическая куста скважин N8                  | Изм. 1 (Зам.) |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-003 | Схема принципиальная технологическая куста скважин N9                  |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-004 | Обвязка устья скважины на КП7. План. Разрез 1-1                        |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-005 | Обвязка устья скважины на КП8. План. Разрез 1-1                        |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-006 | Обвязка устья скважины на КП9. План. Разрез 1-1                        |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-007 | Измерительная установка (К7-ИУ-001, К9-ИУ-001). План. Разрезы 1-1, 2-2 |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-008 | Измерительная установка (К8-ИУ-001). План. Разрезы 1-1, 2-2            |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-009 | Установка дозирования химреагентов. План. Разрез 1-1                   |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-010 | Камера запуска СОД (7К-КЗ-001). План. Разрез 1-1                       |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-011 | Камера запуска СОД (8К-КЗ-001). План. Разрез 1-1                       |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-012 | Камера запуска СОД (9К-КЗ-001). План. Разрез 1-1                       |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-013 | Дренажная емкость V=8м3 (7К-ЕД-001, 9К-ЕД-001). План. Вид А            |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-014 | Дренажная емкость V=8м3 (8К-ЕД-001). План. Вид А                       |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-015 | Куст скважин N7. План инженерных сетей                                 |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-016 | Куст скважин N8. План инженерных сетей                                 |               |
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-017 | Куст скважин N9. План инженерных сетей                                 |               |

Взам. инв. №






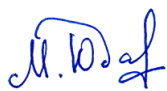



Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм.     | Кол.уч. | Лист       | № док.  | Подпись | Дата     |
|----------|---------|------------|---------|---------|----------|
| 1        | -       | Зам.       | 5773-24 |         | 31.05.24 |
| Разраб.  |         | Гаврилина  |         |         | 31.05.24 |
| Н.контр. |         | Поликашина |         |         | 31.05.24 |

|                                       |      |        |
|---------------------------------------|------|--------|
| <b>ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-С-001</b> |      |        |
| Содержание тома 3.1                   |      |        |
| Стадия                                | Лист | Листов |
| П                                     |      | 1      |
| <b>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ</b>               |      |        |

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

|                     |   |                 |
|---------------------|---|-----------------|
| Начальник отдела    |    | С.А. Силин      |
| Главный специалист  |    | В.И. Липатов    |
| Заведующий группой  |    | И.А. Жорник     |
| Заведующий группой  |    | Н.С. Маркелова  |
| Инженер I категории |    | И.Б. Гаврилина  |
| Начальник отдела    |    | М.А. Юдаков     |
| Главный специалист  |    | М.А. Федотенко  |
| Главный специалист  |    | Е.А. Никишова   |
| Нормоконтролер      |  | Е.В. Поликашина |

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |      |
|--|------|
| 1 СБОР НЕФТИ И ГАЗА.....   | 1-4  |
| 1.1 ВВЕДЕНИЕ.....  | 1-4  |
| 1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....  | 1-4  |
| 1.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА.....   | 1-4  |
| 1.3.1 Населенные пункты и транспортная сеть.....   | 1-4  |
| 1.3.2 Климат.....  | 1-4  |
| 1.3.3 Геологические условия и сведения о грунтах.....  | 1-5  |
| 1.3.4 Гидрографические условия.....  | 1-6  |
| 1.3.5 Геоэкологические условия.....  | 1-7  |
| 1.3.6 Сведения об опасных геологических процессах и явлениях.....  | 1-7  |
| 1.4 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ,<br>ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ<br>ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА,<br>ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ..... | 1-8  |
| 1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....  | 1-8  |
| 1.4.2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом.....  | 1-8  |
| 1.4.3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса.....   | 1-11 |
| 1.4.3.1 Обустройство устьев скважин.....   | 1-11 |
| 1.4.3.2 Измерительная установка.....   | 1-12 |
| 1.4.3.3 Установка дозирования химреагента.....   | 1-14 |
| 1.4.3.4 Установка дозирования ингибитора парафиноотложения и солеотложения.....  | 1-15 |
| 1.4.3.5 Дренажная емкость.....   | 1-17 |
| 1.4.3.6 Площадка узла запуска СОД.....   | 1-18 |
| 1.4.3.7 Узел глушения скважины.....  | 1-19 |
| 1.4.3.8 Узел отключающей арматуры на выходе с куста.....   | 1-19 |
| 1.4.3.9 Запорная и регулирующая арматура.....  | 1-21 |
| 1.4.3.10 Технологические трубопроводы.....   | 1-22 |
| 1.4.3.11 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации.....  | 1-23 |
| 1.4.3.12 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических<br>трубопроводов.....  | 1-23 |
| 1.4.4 Требования к организации производства.....   | 1-31 |
| 1.5 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....  | 1-33 |
| 1.6 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ.....  | 1-34 |
| 1.7 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ.....   | 1-35 |
| 1.8 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И<br>ОБОРУДОВАНИЯ.....  | 1-35 |
| 1.9 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА.....   | 1-35 |
| 1.9.1 Общие положения.....   | 1-35 |
| 1.9.2 Исходные данные.....   | 1-36 |
| 1.9.3 Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов<br>№№ 7, 8, 9 Ботуобинского горизонта Чаяндынского НГКМ.....  | 41   |
| 1.9.4 Анализ и выводы по результатам гидравлического расчета системы сбора продукции<br>со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботуобинского горизонта Чаяндынского НГКМ.....  | 1-52 |
| 1.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ<br>ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....   | 1-52 |
| 1.11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К<br>ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА<br>ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ.....  | 1-52 |
| 1.12 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ<br>БЕЗОПАСНОСТИ, РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ<br>ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ).....   | 1-56 |
| 1.13 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ<br>РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ<br>МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ.....   | 1-56 |
| 1.14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА<br>ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО<br>СТРОИТЕЛЬСТВА.....  | 1-56 |
| 1.15 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ПРОИЗВОДСТВЕННОМ<br>ОБЪЕКТЕ.....  | 1-58 |
| 1.16 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И<br>СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ.....  | 1-58 |

|  |            |
|--|------------|
| 1.17 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в атмосферу .....  | 1-59       |
| 1.18 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов ..... | 1-59       |
| 1.19 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента .....                                   | 1-59       |
| <b>2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ .....</b>   | <b>2-1</b> |
| 2.1 Назначение .....   | 2-1        |
| 2.2 Общие положения .....  | 2-1        |
| 2.2.1 Технологические трубопроводы .....   | 2-1        |
| 2.3 Характеристика района .....  | 2-1        |
| 2.4 Материальное исполнение .....  | 2-1        |
| 2.4.1 Трубы .....  | 2-1        |
| 2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы .....  | 2-3        |
| 2.4.3 Крепежные детали .....   | 2-4        |
| 2.4.4 Запорная и регулирующая арматура .....   | 2-4        |
| 2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов .....   | 2-5        |
| 2.5.1 Исходные данные .....  | 2-5        |
| 2.5.1 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов .....  | 2-9        |
| 2.5.2 Расчёт срока службы трубопроводов .....  | 2-10       |
| 2.5.3 Выборка типоразмеров труб .....  | 2-11       |
| 2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов .....  | 2-17       |
| 2.7 Антикоррозионные покрытия .....  | 2-19       |
| Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов .....  | А-1        |
| Приложение Б Ведомость оборудования, изделий и материалов .....  | Б-1        |

# 1 Сбор нефти и газа

## 1.1 Введение

В настоящем разделе представлено описание технологических решений проекта «Обустройство Чаюдинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9». Проектом предусматривается обустройство кустов добывающих нефтегазовых скважин №7, 8, 9.

## 1.2 Исходные данные для проектирования

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

– Задание на проектирование «Обустройство Чаюдинского НГКМ. Кусты скважин №7,8,9», утвержденное Генеральным директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Крупениковым В.Б.;

– Материалов инженерных изысканий.

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

Основанием для проектирования является утвержденный концептуальный проект наземного обустройства м/р (п.1. Задания на проектирование).

## 1.3 Краткая характеристика района строительства

### 1.3.1 Населенные пункты и транспортная сеть

В административном отношении Чаюдинский лицензионный участок расположен на территории Ленского и Мирнинского административных районов Республики Саха (Якутия) в 178 км юго-западнее г. Ленска и в 270 км юго-юго-западнее г. Мирный; в 74 км к юго-западу от находится Талаканское НГКМ.

На территории участка населенные пункты отсутствуют. Ближайшие населенные пункты: с. Таас-Юрях – 110 км, с. Иннялы – 165 км, с. Толон – 168 км, с. Алысардах – 162 км, п. Пеледуй – 156 км.

Граничными к району работ лицензионными участками являются с севера: Бюкский; с запада: Кедровый, Северо-Талаканское, Восточно-Талаканский; с юга и востока: Южно-Талаканский, Хоронохский.

### 1.3.2 Климат

Климатическая характеристика для территории строительства приведена по метеостанции Комака.

Среднегодовая температура воздуха равняется минус 6,7°С. Наиболее холодным месяцем является январь, наиболее теплым – июль. Максимальная температура воздуха за весь период наблюдений составляет 39°С, минимальная температура воздуха составляет минус 61°С.

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...–60 °С. Частично столь низкие температуры обусловлены также мощными температурными инверсиями.

Весна наступает в мае под влиянием выноса тёплых воздушных масс из южных широт. Усиливается циклоническая деятельность. Погода в весенний период — неустойчивая и ветреная (средняя скорость ветра 2,5—3,5 м/с). Часты снегопады; осадки увеличиваются по

сравнению с зимой почти в три раза. Температура воздуха повышается интенсивно — до 15 °С от месяца к месяцу. Однако в тылу циклонов часто наблюдаются вторжения холодных арктических масс, вызывающих возврат холодов, при которых в мае температура может падать до -20 °С.

Лето (июнь—август) сопровождается усиленным прогреванием территории, в связи с чем устанавливается пониженное атмосферное давление. Циклоническая деятельность и увеличение абсолютной влажности обуславливают наибольшее в году количество осадков — порядка 100 мм за три летних месяца; такая сравнительно небольшая величина связана с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюдированном состоянии. Абсолютные максимумы температуры достигают +39,2 °С. Сочетание высоких температур и малого количества осадков вызывает в отдельные годы засухи.

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.

Согласно СП 20.13330.2016 территория относится к:

- IV району по весу снегового покрова (значение нагрузки — 2,0 кПа);
- Ia району по давлению ветра (0,17 кПа);
- II району по толщине стенки гололеда (нормативная толщина стенки гололеда 5 мм).

Согласно классификации климатического районирования для строительства (СП 131.13330.2020) изыскиваемая территория относится к I климатическому району (подрайон I Д).

Согласно ПУЭ-7:

- по ветровому давлению участок работ относится ко II району, нормативное ветровое давление при скорости ветра 29 м/с равно 500 Па;
- по гололедным нагрузкам участок работ относится ко II району с толщиной стенки гололеда 15 мм;
- участок изысканий относится к району со средней продолжительностью гроз от 20 до 40 ч.

### 1.3.3 Геологические условия и сведения о грунтах

В геологическом строении территории изысканий принимают участие породы укугутской свиты нижнего отдела юрской системы, перекрытые с поверхности элювиально-делювиальными образованиями коры выветривания по коренным породам и маломощным чехлом современных отложений техногенного происхождения.

Выделено четыре стратиграфо-генетических комплекса (СГК):

СГК – I. Голоценовые техногенные образования (tQ<sub>IV</sub>):

Техногенный грунт - песок мелкий средней плотности неоднородный средней степени водонасыщения, ниже УГВ водонасыщенный, среднепучинистый с включением щебня до 13%. Грунты относятся к сезонномерзлым. Грунт крайне разнороден и содержит большое количество посторонних включений: строительного мусора и остатков органического вещества. Пройденными выработками не вскрыт. Встречается на участках пересечений проектируемых трасс с существующими.

СГК – II. Нерасчлененные элювиально-делювиальные отложения (e,dQ III-IV)

Элювиально-делювиальные отложения широко развиты. Залегают под техногенными грунтами, почвенно-растительным слоем, подстилаются коренными отложениями. Разрез данного СГК представлен тальми и многолетнемерзлыми грунтами: супесями, суглинками с характерным для данного типа грунтов включением крупнообломочного материала. Мощность колеблется в пределах 0,9-5,3 м.



### СГК – III. Элювиальные отложения (е J)

Данные грунты на изыскиваемой территории образовались в результате физического выветривания, вызываемого колебаниями температуры, замерзанием и оттаиванием воды в трещинах. Отложения залегают на разных глубинах в виде мощных прослоев в коренных отложениях. Представлены суглинками щебенистыми, щебенистым, дресвяным грунтом, реже глинами твердыми. Мощность 0,2-16,3 м.

К элювиальным грунтам на изыскиваемой территории отнесены грунты:

- ИГЭ №1. Суглинок пылеватый тяжелый тугопластичный ненабухающий минеральный среднепучинистый с включением щебня до 17%;
- ИГЭ – 1м. Суглинок пылеватый легкий пластичномерзлый слабодистый минеральный, в талом состоянии тугопластичный, среднепучинистый, просадочный, массивной криотекстуры;
- ИГЭ – 1ма. Супесь пылеватая слабодистая минеральная, в талом состоянии пластичная, просадочная, массивной криотекстуры;
- ИГЭ – 2а. Дресвяный грунт слабыветрелый пониженной прочности маловлажный. Заполнитель: суглинок песчанистый тяжелый твердый до 25%;
- ИГЭ – 2а. Дресвяный грунт слабыветрелый пониженной прочности маловлажный. Заполнитель: суглинок песчанистый тяжелый твердый до 25%;
- ИГЭ – 6. Суглинок щебенистый пылеватый тяжелый твердый минеральный незасоленный среднепучинистый;
- ИГЭ – 6б. Глина легкая пылеватая твердая средненабухающая незасоленная.

### СГК – IV. Комплекс осадочных и метаморфических пород нижней юры (J1)

Развиты широко. Это аргиллиты как в морозном, так и талом состоянии. Часто встречаются прослой алевролита, песчаника до 0,2 м. Вскрытая мощность 0,4-11,2 м.

#### 1.3.4 Гидрографические условия

Район работ относится к Якутскому артезианскому бассейну. Гидрографическая сеть района работ развита хорошо. Наиболее крупными водными артериями являются реки Лена, Нюя и их притоки.

Группа сложности перехода через водные объекты согласно СП 482.1325800.2020 (табл. Д.1) – I.

Река Кудулах (морфоствор). Длина реки до створа пересечения с трассой 9,5 км.

Площадь водосбора в створе пересечения составила 49,2 км<sup>2</sup>.

Долина ручья на участке перехода корытообразная, симметричная. Склоны задернованы смешанным лесом, кустарником и травой. Пойма двусторонняя, асимметричная. Пойма заросшая травой и кустарником.

Русло извилистое. Берега обрывистые до 0,8 м высотой. Донные отложения илистые. Уклон водной поверхности на участке перехода 11 %. Наледи, ледоход и карчеход на ручье отсутствует. Водоток несудоходен.

Ручей Улахан-Мохой (морфоствор). Длина ручья до створа пересечения с трассой 5,8 км. Площадь водосбора в створе пересечения составила 24,71 км<sup>2</sup>.

Долина ручья на участке перехода корытообразная, симметричная. Склоны задернованы смешанным лесом, кустарником и травой. Пойма двусторонняя, асимметричная. Пойма заросшая травой и кустарником.

Русло извилистое. Берега обрывистые до 0,5 м высотой. Донные отложения илистые. Уклон водной поверхности на участке перехода 4,0 %.

Наледи, ледоход и карчеход на ручье отсутствует. Водоток несудоходен.

Подземные воды Якутии подразделяются на надмерзлотные, межмерзлотные и подмерзлотные. Их распространение, питание, запасы и количество обусловлены, главным образом геологическим строением местности, климатическими и мерзлотными условиями.

Надмерзлотные (или грунтовые) воды пропитывают сезонно протаивающий слой почвы, грунтов, в пределах которого вода в течение зимы находится в замерзшем состоянии и лишь в теплый оттаивает и увлажняет почву, благоприятствуя тем самым развитию естественной и культурной растительности. Надмерзлотные воды питаются и атмосферными осадками. В тундровой зоне и в подзоне северотаежного редколесья (на низменностях), где слабый поверхностный сток, малая испаряемость и небольшая мощность сезонного протаивания, надмерзлотные воды способствуют заболачиванию и образованию болотных и глеевых почв.

Межмерзлотные воды залегают в сквозных и несквозных талеках, расположенных, главным образом, под крупными реками и озерами, а также внутри мерзлотной толщи.

В Ленском районе широкое распространение имеют полиминеральные воды. Эти воды залегают на сравнительно небольших глубинах от поверхности (300—400 м), обладают значительными гидростатическими напорами и запасами.

### **1.3.5 Геокриологические условия**

Проектируемые сооружения расположены в области прерывистого распространения многолетнемерзлых грунтов. По условиям существования мерзлых пород относится к Тунгусскому региону.

Мерзлота нельдистая, слабольдистая, деградирующая, несливающегося типа. Сохранению мерзлоты благоприятствуют отрицательные среднегодовые температуры, низкие зимние температуры и небольшая мощность снежного покрова.

Температура многолетнемерзлых грунтов на глубине 10 м изменяется от минус 0,1 °С до минус 0,8°С.

### **1.3.6 Сведения об опасных геологических процессах и явлениях**

Процессы физико-химического выветривания широко распространены на В пределах исследуемой территории получили распространение экзогенные и эндогенные процессы. Внешние геологические процессы, отрицательно влияющие на условия строительства и эксплуатацию существующих объектов, имеют широкое распространение. В пределах исследуемой территории выявлены следующие виды процессов: криогенные и подтопление, которые в соответствии с п. 5.12 СП446.1325800.2019 относятся к опасным геологическим и инженерно-геологическим процессам.

Морозное пучение широко распространено на исследуемой территории. В случае устройства открытых выработок в талых грунтах в холодный период года промерзание грунта будет происходить на большую глубину и распространение процесса морозного пучения соответственно увеличится.

В соответствии с таблицей 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасности природных процессов по пучению (потенциальная площадная пораженность территории более 75%) оценивается как весьма опасная.

Принимая во внимание изменение гидрогеологических условий района изысканий и согласно критериям типизации территорий по подтопляемости (Приложение И СП 11-105-97, часть 2) район работ относится к постоянно подтопленному в естественных условиях (I-A).

Уровень грунтовых вод фактический, и с учетом прогноза показан на инженерно-геологических разрезах.

Общая пораженность территории процессом подтопления 75-100 %. В соответствии с СП 115.13330.2016 категория опасности природных процессов по подтоплению территории оценивается как весьма опасная.

Согласно СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах», район строительства проектируемых объектов расположен на территории с расчётной сейсмической интенсивностью для объектов основного строительства менее 6 баллов (карта ОСР-2015-В). Район расположения объекта сейсмически неактивен.

В соответствии с СП 115.13330.2016 категория опасности природных процессов по землетрясениям оценивается: как – умеренно опасная.

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

##### **1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции**

На основании Задания на проектирование разработаны проектные решения по обустройству кустовых площадок нефтегазовых добывающих скважин №7, 8, 9 Чаяндинского месторождения, а также строительству линейной части нефтегазосборных трубопроводов от кустовых площадок №7, 8, 9 до точек врезки (проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от кустов скважин описаны в Томе 3.2).

Границами проектирования являются фланцы фонтанной арматуры добывающих скважин кустов с одной стороны и точки врезки промысловых нефтегазосборных трубопроводов - с другой стороны.

Общий фонд добывающих скважин обустраиваемых кустов составляет:

- 8 шт. – Куст №7;
- 8 шт. – Куст №8;
- 8 шт. – Куст №9.

Принятое расчетное давление проектируемых трубопроводов на кусте скважин составляет:

- от фонтанной арматуры до клапана-отсекателя - 16,0 МПа;
- от клапана-отсекателя до запорной арматуры с электроприводом на границе куста - 4,0 МПа.

Расчетное давление трубопровода подачи реагента составляет 4,0 МПа.

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

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

##### **1.4.2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом**

Схема технологическая принципиальная добывающих скважин куста №7 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-001, куста №8 – на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-002, куста №9 – на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-003.

В проекте принята напорная герметизированная система сбора нефтегазовой смеси.

Обустройство кустов скважин №7, 8, 9 Чаяндинского нефтегазового месторождения включает проектирование технологических сооружений, необходимых для добычи, учета и подачи продукции до точек врезок в промысловый трубопровод, сооружения для предотвращения гидратообразования и возможных отложений АСПО.

Технологические сооружения кустов №7, 8, 9 имеют следующий состав:

- устье скважин с технологической обвязкой;
- площадка под приемные мостки, совмещенная с площадкой под ремонтный агрегат;
- места для крепления пригрузов (4 места рядом с каждой скважиной);
- размещение инвентарного узла подключения агрегата для глушения скважины (1 шт. на скважину) предусматривается на площадке под ремонтный агрегат;

- измерительная установка (ИУ);
- установка дозирования химреагента (УДХ);
- подземная дренажная емкость  $V=8 \text{ м}^3$  (для куста №8 с полупогружным насосом);
- узел камеры запуска СОД:
  - для куста №7 – КЗ СОД DN300 PN40;
  - для куста №8 – КЗ СОД DN250 PN40;
  - для куста №9 – КЗ СОД DN250 PN40;
- технологические трубопроводы.

Ведомость оборудования с его основными характеристиками приведена в Приложении Б.

Эксплуатация добывающих скважин предусматривается механизированным способом с использованием погружных электроцентробежных насосных установок (ЭЦН), согласно заданию на проектирование.

На устьях добывающих скважин кустов №7, 8, 9 по проекту бурения скважин предусматривается фонтанная арматура с местными и дистанционными приборами замера температуры и давления продукта, полного заводского изготовления.

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 площадки обслуживания.

Каждая скважина на кустах №7, 9 оборудуется дросселем регулирующим штуцерным, клапаном обратным устьевым, клапаном-отсекателем с электромагнитным приводом, трехходовым краном с электроприводом и пробоотборным устройством.

Каждая скважина на кусте №8 оборудуется клапаном регулятором расхода жидкости с электроприводом, клапаном регулятором расхода газа с электроприводом, расходомером для газа из затрубного пространства, клапаном обратным устьевым, задвижкой с электроприводом, клапаном-отсекателем с электромагнитным приводом, трехходовым краном с электроприводом, пробоотборным устройством.

На кустах скважин принята коллекторная схема сбора с надземной прокладкой в теплоизоляции и с электрообогревом.

Каждая добывающая скважина подключается к замерному и эксплуатационному коллекторам. Переключение скважин на замер осуществляется с пульта оператора с использованием трехходовых кранов с электроприводом, установленных в обвязке каждой скважины на подключении к замерному и эксплуатационному коллекторам. С помощью переключения потоков через трехходовой кран по замерному коллектору продукция скважин поочередно поступает на измерительную установку (ИУ) для замера дебита скважины. Одна скважина находится на замере, продукция остальных скважин поступает в эксплуатационный коллектор по герметизированной однетрубной системе совместного сбора и далее поступает в линейный нефтегазосборный трубопровод для перекачки на УПН.

На кустах №7, 9 для обеспечения одинакового давления в эксплуатационном коллекторе на всех выкидных трубопроводах установлен дроссель регулирующий, расположенный непосредственно на выходе из фонтанной арматуры. На кусте №8 с этой целью установлены клапаны регулирующие с электромагнитным приводом.

На всех кустах на выкидных трубопроводах установлен механический клапан-отсекатель с электромагнитным дублером. Давление до клапана-отсекателя составляет 16,0 МПа, после – 4,0 МПа.

Для кустов скважин принята измерительная установка с многофазным расходомером, который позволяет производить замеры продукции без необходимости предварительной сепарации и калибровки по потоку. Также на замерной установке предусмотрено определение газового фактора добываемой продукции.

Для предупреждения преждевременной коррозии трубопроводов предусмотрена подача ингибитора коррозии от установки дозирования химреагента (УДХ) через узел ввода в нефтегазосборный трубопровод на площадке камеры запуска СОД.

Для осуществления периодической механической очистки от примесей и скоплений воды с целью защиты от коррозии и парафиноотложения нефтегазосборных трубопроводов на кустах №7, 8, 9 установлены узлы запуска СОД для запуска очистного и диагностического устройств. 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. Соответствующие узлы приема (УП) СОД запроектированы в составе нефтегазосборных трубопроводов (Том 3.2).

Защита от парафиноотложения и солеотложения выполняется подачей ингибиторов в затрубное пространство скважин от передвижных установок УДЭ.

Для опорожнения трубопроводной обвязки измерительной установки, камеры запуска СОД предусматривается подземная дренажная емкость объемом 8 м<sup>3</sup>.

На кустах №7, 9 в емкости предусмотрен контроль минимального, максимального уровней жидкости. В случае заполнения подземной дренажной емкости дренаж направляется через БРС в передвижную технику.

Для автономности куста №8 предусмотрена автоматизированная подземная дренажная емкость с полупогружным насосом. Опорожнение дренажной емкости автоматическое в эксплуатационный коллектор.

Контроль загазованности на территории кустовой площадки осуществляется газоанализаторами.

На площадках камер запуска СОД перед узлами запорной арматуры с электроприводом (на выходе с куста) предусмотрена установка технологических задвижек (вантуз) на случай разгерметизации и проведение технологических операций на трубопроводе.

Трубопроводы в системе сбора продукции скважин, дренажные трубопроводы на кустовой площадке приняты надземной прокладки в теплоизоляции с электрообогревом. Предусматривается теплоизоляция пенополиуретаном 100 мм для труб DN>100 (включительно), 50 мм для DN<100.

В конце эстакады на кустах предусматривается запорная арматура с ручным управлением и заглушкой для подачи пара (или горячей нефти) в эксплуатационный и замерный коллекторы, а также для возможности расширения количества скважин на кусте, при необходимости. Подача пара осуществляется от передвижной пропарочной установки (ППУ).

Границей технологических трубопроводов на кустах скважин №7, 8, 9 является присоединительный ответный фланец отсекающей запорной арматуры К7/К8/К9-XV-001 на выходе с куста. При проектировании технологических трубопроводов соблюдены требования ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Все технологическое оборудование, предусмотренное к использованию в проекте – новое, поставляется по соответствующим опросным листам (Том ТТ, ОЛ, С), нормативным документам РФ (ГОСТ, ОСТ), внутренним нормативным документам Заказчика (ТТТ).

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

Все проектируемые трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах. Для закрепления надземных трубопроводов на траверсах используются корпусные хомутовые и тавровые хомутовые опоры по ОСТ 36-146-88.

Для обеспечения устойчивости трубопровода при изменении способа прокладки подземно/надземно на УЗА, камере запуска СОД предусмотрена регулируемая опора.

### **1.4.3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса**

#### **1.4.3.1 Обустройство устьев скважин**

На кусте №7 размещается 8 скважин, на кусте №8 – 8, на кусте №9 – 8, продукция от которых поступает в выкидной трубопровод, а затем в общий эксплуатационный коллектор.

Скважины в кусте размещаются на одной прямой. Расстояния между устьями скважин составляет 9 м.

Проектная документация на строительство многоствольных, многозабойных скважин на Чаяндинском НГКМ выполнена ООО «Сибтехнобурпроект».

Для обвязки добывающих скважин применяется типовая устьевая фонтанная арматура типа АФК1Э-65х21 К1 ХЛ, конструкция которой обеспечивает выполнение требований п. 618 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Устьевая арматура скважин оборудуется на заводе необходимыми приборами для замера температуры, трубного и затрубного давления продукции скважины, устанавливается на скважине буровыми предприятиями и в проектную документацию не входит. Границей проектирования выкидных трубопроводов скважин является фланцевая пара, установленная на запорной арматуре устьев скважин.

На кустах №7, 9 в обвязке устьев нефтяных скважин предусмотрены: дроссели регулирующие, пробоотборники, незамерзающие устьевые обратные клапаны, трехходовые краны с электроприводом, штуцера для и продувки с задвижкой, штуцера для дренажа с задвижкой.

Предусмотренный на кустах №7, 9 дроссель регулирующий штуцерный DN80 PN210 по техническим характеристикам соответствует технологическим параметрам сбора продукции скважин (для нефтегазовых сред на давление до 21 МПа), климатическим условиям района строительства (исполнение ХЛ1) и дополнительным требованиям ТТТ-01.02.05-01, версия 1.0 «Устьевое оборудование, в том числе колонные головки, устьевая арматура, кабельные вводы, дроссели, обратные клапаны, СУСГ, лубрикаторы», разработанных на основе действующей нормативно-технической документации РФ для возможности регулирования расхода продукции скважины.

На кусте №8 в обвязке устьев нефтяных скважин предусмотрены: клапаны регуляторы расхода жидкости с электроприводом на манифольдной линии, регуляторы расхода газа с электроприводом на затрубной линии, расходомеры для газа затрубной линии (Том 3.3), датчики давления и температуры до и после расходомеров, клапаны обратные устьевые, задвижки с электроприводом, клапаны-отсекатели с электромагнитным приводом, трехходовые краны с электроприводом, пробоотборники, штуцера для и продувки с задвижкой, штуцера для дренажа с задвижкой.

На всех кустах давление до клапана-отсекателя составляет 16,0 МПа, после – 4,0 МПа. Автоматическое закрытие клапана-отсекателя происходит в случае повышения давления в выкидном трубопроводе свыше 4,0 МПа. Также закрытие клапана-отсекателя происходит в падения давления до 0,6 МПа. Клапан-отсекатель предусмотрен в нормально-открытом исполнении.

Трехходовой кран позволяет переключать продукцию добывающей скважины либо в эксплуатационный коллектор, либо в замерный коллектор.

Объем автоматизации представлен в томе 3.3 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Конструкция пробоотборника позволяет производить отбор проб продукции, выходящей из скважины в любой точке сечения трубопровода.

В технологической обвязке добывающих скважин кустов, на фонтанной арматуре, размещаются устройства для ввода ингибиторов парафино- и соле-отложений от передвижных установок УДЭ в затрубное пространство.

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

- устье скважины;
- место для площадки под приемные мостки (9,0x4,0);
- место для площадки под агрегат подземного ремонта скважин (11,0x2,5 м);
- места под якоря оттяжек подъемного агрегата (0,5x0,5 м).

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

К фонтанной арматуре предусматривается подключение инвентарного узла глушения скважин.

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

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

Обвязка устья газовой скважины куста №7 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-004, обвязка устья газовой скважины куста №8 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-005, обвязка устья газовой скважины куста №9 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

#### **1.4.3.2 Измерительная установка**

В составе кустов нефтяных скважин №7, 8, 9 предусмотрены измерительные установки (ИУ) К7-ИУ-001, К8-ИУ-001, К9-ИУ-001 соответственно, на 1 подключение, блочного исполнения, на базе бессепарационной технологии измерения, с использованием многофазного расходомера, которая обеспечивает замер поступающей от скважины продукции. Измерительная установка осуществляет замер дебита скважины по нефти, воде и газу в автоматическом режиме.

Измерительная установка представляет собой технологический блок во взрывозащищенном исполнении. В блоке имеются элементы жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция, пожарная сигнализация и сигнализация загазованности). Так же в технологическом блоке располагается распределительный щит с необходимым набором пусковой и защитной аппаратуры (во взрывозащищенном исполнении).

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

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

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 технологическом блоке размещаются трубопроводная обвязка, замерное устройство многофазного потока.

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

В случае профилактического осмотра, ремонта или аварийной ситуации дренаж оборудования и трубопроводов ИУ осуществляется в подземную дренажную емкость.

Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК внутри блока, а также автоматическая пожарная сигнализация.

Индивидуальная замерная установка для кустов №7, №9 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-007, для куста №8 на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-008.

Поставка измерительной установки для куста №7 осуществляется в соответствии с опросным листом ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-001, для куста №8 в соответствии с опросным листом ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-013, для куста №9 в соответствии с опросным листом ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-014.

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

Бессепарационная ИУ выполняет измерения и вычисления следующих параметров дебита продукции нефтяных скважин:

- объемный дебит жидкости (нефть и вода) ст. м<sup>3</sup>/сут;
- объемный дебит нефти ст. м<sup>3</sup>/сут;
- объемный дебит воды ст. м<sup>3</sup>/сут;
- объемный дебит газа ст. м<sup>3</sup>/сут;
- массовый дебит жидкости (нефть и воды) т/сут;
- массовый дебит нефти т/сут;
- массовый дебит воды т/сут;
- массовый дебит газа кг/сут;
- мгновенный объемный расход жидкости (нефть и вода) ст. м<sup>3</sup>/ч;
- мгновенный объемный расход нефти ст. м<sup>3</sup>/ч;
- мгновенный объемный расход воды ст. м<sup>3</sup>/ч;
- мгновенный объемный расход газа ст. м<sup>3</sup>/ч;
- мгновенный массовый расход жидкости (нефть и воды) т/ч;
- мгновенный массовый расход нефти т/ч;
- мгновенный массовый расход воды т/ч;
- мгновенный массовый расход газа кг/ч;
- объемное и массовое влагосодержание об. (масс.) %.
- мгновенная и средняя (в т.ч. средневзвешенная по дебиту) температура измеряемой среды °С;
- мгновенное и среднее (в т.ч. средневзвешенное по дебиту) давление измеряемой среды МПа.

Технические характеристики замерной установки К7-ИУ-001 (куст №7):

- Количество подключений – 1 шт.;
- Максимальное рабочее (расчетное) давление – 4,0 МПа;
- Расход по жидкости ст.м<sup>3</sup>/сут:
  - min – 0,01;
  - max – 160;
- Расход по газу ст. м<sup>3</sup>/сут, (max):
  - min – 4507,7;
  - max – 17663,7;
- Тип расходомера – многофазный.

Технические характеристики замерной установки К8-ИУ-001 (куст №8):

- Количество подключаемых скважин – 1 шт.;
- Максимальное рабочее (расчетное) давление – 4,0 МПа;



- Расход по жидкости ст.м<sup>3</sup>/сут:
  - min – 2,0;
  - max – 177;
- Расход по газу ст. м<sup>3</sup>/сут, (max):
  - min – 4090;
  - max – 65059;
- Тип расходомера – многофазный.

В соответствии с заданием на проектирование (п.17) для куста №8 предусмотрена автоматизированная измерительная установка. Запроектирована откачка из дренажной емкости в измерительную установку, далее в нефтегазосборный коллектор.

Технические характеристики замерной установки К9-ИУ-001 (куст №9):

- Количество подключаемых скважин – 1 шт.;
- Максимальное рабочее (расчетное) давление – 4,0 МПа;
- Расход по жидкости ст.м<sup>3</sup>/сут:
  - min – 1,0;
  - max – 97;
- Расход по газу ст. м<sup>3</sup>/сут, (max):
  - min – 1761;
  - max – 25393;
- Тип расходомера – многофазный.

#### **1.4.3.3 Установка дозирования химреагента**

На территории кустов скважин №7, 8, 9 для предупреждения преждевременной коррозии трубопроводов предусмотрена подача ингибитора коррозии от установок дозирования химреагента (УДХ) К7-УДХ-001, К8-УДХ-001, К9-УДХ-001 соответственно в нефтегазосборный коллектор.

На куст ингибитор доставляется передвижной техникой и сливается в емкость внутри блока УДХ. Подача ингибитора в нефтегазосборные трубопроводы осуществляется насосами-дозаторами, входящими в комплект УДХ. Дренаж установки дозирования химреагента направляется через БРС в передвижную технику.

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

УДХ представляет собой закрытый блок-бокс во взрывозащищенном исполнении, включающий в себя включающий в себя технологическую емкость для хранения ингибитора коррозии объемом 3,0 м<sup>3</sup>, два дозирочных плунжерных насоса (1 рабочий и 1 резервный) производительностью 10л/ч.

Электродвигатели насосов, устанавливаемых в блоке, имеют климатическое исполнение ХЛ4, взрывозащищенное исполнение (группа II), вид взрывозащиты не менее ПЕхdIIАТ2 по ГОСТ 30852.0-2002, температурный класс электрооборудования – Т2.

Расчетное давление ингибиторопровода составляет 4,0 МПа от УДХ до обратного клапана в составе узла ввода ингибитора. Устройство ввода поставляется совместно с блоком УДХ, диаметр DN25.

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

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

Установка дозирования химреагента выполняет следующие функции:

- прием ингибитора из передвижной техники в бак с помощью внешнего насоса, установленного на передвижной технике;

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

Внутри блок-бокса располагается технологическое оборудование. Шкаф ЛСУ поставляется комплектно с УДХ и располагается в блоке автоматики или аналогичном, который вынесен из взрывоопасной зоны.

Распределительный щит с пусковой и защитной аппаратурой.

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

Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК для контроля загазованности в блоке УДХ, а также один датчик ДВК снаружи блока.

УДХ поставляется в комплекте с совмещенным дыхательным клапаном, оснащенный огнепреградителем, который устанавливается на воздушнике, выведенном из емкости с ингибитором за пределы блока.

~~В качестве рекомендуемых к применению ингибиторов коррозии при постоянной подаче в нефтегазосборный коллектор – «СНПХ 6941А», «АЗОЛ 5034А», «УноКем 10001» (или аналогичный) с удельной дозировкой ингибитора 25–35 мг/дм<sup>3</sup> добываемой жидкости.~~

~~Общий максимальный расход ингибитора коррозии при постоянном дозировании на год максимальной добычи жидкости составляет:~~

- ~~куст №7 – 18,8 т/год;~~
- ~~куст №8 – 21,1 т/год;~~
- ~~куст №9 – 15,0 т/год.~~

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

Установка дозирования химреагента представлен на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-009.

Изготавливается и поставляется УДХ для кустов №7, 9 согласно опросному листу ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-002, для куста №8 согласно опросному листу ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-020.

#### **1.4.3.4 Установка дозирования ингибитора парафиноотложения и солеотложения**

Для защиты скважин и трубопроводов от отложения солей, и парафина на кустах нефтяных скважин №7, 8, 9 требуется подача в затрубное пространство скважин ингибиторов парафиноотложения и солеобразования. Для этих целей предусматривается подача ингибиторов в каждую скважину с помощью передвижных мобильных установок дозирования ингибитора (УДЭ), смонтированных на салазках, оборудованных сцепным устройством. Стационарное строительное основание под данную установку не требуется. Капиллярный трубопровод от установки до скважины прокладывается по земле, входит в комплект установки.

~~В период добычи малообводненных нефтей рекомендуются ингибиторы парафиноотложения АСПО «Реком 7125», «ФЛЭК ИП 102» (или аналогичный) с удельным расходом реагента от 300 г/т добываемой нефти. При увеличении обводненности продукции скважин выше 30 % рекомендуются ингибиторы АСПО «ФЛЭК ИП 106» (или аналогичный) с удельным расходом реагента от 200–300 г/т добываемой нефти.~~

~~Общий максимальный расход ингибитора парафиноотложения при постоянном дозировании на год максимальной добычи нефти составляет:~~

- ~~куст №7 164,8 т/год;~~
- ~~куст №8 127,2 т/год;~~
- ~~куст №9 122,5 т/год.~~

Для предотвращения процесса солеобразования в добывающих скважинах и трубопроводах предусматривается периодическая подача ингибитора солеотложения карбонатного типа в отдельные осложненные скважины. Солеобразование наиболее вероятно при обводненности добываемой продукции скважин более 60-65 %. Подача реагента солеотложения в затрубное пространство или непосредственно в зону приема УЭЦН осложненных отложениями скважин.

~~Объем закачиваемого реагента в пересчете на удельную дозировку составит 80-100 г/м<sup>3</sup> попутно добываемой воды и будет зависеть от обводненности и состава воды обрабатываемой скважины. Проектом предусмотрено применение ингибитора солеотложения СНПХ 5312 Т (или аналогичный). Максимальное количество закачиваемого ингибитора солеотложения составляет:~~

- ~~куст №7 9,2 т/год;~~
- ~~куст №8 20,7 т/год;~~
- ~~куст №9 3,5 т/год.~~

Подача ингибитора осуществляется по нагнетательному гибкому трубопроводу наружного диаметра не более 9 мм, поставляемому в комплекте с УДЭ. Подключение нагнетательного трубопровода предусматривается к трубной конической (внутренней) резьбе Rc 1/2' по ГОСТ 6211 фланца устьевого арматуры добывающих скважин.

Производительность насоса-дозатора в блоке УДЭ принята по технической характеристике установки дозирования ингибитора.

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

**Таблица 1.1 - Техническая характеристика установка дозирования ингибитора**

| Наименование  | Параметры        |
|---|------------------|
| Тип дозировочного насоса  | НД 1,6/ 100 К14В |
| Количество, шт.   | 1                |
| Подача насоса, л/ч  | 1,6              |
| Предельное давление на выходе, кгс/см <sup>2</sup>  | 100,0            |
| Объем расходного бака, м <sup>3</sup>   | 0,42             |
| Количество, шт.   | 1                |
| Потребляемая мощность, кВт  | 1,0              |
| Класс взрывоопасной зоны по ст. 19 Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (по ПУЭ) | 2                |
| Категория блока ст. 27 Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»                      | -                |
| Габаритные размеры, мм:   |                  |
| - длина   | 1035,0           |

| Наименование                              | Параметры |
|---|-----------|
| - ширина                                  | 1035,0    |
| - высота                                  | 1480,0    |
| Масса установки, кг                       | 200,0     |
| Климатическое исполнение по ГОСТ 15150/69 | ХЛ1       |
| Проектный срок эксплуатации, лет          | 20        |

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

#### **1.4.3.5 Дренажная емкость**

Для опорожнения трубопроводной обвязки замерной установки и камеры запуска СОД на кустах нефтяных скважин №7, 8, 9 предусматривается подземная дренажная емкость (ЕД) К7-ЕД-001, К8-ЕД-001, К9-ЕД-001 соответственно, объемом 8,0 м<sup>3</sup>.

Для контроля загазованности вокруг емкости устанавливается 1 датчик ДВК.

Емкость оснащается свечой рассеивания DN100, высотой не менее 5 м, на конце которой устанавливается клапан дыхательный, совмещенный с огнепреградителем типа СМДК. Для исключения замерзания трубопровода на свечу рассеивания в период отрицательных температур предусматривается теплоизоляция из ППУ 100мм с оцинкованным покрытием и электрообогревом для поддержания температуры +5°C (ручное включение перед началом проведения работ).

Для обслуживания внутренней полости емкости предусмотрена лестница.

Для кустов скважин №7, 9 откачка из дренажной емкости осуществляется насосом в составе передвижной техники. В емкости предусмотрен контроль минимального, максимального уровней. Также предусмотрен штуцер для пропарки, оснащенный запорной арматурой с ручным приводом и быстроразъемным соединением (БРС).

Для куста №8 предусмотрена автоматизированная подземная дренажная емкость с полупогружным насосом К8-НПП-001, опорожнение дренажной емкости автоматическое в эксплуатационный коллектор. В емкости предусмотрен контроль минимального, максимального аварийного уровней жидкости. При максимальном уровне жидкости включается полупогружной насос и происходит откачка в нефтегазосборный трубопровод при автоматическом открытии электроприводной задвижки в измерительной установке, при минимальном насос выключается, электроприводная задвижка на измерительной установке закрывается. Так же в емкости предусмотрен контроль минимального, максимального аварийного значения давления, при достижении которых в емкости происходит отключение полупогружной насос.

Подземная дренажная емкость для кустов №7, 9 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-013, для куста №8 на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-014.

Изготавливается и поставляется ЕД для кустов №7, 9 согласно опросному листу ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-003, для куста №8 согласно опросному листу ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-017.

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

### 1.4.3.6 Площадка узла запуска СОД

Площадка узла запуска СОД предназначена для запуска очистного и диагностического устройства в нефтегазосборный трубопровод системы сбора от кустов №7, 8, 9:

- для куста №7 – КЗ СОД DN300;
- для куста №8 – КЗ СОД DN250;
- для куста №9 – КЗ СОД DN250.

Рабочее давление для камеры запуска очистных устройств (СОД) – 4,0 МПа.

В режиме запуска снаряда перевод продукции куста производится на вход камеры для создания необходимого давления для запуска снаряда. При обычном режиме продукция куста проходит по байпасному трубопроводу камеры. В технологической обвязке камеры установлен тройник с решеткой. Дренаж камер запуска производится в дренажную емкость. На кустовых площадках дренажная линия камеры запуска СОД надземная, обогревается и теплоизолируется.

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:
  - заполнение продуктом камеры из трубопровода во время запуска снарядов;
  - отключение камеры от трубопроводов;
  - опорожнение камеры и всех надземных участков трубопроводов в дренажные емкости;
  - 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.

Камера приема СОД для куста №7 представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-010, для куста №8 на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-011, для куста №9 на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-012.

Схема принципиальная технологическая узла приема СОД представлены в томе 3.2.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение камеры приема СОД соответствует требованиям ТТТ-01.02.04-03 версия 1.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов».

На площадке узла камеры запуска СОД кустов №7, 8, 9 проектом предусмотрена система мониторинга коррозии.

Для контроля за коррозионным состоянием и эффективностью ингибиторной защиты от внутренней коррозии проектируемых нефтегазосборных трубопроводов в соответствии с методическими указаниями М-01.02.04-03 «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов» предусмотрена система мониторинга коррозии с установкой узлов контроля коррозии с гравиметрическими датчиками.

Установка УКК предусматривается с врезкой в надземный нефтегазосборный трубопровод на выходе с кустов скважин перед узлом ввода ингибитора коррозии УДХ.

Для узла контроля коррозии гравиметрического типа предусматривается устройство ввода согласно опросных листов:

- на устройство контроля скорости коррозии (Куст №7) - ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-012;
- на устройство контроля скорости коррозии (Куст №8) - ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-015;

- на устройство контроля скорости коррозии (Куст №9) - ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-016.

#### **1.4.3.7 Узел глушения скважины**

Для обеспечения безопасности, своевременного выполнения работ по управлению и глушению скважин, проведения специальных, ремонтных и аварийных работ на скважинах предусматриваются линии глушения.

Подключение агрегатов к трубопроводу глушения (DN50 PN160) осуществляется посредством быстроразъемных соединений типа БРС.

#### **1.4.3.8 Узел отключающей арматуры на выходе с куста**

Для аварийного отключения подачи добываемой продукции с кустов нефтяных скважин №7, 8, 9 проектом предусматривается запорная арматура с электроприводом К7-XV-001, К8-XV-001, К9-XV-001 PN40, соответственно.

Указанная выше арматура устанавливается на выходе трубопровода с куста на площадке узла камеры запуска СОД.

Данная арматура обеспечивает прекращение подачи продукции с кустов скважин №7, 8, 9 до точек врезки в промышленные нефтесборные трубопроводы (проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от кустов скважин описаны в Томе 3.2) в следующих случаях:

- пожар и загазованность в блоках, находящихся на территории кустов нефтяных скважин №7, 8, 9;
- отключение электроэнергии на территории кустов нефтяных скважин №7, 8, 9;
- повышении или падении давления до и после задвижки с электроприводом К7-XV-001, К8-X-001, К9-XV-001 на кустах №7, 8, 9 соответственно.

Аварийное закрытие К7-XV-001, К8-X-001, К9-XV-001, осуществляется при  $P_{min} = 1,5 \text{ МПа}$  и при  $P_{max} = 4,0 \text{ МПа}$ .

В соответствии с ТТТ-01.02-03 версия 2.1 время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет:

- для задвижек DN80 – не более 100 секунд;
- для задвижек DN250, DN300 – не более 180 секунд.

Запорная арматура с электроприводом К7-XV-001 (DN300 PN40) для куста №7, К8-XV-001 (DN250 PN40) для куста №8 и К9-XV-001 (DN250 PN40) для куста №9 поставляется по ТТТ-01.02.03 версия 2.1 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

Электроприводы для клиновых задвижек поставляются согласно опросному листу:

- на электропривод для задвижки клиновой DN300 PN40 куст №7 - ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-009;
- на электропривод для задвижки клиновой DN250 PN40 куст №8, 9 - ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-010.

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

Компоновка узла отключающей арматуры представлена на чертеже ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-010 для куста №7, ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-011 для куста №8, ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-012 для куста №9.

**Таблица 1.2 - Расстояния между проектируемыми объектами на кустовых площадках**

| <b>Здания и сооружения</b>   | <b>Устье добывающей скважины</b> | <b>Измерительная установка</b> | <b>Установка дозирования химреагента</b> | <b>Дренажная емкость</b> | <b>Площадка камеры запуска СОД</b> |
|--|----------------------------------|--------------------------------|--|--------------------------|------------------------------------|
| <b>Кусты №7, 9</b>   |                                  |                                |  |                          |                                    |
| Устье добывающей скважины  | 5/9                              | 9/23                           | 9/15                                     | 9/36                     | 9/21                               |
| Измерительная установка  | 9/23                             | +                              | +  | 9/9,8                    | +                                  |
| Установка дозирования химреагента  | 9/15                             | +                              | +  | 9/18                     | 9/10                               |
| Дренажная емкость  | 9/36                             | 9/9,8                          | 9/18                                     | +                        | 9/18                               |
| Камера запуска СОД   | 9/21                             | +                              | 9/10                                     | 9/18                     | +                                  |
| <b>Куст №8</b>   |                                  |                                |  |                          |                                    |
| Устье добывающей скважины  | 5/9                              | 9/23                           | 9/15                                     | 9/35                     | 9/21                               |
| Измерительная установка  | 9/23                             | +                              | +  | 9/9                      | +                                  |
| Установка дозирования химреагента  | 9/15                             | +                              | +  | 9/17                     | 9/10                               |
| Дренажная емкость  | 9/35                             | 9/9                            | 9/17                                     | +                        | 9/17,4                             |
| Камера запуска СОД   | 9/21                             | +                              | 9/10                                     | 9/17,4                   | +                                  |
| <b>Примечания</b>  |                                  |                                |  |                          |                                    |
| 1. Символ «+» означает, что расстояние между объектами не нормируется (п. 6.1.9 СП 231.1311500.2015 и приложение 3 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»). |                                  |                                |  |                          |                                    |
| 2. В числителе указано требуемое расстояние, в знаменателе - фактическое в проекте, в метрах.  |                                  |                                |  |                          |                                    |

### **1.4.3.9 Запорная и регулирующая арматура**

Проектом предусматривается надземная установка всей запорной арматуры на кустах скважин №7, 8, 9.

В качестве запорной арматуры для нефтегазопровода применяются задвижки клиновые с герметичностью затвора по классу А в соответствии с ГОСТ 9544-2015 с ручным и электрическим приводом.

В качестве запорной арматуры для ингибиторопроводов применяются задвижки клиновые с герметичностью затвора по классу А в соответствии с ГОСТ 9544-2015 с ручным приводом.

Для продувки применяются краны шаровые с герметичностью затвора по классу А в соответствии с ГОСТ 9544-2015 с ручным приводом.

В качестве регулирующей арматуры применяются клапаны регуляторы с электроприводом с классом герметичности 4 по ГОСТ 9544-2015 (согласно опросным листам ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-018, ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-019).

Для отсечения потока на выкидных трубопроводах от скважин предусмотрен механический клапан-отсекатель с электромагнитным дублером (согласно опросного листа ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-008).

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.

Для обслуживания запорной арматуры, размещаемой на кусте, предусматриваются стационарные площадки обслуживания. Оборудование и вся арматура на кусте предусматриваются климатического исполнения ХЛ1. В соответствии с п.84 Приказа №444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" вся арматура подлежит заводским испытаниям на прочность и плотность. Для теплоизоляции арматуры используются теплоизоляционные маты. Вся арматура заземляется.

Задвижки изготавливаются из той же стали, что и трубопровод, на котором они установлены. Время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет не более 120 секунд. Предусматривается установка фланцевой арматуры с заводской разделкой кромок. Вся арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом.

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

- штуцер дискретный регулируемый DN80 PN210 (согласно опросному листу ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-005);
- клапан обратный устьевой незамерзающий DN80 PN160 (согласно опросному листу ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-007);
- вентиль прободоотборный DN5 PN350 (согласно опросному листу ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-006).

Переключение скважин на замер скважин на кустах осуществляется по заданной программе трехходовым шаровым краном с электроприводом во взрывозащищенном исполнении (согласно опросному листу ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-004).

Электроприводы для клиновых задвижек поставляются согласно опросному листу:

- на электропривод для задвижки клиновой DN80 PN160 куст №8 - ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-011.

В соответствии с ТТТ-01.02-03 версия 2.1 время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет:



– для задвижек DN80 – не более 100 секунд.

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

Применяемая в проекте запорная трубопроводная арматура учитывает дополнительные требования ТТТ-01.02.03 версия 2.1 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

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

#### **1.4.3.10 Технологические трубопроводы**

Все трубопроводы, прокладываемые по территории кустов №7, №8, №9 относятся к технологическим и проектируются в соответствии ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные», а также в соответствии с Приказом №444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов". В соответствии с п.4 ТР ТС 032/2013 группа рабочих сред в технологических трубопроводах – 1.

Расчетное давление проектируемых технологических трубопроводов кустов №7, 8, 9 приведено в п. 1.4.3.12.

Все проектируемые трубопроводы, кроме участков дренажных трубопроводов, прокладываются надземно на эстакадах, что в соответствии с п. 10.1.2 ГОСТ 32569-2013 обеспечивает возможность контроля за техническим состоянием трубопроводов. Трассы технологических трубопроводов выбраны исходя из наименьшей их протяженности, возможности беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения, а также для возможности самокомпенсации температурных деформаций в местах поворотов трассы в соответствии с п. 10.1.3, 10.1.10 ГОСТ 32569-2013. Расположение технологических трубопроводов представлено с учетом необходимого разделения на технологические узлы и блоки при производстве монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации. Конструкция трубопроводов разработана при условии исключения провисания и образования застойных зон.

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

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

Высота прокладки надземных трубопроводов составляет не менее 0,4 м от поверхности земли до оси трубопровода.

Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали приняты в соответствии с ГОСТ 32569-2013 п. 10.1.9. Расстояние от электрических сетей и трубопроводами в «свету» принято не менее 500 мм в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, ПУЭ -7.

Дренажные трубопроводы прокладываются надземно с уклоном 0,003 в сторону дренажной емкости.

В верхних точках надземных технологических трубопроводов предусматриваются воздушники, а в нижних – спускники. На кустах №7, 8, 9 предусмотрена возможность пропарки и продувки всех проектируемых трубопроводов.

Все трубопроводы (кроме ингибиторопровода) на кустовых площадках №7, 8, 9 проектируются с применением теплоизоляции пенополиуретаном 100 мм для труб DN>100 (включительно), 50 мм для DN<100 и электрообогревом.

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

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

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

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

По окончании строительного-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. 1.4.3.12.

#### **1.4.3.11 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации**

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

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

При пересечении трубопроводов расстояние между ними составляет не менее указанных в ГОСТ 32569-2013.

#### **1.4.3.12 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических трубопроводов**

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

Для технологических трубопроводов испытания проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы стальные технологические. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Характеристика отдельных участков трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний проектируемых промышленных трубопроводов представлены в Таблица 1.3.

Испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность проводятся гидравлическим способом. При устойчивых положительных температурах воздуха в качестве рабочей среды для испытания следует использовать воду. В зимнее время применяется раствор этиленгликоли. При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить полное опорожнение трубопровода после испытаний. Мероприятия по обеспечению водой для гидравлических испытаний и способ последующей утилизации загрязненных вод определяются Подрядчиком по строительству и отражаются в проекте производства работ. Также возможен пневматический способ испытаний для участков с расчетным давлением выше 10 МПа, при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии (АЭ), в соответствии с п.13.1.13 ГОСТ 32569-2013.

Для всех технологических трубопроводов максимальное рабочее давление принято равным расчетному давлению.

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

После испытаний на прочность и плотность проводится дополнительное пневматическое испытание трубопроводов на герметичность. Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом. Давление испытания на герметичность равно рабочему давлению трубопровода. Продолжительность испытаний составляет не менее 24 часов.

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

В соответствии с п. 903 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний устанавливаются опасные зоны и обозначаются на местности предупредительными знаками. Для трубопроводов DN100...DN300 радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см<sup>2</sup> в обе стороны от оси трубопровода составляет 100 м. Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см<sup>2</sup> в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода для трубопроводов DN100...DN300 составляет 900 м.

**Таблица 1.3- Характеристика трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний**

| Наименование участков трубопроводов  | Давление расчетное, МПа | Группа, категория по ГОСТ 32569-2013 | Категория по ТР ТС 032/2013 | Контроль сварных соединений физическими методами, % по Приказу №444 от 21.12.2021 | Давление испытания, МПа   |                  | Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин                              | Нормативный документ, на основании которого производится испытания и контроль сварных стыков |
|--|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---|---------------------------|------------------|--|--|
|  |                         |                                      |                             |   | На прочность и плотность  | На герметичность |  |  |
| <b>Технологические трубопроводы на кустах скважин №7, 9</b>                                  |                         |                                      |                             |   |                           |                  |  |  |
| Выкидной трубопровод от скважины до клапана-отсекателя                                       | 16,0                    | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 100   | $1,43 * P_{расч} = 22,88$ | $P_{раб} = 16,0$ | На прочность и плотность:<br>не менее 30 мин.;<br>На герметичность:<br>не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя до врезки в замерный и эксплуатационный коллектор | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 5,72$  | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность:<br>не менее 30 мин.;<br>На герметичность:<br>не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод глушения скважины  | 16,0                    | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 100   | $1,43 * P_{расч} = 22,88$ | $P_{раб} = 16,0$ | На прочность и плотность:<br>не менее 30 мин.;<br>На герметичность:<br>не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Эксплуатационный коллектор до К7/К9-XV-001   | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 100   | $1,43 * P_{расч} = 5,72$  | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность:<br>не менее 30 мин.;<br>На герметичность:<br>не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |

| Наименование участков трубопроводов  | Давление расчетное, МПа | Группа, категория по ГОСТ 32569-2013 | Категория по ТР ТС 032/2013 | Контроль сварных соединений физическими методами, % по Приказу №444 от 21.12.2021 | Давление испытания, МПа  |                  | Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин                        | Нормативный документ, на основании которого производится испытания и контроль сварных стыков |
|--|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---|--------------------------|------------------|--|--|
|  |                         |                                      |                             |   | На прочность и плотность | На герметичность |  |  |
| Замерный коллектор на К7/К9-ИУ-001   | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 5,72$ | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод от К7/К9-ИУ-001 до эксплуатационного коллектора                                    | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 5,72$ | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Ингибиторопровод от К7/К9-УДХ-001 до точки врезки в эксплуатационный коллектор                 | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 5,72$ | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод закачки ингибитора в К7/К9-УДХ-001 из передвижной техники                          | 0,4                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 0,57$ | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод откачки ингибитора из К7/К9-УДХ-001 передвижную технику                            | 1,6                     | A(б), II                             | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 2,29$ | $P_{раб} = 1,6$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД К7/К9-КЗ-001 до точки врезки в дренажный коллектор | 0,05                    | A(б), II                             | -                           | 10  | $1,43 * P_{расч} = 0,2$  | $P_{раб} = 0,2$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |

| Наименование участков трубопроводов   | Давление расчетное, МПа | Группа, категория по ГОСТ 32569-2013 | Категория по ТР ТС 032/2013 | Контроль сварных соединений физическими методами, % по Приказу №444 от 21.12.2021 | Давление испытания, МПа       |                  | Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин                        | Нормативный документ, на основании которого производится испытания и контроль сварных стыков |
|---|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---|-------------------------------|------------------|--|--|
|   |                         |                                      |                             |   | На прочность и плотность      | На герметичность |  |  |
| Дренажный трубопровод от измерительной установки К7/К9-ИУ-001 до точки врезки в дренажный коллектор | 0,05                    | A(б), II                             | -                           | 10  | $1,43 \cdot P_{расч} = 0,2$   | $P_{раб} = 0,2$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Дренажный коллектор   | 0,05                    | A(б), II                             | 2<br>(I гр. среды)          | 10  | $1,43 \cdot P_{расч} = 0,2$   | $P_{раб} = 0,2$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод откачки из дренажной емкости К7/К9-ЕД-001 в емкость передвижной техники                 | 0,05                    | A(б), II                             | 2<br>(I гр. среды)          | 10  | $1,43 \cdot P_{расч} = 0,2$   | $P_{раб} = 0,2$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод подачи пара в дренажную емкость К7/К9-ЕД-001  | 0,05                    | B III                                | -                           | 10  | $1,43 \cdot P_{расч} = 0,2$   | $P_{раб} = 0,2$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| <b>Технологические трубопроводы на кусте скважин №8</b>   |                         |                                      |                             |   |                               |                  |  |  |
| Выкидной трубопровод от скважины до клапана отсекаателя   | 16,0                    | A(б), I                              | 2<br>(I гр. среды)          | 100   | $1,43 \cdot P_{расч} = 22,88$ | $P_{раб} = 16,0$ | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность:                 | ГОСТ 32569-2013  |

| Наименование участков трубопроводов   | Давление расчетное, МПа | Группа, категория по ГОСТ 32569-2013 | Категория по ТР ТС 032/2013 | Контроль сварных соединений физическими методами, % по Приказу №444 от 21.12.2021 | Давление испытания, МПа       |                  | Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин                              | Нормативный документ, на основании которого производится испытания и контроль сварных стыков |
|---|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---|-------------------------------|------------------|--|--|
|   |                         |                                      |                             |   | На прочность и плотность      | На герметичность |  |  |
|   |                         |                                      |                             |   |                               |                  | не менее 24 час  |  |
| Выкидной трубопровод от клапана отсекаателя до врезки в замерный и эксплуатационный коллектор | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 \cdot P_{расч} = 5,72$  | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность:<br>не менее 30 мин.;<br>На герметичность:<br>не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод глушения скважины   | 16,0                    | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 100   | $1,43 \cdot P_{расч} = 22,88$ | $P_{раб} = 16,0$ | На прочность и плотность:<br>не менее 30 мин.;<br>На герметичность:<br>не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Эксплуатационный коллектор до К8-ХV-001   | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 100   | $1,43 \cdot P_{расч} = 5,72$  | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность:<br>не менее 30 мин.;<br>На герметичность:<br>не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Замерный коллектор на К8-ИУ-001   | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 \cdot P_{расч} = 5,72$  | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность:<br>не менее 30 мин.;<br>На герметичность:<br>не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод от К8-ИУ-001 до эксплуатационного коллектора                                      | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 \cdot P_{расч} = 5,72$  | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность:<br>не менее 30 мин.;<br>На герметичность:<br>не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |

| Наименование участков трубопроводов  | Давление расчетное, МПа | Группа, категория по ГОСТ 32569-2013 | Категория по ТР ТС 032/2013 | Контроль сварных соединений физическими методами, % по Приказу №444 от 21.12.2021 | Давление испытания, МПа  |                  | Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин                        | Нормативный документ, на основании которого производится испытания и контроль сварных стыков |
|--|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---|--------------------------|------------------|--|--|
|  |                         |                                      |                             |   | На прочность и плотность | На герметичность |  |  |
| Ингибиторопровод от К8-УДХ-001 до точки врезки в эксплуатационный коллектор                      | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 5,72$ | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод закачки ингибитора в К8-УДХ-001 из передвижной техники                               | 0,4                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 0,57$ | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Трубопровод откачки ингибитора из К8-УДХ-001 передвижную технику                                 | 1,6                     | A(б), II                             | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 2,29$ | $P_{раб} = 1,6$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД К8-К3-001 до точки врезки в дренажный коллектор      | 0,05                    | A(б), II                             | -                           | 10  | $1,43 * P_{расч} = 0,2$  | $P_{раб} = 0,2$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Дренажный трубопровод от измерительной установки К8-ИУ-001 до точки врезки в дренажный коллектор | 0,05                    | A(б), II                             | -                           | 10  | $1,43 * P_{расч} = 0,2$  | $P_{раб} = 0,2$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Дренажный коллектор  | 0,05                    | A(б), II                             | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 0,2$  | $P_{раб} = 0,2$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;                                      | ГОСТ 32569-2013  |



| Наименование участков трубопроводов   | Давление расчетное, МПа | Группа, категория по ГОСТ 32569-2013 | Категория по ТР ТС 032/2013 | Контроль сварных соединений физическими методами, % по Приказу №444 от 21.12.2021 | Давление испытания, МПа  |                  | Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин                        | Нормативный документ, на основании которого производится испытания и контроль сварных стыков |
|---|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---|--------------------------|------------------|--|--|
|   |                         |                                      |                             |   | На прочность и плотность | На герметичность |  |  |
|   |                         |                                      |                             |   |                          |                  | На герметичность: не менее 24 час  |  |
| Трубопровод откачки из дренажной емкости К8-ЕД-001 в эксплуатационный коллектор | 4,0                     | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 5,72$ | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Дренаж из трубопровода откачки емкости на вход в дренажную емкость              | 4,0 (до ЗРА)            | A(б), I                              | 2<br>(1гр.среды)            | 10  | $1,43 * P_{расч} = 0,57$ | $P_{раб} = 4,0$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
|   | 1,6 (после ЗРА)         |                                      |                             |   | $1,43 * P_{расч} = 2,29$ | $P_{раб} = 1,6$  |  |  |
| Трубопровод подачи пара в дренажную емкость К8-ЕД-001                           | 0,05                    | B III                                | -                           | 10  | $1,43 * P_{расч} = 0,2$  | $P_{раб} = 0,2$  | На прочность и плотность: не менее 30 мин.;<br>На герметичность: не менее 24 час | ГОСТ 32569-2013  |
| Примечания  |                         |                                      |                             |   |                          |                  |  |  |
| При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному.                      |                         |                                      |                             |   |                          |                  |  |  |

#### 1.4.4 Требования к организации производства

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 1.5 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для технологических нужд используются следующие виды ресурсов:

- электроэнергия;
- ингибитор коррозии, соле- и парафино- образования;
- пар;
- азот.

Потребность в остальных видах потребляемых ресурсов приведена в Таблица 1.4

**Таблица 1.4- Количество потребляемых ресурсов**

| Вид потребляемого ресурса   | Потребление   |
|---|---|
| <b>Куст №7</b>  |   |
| Электроэнергия  | Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения». |
| Ингибитор коррозии «СНПХ 6941А», «АЗОЛ 5034А», «УноКем 10001» (или аналогичный)                 | Определяется в процессе эксплуатации  |
| Ингибитор парафиноотложений «РЕКОМ 7125», «ФЛЭК ИП 102, 106» (или аналогичный)                  | Определяется в процессе эксплуатации  |
| Ингибитор солеотложения «СНПХ5312 Т» (или аналогичный)  | Определяется в процессе эксплуатации  |
| Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год) | 50 м <sup>3</sup>   |
| Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)         | 50 м <sup>3</sup>   |
| <b>Куст №8</b>  |   |
| Ингибитор коррозии «СНПХ 6941А», «АЗОЛ 5034А», «УноКем 10001» (или аналогичный)                 | Определяется в процессе эксплуатации  |
| Ингибитор парафиноотложения «РЕКОМ 7125», «ФЛЭК ИП 102, 106» (или аналогичный)                  | Определяется в процессе эксплуатации  |
| Ингибитор солеотложения «СНПХ5312 Т» (или аналогичный)  | Определяется в процессе эксплуатации  |
| Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год) | 48 м <sup>3</sup>   |
| Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)         | 48 м <sup>3</sup>   |

| Вид потребляемого ресурса   | Потребление                          |
|---|--------------------------------------|
| <b>Куст №9</b>  |                                      |
| Ингибитор коррозии «СНПХ 6941А», «АЗОЛ 5034А», «УноКем 10001» (или аналогичный)                 | Определяется в процессе эксплуатации |
| Ингибитор парафиноотложения «РЕКОМ 7125», «ФЛЭК ИП 102, 106» (или аналогичный)                  | Определяется в процессе эксплуатации |
| Ингибитор солеотложения «СНПХ5312-Т» (или аналогичный)  | Определяется в процессе эксплуатации |
| Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год) | 47 м <sup>3</sup>                    |
| Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)         | 47 м <sup>3</sup>                    |
| * По результатам опытно-промышленных испытаний ингибитора его дозировка может быть изменена.    |                                      |

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

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

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

## **1.6 Описание источников поступления сырья и материалов**

Сырьем на кустах №7, 8, 9 является водонефтегазовая смесь, добываемая на всех 24 скважинах (в т.ч. по кустам: №7 – 8 скважин, №8 – 8 скважин, №9 – 8 скважин).

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

Источником электроснабжения на напряжение 10 кВ куста скважин №7 является ЗРУ-10 кВт №1 «УПН». Для обеспечения электроэнергией электроприемников куста скважин №7 на напряжение 10 кВ/0,4 кВ на кусте предусматривается проектируемая двухтрансформаторная подстанция в одноблочном утепленном модульном здании.

Источником электроснабжения на напряжение 10 кВ куста скважин №8 является ЗРУ-10 кВт №1 «УПН». Для обеспечения электроэнергией электроприемников куста скважин №8 на напряжение 10 кВ/0,4 кВ на кусте предусматривается проектируемая двухтрансформаторная подстанция в одноблочном утепленном модульном здании.

Источником электроснабжения на напряжение 10 кВ куста скважин №9 является существующее ЗРУ-10 кВт УПН. Для обеспечения электроэнергией электроприемников куста скважин №9 на напряжение 10 кВ/0,4 кВ на кусте предусматривается проектируемая двухтрансформаторная подстанция в одноблочном утепленном модульном здании.

Поставка строительной продукции производится с существующих предприятий строительной индустрии железнодорожным и автотранспортом до ближайших населенных пунктов, далее автотранспортом по круглогодичной автодороге с твердым покрытием до Чаяндинского месторождения.

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

### **1.7 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции**

Характеристика добываемой продукции представлена в Таблица 1.5, Таблица 1.6.

Продукцией куста №7 является водонефтегазовая смесь, добываемая на всех 8 скважинах с добавленным в нее ингибиторов гидратообразования.

Расчетное давление выкидных и нефтегазосборных трубопроводов составляет 4,0 МПа (изб.).

Диаметры выкидных трубопроводов и нефтегазосборных трубопроводов от скважин составляют DN80, DN300 на основании результатов гидравлического расчета.

Продукцией куста №8 является водонефтегазовая смесь, добываемая на всех 8 скважинах с добавленным в нее ингибиторов гидратообразования.

Расчетное давление выкидных и нефтегазосборных трубопроводов составляет 4,0 МПа (изб.).

Диаметры выкидных трубопроводов и нефтегазосборных трубопроводов от скважин составляют DN80, DN250 на основании результатов гидравлического расчета.

Продукцией куста №9 является водонефтегазовая смесь, добываемая на всех 8 скважинах с добавленным в нее ингибиторов гидратообразования.

Расчетное давление выкидных и нефтегазосборных трубопроводов составляет 4,0 МПа (изб.).

Диаметры выкидных трубопроводов и нефтегазосборных трубопроводов от скважин составляют DN80, DN250 на основании результатов гидравлического расчета.

### **1.8 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования**

В соответствии с заданием на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7,8,9», утвержденное Генеральным директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Крупениковым В.Б. обустройство кустовых площадок нефтяных скважин №7, 8, 9 выполнено по решениям, согласованным с Заказчиком.

Строительство и бурение скважин, проектирование скважинного оборудования (фонтанная арматура) в объем проектирования не входит. Границей проектирования является фланец фонтанной арматуры типа АФК1Э-65х21 К1 ХЛ.

На приустьевых площадках размещаются выкидные трубопроводы с установленной на них запорной и регулирующей арматурой.

На кустовых площадках проектом предусмотрены: установка дозирования химреагента, дренажная емкость, измерительная установка, узел камеры запуска СОД, узел отключающей арматуры.

### **1.9 Гидравлический расчет системы сбора**

#### **1.9.1 Общие положения**

В разделе представлено гидравлическое исследование системы сбора продукции скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ.

Данное исследование проведено с целью:

– определения оптимальных диаметров выкидных и нефтегазосборных трубопроводов;

– определения скоростей движения потока в выкидных трубопроводах и нефтегазосборных коллекторах;

– определения режимов течения потоков в выкидных трубопроводах и нефтегазосборных коллекторах.

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

Компьютерное моделирование включает в себя расчеты и выводы результатов расчетов таких важных переменных, как давление, температура, плотность и других параметров нефти по мере движения ее по трассе.

### 1.9.2 Исходные данные

Прогнозные показатели по добыче нефти, газа и воды Ботуобинского горизонта Чайядинского НКГМ приняты в соответствии с присланным документом «Свод\_показателей\_P50+Чаяндинское 2+10» от 06.04.2023 г. и приведены в Таблица 1.7-Таблица 1.11.

При гидравлическом расчете системы сбора продукции скважин были учтены следующие исходные данные:

– температура на устье добывающих скважин – 0 °С – плюс 5 °С;  
 – рабочее и расчетное давление трубопроводов – 4,0 МПа (изб.);  
 – прокладка нефтегазосборных трубопроводов подземная в теплоизоляции из ППУ толщиной 100 мм (коэффициент теплопроводности 0,029 Вт/м\*К);

– температура грунта принята минус 12,7 °С и выбрана по таблице температур грунта на различных глубинах для г. Ленск на глубине 0,8 м в марте (как самая низкая температура);

– компонентный мольный состав газа, дегазированной и пластовой нефти Ботуобинского горизонта Чайядинского НКГМ принят в соответствии с присланным документом «10.1\_ТП» и представлен в Таблица 1.5;

– физико-химические свойства дегазированной нефти приняты в соответствии с документом «Дополнение к технологической схеме разработки Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения», Книга 1 (разделы 1-2) и представлены в Таблица 1.6;

– давление на входе в УПН принято 1,5 МПа (изб.);

– принципиальная схема системы сбора представлена на рисунке 1.1.

**Таблица 1.5 – Компонентный состав нефти и растворенного газа Чайядинское месторождение, Ботуобинский горизонт**

| № п/п | Наименование параметра               | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях |       | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях |       | пластовая нефть |
|-------|--------------------------------------|---|-------|--|-------|-----------------|
|       |                                      | выделившийся газ  | Нефть | выделившийся газ   | нефть |                 |
| 1     | Молярная концентрация компонентов, % |   |       |  |       |                 |
|       | сероводород                          | -   | -     | -  | -     | -               |
|       | двуокись углерода                    | 0,032   | -     | -  | -     | 0,017           |
|       | азот+редкие                          | 2,256   | -     | -  | -     | 1,195           |

| №<br>п/п | Наименование параметра           | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях |       | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях |       | пластовая нефть |
|----------|----------------------------------|---|-------|--|-------|-----------------|
|          |                                  | выделившийся газ  | Нефть | выделившийся газ   | нефть |                 |
|          | водород                          | 0,009   |       |  |       | 0,005           |
|          | в т.ч. гелий                     | 0,047   | -     | -  | -     | 0,025           |
|          | метан                            | 69,833  | -     | -  | -     | 37,206          |
|          | этан                             | 12,452  | -     | -  | -     | 6,747           |
|          | пропан                           | 7,553   | -     | -  | -     | 4,423           |
|          | изобутан                         | 1,294   | -     | -  | -     | 0,887           |
|          | нормальный бутан                 | 3,264   | -     | -  | -     | 2,545           |
|          | изопентан                        | 0,880   | -     | -  | -     | 1,001           |
|          | нормальный пентан                | 1,119   | -     | -  | -     | 1,618           |
|          | остаток C <sub>6+</sub>          | 1,265   | -     | -  | -     | 44,331          |
| 2        | Молекулярная масса               | 24,20   | -     | -  | -     | 149,45          |
| 3        | Плотность                        |   |       |  |       |                 |
|          | газа, кг/м <sup>3</sup>          | 1,009   | -     | -  | -     | -               |
|          | газа относ. (по воздуху), д. ед. | -   | -     | -  | -     | -               |
|          | нефти, кг/м <sup>3</sup>         | -   | -     | -  | -     | -               |

**Таблица 1.6 – Средние физико-химические свойства дегазированной нефти по Ботубинскому горизонту Чаяндинского НГКМ**

| Плотность дегазированной нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> | Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с |      | Температура застывания, °С | Температура начала кипения, °С |
|---|---|------|----------------------------|--------------------------------|
|   | 20°С  | 50°С |                            |                                |
| 882,6   | 68,3  | 20,2 | -35,0                      | 81,25                          |



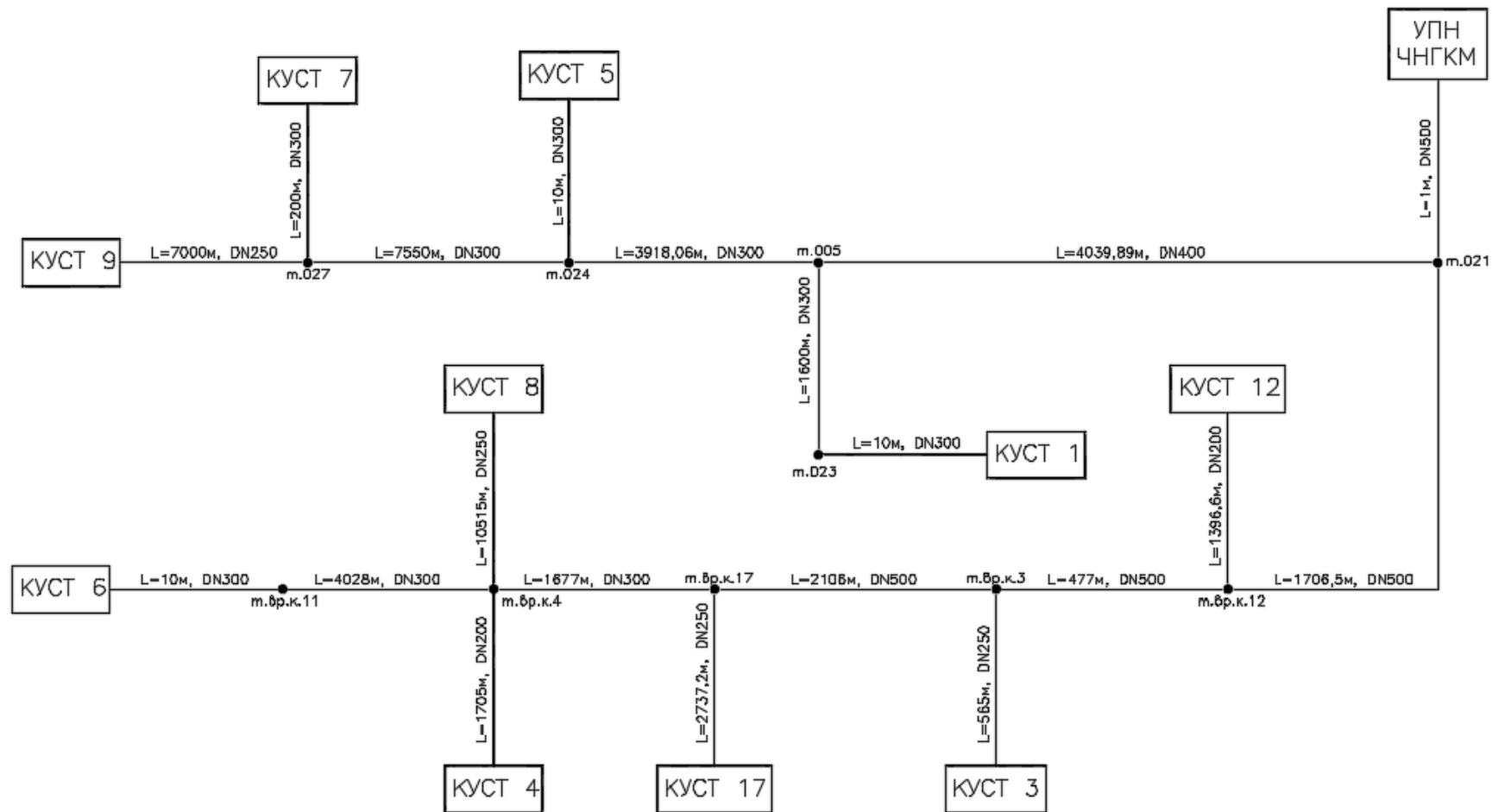


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема системы сбора с кустов Ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ

**Таблица 1.7 – Показатели добычи системы сбора продукции со скважин кустов №№ 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 17 Ботуобинского горизонта Чайядинского НГКМ, октябрь 2025 г.**

| Период     | Показатель  | Ед.изм | КП 1 | КП 3 | КП 4 | КП 5 | КП 6 | КП 7 | КП 8 | КП 9 | КП 12 | КП 17 | Сумма на УПН |
|------------|-------------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|--------------|
| 01.10.2025 | Добыча ЖУВ  | тыс.т  | 29   | 8    | 13   | 43   | 38   | 27   | 19   | 0    | 9     | 21    | 207          |
|            | Добыча воды | тыс.т  | 13   | 1    | 10   | 40   | 14   | 5    | 9    | 0    | 3     | 5     | 100          |
|            | Добыча ПНГ  | млн.м3 | 42   | 45   | 8    | 37   | 21   | 2    | 1    | 0    | 22    | 60    | 238          |

**Таблица 1.8– Показатели добычи системы сбора продукции со скважин кустов №№ 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 17 Ботуобинского горизонта Чайядинского НГКМ, март 2026 г.**

| Период     | Показатель  | Ед.изм | КП 1 | КП 3 | КП 4 | КП 5 | КП 6 | КП 7 | КП 8 | КП 9 | КП 12 | КП 17 | Сумма на УПН |
|------------|-------------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|--------------|
| 01.03.2026 | Добыча ЖУВ  | тыс.т  | 22   | 6    | 10   | 32   | 31   | 35   | 27   | 0    | 7     | 16    | 186          |
|            | Добыча воды | тыс.т  | 10   | 0    | 9    | 37   | 13   | 6    | 17   | 0    | 3     | 4     | 99           |
|            | Добыча ПНГ  | млн.м3 | 32   | 37   | 7    | 29   | 19   | 2    | 3    | 0    | 17    | 51    | 197          |

**Таблица 1.9– Показатели добычи системы сбора продукции со скважин кустов №№ 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 17 Ботуобинского горизонта Чайядинского НГКМ, октябрь 2026 г.**

| Период     | Показатель  | Ед.изм | КП 1 | КП 3 | КП 4 | КП 5 | КП 6 | КП 7 | КП 8 | КП 9 | КП 12 | КП 17 | Сумма на УПН |
|------------|-------------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|--------------|
| 01.10.2026 | Добыча ЖУВ  | тыс.т  | 24   | 7    | 10   | 34   | 34   | 33   | 27   | 15   | 7     | 18    | 209          |
|            | Добыча воды | тыс.т  | 12   | 1    | 11   | 42   | 14   | 6    | 17   | 2    | 5     | 5     | 115          |
|            | Добыча ПНГ  | млн.м3 | 34   | 43   | 9    | 33   | 27   | 3    | 7    | 1    | 17    | 63    | 237          |

**Таблица 1.10 – Показатели добычи системы сбора продукции со скважин кустов №№ 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 17 Ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ, декабрь 2026 г.**

| Период     | Показатель  | Ед.изм. | КП 1 | КП 3 | КП 4 | КП 5 | КП 6 | КП 7 | КП 8 | КП 9 | КП 12 | КП 17 | Сумма на УПН |
|------------|-------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|--------------|
| 01.10.2026 | Добыча ЖУВ  | тыс.т   | 22   | 7    | 9    | 32   | 32   | 32   | 27   | 19   | 7     | 17    | 204          |
|            | Добыча воды | тыс.т   | 12   | 0    | 10   | 40   | 13   | 7    | 17   | 2    | 5     | 5     | 111          |
|            | Добыча ПНГ  | млн.м3  | 32   | 41   | 8    | 31   | 28   | 3    | 8    | 1    | 16    | 60    | 228          |

**Таблица 1.11 – Показатели добычи системы сбора продукции со скважин кустов №№ 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 17 Ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ, май 2027 г.**

| Период     | Показатель  | Ед.изм. | КП 1 | КП 3 | КП 4 | КП 5 | КП 6 | КП 7 | КП 8 | КП 9 | КП 12 | КП 17 | Сумма на УПН |
|------------|-------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|--------------|
| 01.05.2027 | Добыча ЖУВ  | тыс.т   | 23   | 7    | 8    | 33   | 34   | 29   | 24   | 26   | 7     | 18    | 209          |
|            | Добыча воды | тыс.т   | 13   | 1    | 12   | 42   | 14   | 8    | 18   | 3    | 6     | 6     | 123          |
|            | Добыча ПНГ  | млн.м3  | 31   | 42   | 8    | 31   | 32   | 3    | 8    | 2    | 15    | 64    | 236          |

### **1.9.3 Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ**

Гидравлический расчет системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ выполнен на варианты температур на устье скважины 0 °С и +5°С, по следующим периодам:

**для куста № 7:**

- март 2026 г. – период максимальной добычи нефти и жидкости;
- октябрь 2026 г. – период максимальной добычи газа.

**для куста № 8:**

- октябрь 2025 г. – период максимальной добычи нефти и жидкости;
- декабрь 2026 г. – период максимальной добычи газа.

**для куста № 9:**

- май 2027 г. – период максимальной добычи нефти, жидкости и газа.

Результаты гидравлического расчета представлены в Таблица 1.12 – Таблица 1.21

**Таблица 1.12– Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ, температура на устье скважины 0 °С, для куста № 7 март 2026 г.**

| Наименование трубопровода | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.)        |              | Температура, °С |             | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|---------------------------|-------------|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------|------------------|---------------------|
|                           |             |              | в начале                    | в конце      | в начале        | в конце     |               |                  |                     |
| <b>Куст 9 – т.027</b>     | <b>250</b>  | <b>7000</b>  | Не работает в данный период |              |                 |             |               |                  |                     |
| <b>Куст 7 – т.027</b>     | <b>300</b>  | <b>200</b>   | <b>3,054</b>                | <b>3,052</b> | <b>0,0</b>      | <b>0,0</b>  | <b>0,41</b>   | <b>пробковый</b> | <b>59621</b>        |
| т.027 – т.024             | <b>300</b>  | <b>7550</b>  | <b>3,052</b>                | <b>2,971</b> | <b>0,0</b>      | <b>-0,8</b> | <b>0,41</b>   | <b>пробковый</b> | <b>59621</b>        |
| Куст 5 – т.024            | 300         | 10           | 2,972                       | 2,971        | 0,0             | 0,0         | 3,79          | пробковый        | 137669              |
| т.024 – т.005             | 300         | 3918,06      | 2,971                       | 2,157        | 0,3             | -1,2        | 5,73          | пробковый        | 197290              |
| Куст 1 – т.023            | 300         | 10           | 2,288                       | 2,287        | 0,0             | 0,0         | 5,26          | дисперсный       | 90370               |
| т.03 – т.005              | 300         | 1600         | 2,287                       | 2,157        | 0,0             | -0,7        | 5,58          | дисперсный       | 90370               |
| т.005 – т.021             | 400         | 4039,89      | 2,157                       | 1,501        | -0,9            | -3,0        | 9,20          | пробковый        | 287660              |
| Куст 6 – т.вр.к.11        | 300         | 10           | 2,515                       | 2,514        | 0,0             | 0,0         | 2,86          | пробковый        | 86874               |
| т.вр.к.11 – т.вр.к.4      | 300         | 4028         | 2,514                       | 2,284        | 0,0             | -0,9        | 3,15          | волновой         | 86874               |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>  | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>2,785</b>                | <b>2,284</b> | <b>0,0</b>      | <b>-0,9</b> | <b>0,98</b>   | <b>пробковый</b> | <b>65630</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4         | 200         | 1705         | 2,429                       | 2,284        | 0,0             | -0,5        | 2,70          | дисперсный       | 35345               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17      | 300         | 1677         | 2,284                       | 1,901        | -0,6            | -1,3        | 6,02          | дисперсный       | 187849              |
| Куст 17 – т.вр.к.17       | 250         | 2737,2       | 2,605                       | 1,901        | 0,0             | -4,5        | 14,25         | дисперсный       | 99933               |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3      | 500         | 2106         | 1,901                       | 1,775        | -2,3            | -2,9        | 6,23          | дисперсный       | 287782              |
| Куст 3 – т.вр.к.3         | 250         | 565          | 1,855                       | 1,775        | 0,0             | -0,7        | 11,26         | дисперсный       | 60323               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12      | 500         | 477          | 1,775                       | 1,728        | -2,4            | -2,6        | 9,29          | дисперсный       | 348105              |
| Куст 12 – т.вр.к.12       | 200         | 1396,6       | 1,935                       | 1,728        | 0,0             | -1,4        | 8,10          | дисперсный       | 36996               |
| т.вр.к.12 – т.021         | 500         | 1706,5       | 1,728                       | 1,501        | -2,5            | -3,7        | 12,26         | дисперсный       | 385101              |
| т.021 – УПН               | 500         | 1            | 1,501                       | 1,500        | -3,4            | -3,4        | 18,25         | пробковый        | 672761              |

**Таблица 1.13 – Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботуобинского горизонта Чайнинского НГКМ, температура на устье скважины плюс 5 °С, для куста № 7 март 2026 г.**

| Наименование трубопровода | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.)        |              | Температура, °С |            | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|---------------------------|-------------|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------|------------|---------------|------------------|---------------------|
|                           |             |              | в начале                    | в конце      | в начале        | в конце    |               |                  |                     |
| <b>Куст 9 – т.027</b>     | <b>250</b>  | <b>7000</b>  | Не работает в данный период |              |                 |            |               |                  |                     |
| <b>Куст 7 – т.027</b>     | <b>300</b>  | <b>200</b>   | <b>3,062</b>                | <b>3,059</b> | <b>5,0</b>      | <b>5,0</b> | <b>0,42</b>   | <b>пробковый</b> | <b>59621</b>        |
| т.027 – т.024             | <b>300</b>  | <b>7550</b>  | <b>3,059</b>                | <b>2,974</b> | <b>5,0</b>      | <b>3,9</b> | <b>0,42</b>   | <b>пена</b>      | <b>59621</b>        |
| Куст 5 – т.024            | 300         | 10           | 2,976                       | 2,974        | 5,0             | 5,0        | 3,91          | пробковый        | 137669              |
| т.024 – т.005             | 300         | 3918,06      | 2,974                       | 2,162        | 5,2             | 3,8        | 5,89          | пробковый        | 197290              |
| Куст 1 – т.023            | 300         | 10           | 2,283                       | 2,282        | 5,0             | 5,0        | 5,45          | дисперсный       | 90370               |
| т.03 – т.005              | 300         | 1600         | 2,282                       | 2,162        | 5,0             | 4,3        | 5,75          | пробковый        | 90370               |
| т.005 – т.021             | 400         | 4039,89      | 2,162                       | 1,502        | 4,1             | 2,0        | 9,49          | пробковый        | 287660              |
| Куст 6 – т.вр.к.11        | 300         | 10           | 2,512                       | 2,511        | 5,0             | 5,0        | 2,96          | пробковый        | 86874               |
| т.вр.к.11 – т.вр.к.4      | 300         | 4028         | 2,511                       | 2,290        | 5,0             | 4,1        | 3,24          | пена             | 86874               |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>  | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>2,772</b>                | <b>2,290</b> | <b>5,0</b>      | <b>3,9</b> | <b>1,00</b>   | <b>пробковый</b> | <b>65630</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4         | 200         | 1705         | 2,429                       | 2,290        | 5,0             | 4,4        | 2,78          | пробковый        | 35345               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17      | 300         | 1677         | 2,290                       | 1,911        | 4,3             | 3,5        | 6,17          | дисперсный       | 187849              |
| Куст 17 – т.вр.к.17       | 250         | 2737,2       | 2,641                       | 1,911        | 5,0             | 0,3        | 14,64         | дисперсный       | 99933               |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3      | 500         | 2106         | 1,911                       | 1,782        | 2,6             | 2,0        | 6,39          | дисперсный       | 287782              |
| Куст 3 – т.вр.к.3         | 250         | 565          | 1,866                       | 1,782        | 5,0             | 4,3        | 11,58         | дисперсный       | 60323               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12      | 500         | 477          | 1,782                       | 1,737        | 2,6             | 2,3        | 9,54          | пробковый        | 348105              |
| Куст 12 – т.вр.к.12       | 200         | 1396,6       | 1,917                       | 1,737        | 5,0             | 3,7        | 8,33          | пробковый        | 36996               |
| т.вр.к.12 – т.021         | 500         | 1706,5       | 1,737                       | 1,501        | 2,5             | 1,2        | 12,62         | дисперсный       | 385101              |
| т.021 – УПН               | 500         | 1            | 1,501                       | 1,500        | 1,6             | 1,6        | 18,82         | пробковый        | 672761              |

**Таблица 1.14 – Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ, температура на устье скважины 0 °С, для куста № 7 октябрь 2026 г.**

| Наименование трубопровода | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.) |              | Температура, °С |             | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|---------------------------|-------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------|------------------|---------------------|
|                           |             |              | в начале             | в конце      | в начале        | в конце     |               |                  |                     |
| Куст 9 – т.027            | 250         | 7000         | 3,406                | 3,367        | 0,0             | -1,7        | 0,24          | пена             | 23302               |
| Куст 7 – т.027            | 300         | 200          | 3,370                | 3,367        | 0,0             | 0,0         | 0,40          | пробковый        | 55814               |
| т.027 – т.024             | 300         | 7550         | 3,367                | 3,234        | -0,5            | -1,1        | 0,58          | пробковый        | 79116               |
| Куст 5 – т.024            | 300         | 10           | 3,235                | 3,234        | 0,0             | 0,0         | 3,77          | пробковый        | 147724              |
| т.024 – т.005             | 300         | 3918,06      | 3,234                | 2,271        | 0,2             | -1,4        | 6,12          | пробковый        | 226840              |
| Куст 1 – т.023            | 300         | 10           | 2,395                | 2,394        | 0,0             | 0,0         | 5,20          | дисперсный       | 95677               |
| т.03 – т.005              | 300         | 1600         | 2,394                | 2,271        | 0,0             | -0,6        | 5,48          | пробковый        | 95677               |
| т.005 – т.021             | 400         | 4039,89      | 2,271                | 1,501        | -1,0            | -3,3        | 9,93          | пробковый        | 322517              |
| Куст 6 – т.вр.к.11        | 300         | 10           | 2,773                | 2,772        | 0,0             | 0,0         | 3,56          | пробковый        | 100671              |
| т.вр.к.11 – т.вр.к.4      | 300         | 4028         | 2,772                | 2,475        | 0,0             | -1,1        | 3,99          | дисперсный       | 100671              |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>  | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>3,152</b>         | <b>2,475</b> | <b>0,0</b>      | <b>-1,3</b> | <b>1,68</b>   | <b>пробковый</b> | <b>68835</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4         | 200         | 1705         | 2,630                | 2,475        | 0,0             | -0,5        | 2,86          | пробковый        | 39001               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17      | 300         | 1677         | 2,475                | 1,996        | -0,9            | -2,1        | 7,98          | дисперсный       | 208507              |
| Куст 17 – т.вр.к.17       | 250         | 2737,2       | 2,856                | 1,996        | 0,0             | -5,3        | 15,92         | дисперсный       | 116094              |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3      | 500         | 2106         | 1,996                | 1,837        | -3,2            | -3,9        | 7,56          | дисперсный       | 324601              |
| Куст 3 – т.вр.к.3         | 250         | 565          | 1,935                | 1,837        | 0,0             | -0,8        | 12,39         | дисперсный       | 68813               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12      | 500         | 477          | 1,837                | 1,778        | -3,3            | -3,6        | 11,01         | дисперсный       | 393414              |
| Куст 12 – т.вр.к.12       | 200         | 1396,6       | 2,003                | 1,778        | 0,0             | -1,4        | 7,88          | дисперсный       | 39785               |
| т.вр.к.12 – т.021         | 500         | 1706,5       | 1,778                | 1,501        | -3,4            | -5,0        | 14,71         | дисперсный       | 433199              |
| т.021 – УПН               | 500         | 1            | 1,501                | 1,500        | -4,3            | -4,3        | 21,18         | пробковый        | 755716              |

**Таблица 1.15 – Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботуобинского горизонта Чайдинского НГКМ, температура на устье скважины плюс 5 °С, для куста № 7 октябрь 2026 г.**

| Наименование трубопровода | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.) |              | Температура, °С |            | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|---------------------------|-------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|------------|---------------|------------------|---------------------|
|                           |             |              | в начале             | в конце      | в начале        | в конце    |               |                  |                     |
| <b>Куст 9 – т.027</b>     | <b>250</b>  | <b>7000</b>  | <b>3,406</b>         | <b>3,370</b> | <b>5,0</b>      | <b>2,7</b> | <b>0,24</b>   | <b>пена</b>      | <b>23302</b>        |
| <b>Куст 7 – т.027</b>     | <b>300</b>  | <b>200</b>   | <b>3,372</b>         | <b>3,370</b> | <b>5,0</b>      | <b>5,0</b> | <b>0,41</b>   | <b>пробковый</b> | <b>55814</b>        |
| т.027 – т.024             | <b>300</b>  | <b>7550</b>  | <b>3,370</b>         | <b>3,237</b> | <b>4,3</b>      | <b>3,5</b> | <b>0,59</b>   | <b>пена</b>      | <b>79116</b>        |
| Куст 5 – т.024            | 300         | 10           | 3,238                | 3,237        | 5,0             | 5,0        | 3,89          | пробковый        | 147724              |
| т.024 – т.005             | 300         | 3918,06      | 3,237                | 2,277        | 5,1             | 3,5        | 6,29          | пробковый        | 226840              |
| Куст 1 – т.023            | 300         | 10           | 2,418                | 2,417        | 5,0             | 5,0        | 5,32          | дисперсный       | 95677               |
| т.03 – т.005              | 300         | 1600         | 2,417                | 2,277        | 5,0             | 4,3        | 5,65          | дисперсный       | 95677               |
| т.005 – т.021             | 400         | 4039,89      | 2,277                | 1,503        | 3,9             | 1,6        | 10,22         | пробковый        | 322517              |
| Куст 6 – т.вр.к.11        | 300         | 10           | 2,773                | 2,772        | 5,0             | 5,0        | 3,68          | пробковый        | 100671              |
| т.вр.к.11 – т.вр.к.4      | 300         | 4028         | 2,772                | 2,471        | 5,0             | 3,8        | 4,13          | дисперсный       | 100671              |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>  | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>3,138</b>         | <b>2,471</b> | <b>5,0</b>      | <b>3,4</b> | <b>1,73</b>   | <b>пробковый</b> | <b>68835</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4         | 200         | 1705         | 2,628                | 2,471        | 5,0             | 4,5        | 2,96          | пробковый        | 39001               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17      | 300         | 1677         | 2,471                | 1,989        | 3,9             | 2,8        | 8,26          | дисперсный       | 208507              |
| Куст 17 – т.вр.к.17       | 250         | 2737,2       | 2,903                | 1,989        | 5,0             | -0,6       | 16,51         | дисперсный       | 116094              |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3      | 500         | 2106         | 1,989                | 1,824        | 1,6             | 0,8        | 7,85          | дисперсный       | 324601              |
| Куст 3 – т.вр.к.3         | 250         | 565          | 1,927                | 1,824        | 5,0             | 4,1        | 12,90         | дисперсный       | 68813               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12      | 500         | 477          | 1,824                | 1,768        | 1,5             | 1,2        | 11,43         | пробковый        | 393414              |
| Куст 12 – т.вр.к.12       | 200         | 1396,6       | 1,970                | 1,768        | 5,0             | 3,7        | 8,19          | пробковый        | 39785               |
| т.вр.к.12 – т.021         | 500         | 1706,5       | 1,768                | 1,503        | 1,5             | 0,0        | 15,11         | дисперсный       | 433199              |
| т.021 – УПН               | 500         | 1            | 1,503                | 1,503        | 0,7             | 0,7        | 21,75         | дисперсный       | 755716              |



**Таблица 1.16 – Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ, температура на устье скважины 0 °С, для куста № 8 октябрь 2025 г.**

| Наименование трубопровода | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.)        |              | Температура, °С |             | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|---------------------------|-------------|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------|------------------|---------------------|
|                           |             |              | в начале                    | в конце      | в начале        | в конце     |               |                  |                     |
| <b>Куст 9 – т.027</b>     | <b>250</b>  | <b>7000</b>  | Не работает в данный период |              |                 |             |               |                  |                     |
| <b>Куст 7 – т.027</b>     | <b>300</b>  | <b>200</b>   | <b>3,236</b>                | <b>3,234</b> | <b>0,0</b>      | <b>0,0</b>  | <b>0,29</b>   | <b>пробковый</b> | <b>44691</b>        |
| т.027 – т.024             | <b>300</b>  | <b>7550</b>  | <b>3,234</b>                | <b>3,179</b> | <b>0,0</b>      | <b>-1,1</b> | <b>0,30</b>   | <b>пена</b>      | <b>44691</b>        |
| Куст 5 – т.024            | 300         | 10           | 3,181                       | 3,179        | 0,0             | 0,0         | 4,24          | пробковый        | 160889              |
| т.024 – т.005             | 300         | 3918,06      | 3,179                       | 2,271        | 0,2             | -1,6        | 6,32          | дисперсный       | 205580              |
| Куст 1 – т.023            | 300         | 10           | 2,436                       | 2,435        | 0,0             | 0,0         | 6,15          | пробковый        | 112788              |
| т.03 – т.005              | 300         | 1600         | 2,435                       | 2,271        | 0,0             | -0,8        | 6,60          | пробковый        | 112788              |
| т.005 – т.021             | 400         | 4039,89      | 2,271                       | 1,501        | -1,2            | -3,9        | 11,21         | дисперсный       | 318368              |
| Куст 6 – т.вр.к.11        | 300         | 10           | 2,540                       | 2,539        | 0,0             | 0,0         | 3,02          | пробковый        | 97918               |
| т.вр.к.11 – т.вр.к.4      | 300         | 4028         | 2,539                       | 2,275        | 0,0             | -0,9        | 3,37          | пробковый        | 97918               |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>  | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>2,447</b>                | <b>2,275</b> | <b>0,0</b>      | <b>-1,3</b> | <b>0,46</b>   | <b>пробковый</b> | <b>38532</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4         | 200         | 1705         | 2,451                       | 2,275        | 0,0             | -0,5        | 2,82          | пробковый        | 41767               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17      | 300         | 1677         | 2,275                       | 1,930        | -0,7            | -1,4        | 5,81          | дисперсный       | 178217              |
| Куст 17 – т.вр.к.17       | 250         | 2737,2       | 2,801                       | 1,930        | 0,0             | -5,3        | 15,88         | дисперсный       | 116154              |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3      | 500         | 2106         | 1,930                       | 1,798        | -2,9            | -3,5        | 6,60          | дисперсный       | 294371              |
| Куст 3 – т.вр.к.3         | 250         | 565          | 1,905                       | 1,798        | 0,0             | -0,9        | 13,05         | дисперсный       | 71329               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12      | 500         | 477          | 1,798                       | 1,748        | -2,8            | -3,1        | 10,16         | дисперсный       | 365700              |
| Куст 12 – т.вр.к.12       | 200         | 1396,6       | 1,997                       | 1,748        | 0,0             | -1,7        | 10,41         | пробковый        | 46169               |
| т.вр.к.12 – т.021         | 500         | 1706,5       | 1,748                       | 1,501        | -3,0            | -4,5        | 13,98         | дисперсный       | 411869              |
| т.021 – УПН               | 500         | 1            | 1,501                       | 1,486        | -4,2            | -4,2        | 21,29         | дисперсный       | 730237              |

**Таблица 1.17 – Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботуобинского горизонта Чайнинского НГКМ, температура на устье скважины плюс 5 °С, для куста № 8 октябрь 2025 г.**

| Наименование трубопровода   | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.)        |              | Температура, °С |            | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|-----------------------------|-------------|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------|------------|---------------|------------------|---------------------|
|                             |             |              | в начале                    | в конце      | в начале        | в конце    |               |                  |                     |
| <b>Куст 9 – т.027</b>       | <b>250</b>  | <b>7000</b>  | Не работает в данный период |              |                 |            |               |                  |                     |
| <b>Куст 7 – т.027</b>       | <b>300</b>  | <b>200</b>   | <b>3,250</b>                | <b>3,248</b> | <b>5,0</b>      | <b>5,0</b> | <b>0,30</b>   | <b>пробковый</b> | <b>44691</b>        |
| т.027 – т.024               | <b>300</b>  | <b>7550</b>  | <b>3,248</b>                | <b>3,197</b> | <b>5,0</b>      | <b>3,5</b> | <b>0,30</b>   | <b>пена</b>      | <b>44691</b>        |
| Куст 5 – т.024              | 300         | 10           | 3,199                       | 3,197        | 5,0             | 5,0        | 4,35          | пробковый        | 160889              |
| т.024 – т.005               | 300         | 3918,06      | 3,197                       | 2,292        | 5,1             | 3,4        | 6,46          | дисперсный       | 205580              |
| Куст 1 – т.023              | 300         | 10           | 2,460                       | 2,459        | 5,0             | 5,0        | 6,29          | пробковый        | 112788              |
| <b>т.03 – т.005</b>         | 300         | 1600         | 2,459                       | 2,292        | 5,0             | 4,2        | 6,75          | пробковый        | 112788              |
| <b>т.005 – т.021</b>        | 400         | 4039,89      | 2,292                       | 1,501        | 3,8             | 1,1        | 11,42         | дисперсный       | 318368              |
| <b>Куст 6 – т.вр.к.11</b>   | 300         | 10           | 2,555                       | 2,554        | 5,0             | 5,0        | 3,10          | пробковый        | 97918               |
| <b>т.вр.к.11 – т.вр.к.4</b> | 300         | 4028         | 2,554                       | 2,291        | 5,0             | 4,0        | 3,45          | пробковый        | 97918               |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>    | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>2,453</b>                | <b>2,291</b> | <b>5,0</b>      | <b>3,2</b> | <b>0,47</b>   | <b>пробковый</b> | <b>38532</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4           | 200         | 1705         | 2,466                       | 2,291        | 5,0             | 4,4        | 2,89          | пробковый        | 41767               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17        | 300         | 1677         | 2,291                       | 1,951        | 4,2             | 3,4        | 5,91          | дисперсный       | 178217              |
| Куст 17 – т.вр.к.17         | 250         | 2737,2       | 2,849                       | 1,951        | 5,0             | -0,4       | 16,22         | дисперсный       | 116154              |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3        | 500         | 2106         | 1,951                       | 1,818        | 2,1             | 1,4        | 6,74          | дисперсный       | 294371              |
| Куст 3 – т.вр.к.3           | 250         | 565          | 1,928                       | 1,818        | 5,0             | 4,1        | 13,33         | дисперсный       | 71329               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12        | 500         | 477          | 1,818                       | 1,766        | 2,1             | 1,8        | 10,37         | дисперсный       | 365700              |
| Куст 12 – т.вр.к.12         | 200         | 1396,6       | 2,022                       | 1,766        | 5,0             | 3,2        | 10,63         | пробковый        | 46169               |
| т.вр.к.12 – т.021           | 500         | 1706,5       | 1,766                       | 1,501        | 2,0             | 0,5        | 14,30         | дисперсный       | 411869              |
| т.021 – УПН                 | 500         | 1            | 1,501                       | 1,500        | 0,8             | 0,8        | 21,70         | дисперсный       | 730237              |

**Таблица 1.18 – Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ, температура на устье скважины 0 °С, для куста № 8 декабрь 2026 г.**

| Наименование трубопровода | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.) |              | Температура, °С |             | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|---------------------------|-------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------|------------------|---------------------|
|                           |             |              | в начале             | в конце      | в начале        | в конце     |               |                  |                     |
| <b>Куст 9 – т.027</b>     | <b>250</b>  | <b>7000</b>  | <b>3,450</b>         | <b>3,390</b> | <b>0,0</b>      | <b>-1,3</b> | <b>0,31</b>   | <b>пена</b>      | <b>30327</b>        |
| <b>Куст 7 – т.027</b>     | <b>300</b>  | <b>200</b>   | <b>3,393</b>         | <b>3,390</b> | <b>0,0</b>      | <b>0,0</b>  | <b>0,42</b>   | <b>пробковый</b> | <b>55481</b>        |
| т.027 – т.024             | <b>300</b>  | <b>7550</b>  | <b>3,390</b>         | <b>3,233</b> | <b>-0,5</b>     | <b>-1,0</b> | <b>0,65</b>   | <b>пробковый</b> | <b>85808</b>        |
| Куст 5 – т.024            | 300         | 10           | 3,234                | 3,233        | 0,0             | 0,0         | 3,54          | пробковый        | 139076              |
| т.024 – т.005             | 300         | 3918,06      | 3,233                | 2,233        | 0,2             | -1,4        | 5,98          | дисперсный       | 224884              |
| Куст 1 – т.023            | 300         | 10           | 2,344                | 2,343        | 0,0             | 0,0         | 4,95          | дисперсный       | 88932               |
| т.03 – т.005              | 300         | 1600         | 2,343                | 2,233        | 0,0             | -0,6        | 5,19          | пробковый        | 88932               |
| т.005 – т.021             | 400         | 4039,89      | 2,233                | 1,501        | -1,0            | -3,1        | 9,39          | пробковый        | 313816              |
| Куст 6 – т.вр.к.11        | 300         | 10           | 2,735                | 2,734        | 0,0             | 0,0         | 3,66          | пробковый        | 98332               |
| т.вр.к.11 – т.вр.к.4      | 300         | 4028         | 2,734                | 2,441        | 0,0             | -1,1        | 4,10          | дисперсный       | 98332               |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>  | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>3,156</b>         | <b>2,441</b> | <b>0,0</b>      | <b>-1,4</b> | <b>1,83</b>   | <b>пробковый</b> | <b>69569</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4         | 200         | 1705         | 2,589                | 2,441        | 0,0             | -0,5        | 2,72          | дисперсный       | 36356               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17      | 300         | 1677         | 2,441                | 1,968        | -1,0            | -2,2        | 8,18          | дисперсный       | 204257              |
| Куст 17 – т.вр.к.17       | 250         | 2737,2       | 2,782                | 1,968        | 0,0             | -5,1        | 15,61         | дисперсный       | 111029              |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3      | 500         | 2106         | 1,968                | 1,814        | -3,2            | -3,9        | 7,53          | дисперсный       | 315286              |
| Куст 3 – т.вр.к.3         | 250         | 565          | 1,904                | 1,814        | 0,0             | -0,8        | 11,96         | дисперсный       | 65423               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12      | 500         | 477          | 1,814                | 1,758        | -3,3            | -3,6        | 10,86         | дисперсный       | 380709              |
| Куст 12 – т.вр.к.12       | 200         | 1396,6       | 1,960                | 1,758        | 0,0             | -1,2        | 7,33          | дисперсный       | 37200               |
| т.вр.к.12 – т.021         | 500         | 1706,5       | 1,758                | 1,501        | -3,4            | -4,9        | 14,32         | дисперсный       | 417909              |
| т.021 – УПН               | 500         | 1            | 1,501                | 1,500        | -4,1            | -4,1        | 20,47         | пробковый        | 731725              |

**Таблица 1.19 – Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботуобинского горизонта Чайнинского НГКМ, температура на устье скважины плюс 5 °С, для куста № 8 декабрь 2026 г.**

| Наименование трубопровода   | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.) |              | Температура, °С |            | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|-----------------------------|-------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|------------|---------------|------------------|---------------------|
|                             |             |              | в начале             | в конце      | в начале        | в конце    |               |                  |                     |
| <b>Куст 9 – т.027</b>       | <b>250</b>  | <b>7000</b>  | <b>3,415</b>         | <b>3,359</b> | <b>5,0</b>      | <b>3,2</b> | <b>0,32</b>   | <b>пена</b>      | <b>30327</b>        |
| <b>Куст 7 – т.027</b>       | <b>300</b>  | <b>200</b>   | <b>3,361</b>         | <b>3,359</b> | <b>5,0</b>      | <b>5,0</b> | <b>0,43</b>   | <b>пробковый</b> | <b>55481</b>        |
| т.027 – т.024               | <b>300</b>  | <b>7550</b>  | <b>3,359</b>         | <b>3,225</b> | <b>4,4</b>      | <b>3,5</b> | <b>0,66</b>   | <b>пена</b>      | <b>85808</b>        |
| Куст 5 – т.024              | 300         | 10           | 3,226                | 3,225        | 5,0             | 5,0        | 3,67          | пробковый        | 139076              |
| т.024 – т.005               | 300         | 3918,06      | 3,225                | 2,229        | 5,1             | 3,5        | 6,17          | дисперсный       | 224884              |
| Куст 1 – т.023              | 300         | 10           | 2,343                | 2,342        | 5,0             | 5,0        | 5,11          | дисперсный       | 88932               |
| <b>т.03 – т.005</b>         | 300         | 1600         | 2,342                | 2,229        | 5,0             | 4,4        | 5,37          | пробковый        | 88932               |
| <b>т.005 – т.021</b>        | 400         | 4039,89      | 2,229                | 1,509        | 3,9             | 1,8        | 9,64          | дисперсный       | 313816              |
| <b>Куст 6 – т.вр.к.11</b>   | 300         | 10           | 2,720                | 2,719        | 5,0             | 5,0        | 3,80          | пробковый        | 98332               |
| <b>т.вр.к.11 – т.вр.к.4</b> | 300         | 4028         | 2,719                | 2,441        | 5,0             | 3,8        | 4,24          | пробковый        | 98332               |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>    | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>3,147</b>         | <b>2,441</b> | <b>5,0</b>      | <b>3,4</b> | <b>1,89</b>   | <b>пробковый</b> | <b>69569</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4           | 200         | 1705         | 2,583                | 2,441        | 5,0             | 4,5        | 2,80          | пробковый        | 36356               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17        | 300         | 1677         | 2,441                | 1,965        | 3,9             | 2,7        | 8,44          | дисперсный       | 204257              |
| Куст 17 – т.вр.к.17         | 250         | 2737,2       | 2,826                | 1,965        | 5,0             | -0,4       | 16,15         | дисперсный       | 111029              |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3        | 500         | 2106         | 1,965                | 1,806        | 1,7             | 0,9        | 7,81          | дисперсный       | 315286              |
| Куст 3 – т.вр.к.3           | 250         | 565          | 1,901                | 1,806        | 5,0             | 4,2        | 12,43         | дисперсный       | 65423               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12        | 500         | 477          | 1,806                | 1,752        | 1,6             | 1,3        | 11,25         | пробковый        | 380709              |
| Куст 12 – т.вр.к.12         | 200         | 1396,6       | 1,935                | 1,752        | 5,0             | 3,8        | 7,60          | пробковый        | 37200               |
| т.вр.к.12 – т.021           | 500         | 1706,5       | 1,752                | 1,503        | 1,5             | 0,1        | 14,66         | дисперсный       | 417909              |
| т.021 – УПН                 | 500         | 1            | 1,503                | 1,502        | 0,9             | 0,9        | 20,95         | пробковый        | 731725              |

**Таблица 1.20 – Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботуобинского горизонта Чайядинского НГКМ, температура на устье скважины 0 °С, для куста № 9 май 2027 г.**

| Наименование трубопровода | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.) |              | Температура, °С |             | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|---------------------------|-------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------|------------------|---------------------|
|                           |             |              | в начале             | в конце      | в начале        | в конце     |               |                  |                     |
| <b>Куст 9 – т.027</b>     | <b>250</b>  | <b>7000</b>  | <b>3,557</b>         | <b>3,459</b> | <b>0,0</b>      | <b>-1,0</b> | <b>0,42</b>   | <b>пена</b>      | <b>41304</b>        |
| <b>Куст 7 – т.027</b>     | <b>300</b>  | <b>200</b>   | <b>3,462</b>         | <b>3,459</b> | <b>0,0</b>      | <b>0,0</b>  | <b>0,39</b>   | <b>пробковый</b> | <b>53032</b>        |
| т.027 – т.024             | <b>300</b>  | <b>7550</b>  | <b>3,459</b>         | <b>3,274</b> | <b>-0,4</b>     | <b>-0,9</b> | <b>0,70</b>   | <b>пробковый</b> | <b>94336</b>        |
| Куст 5 – т.024            | 300         | 10           | 3,275                | 3,274        | 0,0             | 0,0         | 3,48          | пробковый        | 142454              |
| т.024 – т.005             | 300         | 3918,06      | 3,274                | 2,272        | 0,2             | -1,3        | 5,94          | пробковый        | 236790              |
| Куст 1 – т.023            | 300         | 10           | 2,384                | 2,383        | 0,0             | 0,0         | 4,76          | дисперсный       | 90423               |
| т.03 – т.005              | 300         | 1600         | 2,383                | 2,272        | 0,0             | -0,5        | 5,00          | пробковый        | 90423               |
| т.005 – т.021             | 400         | 4039,89      | 2,272                | 1,501        | -1,0            | -3,0        | 9,32          | пробковый        | 327213              |
| Куст 6 – т.вр.к.11        | 300         | 10           | 2,873                | 2,872        | 0,0             | 0,0         | 4,03          | дисперсный       | 107960              |
| т.вр.к.11 – т.вр.к.4      | 300         | 4028         | 2,872                | 2,532        | 0,0             | -1,3        | 4,58          | дисперсный       | 107960              |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>  | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>3,219</b>         | <b>2,532</b> | <b>0,0</b>      | <b>-1,3</b> | <b>1,78</b>   | <b>пробковый</b> | <b>67950</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4         | 200         | 1705         | 2,672                | 2,532        | 0,0             | -0,4        | 2,54          | пробковый        | 37401               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17      | 300         | 1677         | 2,532                | 2,022        | -1,0            | -2,4        | 8,72          | дисперсный       | 213311              |
| Куст 17 – т.вр.к.17       | 250         | 2737,2       | 2,900                | 2,022        | 0,0             | -5,3        | 16,06         | дисперсный       | 118338              |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3      | 500         | 2106         | 2,022                | 1,854        | -3,4            | -4,2        | 7,91          | дисперсный       | 331649              |
| Куст 3 – т.вр.к.3         | 250         | 565          | 1,948                | 1,854        | 0,0             | -0,8        | 11,99         | дисперсный       | 67732               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12      | 500         | 477          | 1,854                | 1,793        | -3,6            | -3,9        | 11,28         | дисперсный       | 399381              |
| Куст 12 – т.вр.к.12       | 200         | 1396,6       | 1,998                | 1,793        | 0,0             | -1,1        | 6,82          | дисперсный       | 38205               |
| т.вр.к.12 – т.021         | 500         | 1706,5       | 1,793                | 1,507        | -3,6            | -5,3        | 14,87         | дисперсный       | 437586              |
| т.021 – УПН               | 500         | 1            | 1,501                | 1,500        | -4,3            | -4,3        | 20,94         | пробковый        | 764799              |

**Таблица 1.21 – Результаты гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботубинского горизонта Чайнинского НГКМ, температура на устье скважины плюс 5 °С, для куста № 9 май 2027 г.**

| Наименование трубопровода | Диаметр, мм | Длина, м     | Давление, МПа (изб.) |              | Температура, °С |            | Скорость, м/с | Режим            | Расход флюида, кг/ч |
|---------------------------|-------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|------------|---------------|------------------|---------------------|
|                           |             |              | в начале             | в конце      | в начале        | в конце    |               |                  |                     |
| <b>Куст 9 – т.027</b>     | <b>250</b>  | <b>7000</b>  | <b>3,514</b>         | <b>3,429</b> | <b>5,0</b>      | <b>3,6</b> | <b>0,43</b>   | <b>пробковый</b> | <b>41304</b>        |
| <b>Куст 7 – т.027</b>     | <b>300</b>  | <b>200</b>   | <b>3,432</b>         | <b>3,429</b> | <b>5,0</b>      | <b>5,0</b> | <b>0,40</b>   | <b>пробковый</b> | <b>53032</b>        |
| т.027 – т.024             | <b>300</b>  | <b>7550</b>  | <b>3,429</b>         | <b>3,265</b> | <b>4,4</b>      | <b>3,6</b> | <b>0,72</b>   | <b>пена</b>      | <b>94336</b>        |
| Куст 5 – т.024            | 300         | 10           | 3,267                | 3,265        | 5,0             | 5,0        | 3,61          | пробковый        | 142454              |
| т.024 – т.005             | 300         | 3918,06      | 3,265                | 2,265        | 5,1             | 3,6        | 6,13          | пробковый        | 236790              |
| Куст 1 – т.023            | 300         | 10           | 2,380                | 2,379        | 5,0             | 5,0        | 4,93          | дисперсный       | 90423               |
| т.03 – т.005              | 300         | 1600         | 2,379                | 2,265        | 5,0             | 4,4        | 5,18          | пробковый        | 90423               |
| т.005 – т.021             | 400         | 4039,89      | 2,265                | 1,501        | 4,0             | 1,9        | 9,59          | дисперсный       | 327213              |
| Куст 6 – т.вр.к.11        | 300         | 10           | 2,848                | 2,847        | 5,0             | 5,0        | 4,21          | дисперсный       | 107960              |
| т.вр.к.11 – т.вр.к.4      | 300         | 4028         | 2,847                | 2,526        | 5,0             | 3,7        | 4,75          | пробковый        | 107960              |
| <b>Куст 8 – т.вр.к.4</b>  | <b>250</b>  | <b>10515</b> | <b>3,206</b>         | <b>2,526</b> | <b>5,0</b>      | <b>3,4</b> | <b>1,83</b>   | <b>пробковый</b> | <b>67950</b>        |
| Куст 4 – т.вр.к.4         | 200         | 1705         | 2,669                | 2,526        | 5,0             | 4,5        | 2,63          | пробковый        | 37401               |
| т.вр.к.4 – т.вр.к.17      | 300         | 1677         | 2,526                | 2,009        | 3,9             | 2,5        | 9,05          | дисперсный       | 213311              |
| Куст 17 – т.вр.к.17       | 250         | 2737,2       | 2,947                | 2,009        | 5,0             | -0,7       | 16,69         | дисперсный       | 118338              |
| т.вр.к.17 – т.вр.к.3      | 500         | 2106         | 2,009                | 1,835        | 1,4             | 0,6        | 8,25          | дисперсный       | 331649              |
| Куст 3 – т.вр.к.3         | 250         | 565          | 1,934                | 1,835        | 5,0             | 4,1        | 12,54         | дисперсный       | 67732               |
| т.вр.к.3 – т.вр.к.12      | 500         | 477          | 1,835                | 1,777        | 1,3             | 1,0        | 11,76         | пробковый        | 399381              |
| Куст 12 – т.вр.к.12       | 200         | 1396,6       | 1,967                | 1,777        | 5,0             | 3,9        | 7,11          | пробковый        | 38205               |
| т.вр.к.12 – т.021         | 500         | 1706,5       | 1,777                | 1,501        | 1,2             | -0,3       | 15,34         | дисперсный       | 437586              |
| т.021 – УПН               | 500         | 1            | 1,501                | 1,500        | 0,7             | 0,7        | 21,59         | дисперсный       | 764799              |

#### **1.9.4 Анализ и выводы по результатам гидравлического расчета системы сбора продукции со скважин кустов №№ 7, 8, 9 Ботубинского горизонта Чайнинского НГКМ**

По результатам гидравлического расчета трубопроводов можно сделать следующие выводы:

- диаметры нефтегазосборных трубопроводов от проектируемых кустов скважин №№8 и 9 DN250, а от куста скважин №7 – DN300;
- давление в проектируемых трубопроводах не превышает расчетное давление системы сбора, которое составляет 4,0 МПа (изб.);
- режим течения и скорости потоков в проектируемых трубопроводах не превышает допустимых значений и приведены в таблицах Таблица 1.12 и Таблица 1.21;
- скорости потоков в трубопроводах существующей системы сбора превышают допустимые значения за счет высокого содержания газа. Для исключения высоких скоростей в трубопроводах существующей системы сбора рекомендуем использовать лупинги на участках с превышением скорости.

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

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

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

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

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

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

В соответствии с п.1 приложения 1 к Федеральному закону N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые сооружения относятся к категории опасных производственных объектов на которых в технологическом процессе обращаются горючие вещества (горючий газ, газовый конденсат) в количестве более 1 т.

В соответствии с требованиями ст.2 Федерального закона N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые опасные производственные объекты подлежат регистрации в государственном реестре, присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре.

Проектируемые опасные производственные объекты не относятся к объектам I и II классов опасности в соответствии с п.1 приложения 2 к Федеральному закону N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», т.к. количество опасных веществ, которые одновременно могут находиться на опасном производственном объекте, не превышает 200 т.

В соответствии с п.2 ст.14 Федерального закона N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» в составе проектной документации на строительство не разрабатывается декларация промышленной безопасности, т.к.

проектируемые опасные производственные объекты не относятся к объектам I и II классов опасности.

Проектируемые опасные производственные объекты, на которых ведутся горные работы, в соответствии с п.11 (в) ст.48.1 Градостроительного кодекса РФ относятся к особо опасным производственным объектам.

В соответствии с п.9 ст.4 Федерального закона N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» проектируемые здания и сооружения идентифицируются как объекты нормального уровня ответственности.

Так как газовый фактор характеризуется величиной более 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, предусматриваются следующие мероприятия:

- установка клапанов-отсекателей на устье скважин;
- контроль загазованности в блоках и на площадках;
- аварийное отключение по падению/превышению давления на выходе с куста;
- обвязка всех скважин выполнена как для газовых.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по обоснованию безопасности проектируемых технологических сооружений:

- использование запорной арматуры с электроприводом К7-XV-001 на кусте №7, К8-XV-001 на кусте №8, К9-XV-001 на кусте №9, которая обеспечивает прекращение подачи продукции с кустов на УПН в случае аварий.
- В соответствии с п.8.9 ГОСТа 32569-2013, использование материала для трубопроводов и соединительных деталей из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности К52.
- В соответствии с п.10.8 ГОСТа 32569-2013, использование теплоизоляции и электрообогрева всех трубопроводов саморегулируемыми греющими кабелями на кустах.
- В соответствии с п.6.2 СП 25.13330.2012, свайная прокладка трубопровода на многолетнемерзлых просадочных грунтах.
- В соответствии с п.6.3 СП 231.1311500.2015 и п.114 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", 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, о чем указано в соответствующих опросных листах на данное оборудование.

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

- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- полная герметизация технологического оборудования;
- электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении;
- применение блочного оборудования заводского изготовления с легкосбрасываемыми конструкциями;
- работа технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- размещение технологического оборудования на открытых территориях куста или площадках с обеспечением необходимых проходов;



- автоматизация основных технологических процессов;
- соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;
- применение на устьях скважин механических клапанов-отсекателей с электромагнитным дублером для защиты технологического оборудования от превышения давления;
- контроль загазованности на технологических площадках и в блок-боксах;
- применение теплоизоляции и электрообогрева трубопроводов и арматуры для предотвращения застывания перекачиваемой продукции;
- применение сталей повышенной коррозионной стойкости для проектируемых трубопроводов и деталей трубопроводов, обеспечивающее их надежную работу в течение расчетного срока службы;
- пожарная сигнализация.

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

В проектных решениях учтены требования пунктов 12, 90, 342, 349, 368, 772 и других пунктов Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; пунктов 6, 7, 8, 10 и других пунктов ГОСТ 32569-2013 «Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»; пунктов 1, 2, 5, 6 ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», «Правил технической эксплуатации электроустановок» и других нормативных документов, представленных в Приложении А. Уровень ответственности проектируемых сооружений – нормальный.

На каждом из кустов №7, 8, 9 находятся два закрытых технологических помещения, размещаемые в блок-боксах заводской готовности. К ним относятся установка дозирования химреагента (УДХ) и измерительная установка (ИУ). Постоянное пребывание персонала в них не предусмотрено.

Характеристика основных технологических объектов обустройства месторождения по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в Таблица 1.22.

**Таблица 1.22– 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 и по СП 12.13130.2009 | Класс взрывоопасных зон по ПУЭ   | Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020, ГОСТ 30852.11-2002 | Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» | Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1955) |
|--|--|--|----------------------------------|---|--|---|
| <b>Технологические площадки</b>  |  |  |                                  |   |  |   |
| Устье скважин - 24 шт.   | Газ легкий ЛВЖ   | АН   | В-1г                             | ПА-Т1, ПА-Т3  | Зона 2   | Зона 2  |
| Блок-бокс измерительной установки – 3 шт.  | Газ легкий, ЛВЖ  | АН   | В-1г                             | ПА-Т1, ПА-Т3  | Зона 1   | Зона 1  |
| Блок-бокс установки дозирования химреагента – 3 шт.  | Ингибитор  | А (блок-бокс) АН (площадка)  | В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка) | ПА-Т2   | Зона 1   | Зона 1  |
| Мобильная установка дозирования ингибитора (УДЭ)   | Ингибитор  | АН   | В-1г                             | ПА-Т2   | Зона 1   | Зона 1  |
| Площадка узла камеры запуска СОД – 3 шт.   | ЛВЖ  | АН   | В-1г                             | ПА-Т3   | Зона 1   | Зона 1  |
| Дренажная емкость V=8 м <sup>3</sup> – 3 шт.   | ЛВЖ<br>Газ легкий  | АН   | В-1г                             | ПА-Т3   | Зона 0, 1, 2   | Зона 0, 1, 2  |
| Узел глушения – 24 шт.   | Задавочная жидкость  | АН   | В-1г                             | -   | Зона 2   | Зона 2  |
| <p><b>Примечание:</b><br/>                     Размеры взрывоопасных зон принимаются согласно Приложению №5 Приказа от 15 декабря 2020 года №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Зона 0 – R=1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы;</li> <li>– Зона 1 - R=1,5 м от зоны 0 (R=3 м в случае отсутствия Зоны 0);</li> <li>– Зона 2 - R= 2 м от зоны 1 (R=3 м в случае отсутствия Зоны 1).</li> </ul> |  |  |                                  |   |  |   |

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

Все технологическое оборудование, используемое для обустройства куста скважин, поставляется в соответствии с опросными листами или типовыми техническими требованиями Компании. Всё оборудование соответствует действующим требованиям нормативно-технической документации, действующей на территории Российской Федерации.

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

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

Применение технических устройств, оборудования, материалов и изделий производится при наличии документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации о техническом регулировании, в том числе требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/2011, 012/2011, ТР ТС 032/2013.

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

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

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

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

Численность персонала по обслуживанию куста скважин и линейной части промыслового газопровода приведена в Томе 3.4.

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

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, наличие взрывопожароопасных веществ – природного газа.

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 газопровода при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

### **1.15 Описание автоматизированных систем, используемых на производственном объекте**

Проектирование систем автоматизации выполняется в соответствии с заданием на проектирование и предусматривает 3 класс автоматизации.

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

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

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

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

Подробно описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в томе 3.3 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

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

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

- неорганизованные;
- организованные.

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

К организованным источникам выбросов относятся:

- воздушники от дренажной емкости и блока УДХ;
- вентиляционные трубы УДХ и ИУ;

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в томе 6 «Мероприятия по охране окружающей среды».

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

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

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

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

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

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

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

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Томе 8.

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

Все технические решения при проектировании обустройства кустов скважин №.7, 8, 9 на период эксплуатации приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А.

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

## **2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия**

### **2.1 Назначение**

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов кустовых площадок проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9».

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

### **2.2 Общие положения**

#### **2.2.1 Технологические трубопроводы**

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

### **2.3 Характеристика района**

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 40 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

### **2.4 Материальное исполнение**

#### **2.4.1 Трубы**

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

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02.04-04 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве нефтесборных сетей. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02.04.01-01 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве напорных нефтепроводов. Книга 2 Типовые технические решения для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические

требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;

- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов»;
- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: общая минерализация, кислотность (рН), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ). Для объекта месторождения характерно наличие  $CO_2$  в количестве до 1,27% мольных в газе. Коррозионная агрессивность данных сред согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как среднеагрессивная. На основании анализа результатов коррозионного мониторинга на кустах (письмо ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» №11/1.2/006030 от 01.06.2023) для расчета толщин стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,05 мм/год.

Защита от внутренней коррозии осуществляется с помощью подачи реагентов и ингибиторов коррозии в эксплуатационные трубопроводы. Контроль внутренней коррозии осуществляется с помощью узлов замеров коррозии. Также для повышения стойкости к внутренней коррозии нефтегазосборные трубопроводы выполняются из сталей повышенной коррозионной стойкости.

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб повышенной коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 1 мм.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред, рекомендаций НТД, а также с учетом требований к техническим решениям согласно разделу 7 и таблице 4 ТТР-01.02-01 для проектирования трубопроводов приняты трубы из стали повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

Для трубопроводов реагента и пара исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для сооружения принять:

- для трубопроводов DN15, трубы из хладостойкой стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75;



- для трубопроводов DN25, трубы из хладостойкой стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78;
- для трубопроводов DN≥50, трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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

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

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

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

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

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°C;
- на образцах KCV не менее 59 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 40 °C для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

#### 2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

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

Для трубопроводов из сталей повышенной коррозионной стойкости применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надёжности класса прочности не ниже 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 10Г2, 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.

Для трубопроводов  $DN \leq 25$  применять отводы гнутые, со средним радиусомгиба не менее  $5DN$ , выполненные холодной гибкой труб. Длина прямого участка от конца трубы до начала гнутого участка должна быть не менее 100 мм.

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

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

Для соединения трубопроводов с давлением до 4,0 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 выше 6,3 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. J) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением до 4,0 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 выше 6,3 МПа применить прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020.

### **2.4.3 Крепежные детали**

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

### **2.4.4 Запорная и регулирующая арматура**

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015 ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах КСV не менее 19,6 Дж/см<sup>2</sup>. 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).

## 2.5 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 технологических трубопроводов на прочность приведены в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов**

| DN, мм                        | Категория | Назначение трубопровода  | Максимальное расчетное давление, МПа | Температура продукта, °С | Количество коррозионных компонентов, % моль |                 |
|-------------------------------|-----------|--|--------------------------------------|--------------------------|---|-----------------|
|                               |           |  |                                      |                          | H <sub>2</sub> S                            | CO <sub>2</sub> |
| <b><u>Куст скважин №7</u></b> |           |  |                                      |                          |   |                 |
| 15                            | А(б), I   | Выкидной трубопровод от скважины до клапана отсекаателя  | 16,0                                 | 0...+5                   | –   | 1,27            |
| 80                            |           |  |                                      |                          |   |                 |
| 15                            | А(б), I   | Выкидной трубопровод от клапана отсекаателя до врезки в замерный и эксплуатационный коллектора | 4,0                                  | 0...+5                   | –   | 1,27            |
| 80                            |           |  |                                      |                          |   |                 |
| 15                            | А(б), I   | Трубопровод глушения скважины  | 16,0                                 | +60                      | –   | 1,27            |
| 50                            |           |  |                                      |                          |   |                 |
| 25                            | А(б), I   | Замерный коллектор   | 4,0                                  | 0...+5                   | –   | 1,27            |
| 80                            |           |  |                                      |                          |   |                 |
| 25                            | А(б), I   | Эксплуатационный коллектор   | 4,0                                  | 0...+5                   | –   | 1,27            |
| 150                           |           |  |                                      |                          |   |                 |
| 300                           |           |  |                                      |                          |   |                 |
| 25                            | А(б), I   | Реагентопровод   | 4,0                                  | -61...+40                | –   | –               |
| 100                           | А(б), II  | Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД до точки врезки в дренажный коллектор              | 1,6                                  | -10...+5                 | –   | 1,27            |
|                               |           |  | 4,0                                  |                          |   |                 |
| 50                            | А(б), II  | Трубопровод откачки реагента из БДР в емкость передвижной техники                              | 4,0                                  | -10...+5                 | –   | 1,27            |

| DN,<br>мм                     | Категория | Назначение<br>трубопровода  | Максимальное<br>расчетное<br>давление, МПа | Температура<br>продукта, °С | Количество<br>коррозионных<br>компонентов,<br>% моль |                 |
|-------------------------------|-----------|---|--|-----------------------------|--|-----------------|
|                               |           |   |  |                             | H <sub>2</sub> S                                     | CO <sub>2</sub> |
| 50                            | A(б), II  | Дренажный<br>трубопровод от<br>измерительной<br>установки (К7-ИУ-001)<br>до точки врезки в<br>дренажный коллектор | 1,6  | -10...+5                    | –  | 1,27            |
| 100                           | A(б), II  | Дренажный коллектор<br>от камеры СОД и ИУ   | 1,6  | -10...+5                    | –  | 1,27            |
| 50                            | A(б), II  | Трубопровод откачки<br>из дренажной емкости<br>в емкость передвижной<br>техники                                   | 1,6  | -10...+5                    | –  | 1,27            |
| 80                            | B, III    | Трубопровод подачи<br>пара в дренажную<br>емкость   | 1,6  | -61...+150                  | –  | –               |
| <b><u>Куст скважин №9</u></b> |           |   |  |                             |  |                 |
| 15                            | A(б), I   | Выкидной трубопровод<br>от скважины до<br>клапана отсекаателя   | 16,0                                       | 0...+5                      | –  | 1,27            |
| 80                            |           |   |  |                             |  |                 |
| 15                            | A(б), I   | Выкидной трубопровод<br>от клапана отсекаателя<br>до врезки в замерный и<br>эксплуатационный<br>коллектора        | 4,0  | 0...+5                      | –  | 1,27            |
| 80                            |           |   |  |                             |  |                 |
| 15                            | A(б), I   | Трубопровод глушения<br>скважины  | 16,0                                       | +60                         | –  | 1,27            |
| 50                            |           |   |  |                             |  |                 |
| 25                            | A(б), I   | Замерный коллектор  | 4,0  | 0...+5                      | –  | 1,27            |
| 80                            |           |   |  |                             |  |                 |
| 25                            | A(б), I   | Эксплуатационный<br>коллектор   | 4,0  | 0...+5                      | –  | 1,27            |
| 150                           |           |   |  |                             |  |                 |
| 300                           |           |   |  |                             |  |                 |
| 25                            | A(б), I   | Реагентопровод  | 4,0  | -61...+40                   | –  | –               |

| DN,<br>мм                     | Категория | Назначение<br>трубопровода  | Максимальное<br>расчетное<br>давление, МПа | Температура<br>продукта, °С | Количество<br>коррозионных<br>компонентов,<br>% моль |                 |
|-------------------------------|-----------|---|--|-----------------------------|--|-----------------|
|                               |           |   |  |                             | H <sub>2</sub> S                                     | CO <sub>2</sub> |
| 100                           | А(б), II  | Дренажный<br>трубопровод от камеры<br>запуска СОД до точки<br>врезки в дренажный<br>коллектор                     | 1,6  | -10...+5                    | -  | 1,27            |
|                               |           |   | 4,0  |                             |  |                 |
| 50                            | А(б), II  | Трубопровод откачки<br>реагента из БДР в<br>емкость передвижной<br>техники  | 4,0  | -10...+5                    | -  | 1,27            |
| 50                            | А(б), II  | Дренажный<br>трубопровод от<br>измерительной<br>установки (К9-ИУ-001)<br>до точки врезки в<br>дренажный коллектор | 1,6  | -10...+5                    | -  | 1,27            |
| 100                           | А(б), II  | Дренажный коллектор<br>от камеры СОД и ИУ   | 1,6  | -10...+5                    | -  | 1,27            |
| 50                            | А(б), II  | Трубопровод откачки<br>из дренажной емкости<br>в емкость передвижной<br>техники                                   | 1,6  | -10...+5                    | -  | 1,27            |
| 80                            | В, III    | Трубопровод подачи<br>пара в дренажную<br>емкость   | 1,6  | -61...+150                  | -  | -               |
| <b><u>Куст скважин №8</u></b> |           |   |  |                             |  |                 |
| 15                            | А(б), I   | Выкидной трубопровод<br>от скважины до<br>клапана отсекаателя   | 16,0                                       | 0...+5                      | -  | 1,27            |
| 80                            |           |   |  |                             |  |                 |
| 15                            | А(б), I   | Выкидной трубопровод<br>от клапана отсекаателя<br>до врезки в замерный и<br>эксплуатационный<br>коллектора        | 4,0  | 0...+5                      | -  | 1,27            |
| 80                            |           |   |  |                             |  |                 |
| 15                            | А(б), I   | Трубопровод глушения<br>скважины  | 16,0                                       | +60                         | -  | 1,27            |
| 50                            |           |   |  |                             |  |                 |
| 25                            | А(б), I   | Замерный коллектор  | 4,0  | 0...+5                      | -  | 1,27            |
| 80                            |           |   |  |                             |  |                 |

| DN, мм | Категория | Назначение трубопровода  | Максимальное расчетное давление, МПа | Температура продукта, °С | Количество коррозионных компонентов, % моль |                 |
|--------|-----------|--|--------------------------------------|--------------------------|---|-----------------|
|        |           |  |                                      |                          | H <sub>2</sub> S                            | CO <sub>2</sub> |
| 25     | А(б), I   | Эксплуатационный коллектор   | 4,0                                  | 0...+5                   | –   | 1,27            |
| 100    |           |  |                                      |                          |   |                 |
| 250    |           |  |                                      |                          |   |                 |
| 25     | А(б), I   | Реагентопровод   | 4,0                                  | -61...+40                | –   | –               |
| 50     | А(б), II  | Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД до точки врезки в дренажный коллектор                  | 1,6                                  | -10...+5                 | –   | 1,27            |
|        |           |  | 4,0                                  |                          |   |                 |
| 50     | А(б), II  | Трубопровод откачки реагента из БДР в емкость передвижной техники                                  | 4,0                                  | -10...+5                 | –   | 1,27            |
| 50     | А(б), II  | Дренажный трубопровод от измерительной установки (К8-ИУ-001) до точки врезки в дренажный коллектор | 1,6                                  | -10...+5                 | –   | 1,27            |
| 100    | А(б), II  | Дренажный коллектор от камеры СОД и ИУ   | 1,6                                  | -10...+5                 | –   | 1,27            |
| 80     | А(б), I   | Трубопровод откачки из дренажной емкости в эксплуатационный коллектор                              | 4,0                                  | -10...+5                 | –   | 1,27            |
| 80     | А(б), I   | Дренаж из трубопровода откачки емкости на вход в дренажную емкость                                 | 1,6                                  | -10...+5                 | –   | 1,27            |
|        |           |  | 4,0                                  |                          |   |                 |
| 80     | В, III    | Трубопровод подачи пара в дренажную емкость  | 1,6                                  | -61...+150               | –   | –               |

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 $\sigma_T$ , МПа | Сопротивление разрыву $\sigma_B$ , МПа |
|---|-----------------|-----------------------------------|--|
| Группа 4 (Ст 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             | 265                               | 470                                    |

| Марка стали | Класс прочности | Предел текучести $\sigma_T$ , МПа | Сопротивление разрыву $\sigma_B$ , МПа |
|-------------|-----------------|-----------------------------------|--|
| 10Г2        | –               | 245                               | 422                                    |

### 2.5.1 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов

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

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

где  $s_R$  – расчётная толщина стенки, мм;  
 $P$  – расчётное внутреннее избыточное давление, МПа;  
 $D$  – наружный диаметр трубопровода, мм;  
 $[\sigma]$  – допускаемое напряжение при расчётной температуре, МПа;  
 $\varphi_y$  – 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:

$$[\sigma] = \min \left[ \frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_p}{1.5} \right]$$

где  $\sigma_p$  – предел текучести, МПа;  
 $\sigma_m$  – 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 (РД 39-0147103-362-86) с учётом расчётного срока эксплуатации;  
 $C_1$  – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;  
 $s_{min}$  – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5,6 ГОСТ 32388-2013.

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

$$[s] = \max(s_R + C_1; s_{min}).$$

Толщина стенки технологических трубопроводов принималась с учётом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых труб. Результаты расчёта и выбора толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 2.3.

**Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки технологических трубопроводов**

| D,мм | P, МПа | [σ], МПа | δ, % | Толщина стенки, мм |       |       |                      |                  |          |
|------|--------|----------|------|--------------------|-------|-------|----------------------|------------------|----------|
|      |        |          |      | Расчётная<br>$s_R$ | $C_1$ | $C_2$ | Отбраковочная<br>[s] | Номинальная<br>s | Принятая |
| 18   | 4,0    | 163,33   | 10,0 | 0,22               | 0,30  | 1     | 1,00                 | 2,00             | 3        |
| 18   | 10,0   | 163,33   | 10,0 | 0,53               | 0,30  | 1     | 1,00                 | 2,00             | 3        |
| 18   | 16,0   | 163,33   | 10,0 | 0,84               | 0,30  | 1     | 1,14                 | 2,50             | 3        |
| 32   | 4,0    | 176,67   | 10,0 | 0,36               | 0,35  | 1     | 1,50                 | 2,50             | 3,5      |
| 57   | 1,6    | 212,50   | 12,5 | 0,21               | 0,75  | 1     | 1,50                 | 5,00             | 6        |
| 57   | 4,0    | 212,50   | 12,5 | 0,53               | 0,75  | 1     | 1,50                 | 5,00             | 6        |
| 57   | 4,0    | 176,67   | 12,5 | 0,64               | 0,50  | 1     | 1,50                 | 4,00             | 6        |
| 57   | 16,0   | 212,50   | 12,5 | 2,07               | 0,75  | 1     | 2,82                 | 5,00             | 6        |
| 89   | 1,6    | 212,50   | 12,5 | 0,33               | 0,75  | 1     | 2,00                 | 5,00             | 6        |
| 89   | 1,6    | 176,67   | 12,5 | 0,40               | 0,50  | 1     | 2,00                 | 4,00             | 6        |
| 89   | 4,0    | 212,50   | 12,5 | 0,83               | 0,75  | 1     | 2,00                 | 5,00             | 6        |
| 89   | 16,0   | 212,50   | 12,5 | 3,23               | 0,75  | 1     | 3,98                 | 5,00             | 6        |
| 114  | 1,6    | 212,50   | 12,5 | 0,43               | 0,75  | 1     | 2,00                 | 5,00             | 6        |
| 114  | 4,0    | 212,50   | 12,5 | 1,06               | 0,75  | 1     | 2,00                 | 5,00             | 6        |
| 159  | 4,0    | 212,50   | 12,5 | 1,48               | 0,75  | 1     | 2,50                 | 5,00             | 6        |
| 273  | 4,0    | 212,50   | 12,5 | 2,55               | 1,00  | 1     | 3,55                 | 6,50             | 8        |
| 325  | 4,0    | 212,50   | 12,5 | 3,03               | 1,00  | 1     | 4,03                 | 7,50             | 8        |

### 2.5.2 Расчёт срока службы трубопроводов

Отбраковочная толщина стенки технологических трубопроводов должна быть не менее расчётной толщины согласно п.7 ГОСТ 32388-2013.

Расчет ресурса эксплуатации выполняется в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов для принятой в проекте расчетной скорости коррозии:

$$T_r = \frac{t_{nom} - t_{отб}}{V_{кор}};$$

где  $t_{nom}$  – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

$t_{отб}$  – отбраковочная толщина стенки трубопроводов, мм;

$V_{кор}$  – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,05 мм/год.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.



**Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов**

| Наружный диаметр, мм | Номинальная толщина стенки, мм | Давление, МПа | Предел текучести, МПа | Временное сопротивление разрыву, МПа | Отбраковочная толщина, мм | τ, лет |
|----------------------|--------------------------------|---------------|-----------------------|--------------------------------------|---------------------------|--------|
| 18                   | 3                              | 4,0           | 245                   | 421                                  | 1,00                      | 40     |
| 18                   | 3                              | 10,0          | 245                   | 421                                  | 1,00                      | 40     |
| 18                   | 3                              | 16,0          | 245                   | 421                                  | 1,14                      | 37     |
| 32                   | 3,5                            | 4,0           | 265                   | 470                                  | 1,50                      | 40     |
| 57                   | 6                              | 1,6           | 372                   | 510                                  | 1,50                      | 90     |
| 57                   | 6                              | 4,0           | 372                   | 510                                  | 1,50                      | 90     |
| 57                   | 6                              | 4,0           | 265                   | 470                                  | 1,50                      | 90     |
| 57                   | 6                              | 16,0          | 372                   | 510                                  | 2,82                      | 63     |
| 89                   | 6                              | 1,6           | 372                   | 510                                  | 2,00                      | 80     |
| 89                   | 6                              | 1,6           | 265                   | 470                                  | 2,00                      | 80     |
| 89                   | 6                              | 4,0           | 372                   | 510                                  | 2,00                      | 80     |
| 89                   | 6                              | 16,0          | 372                   | 510                                  | 3,98                      | 40     |
| 114                  | 6                              | 1,6           | 372                   | 510                                  | 2,00                      | 80     |
| 114                  | 6                              | 4,0           | 372                   | 510                                  | 2,00                      | 80     |
| 159                  | 6                              | 4,0           | 372                   | 510                                  | 2,50                      | 70     |
| 273                  | 8                              | 4,0           | 372                   | 510                                  | 3,55                      | 89     |
| 325                  | 8                              | 4,0           | 372                   | 510                                  | 4,03                      | 79     |

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.

**2.5.3 Выборка типоразмеров труб**

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

**Таблица 2.5 - Материальное исполнение и сортамент технологических трубопроводов**

| Наименование участка трубопровода | DN, мм | P, МПа | Температура продукта, °С | Параметры трубопровода |           |                     |
|-----------------------------------|--------|--------|--------------------------|------------------------|-----------|---------------------|
|                                   |        |        |                          | Категория              | D × s, мм | Тип трубы, материал |
| <b><u>Куст скважин №7</u></b>     |        |        |                          |                        |           |                     |

| Наименование участка трубопровода  | DN, мм | P, МПа | Температура продукта, °С | Параметры трубопровода |           |   |
|--|--------|--------|--------------------------|------------------------|-----------|---|
|  |        |        |                          | Категория              | D × s, мм | Тип трубы, материал   |
| Выкидной трубопровод от скважины до клапана отсекаателя  | 15     | 16,0   | 0...+5                   | А(б), I                | 18×3      | Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75   |
|  | 80     |        |                          |                        | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Выкидной трубопровод от клапана отсекаателя до врезки в замерный и эксплуатационный коллектора | 15     | 4,0    | 0...+5                   | А(б), I                | 18×3      | Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75   |
|  | 80     |        |                          |                        | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Трубопровод глушения скважины  | 15     | 16,0   | +60                      | А(б), I                | 18×3      | Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75   |
|  | 50     |        |                          |                        | 57×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Замерный коллектор   | 25     | 4,0    | 0...+5                   | А(б), I                | 32×3,5    | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78  |
|  | 80     |        |                          |                        | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Эксплуатационный коллектор   | 25     | 4,0    | 0...+5                   | А(б), I                | 32×3,5    | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78  |
|  | 150    |        |                          |                        | 159×6     | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
|  | 300    |        |                          |                        | 325×8     |   |

| Наименование участка трубопровода  | DN, мм | P, МПа | Температура продукта, °С | Параметры трубопровода |           |   |
|--|--------|--------|--------------------------|------------------------|-----------|---|
|  |        |        |                          | Категория              | D × s, мм | Тип трубы, материал   |
| Реагентопровод   | 25     | 4,0    | -61...+40                | A(6), I                | 32×3,5    | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78  |
| Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД до точки врезки в дренажный коллектор                  | 100    | 1,6    | -10...+5                 | A(6), II               | 114×6     | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
|  |        | 4,0    |                          |                        |           |   |
| Трубопровод откачки реагента из БДР в емкость передвижной техники                                  | 50     | 4,0    | -10...+5                 | A(6), 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  |
| Дренажный трубопровод от измерительной установки (К7-ИУ-001) до точки врезки в дренажный коллектор | 50     | 1,6    | -10...+5                 | A(6), II               | 57×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Дренажный коллектор от камеры СОД и ИУ   | 100    | 1,6    | -10...+5                 | A(6), II               | 114×6     | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Трубопровод откачки из дренажной емкости в емкость передвижной техники                             | 50     | 1,6    | -10...+5                 | A(6), II               | 57×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Трубопровод подачи пара в дренажную емкость  | 80     | 1,6    | -61...+150               | В, III                 | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01  |
| <b>Куст скважин №9</b>   |        |        |                          |                        |           |   |
| Выкидной трубопровод от скважины до клапана отсекаателя  | 15     | 16,0   | 0...+5                   | A(6), I                | 18×3      | Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75   |
|  | 80     |        |                          |                        | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |

| Наименование участка трубопровода  | DN, мм | P, МПа | Температура продукта, °С | Параметры трубопровода |           |   |
|--|--------|--------|--------------------------|------------------------|-----------|---|
|  |        |        |                          | Категория              | D × s, мм | Тип трубы, материал   |
| Выкидной трубопровод от клапана отсекаателя до врезки в замерный и эксплуатационный коллектора | 15     | 4,0    | 0...+5                   | А(б), I                | 18×3      | Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75   |
|  | 80     |        |                          |                        | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Трубопровод глушения скважины  | 15     | 16,0   | +60                      | А(б), I                | 18×3      | Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75   |
|  | 50     |        |                          |                        | 57×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Замерный коллектор   | 25     | 4,0    | 0...+5                   | А(б), I                | 32×3,5    | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78  |
|  | 80     |        |                          |                        | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Эксплуатационный коллектор   | 25     | 4,0    | 0...+5                   | А(б), I                | 32×3,5    | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78  |
|  | 150    |        |                          |                        | 159×6     | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
|  | 300    |        |                          |                        | 325×8     |   |
| Реагентопровод   | 25     | 4,0    | -61...+40                | А(б), I                | 32×3,5    | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78  |

| Наименование участка трубопровода  | DN, мм | P, МПа | Температура продукта, °С | Параметры трубопровода |           |   |
|--|--------|--------|--------------------------|------------------------|-----------|---|
|  |        |        |                          | Категория              | D × s, мм | Тип трубы, материал   |
| Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД до точки врезки в дренажный коллектор                  | 100    | 1,6    | -10...+5                 | А(б), II               | 114×6     | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| 4,0  |        |        |                          |                        |           |   |
| Трубопровод откачки реагента из БДР в емкость передвижной техники                                  | 50     | 4,0    | -10...+5                 | А(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  |
| Дренажный трубопровод от измерительной установки (К9-ИУ-001) до точки врезки в дренажный коллектор | 50     | 1,6    | -10...+5                 | А(б), II               | 57×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Дренажный коллектор от камеры СОД и ИУ   | 100    | 1,6    | -10...+5                 | А(б), II               | 114×6     | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Трубопровод откачки из дренажной емкости в емкость передвижной техники                             | 50     | 1,6    | -10...+5                 | А(б), II               | 57×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Трубопровод подачи пара в дренажную емкость  | 80     | 1,6    | -61...+150               | В, III                 | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01  |
| <b>Куст скважин №8</b>   |        |        |                          |                        |           |   |
| Выкидной трубопровод от скважины до клапана отсекаателя  | 15     | 16,0   | 0...+5                   | А(б), I                | 18×3      | Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75   |
|  | 80     |        |                          |                        | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |

| Наименование участка трубопровода  | DN, мм | P, МПа | Температура продукта, °С | Параметры трубопровода |           |   |
|--|--------|--------|--------------------------|------------------------|-----------|---|
|  |        |        |                          | Категория              | D × s, мм | Тип трубы, материал   |
| Выкидной трубопровод от клапана отсекаателя до врезки в замерный и эксплуатационный коллектора | 15     | 4,0    | 0...+5                   | А(б), I                | 18×3      | Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75   |
|  | 80     |        |                          |                        | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Трубопровод глушения скважины  | 15     | 16,0   | +60                      | А(б), I                | 18×3      | Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2 группы В по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75   |
|  | 50     |        |                          |                        | 57×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Замерный коллектор   | 25     | 4,0    | 0...+5                   | А(б), I                | 32×3,5    | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78  |
|  | 80     |        |                          |                        | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Эксплуатационный коллектор   | 25     | 4,0    | 0...+5                   | А(б), I                | 32×3,5    | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78  |
|  | 100    |        |                          |                        | 114×6     | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
|  | 250    |        |                          |                        | 273×8     | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Реагентопровод   | 25     | 4,0    | -61...+40                | А(б), I                | 32×3,5    | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78  |

| Наименование участка трубопровода  | DN, мм | P, МПа | Температура продукта, °С | Параметры трубопровода |           |   |
|--|--------|--------|--------------------------|------------------------|-----------|---|
|  |        |        |                          | Категория              | D × s, мм | Тип трубы, материал   |
| Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД до точки врезки в дренажный коллектор                  | 50     | 1,6    | -10...+5                 | А(б), II               | 57×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
|  |        | 4,0    |                          |                        |           |   |
| Трубопровод откачки реагента из БДР в емкость передвижной техники                                  | 50     | 4,0    | -10...+5                 | А(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  |
| Дренажный трубопровод от измерительной установки (К8-ИУ-001) до точки врезки в дренажный коллектор | 50     | 1,6    | -10...+5                 | А(б), II               | 57×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Дренажный коллектор от камеры СОД и ИУ   | 100    | 1,6    | -10...+5                 | А(б), II               | 114×6     | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Трубопровод откачки из дренажной емкости в эксплуатационный коллектор                              | 80     | 4,0    | -10...+5                 | А(б), I                | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
| Дренаж из трубопровода откачки емкости на вход в дренажную емкость                                 | 80     | 1,6    | -10...+5                 | А(б), I                | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01 |
|  |        | 4,0    |                          |                        |           |   |
| Трубопровод подачи пара в дренажную емкость  | 80     | 1,6    | -61...+150               | В, III                 | 89×6      | Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01  |

### 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.

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 аргодуговой (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/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 50 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;
- твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 НВ<sub>10</sub> 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 Анतिकоррозионные 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.

Нанесение антикоррозионного покрытия труб и соединительных деталей технологических трубопроводов выполняется в условиях кустовой площадки после окончания сварочных работ перед монтажом теплоизоляции. Нанесение антикоррозионного покрытия трубопроводной арматуры, емкостного оборудования, трубопроводных элементов блочной поставки выполняется на Заводе-Изготовителе.

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

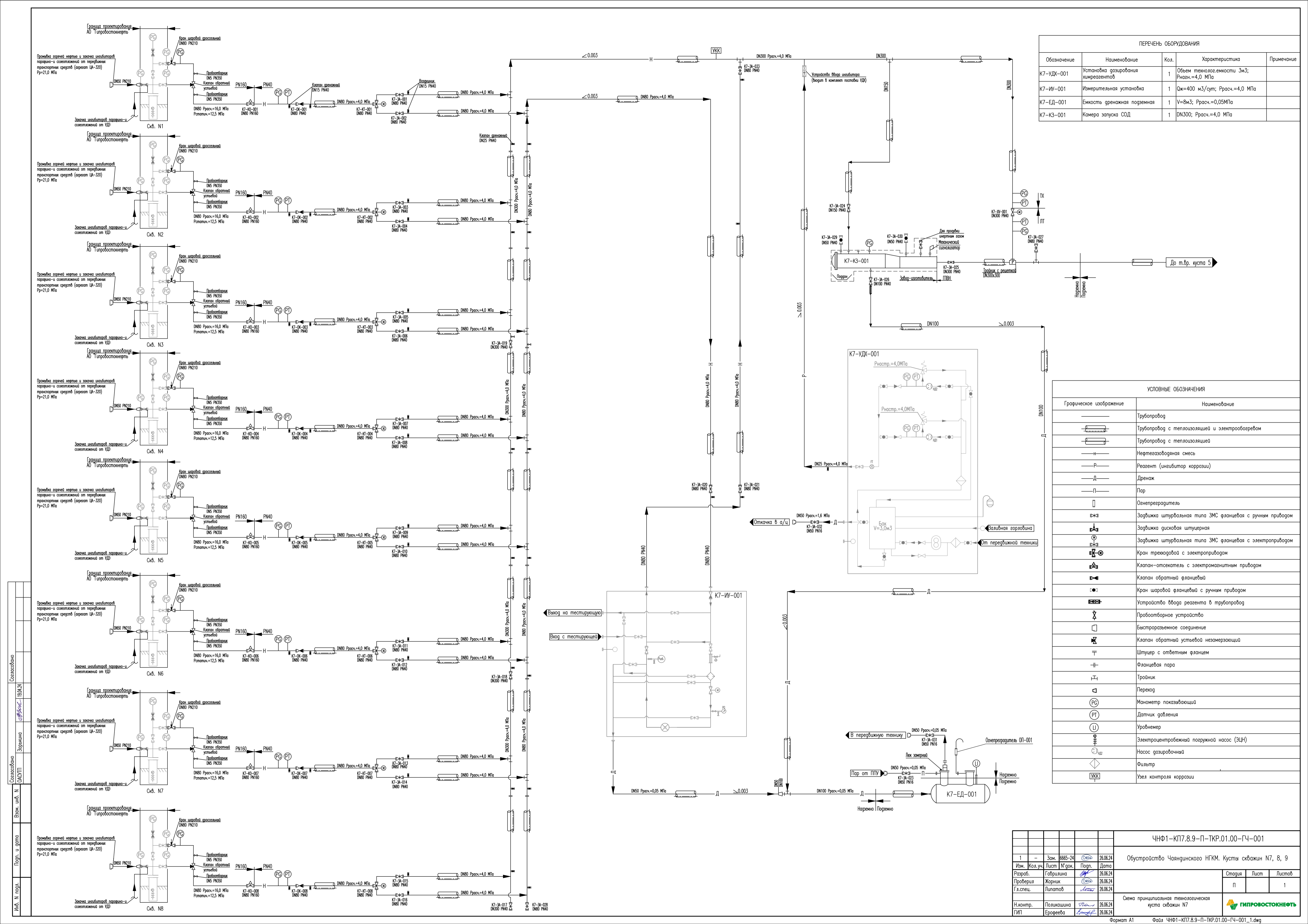
Работы по подготовке антикоррозионных материалов и их нанесения должны выполняться в соответствии с требованиями инструкции поставщика.

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

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

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

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



ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

| Обозначение | Наименование                           | Кол. | Характеристика   | Примечание |
|-------------|--|------|--|------------|
| K7-UHX-001  | Установка газирования хлористоводорода | 1    | Объем технолог. емкости 3м <sup>3</sup> ; Рнагр.=4,0 МПа |            |
| K7-IW-001   | Измерительная установка                | 1    | Qж=400 м <sup>3</sup> /сут; Ррасч.=4,0 МПа               |            |
| K7-EJ-001   | Емкость дренажная подземная            | 1    | V=8м <sup>3</sup> ; Ррасч.=0,05МПа                       |            |
| K7-K3-001   | Камера запуска СОД                     | 1    | DN300; Ррасч.=4,0 МПа                                    |            |

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

| Графическое изображение | Наименование  |
|-------------------------|---|
|                         | Трубопровод   |
|                         | Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом                     |
|                         | Трубопровод с теплоизоляцией  |
|                         | Нефтемезазогазная смесь   |
|                         | Реагент (ингибитор коррозии)  |
|                         | Дренаж  |
|                         | Пар   |
|                         | Генератор/двигатель   |
|                         | Задвижка штурвального типа ЗМС фланцевая с ручным приводом          |
|                         | Задвижка дисковая штурвального типа ЗМС фланцевая с электроприводом |
|                         | Кран трехходовой с электроприводом                                  |
|                         | Клапан-отсекатель с электромагнитным приводом                       |
|                         | Клапан обратный фланцевый   |
|                         | Кран шаровый фланцевый с ручным приводом                            |
|                         | Устройство ввода реагента в трубопровод                             |
|                         | Прообортовое устройство   |
|                         | Быстроразъемное соединение  |
|                         | Клапан обратный устьевого незамерзающий                             |
|                         | Штуцер с ответным фланцем   |
|                         | Фланцевая пара  |
|                         | Тройник   |
|                         | Переход   |
|                         | Манометр показывающий   |
|                         | Датчик давления   |
|                         | Уровень   |
|                         | Электроцентробежный погружной насос (ЭЦН)                           |
|                         | Насос газоразгонный   |
|                         | Фильтр  |
|                         | Узел контроля коррозии  |

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-001

Обустройство Чадынского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9

| Изм.      | Кол.уч.   | Лист     | № док.   | Погр.       | Дата     |
|-----------|-----------|----------|----------|-------------|----------|
| 1         | -         | Зам.     | 6665-24  | Согласовано | 26.06.24 |
| Разработ. | Габрилина | Проверил | Жарник   | Липатов     | 26.06.24 |
| Гл.инж.   | Липатов   | Н.контр. | Полякина | Ерофеева    | 26.06.24 |

Страница: П, Лист: 1, Листов: 1

Схема принципиальная технологическая куста скважин N7

Формат А1 Фолд ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-001\_1.dwg

Согласовано: 19.06.24

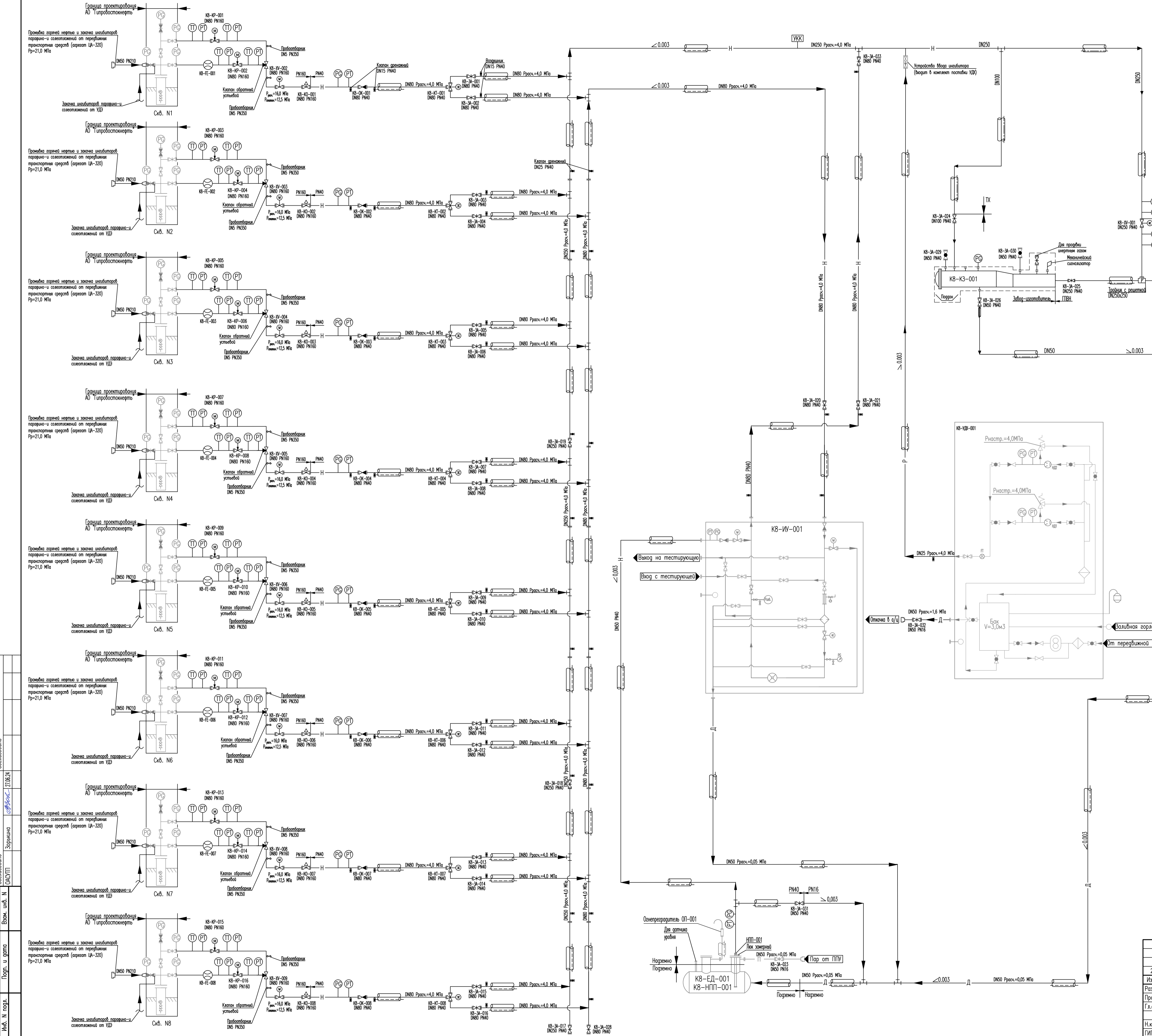
Заручился: [Signature]

Создано: 04.07.21

Экз. шифр: N

Лист: и дата

Имя: N подл.



| ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ |  |      |  |            |
|-----------------------|--|------|--|------------|
| Обозначение           | Наименование                           | Кол. | Характеристика   | Примечание |
| КВ-УДК-001            | Установка газирования хлористоводорода | 1    | Объем технолог. емкости 3м <sup>3</sup> ; Рназн.=4,0 МПа |            |
| КВ-ИУ-001             | Измерительная установка                | 1    | Qж=400 м <sup>3</sup> /сут; Ррасч.=4,0 МПа               |            |
| КВ-ЕД-001             | Емкость гренная подземная              | 1    | V=8м <sup>3</sup> ; Ррасч.=0,05МПа                       |            |
| НПП-001               | Насос полупогружной                    | 1    | Q=20 ст.м <sup>3</sup> /ч; H=355 м                       |            |
| КВ-КЗ-001             | Камера запуска СОД                     | 1    | DN250; Ррасч.=4,0 МПа                                    |            |

| УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ    |  |
|-------------------------|--|
| Графическое изображение | Наименование                                     |
|                         | Трубопровод                                      |
|                         | Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом  |
|                         | Трубопровод с теплоизоляцией                     |
|                         | Нефтегазовая смесь                               |
|                         | Реагент (ингибитор коррозии)                     |
|                         | Дренаж   |
|                         | Лар  |
|                         | Сепаратор  |
|                         | Задвижка клиновидная фланцевая с ручным приводом |
|                         | Задвижка клиновидная фланцевая с электроприводом |
|                         | Кран трехходовой с электроприводом               |
|                         | Клапан-отсекатель с электромагнитным приводом    |
|                         | Клапан обратный фланцевый                        |
|                         | Кран шаровый фланцевый с ручным приводом         |
|                         | Устройство ввода реагента в трубопровод          |
|                         | Быстроразъемное соединение                       |
|                         | Клапан обратный устьевой незамерзающий           |
|                         | Штуцер с ответным фланцем                        |
|                         | Фланцевая пара                                   |
|                         | Тройник  |
|                         | Переход  |
|                         | Манометр показывающий                            |
|                         | Датчик давления                                  |
|                         | Датчик температуры                               |
|                         | Электроцентробежный погружной насос (ЭЦН)        |
|                         | Насос газоразгонный                              |
|                         | Фильтр   |
|                         | Расходомер                                       |
|                         | Узел контроля коррозии                           |
|                         | Насос полупогружной                              |

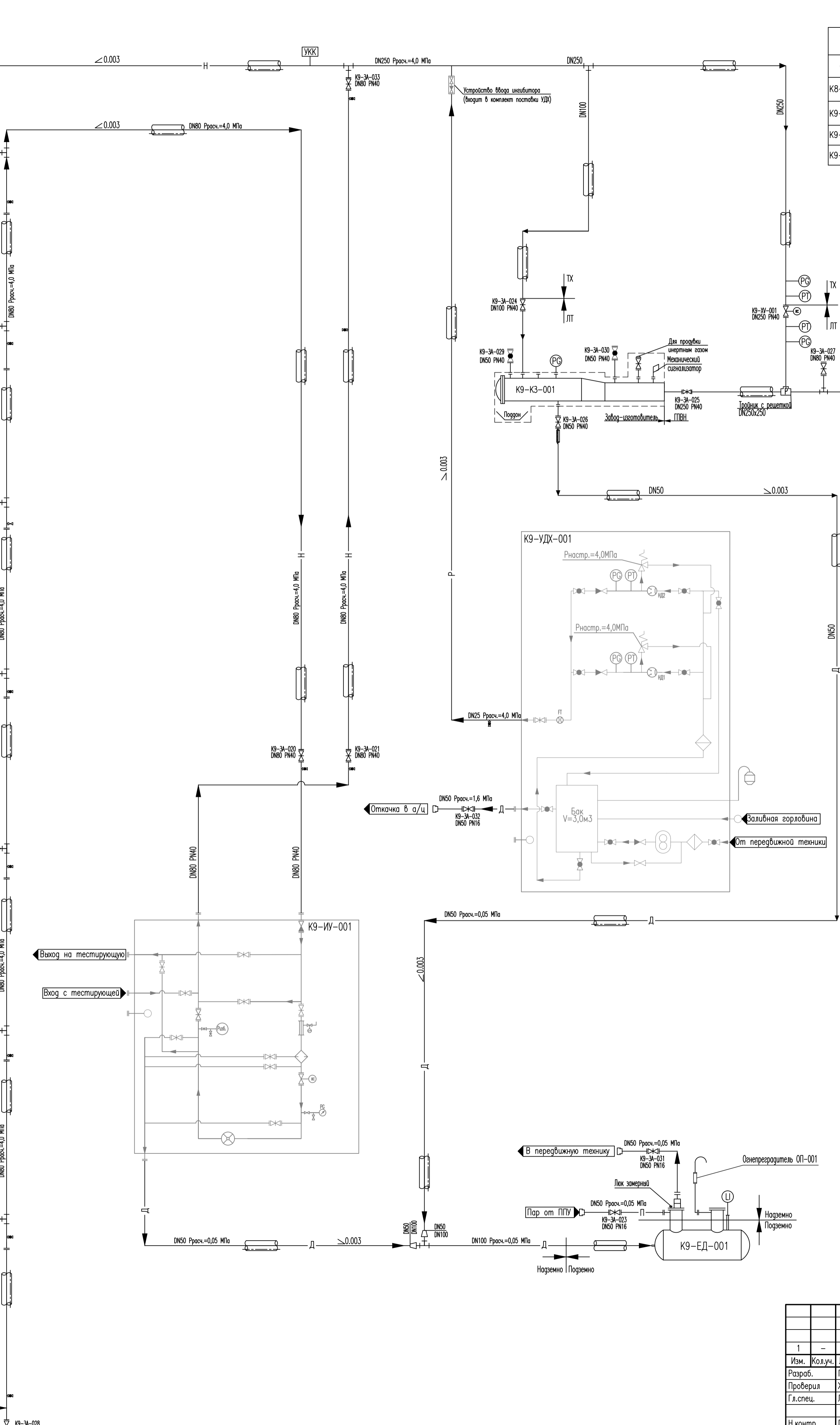
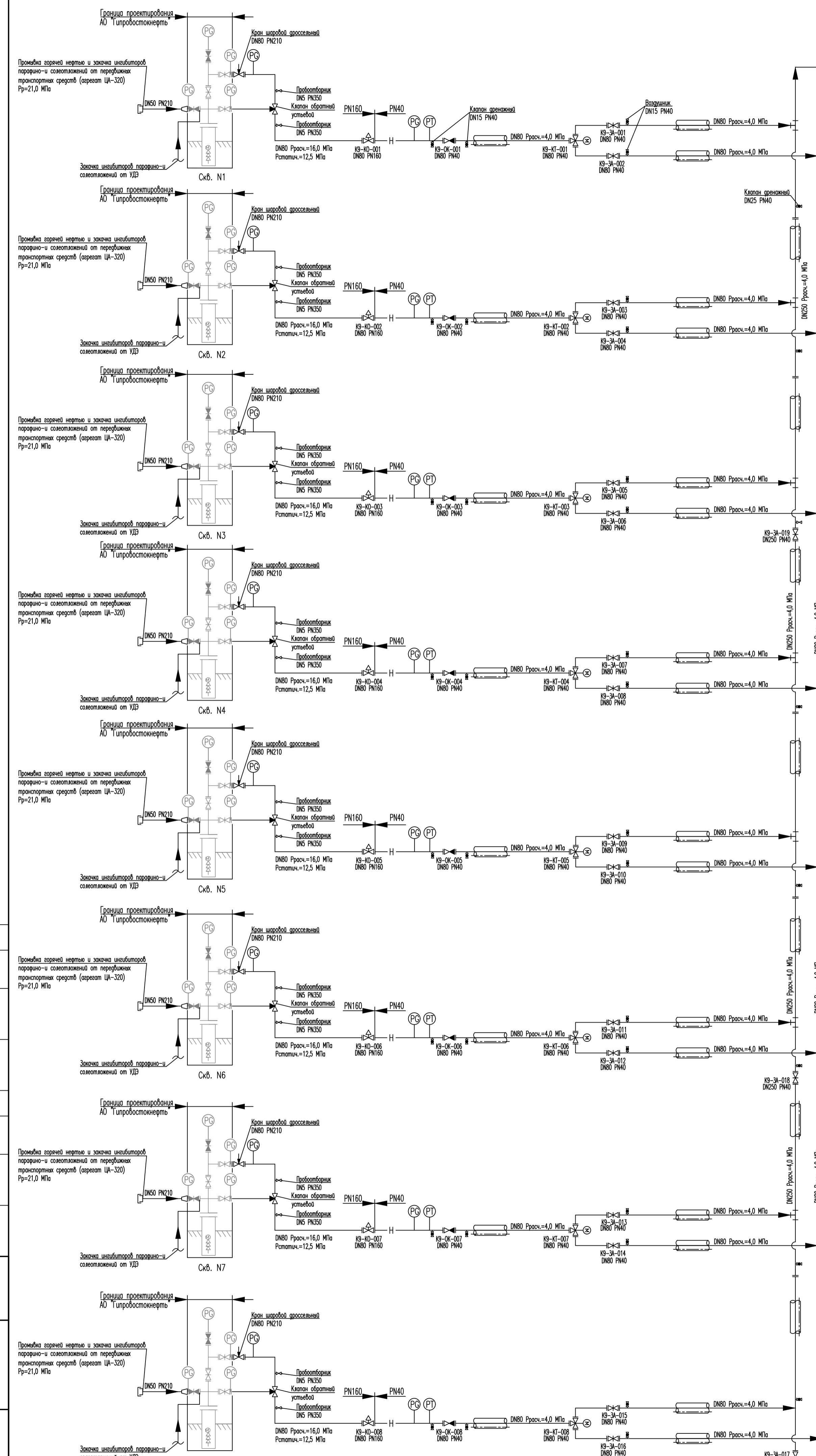
|             |  |  |  |  |
|-------------|--|--|--|--|
| Согласовано |  |  |  |  |
| 27.06.24    |  |  |  |  |
| Затверждено |  |  |  |  |
| 04.07.24    |  |  |  |  |
| Составлено  |  |  |  |  |
| 27.06.24    |  |  |  |  |
| Лист        |  |  |  |  |
| 27.06.24    |  |  |  |  |
| Лист        |  |  |  |  |
| 27.06.24    |  |  |  |  |
| Листов      |  |  |  |  |
| 1           |  |  |  |  |

ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-002

Обустройство Чадынского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9

|          |           |         |          |
|----------|-----------|---------|----------|
| Изм.     | Зам.      | 6665-24 | 26.06.24 |
| Лист     | Лист      | №рок.   | Попр.    |
| Дата     | Дата      |         |          |
| Разраб.  | Габрилина |         | 26.06.24 |
| Проверл. | Жарчик    |         | 26.06.24 |
| Гл.спец. | Липатов   |         | 26.06.24 |
| Н.контр. | Полякина  |         | 26.06.24 |
| ГИП      | Ерофеева  |         | 26.06.24 |

Схема принципиальная технологическая куста скважин N8

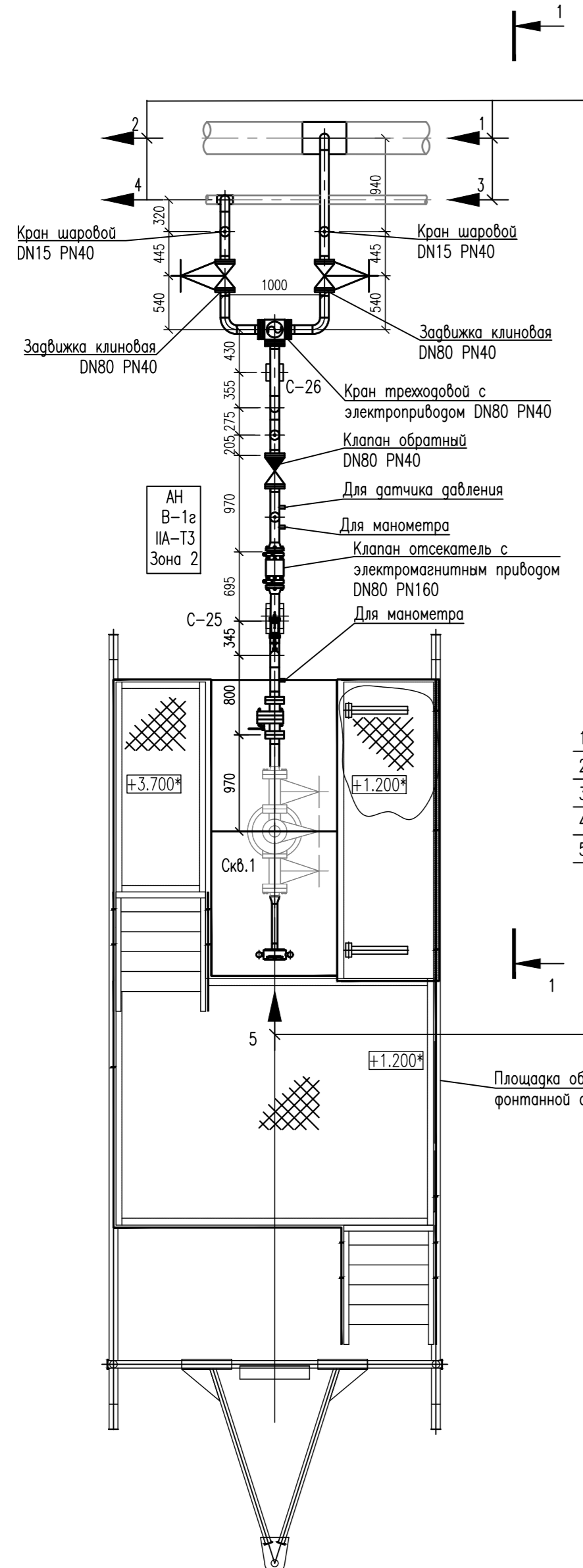


| ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ |  |      |   |            |
|-----------------------|--|------|---|------------|
| Обозначение           | Наименование                           | Кол. | Характеристика                            | Примечание |
| К8-УДХ-001            | Установка газирования хлористоводорода | 1    | Объем теплооб.емкости 3м3; Pнагн.=4,0 МПа |            |
| К9-УДХ-001            | Измерительная установка                | 1    | Qж=400 м3/сут; Pрасч.=4,0 МПа             |            |
| К9-ЕД-001             | Емкость дренажная подземная            | 1    | V=8м3; Pрасч.=0,05МПа                     |            |
| К9-К3-001             | Камера запуска СОД                     | 1    | DN250; Pрасч.=4,0 МПа                     |            |

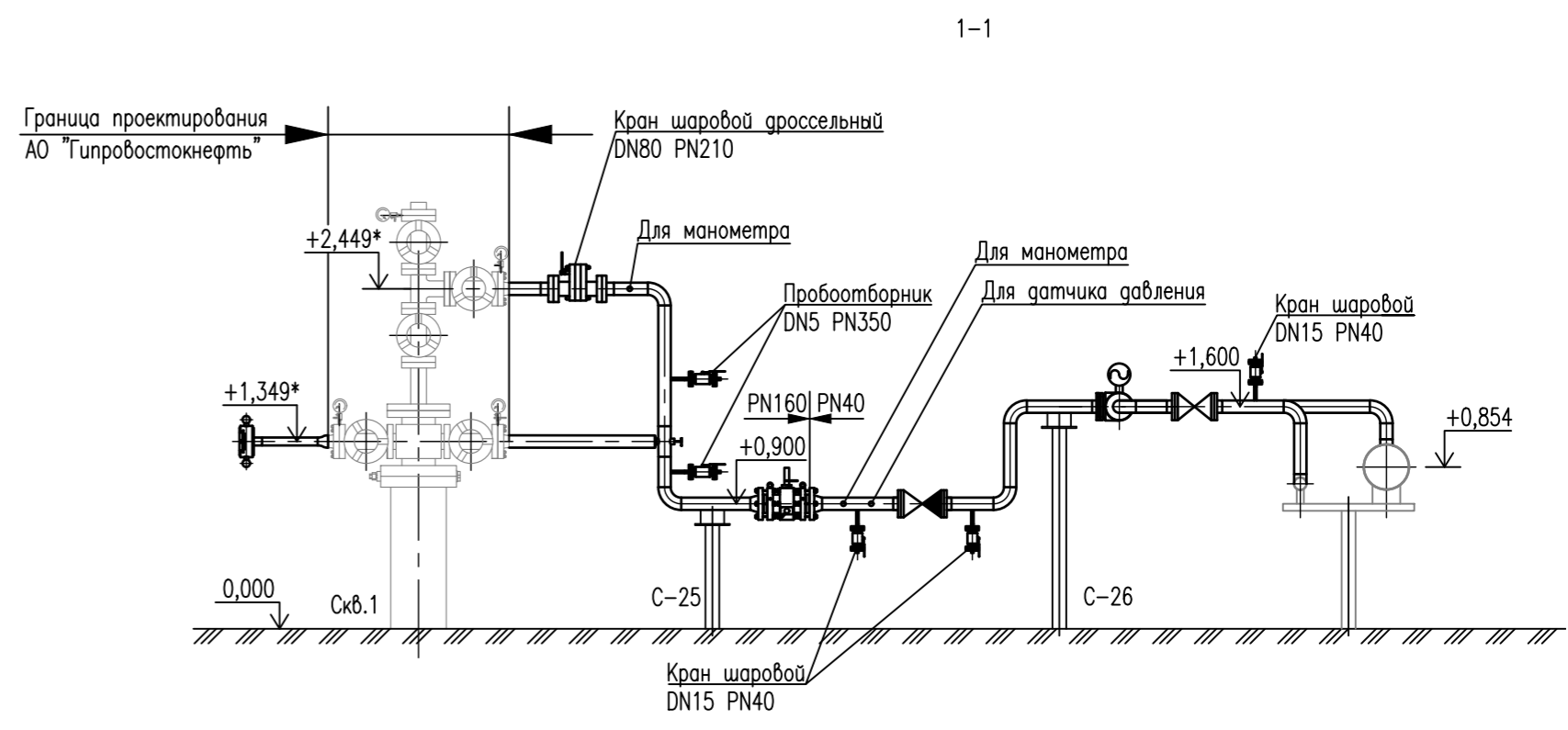
| УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ    |  |
|-------------------------|--|
| Графическое изображение | Наименование   |
|                         | Трубопровод  |
|                         | Трубопровод с теплоизоляцией и электрообогревом            |
|                         | Трубопровод с теплоизоляцией                               |
|                         | Нефлегматозная смесь                                       |
|                         | Реагент (ингибитор коррозии)                               |
|                         | Дренаж   |
|                         | Пар  |
|                         | Генератор  |
|                         | Задвижка штурвального типа ЗМС фланцевая с ручным приводом |
|                         | Задвижка дисковая штурвального типа                        |
|                         | Задвижка штурвального типа ЗМС фланцевая с электроприводом |
|                         | Кран трехходовой с электроприводом                         |
|                         | Клапан-отсекатель с электромагнитным приводом              |
|                         | Клапан обратный фланцевый                                  |
|                         | Кран шаровый фланцевый с ручным приводом                   |
|                         | Устройство ввода реагента в трубопровод                    |
|                         | Прооборное устройство                                      |
|                         | Быстроразъемное соединение                                 |
|                         | Клапан обратный устьево незамерзающий                      |
|                         | Штуцер с ответным фланцем                                  |
|                         | Фланцевая пара   |
|                         | Тройник  |
|                         | Переход  |
|                         | Манометр показывающий                                      |
|                         | Датчик давления  |
|                         | Уровень  |
|                         | Электроприводный погружной насос (ЭПН)                     |
|                         | Насос газоразгонный  |
|                         | Фильтр   |
|                         | Узел контроля коррозии                                     |

| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-003 |           |          |          |   |
|---------------------------------|-----------|----------|----------|---|
| 1                               | Зам.      | 6665-24  | 26.06.24 | Обустройство Чадынского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9  |
| Изм.                            | Кол.уч.   | Лист     | № док.   |   |
| Разраб.                         | Габрилина | 26.06.24 | 26.06.24 |   |
| Проверил                        | Жарик     | 26.06.24 | 26.06.24 |   |
| Гл.спец.                        | Липатов   | 26.06.24 | 26.06.24 |   |
| Н.контр.                        | Полякина  | 26.06.24 | 26.06.24 | Схема принципиальная технологическая куста скважин N9 |
| ГИП                             | Ерофеева  | 26.06.24 | 26.06.24 |   |

Создано: 27.06.24  
 Проверено: [подпись]  
 Согласовано: [подпись]  
 Лист: 1 из 1  
 Формат: А1  
 Файл: ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-003\_1.dwg



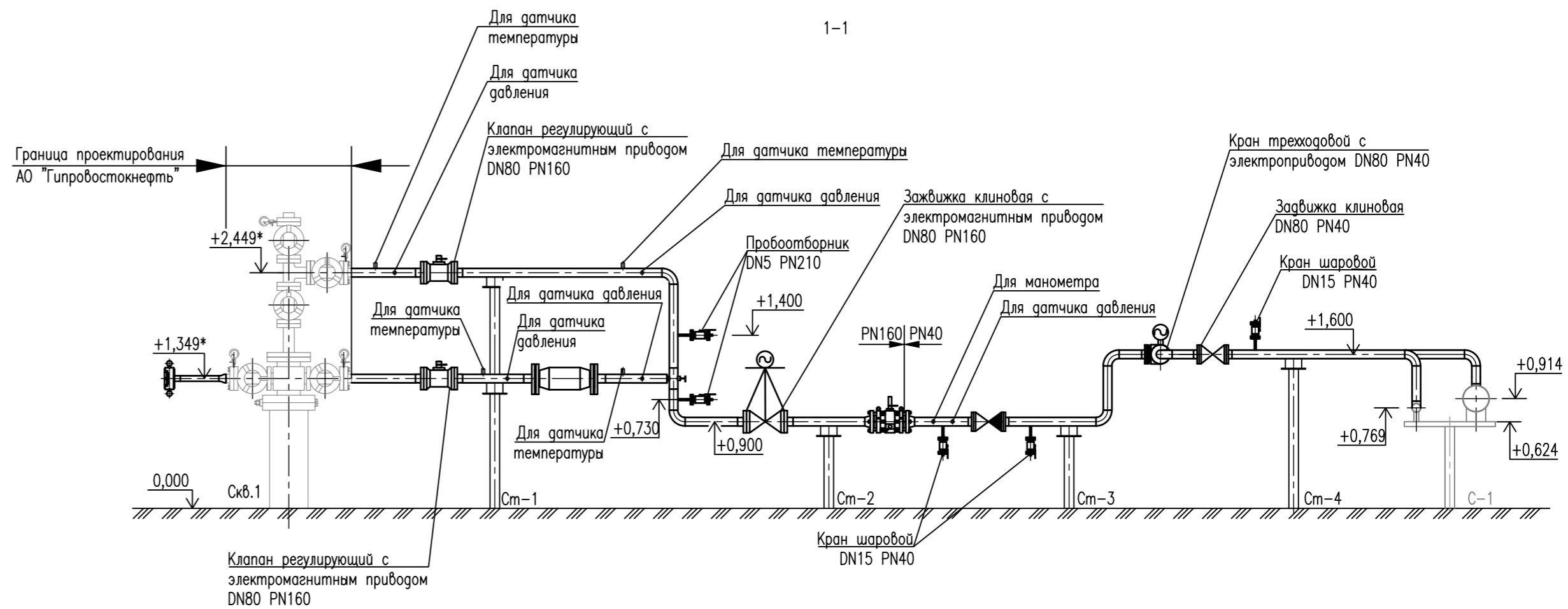
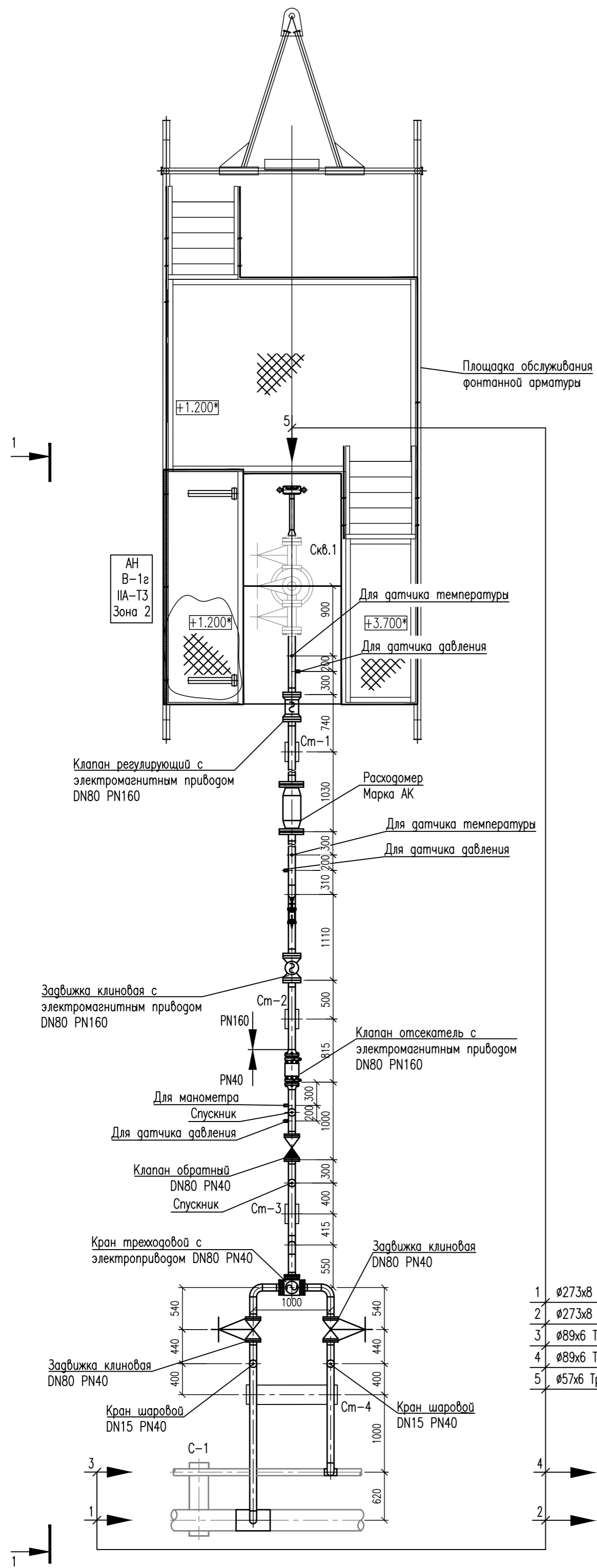
- 1  $\varnothing 325 \times 8$  Трубопровод коллектор от скважин
- 2  $\varnothing 325 \times 8$  Трубопровод коллектор до измерительной установки К7-ИУ-001
- 3  $\varnothing 89 \times 6$  Трубопровод замера от скважин
- 4  $\varnothing 89 \times 6$  Трубопровод замера до измерительной установки К7-ИУ-001
- 5  $\varnothing 57 \times 6$  Трубопровод для глушения скважины



1. Участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.

|              |              |              |             |
|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Инв. N подл. | Подп. и дата | Взам. инв. N | Согласовано |
|              |              |              | СО          |
| Колесов      | 26.06.24     |              |             |

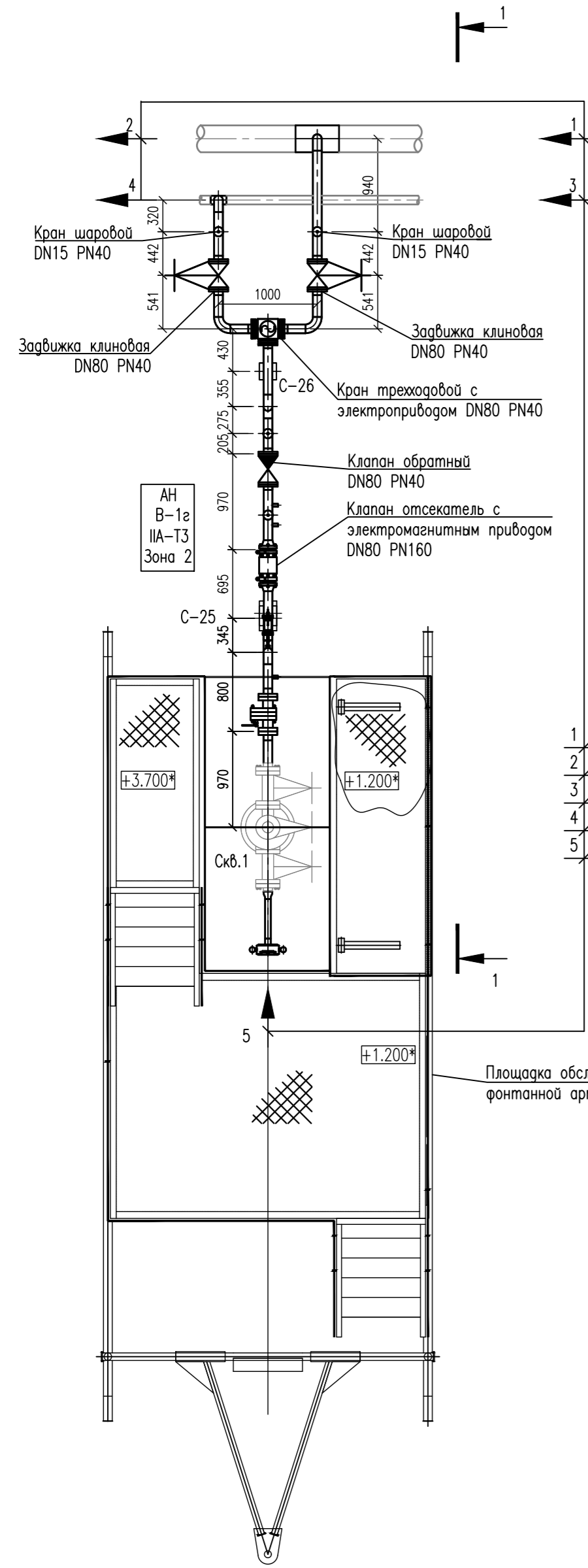
|  |            |        |         |          |
|--|------------|--------|---------|----------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-004                        |            |        |         |          |
| 1  | -          | Зам.   | 6665-24 | 26.06.24 |
| Изм.   | Кол.уч.    | Лист   | № док.  | Дата     |
| Разраб.  | Гаврилина  |        |         | 26.06.24 |
| Проверил   | Жорник     |        |         | 26.06.24 |
| Гл. спец.  | Липатов    |        |         | 26.06.24 |
| Н.контр.   | Поликашина |        |         | 26.06.24 |
| ГИП  | Ерофеева   |        |         | 26.06.24 |
| Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |            |        |         |          |
|  |            | Стадия | Лист    | Листов   |
|  |            | П      |         | 1        |
| Обвязка устья скважины на КП7. План. Разрез 1-1        |            |        |         |          |
|  |            |        |         |          |



1. Участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.

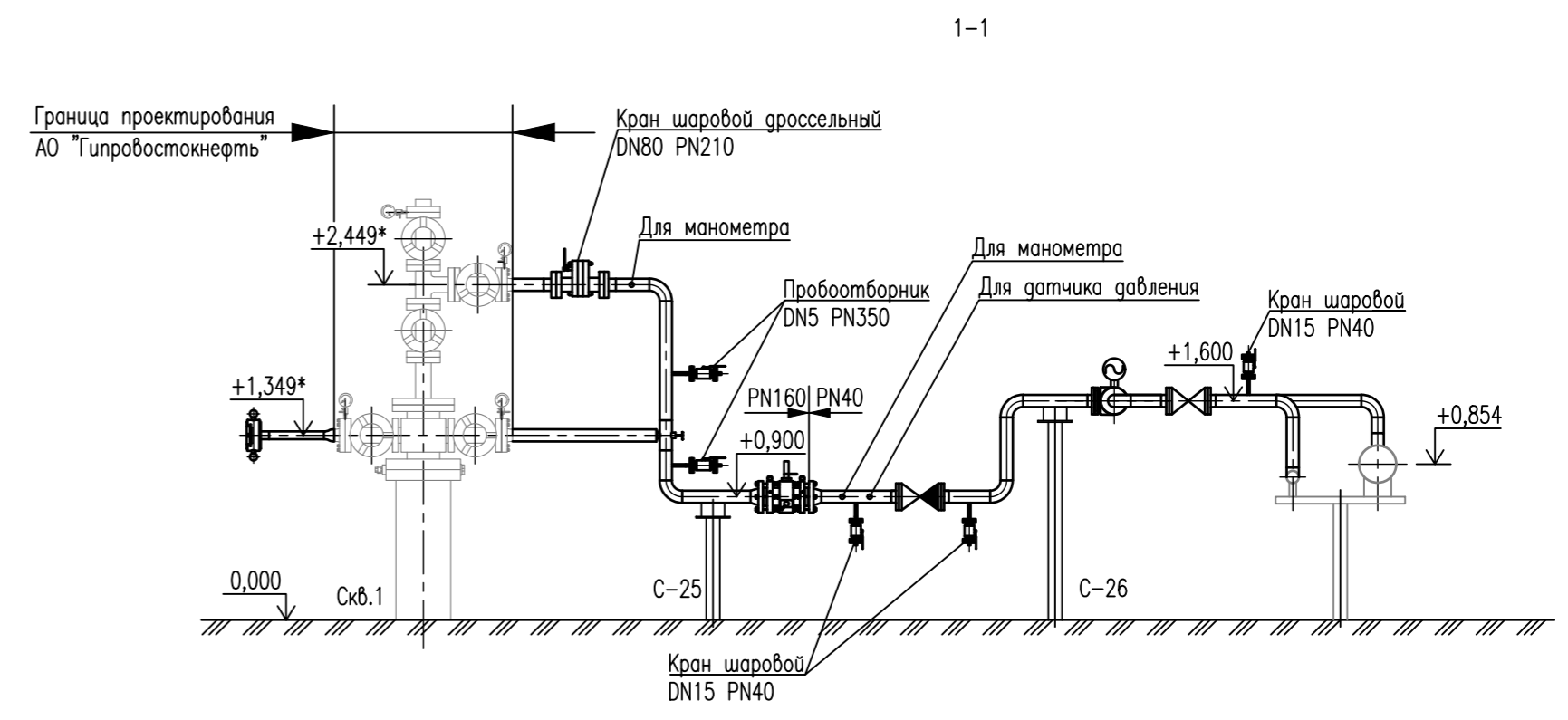
- 1 Ø273x8 Трубопровод коллектор от скважин
- 2 Ø273x8 Трубопровод коллектор до измерительной установки К8-ИУ-001
- 3 Ø89x6 Трубопровод замера от скважин
- 4 Ø89x6 Трубопровод замера до измерительной установки К8-ИУ-001
- 5 Ø57x6 Трубопровод для глушения скважины

| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-005                        |            |        |         |        |          |
|--|------------|--------|---------|--------|----------|
| 1  | -          | Зам.   | 6665-24 |        | 26.06.24 |
| Изм.   | Кол.уч.    | Лист   | №док.   | Погп.  | Дата     |
| Разраб.  | Гаврилина  |        |         |        | 26.06.24 |
| Проверил   | Жорник     |        |         |        | 26.06.24 |
| Гл.спец.   | Липатов    |        |         |        | 26.06.24 |
| Н.контр.   | Поликашина |        |         |        | 26.06.24 |
| ГИП  | Ерофеева   |        |         |        | 26.06.24 |
| Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |            |        |         |        |          |
| Разрез 1-1   |            |        |         |        |          |
|  |            | Стадия | Лист    | Листов |          |
|  |            | П      |         | 1      |          |



- 1  $\varnothing 273 \times 8$  Трубопровод коллектор от скважин
- 2  $\varnothing 273 \times 8$  Трубопровод коллектор до измерительной установки К9-ИУ-001
- 3  $\varnothing 89 \times 6$  Трубопровод замера от скважин
- 4  $\varnothing 89 \times 6$  Трубопровод замера до измерительной установки К9-ИУ-001
- 5  $\varnothing 57 \times 6$  Трубопровод для глушения скважины

Площадка обслуживания фонтанной арматуры

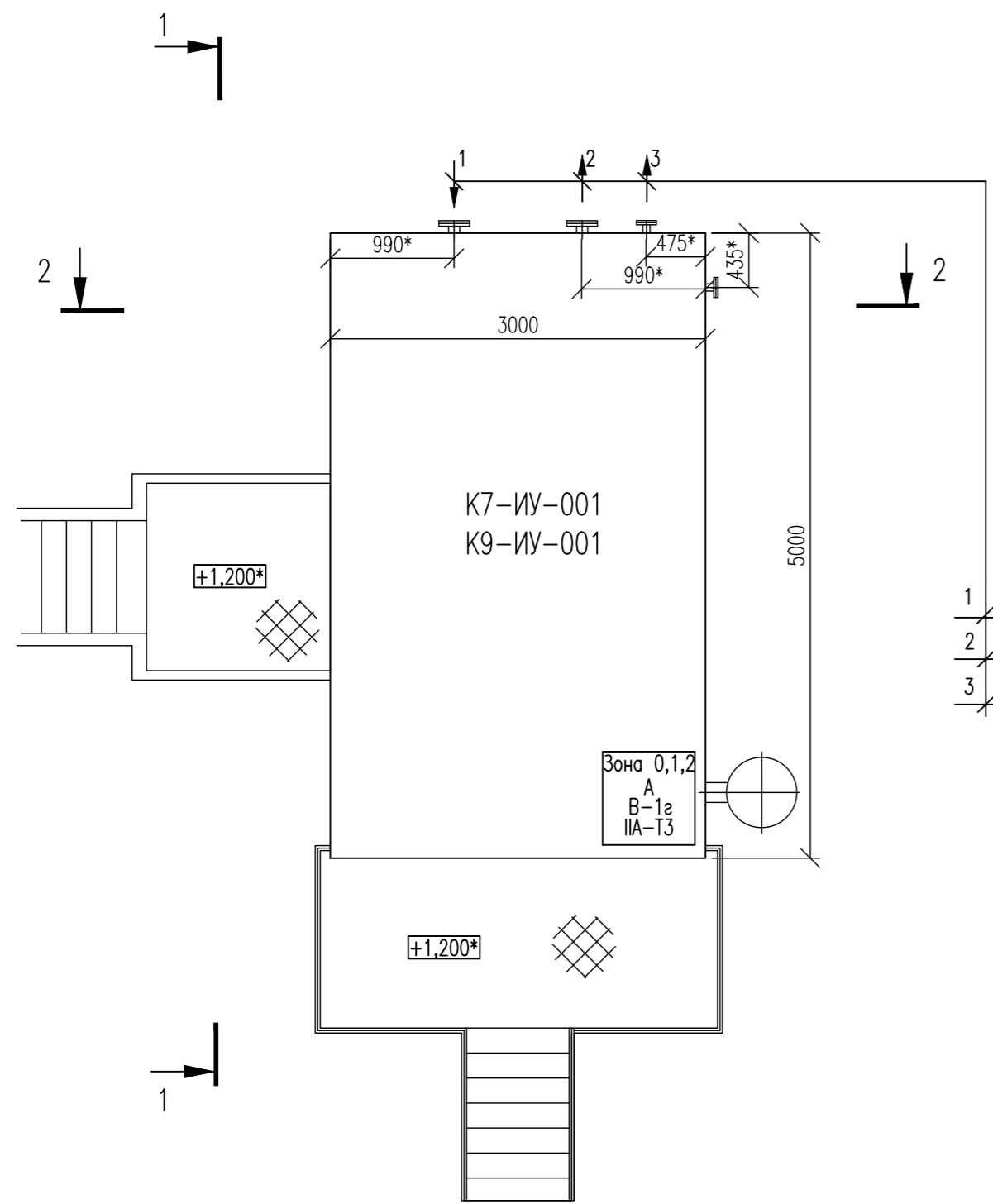


1. Участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.

|              |          |         |
|--------------|----------|---------|
| Согласовано  | 19.04.24 | Колесов |
| Согласовано  | СО       |         |
| Взам. инв. N |          |         |
| Подп. и дата |          |         |
| Инв. N подл. |          |         |

|   |            |      |         |       |          |
|---|------------|------|---------|-------|----------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-006                       |            |      |         |       |          |
| 1   | -          | Зам. | 6665-24 | Скад  | 26.06.24 |
| Изм.  | Кол.уч.    | Лист | № док.  | Подп. | Дата     |
| Разраб.   | Гаврилина  |      |         |       | 26.06.24 |
| Проверил  | Жорник     |      |         |       | 26.06.24 |
| Гл. спец.   | Липатов    |      |         |       | 26.06.24 |
| Н.контр.  | Поликашина |      |         |       | 26.06.24 |
| ГИП   | Ерофеева   |      |         |       | 26.06.24 |
| Обустройство Чаюдинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |            |      |         |       |          |
|   |            |      | Стадия  | Лист  | Листов   |
|   |            |      | П       |       | 1        |
| Обвязка устья скважины на КП9. План Разрез 1-1        |            |      |         |       |          |
|   |            |      |         |       |          |

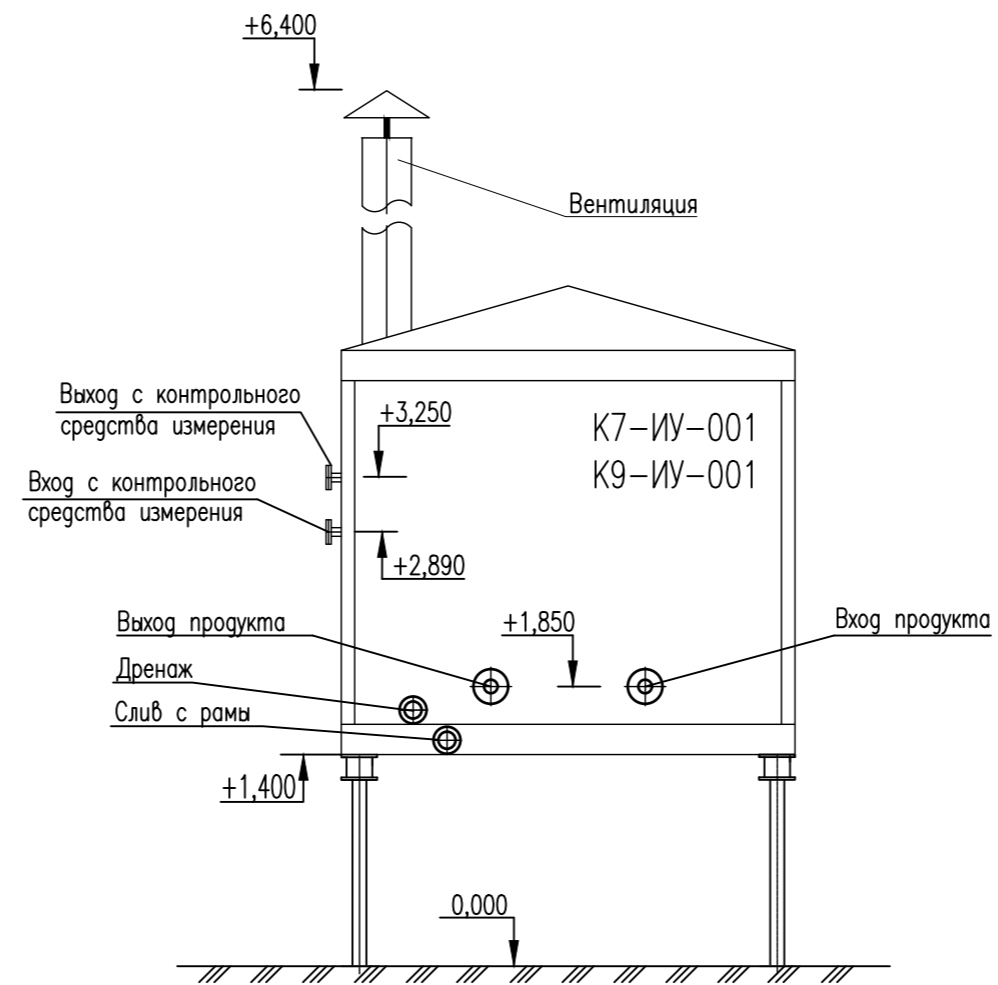
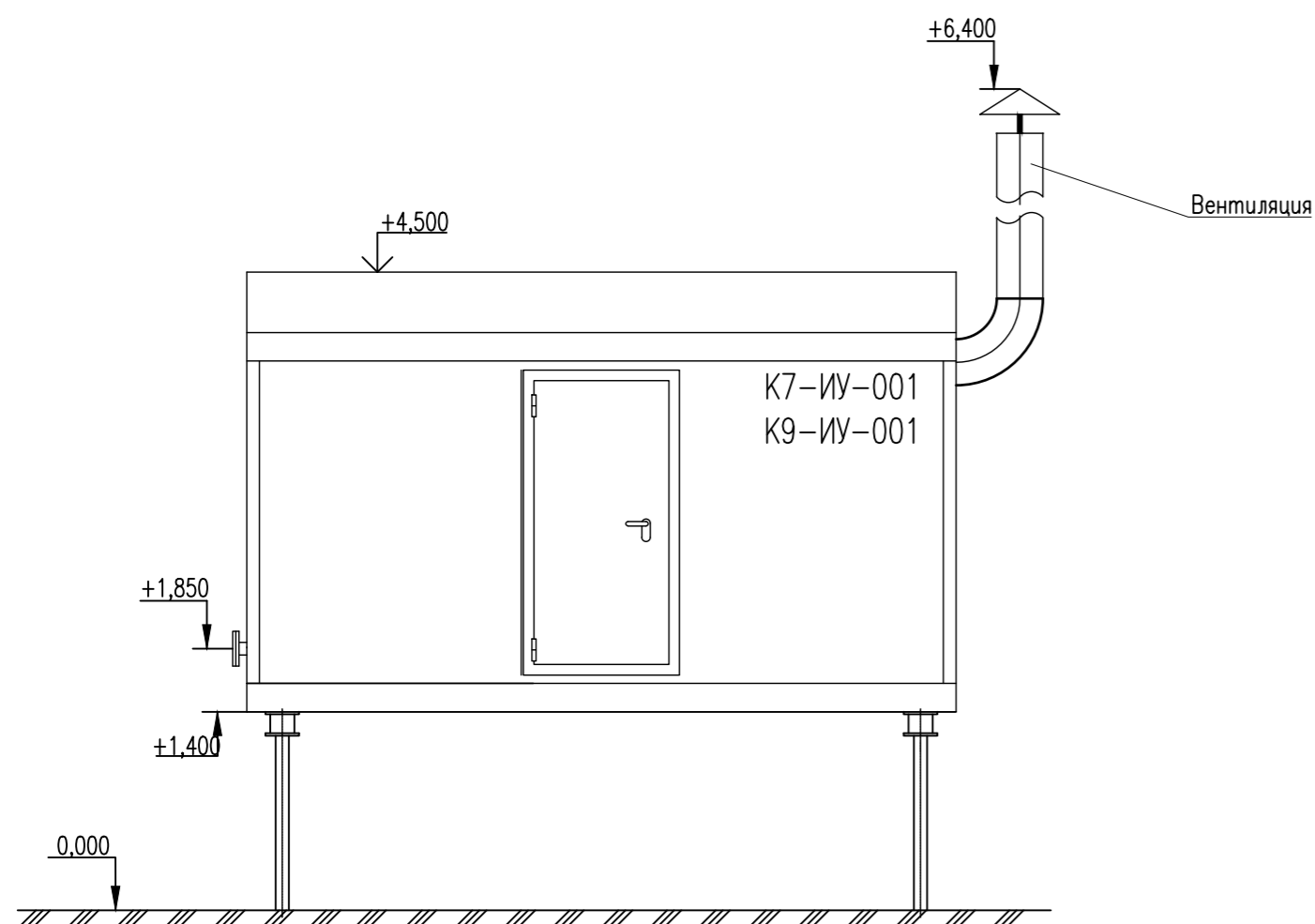





- 1 89х6 Трубопровод замерного коллектора в измерительную установку
- 2 89х6 Трубопровод из измерительной установки до врезки в эксплуатационный коллектор
- 3 57х6 Дренажный трубопровод из измерительной установки в дренажный коллектор

1-1

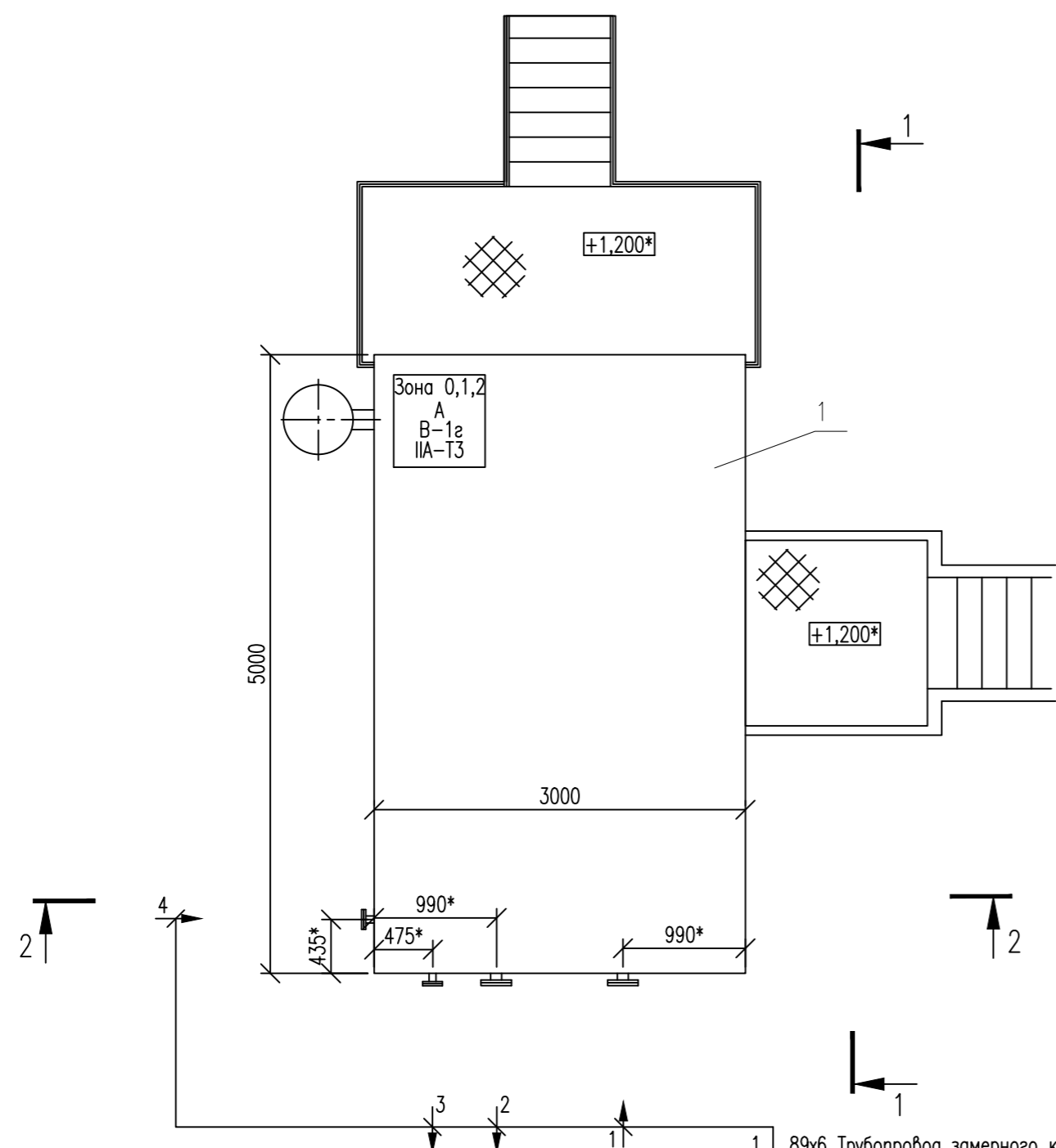
2-2



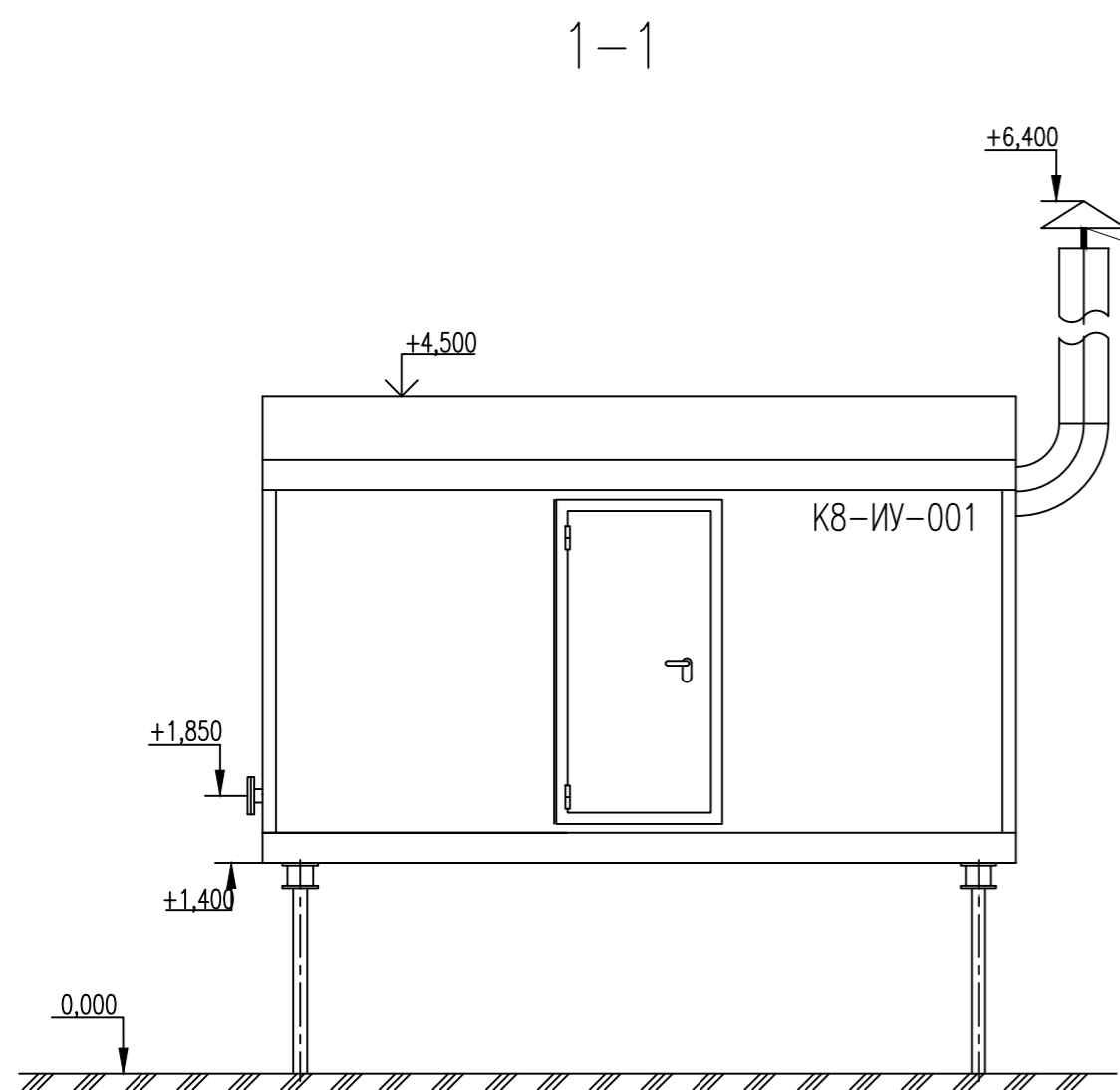
1. \* Размеры для справок.

|  |            |      |        |   |          |
|--|------------|------|--------|---|----------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-007                        |            |      |        |   |          |
| Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |            |      |        |   |          |
| Изм.   | Кол.уч.    | Лист | № док. | Погп.   | Дата     |
| Разраб.  | Гаврилина  |      |        |   | 19.04.24 |
| Проверил   | Жорник     |      |        |   | 19.04.24 |
| Гл. спец.  | Липатов    |      |        |   | 19.04.24 |
| Н.контр.   | Поликашина |      |        |   | 19.04.24 |
| ГИП  | Ерофеева   |      |        |   | 19.04.24 |
|  |            |      |        | Стадия  | Лист     |
|  |            |      |        | П   | 1        |
|  |            |      |        | Измерительная установка (К7-ИУ-001, К9-ИУ-001). План. Разрезы 1-1, 2-2                |          |
|  |            |      |        |  |          |

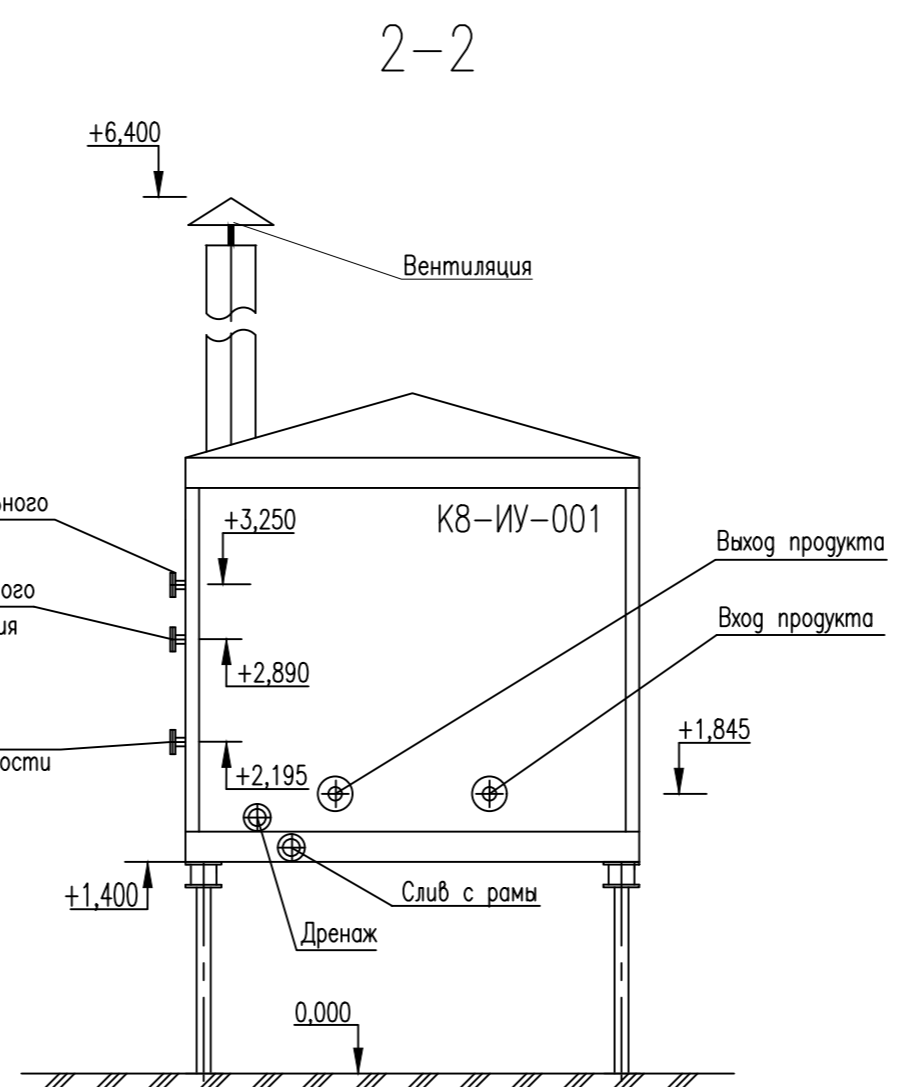
|              |          |         |
|--------------|----------|---------|
| Согласовано  | 19.04.24 | Колесов |
| Согласовано  | 00       |         |
| Взам. инв. N |          |         |
| Погр. и дата |          |         |
| Инв. N подл. |          |         |



- 1 89x6 Трубопровод замерного коллектора в К8-ИУ-001
- 2 89x6 Трубопровод из К8-ИУ-001 до врезки в эксплуатационный коллектор
- 3 57x6 Дренажный трубопровод из К8-ИУ-001 в дренажный коллектор
- 4 57x6 Трубопровод откачки дренажа с К8-ЕД-001 в К8-ИУ-001




Вентиляция



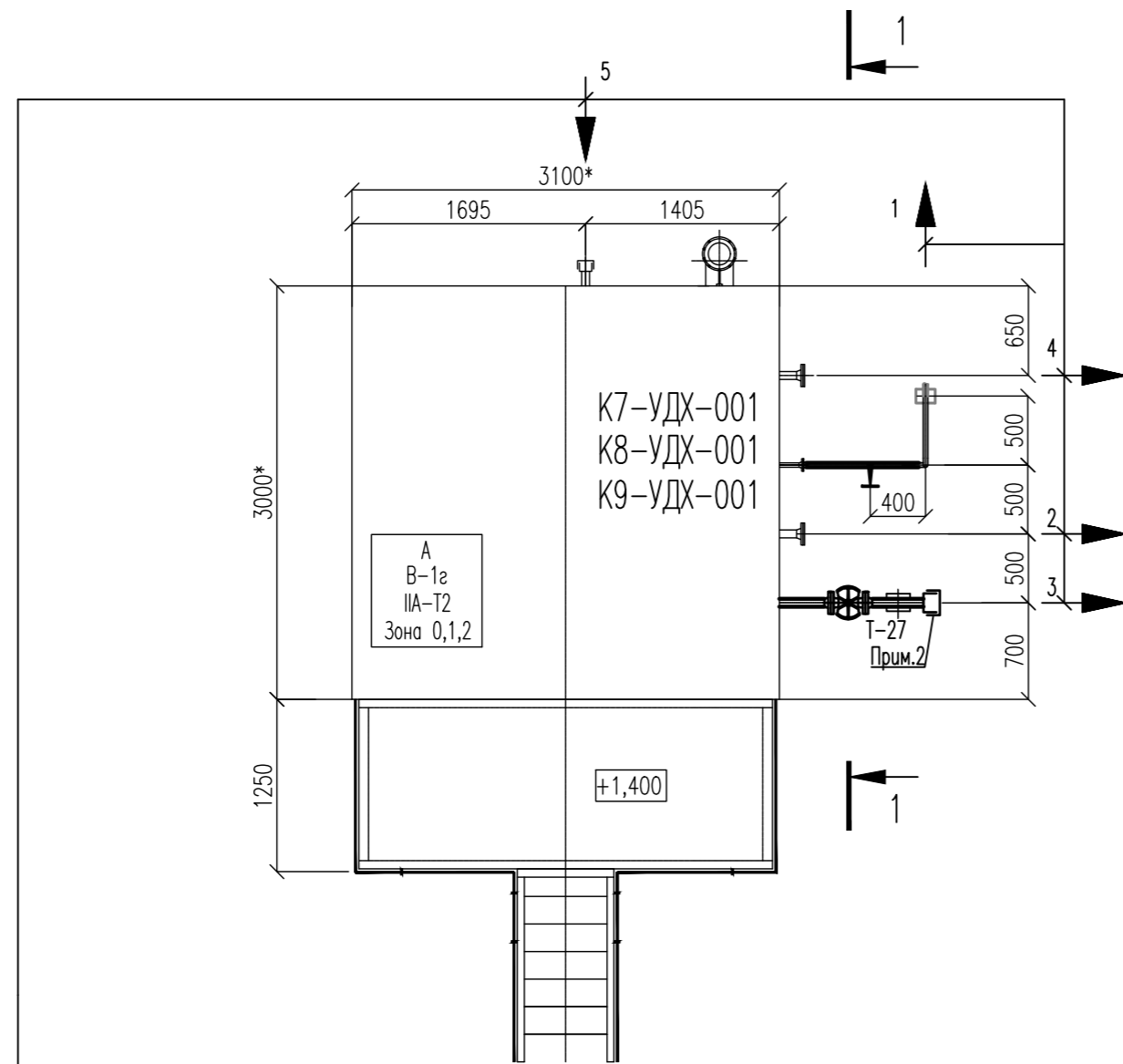
Выход с контрольного средства измерения  
Вход с контрольного средства измерения  
Вход откачки из дренажной емкости

Выход продукта  
Вход продукта  
Слив с рамы  
Дренаж

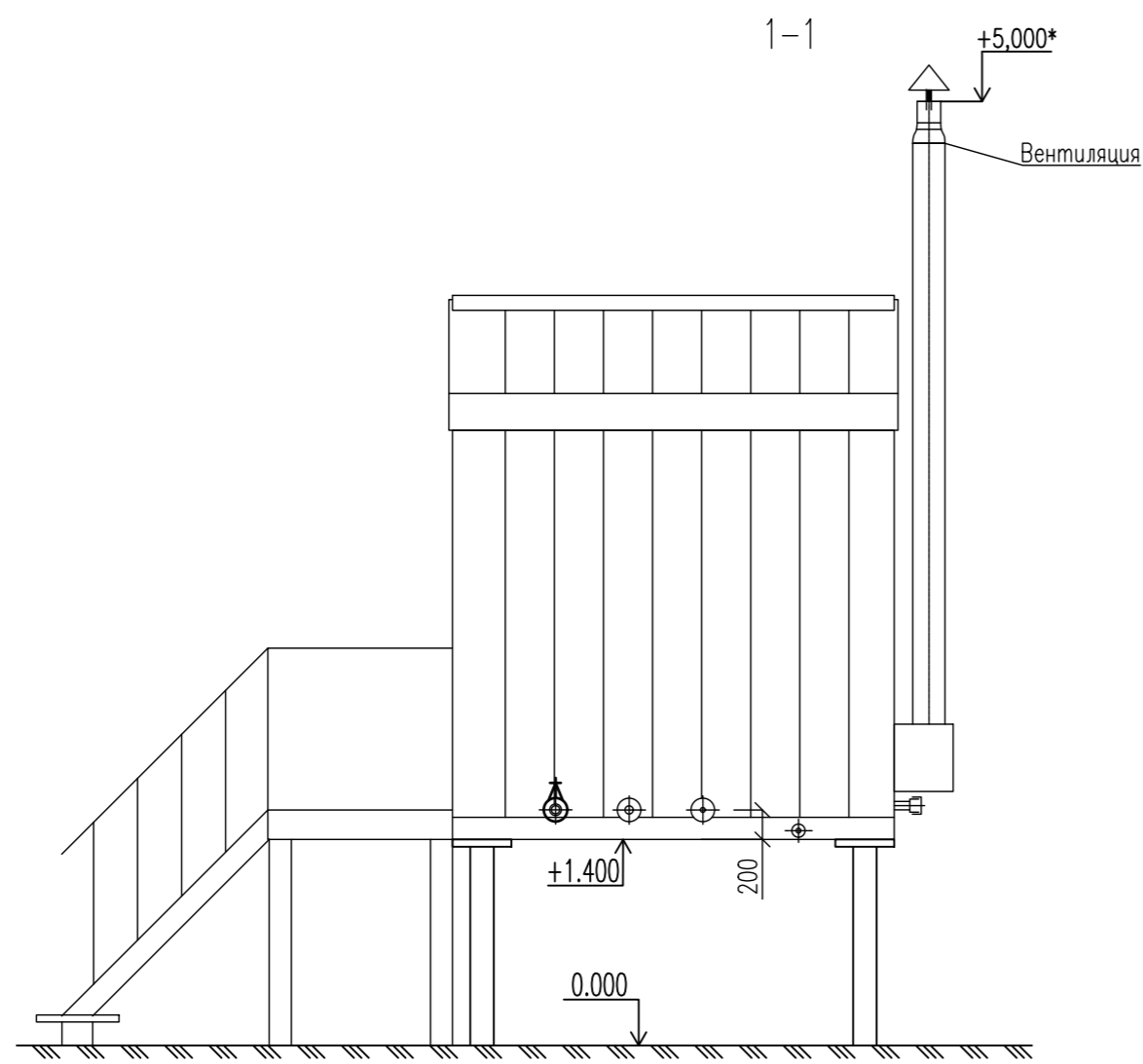
1. \* Размеры для справок.

|  |         |            |        |   |          |
|--|---------|------------|--------|---|----------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-008                        |         |            |        |   |          |
| Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |         |            |        |   |          |
| Изм.   | Кол.уч. | Лист       | № док. | Подп.   | Дата     |
| Разраб.  |         | Гаврилина  |        |   | 19.04.24 |
| Проверил   |         | Жорник     |        |   | 19.04.24 |
| Гл. спец.  |         | Липатов    |        |   | 19.04.24 |
| Н.контр.   |         | Поликашина |        |   | 19.04.24 |
| ГИП  |         | Ерофеева   |        |   | 19.04.24 |
|  |         |            |        | Стадия  | Лист     |
|  |         |            |        | П   | 1        |
|  |         |            |        | Измерительная установка (К8-ИУ-001).<br>План. Разрезы 1-1, 2-2                        |          |
|  |         |            |        |  |          |


|              |          |         |
|--------------|----------|---------|
| Согласовано  | 19.04.24 | Колесов |
| Согласовано  |          |         |
| Взам. инв. N |          |         |
| Подп. и дата |          |         |
| Инв. N подл. |          |         |



- |   |  |
|---|--|
| 1 | 32x3,5 Трубопровод подачи реагента в эксплуатационный коллектор    |
| 2 | 57x6 Дренажный трубопровод от УДХ до дренажной емкости (заглушен)  |
| 3 | 57x6 Дренаж УДХ в емкость передвижной техники                      |
| 4 | 57x6 Дренаж с пола   |
| 5 | 57x6 Закачка реагента в емкость УДХ из емкости передвижной техники |



1. Участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
2. Быстроразъемное соединение БРС входит в комплект поставки УДХ.

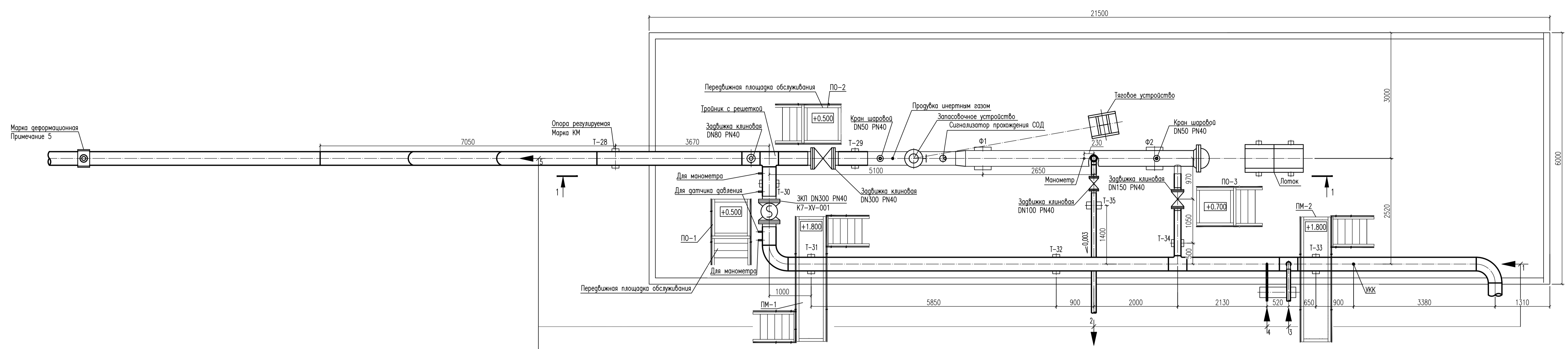
|           |         |            |        |       |  |   |      |        |
|-----------|---------|------------|--------|-------|--|---|------|--------|
|           |         |            |        |       | ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-009                        |   |      |        |
|           |         |            |        |       | Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |   |      |        |
| Изм.      | Кол.уч. | Лист       | № док. | Погп. | Дата   | Стадия  | Лист | Листов |
| Разраб.   |         | Гаврилина  |        |       | 19.04.24   | П   |      | 1      |
| Проверил  |         | Жорник     |        |       | 19.04.24   |   |      |        |
| Гл. спец. |         | Липатов    |        |       | 19.04.24   |   |      |        |
| Н.контр.  |         | Поликашина |        |       | 19.04.24   | Установка дозирования химреагента. План. Разрез 1-1                                   |      |        |
| ГИП       |         | Ерофеева   |        |       | 19.04.24   |  |      |        |

|              |              |              |             |             |
|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| Инф. N подг. | Подп. и дата | Взам. инф. N | Согласовано | Согласовано |
|              |              |              | 19.04.24    |             |
|              |              | Колесов      |             |             |
|              |              | СО           |             |             |

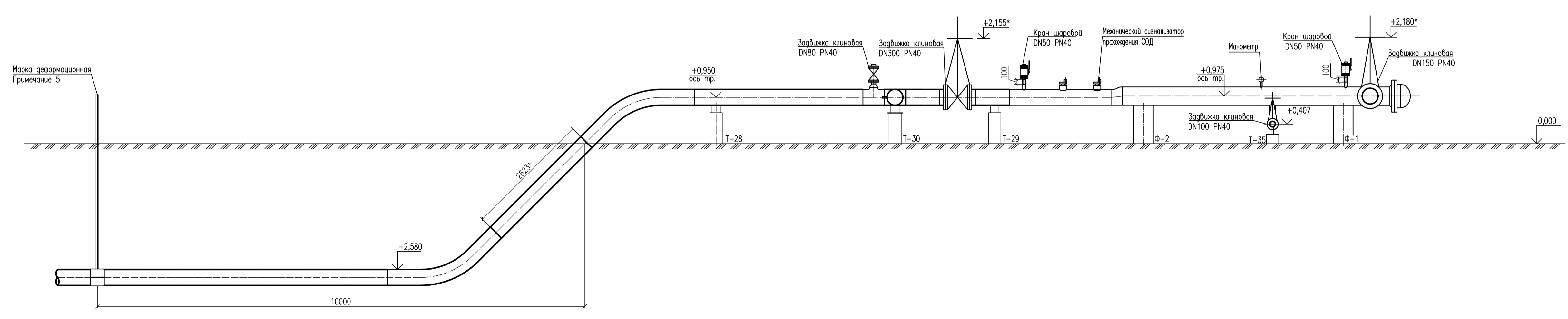
4  
3  
2  
1  
0  
1:50  
МЕТРЫ

Согласовано  
 26.06.24  
 270  
 26.06.24  
 26.06.24  
 26.06.24  
 26.06.24  
 26.06.24

Мик. № поз. 1  
 Попр. и дата 270  
 Сутейба Есирман  
 26.06.24  
 26.06.24  
 26.06.24  
 26.06.24  
 26.06.24  
 26.06.24

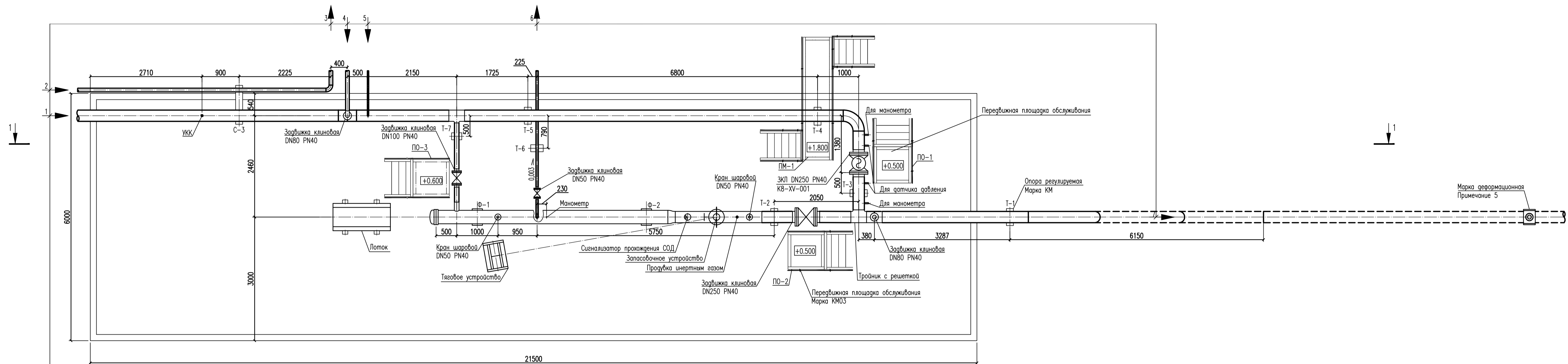
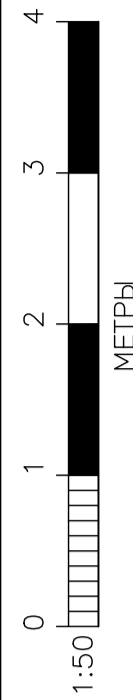


- 1 325x8 Трубопровод от эксплуатационного коллектора до камеры запуска СОД
- 2 114x6 Дренажный трубопровод от камеры СОД до дренажной емкости
- 3 89x6 Трубопровод от замерной установки К7-ИВ-001 до камеры запуска СОД
- 4 32x3,5 Реабилитирующий от К7-УДК-001 до камеры запуска СОД
- 5 325x8 Трубопровод от камеры запуска СОД до камеры приема СОД



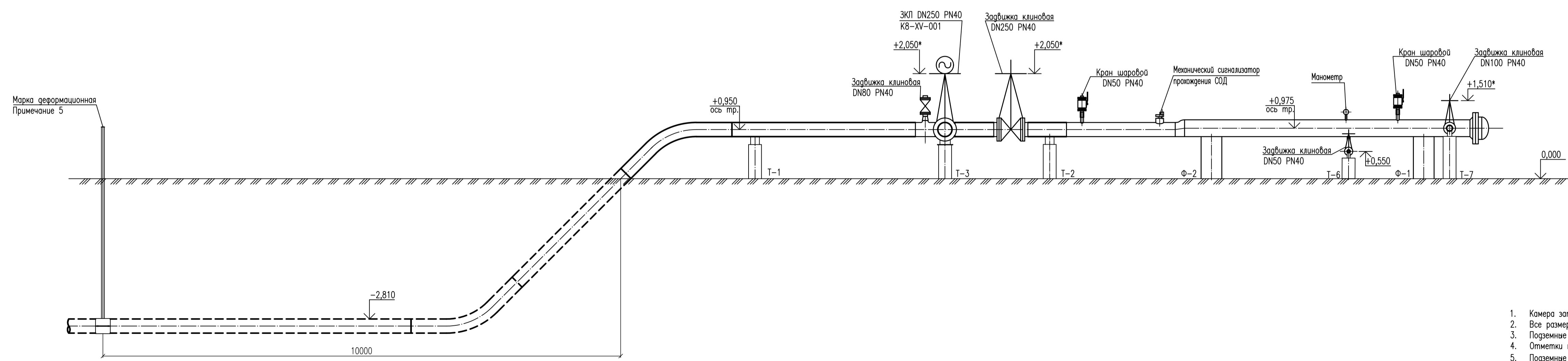
1. Камера запуска, наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
2. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
3. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
4. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.
5. Подземные деформационные марки предусмотрены в томе 4.4.5 "Геотехнический мониторинг".

|  |            |          |         |        |          |
|--|------------|----------|---------|--------|----------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-010                        |            |          |         |        |          |
| Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |            |          |         |        |          |
| Изм.   | Кол.       | Лист     | № док.  | Попр.  | Дата     |
| 1  | -          | Зам.     | 6665-24 | СКС    | 26.06.24 |
| Разраб.  | Габрилина  | Жарник   | Липатов | СКС    | 26.06.24 |
| Проверил   | Жарник     | Липатов  | СКС     | СКС    | 26.06.24 |
| Гл. спец.  | Липатов    | СКС      | СКС     | СКС    | 26.06.24 |
| Н. контр.  | Поликашина | Ерофеева | СКС     | СКС    | 26.06.24 |
| ГИП  | Ерофеева   | СКС      | СКС     | СКС    | 26.06.24 |
| Камера запуска СОД (7К-К3-001).<br>План. Разрез 1-1    |            |          |         |        |          |
|  |            |          |         | Стация | Лист     |
|  |            |          |         | П      | 1        |
|  |            |          |         |        |          |



- 1 273x8 Трубопровод от эксплуатационного коллектора до камеры запуска СОД
- 2 89x6 Трубопровод замера от скважин
- 3 89x6 Трубопровод замера от скважин до замерной установки КВ-ИУ-001
- 4 89x6 Трубопровод от замерной установки КВ-ИУ-001 до камеры запуска СОД
- 5 32x3,5 Резервированный трубопровод от КВ-УДХ-001 до камеры запуска СОД
- 6 57x6 Дренажный трубопровод от камеры СОД до дренажной емкости
- 7 273x8 Трубопровод от камеры запуска СОД до камеры приема СОД

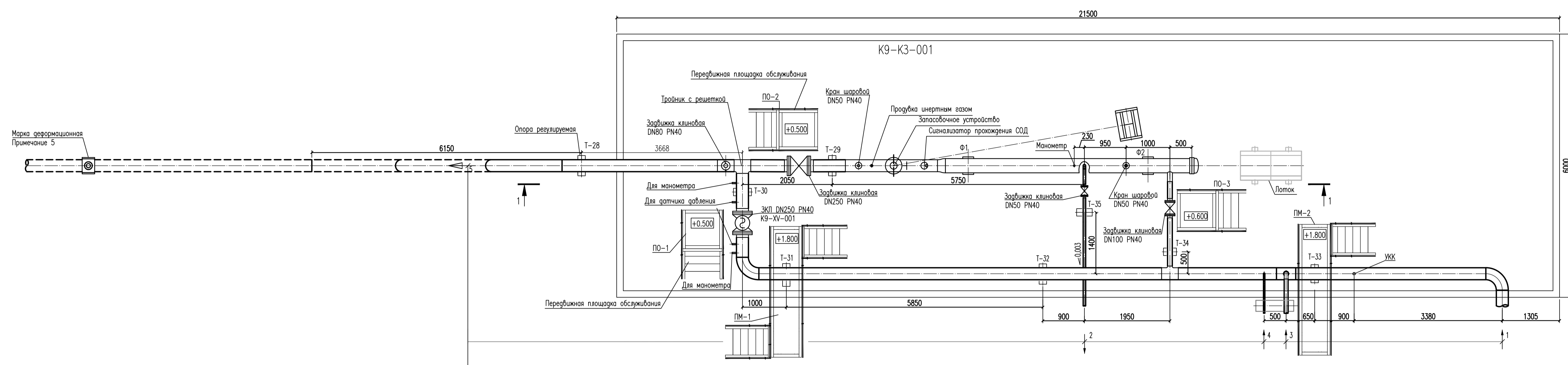
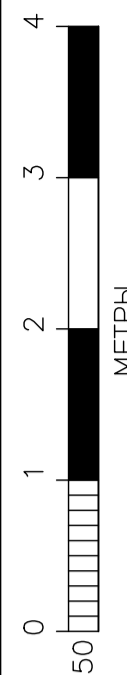
○ 1-1



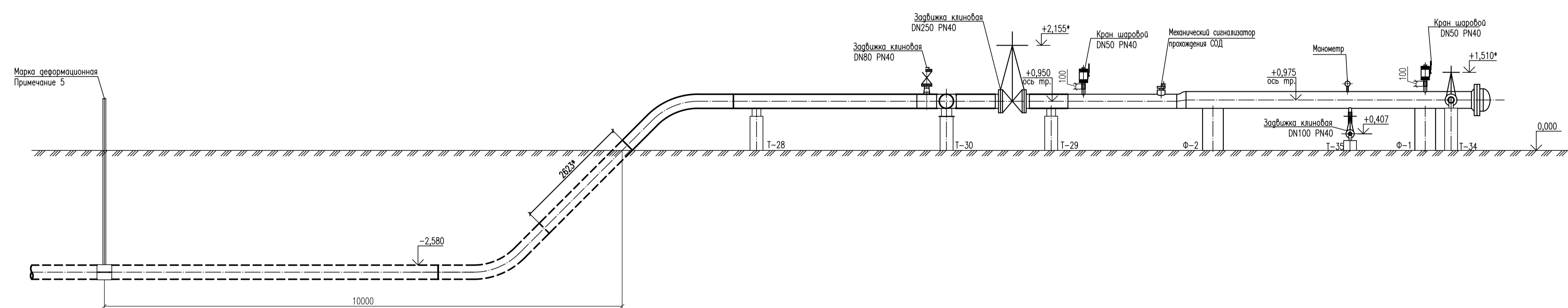
1. Камера запуска, наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
2. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
3. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
4. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.
5. Подземные деформационные марки предусмотрены в томе 4.4.5 "Технический мониторинг".

|             |          |          |
|-------------|----------|----------|
| Составлено  | 18.06.24 | 18.06.24 |
| Проверено   | 18.06.24 | 18.06.24 |
| Составлено  | 18.06.24 | 18.06.24 |
| Проверено   | 18.06.24 | 18.06.24 |
| Мик. N поз. | 18.06.24 | 18.06.24 |
| Лист        | 18.06.24 | 18.06.24 |
| Дата        | 18.06.24 | 18.06.24 |

|  |           |              |                 |
|--|-----------|--------------|-----------------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-011                        |           |              |                 |
| Обустройство Чаюндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |           |              |                 |
| Изм.   | Лист      | №рек.        | Дата            |
| 1  | -         | Зам. 6665-24 | 26.06.24        |
| Разработ.  | Габрилина | Попр.        | 26.06.24        |
| Проверил   | Жарник    | 26.06.24     | 26.06.24        |
| Гл.спец.   | Липатов   | 26.06.24     | 26.06.24        |
| Н.контр.   | Полякина  | 26.06.24     | 26.06.24        |
| ГИП  | Ерофеева  | 26.06.24     | 26.06.24        |
| Статус   | Лист      | Листов       |                 |
| П  |           | 1            |                 |
| Камера запуска СОД (8К-К3-001).<br>План. Разрез 1-1    |           |              | ГИПРОВСТОКНЕФТЬ |
| Формат А1 Файл ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-011_1.dwg   |           |              |                 |



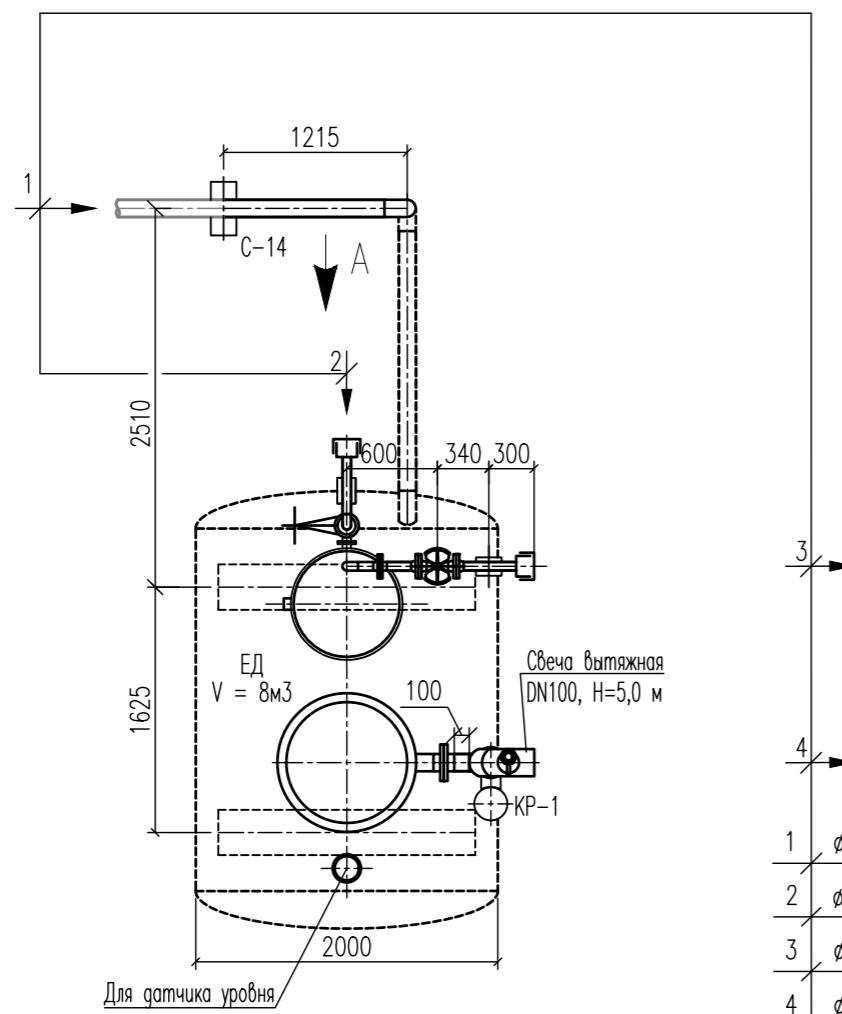
- 1 273х8 Трубопровод от эксплуатационного коллектора до камеры запуска СОД
- 2 57х6 Дренажный трубопровод от камеры СОД до дренажной емкости
- 3 89х6 Трубопровод от замерной установки К9-УИ-001 до камеры запуска СОД
- 4 32х3,5 Реверсировод от К9-УДХ-001 до камеры запуска СОД
- 5 273х8 Трубопровод от камеры запуска СОД до камеры приема СОД



1. Камера запуска, надземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции.
2. Все размеры на чертеже приведены в метрах, если не указано иное.
3. Подземные участки трубопроводов выполнены из труб и деталей в заводской теплоизоляции.
4. Отметки подземных трубопроводов даны до верха трубы без учета теплоизоляции.
5. Подземные деформационные марки предусмотрены в томе 4.4.5 "Геотехнический мониторинг".

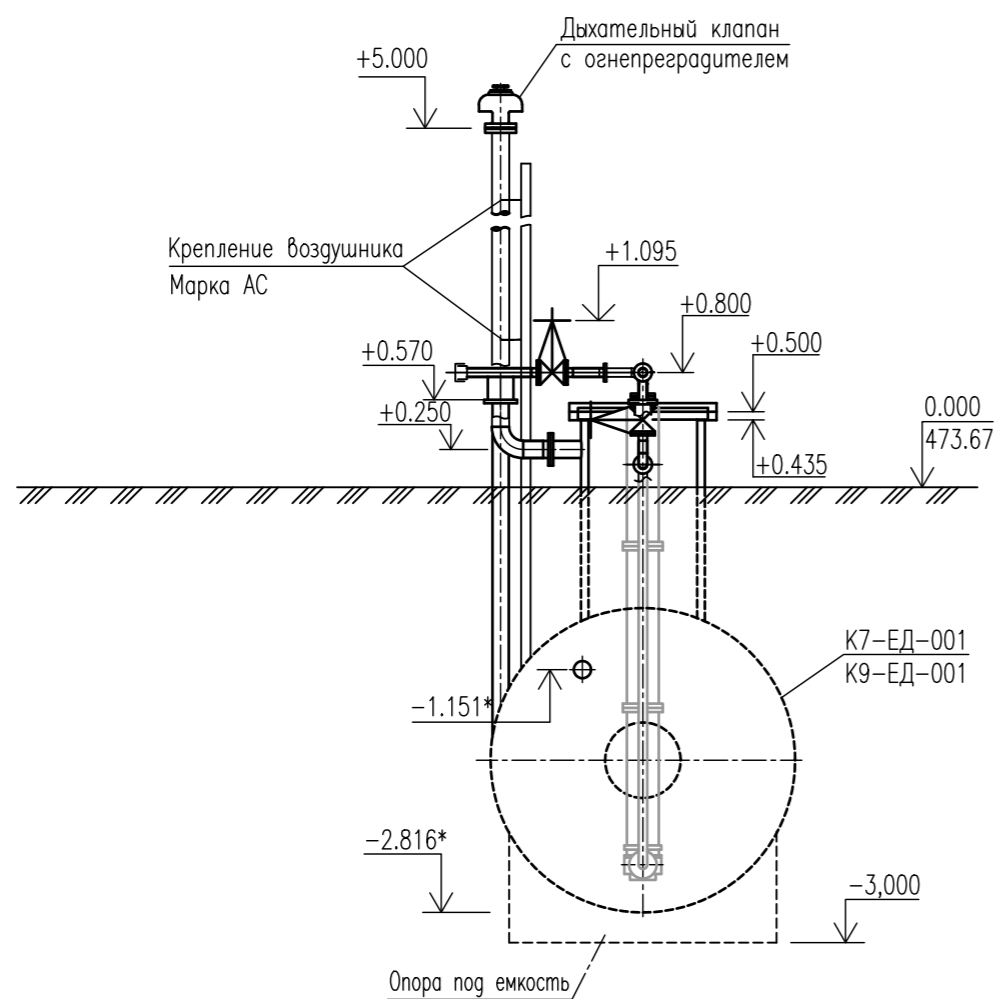
|              |            |            |
|--------------|------------|------------|
| Млк. N поз.  | Составлено | Составлено |
| Попр. и дата | Составлено | Составлено |
| Взам. инв. N | 270        | 270        |
| ЭТД          | 270        | 270        |
| Составлено   | Составлено | Составлено |
| Составлено   | Составлено | Составлено |
| Составлено   | Составлено | Составлено |
| Составлено   | Составлено | Составлено |
| Составлено   | Составлено | Составлено |

|  |          |                |
|--|----------|----------------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-012                        |          |                |
| Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |          |                |
| Изм.   | Зам.     | Дата           |
| 1  | 6665-24  | 26.06.24       |
| Разраб.  | Погр.    | Дата           |
| Жарик  | Липатов  | 26.06.24       |
| Проверил   | Липатов  | 26.06.24       |
| Гл.спец.   | Липатов  | 26.06.24       |
| Н.контр.   | Полыкина | 26.06.24       |
| ГИП  | Ерофеева | 26.06.24       |
| Статус   | Лист     | Листов         |
| П  |          | 1              |
| Камера запуска СОД (9К-К3-001).<br>План. Разрез 1-1    |          | ГИПРОВСТОКНЕФТ |
| Формат А1 Файл ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-012_1.dwg   |          |                |




- 1  $\phi$ 114x6 Дренажный трубопровод от ИУ и камеры запуска СОД
- 2  $\phi$ 57x6 Трубопровод для подачи пара в ЕД
- 3  $\phi$ 57x6 Трубопровод для откачки жидкости из ЕД в передвижную емкость
- 4  $\phi$ 114x6 Вытяжная свеча от ЕД на воздушник

А

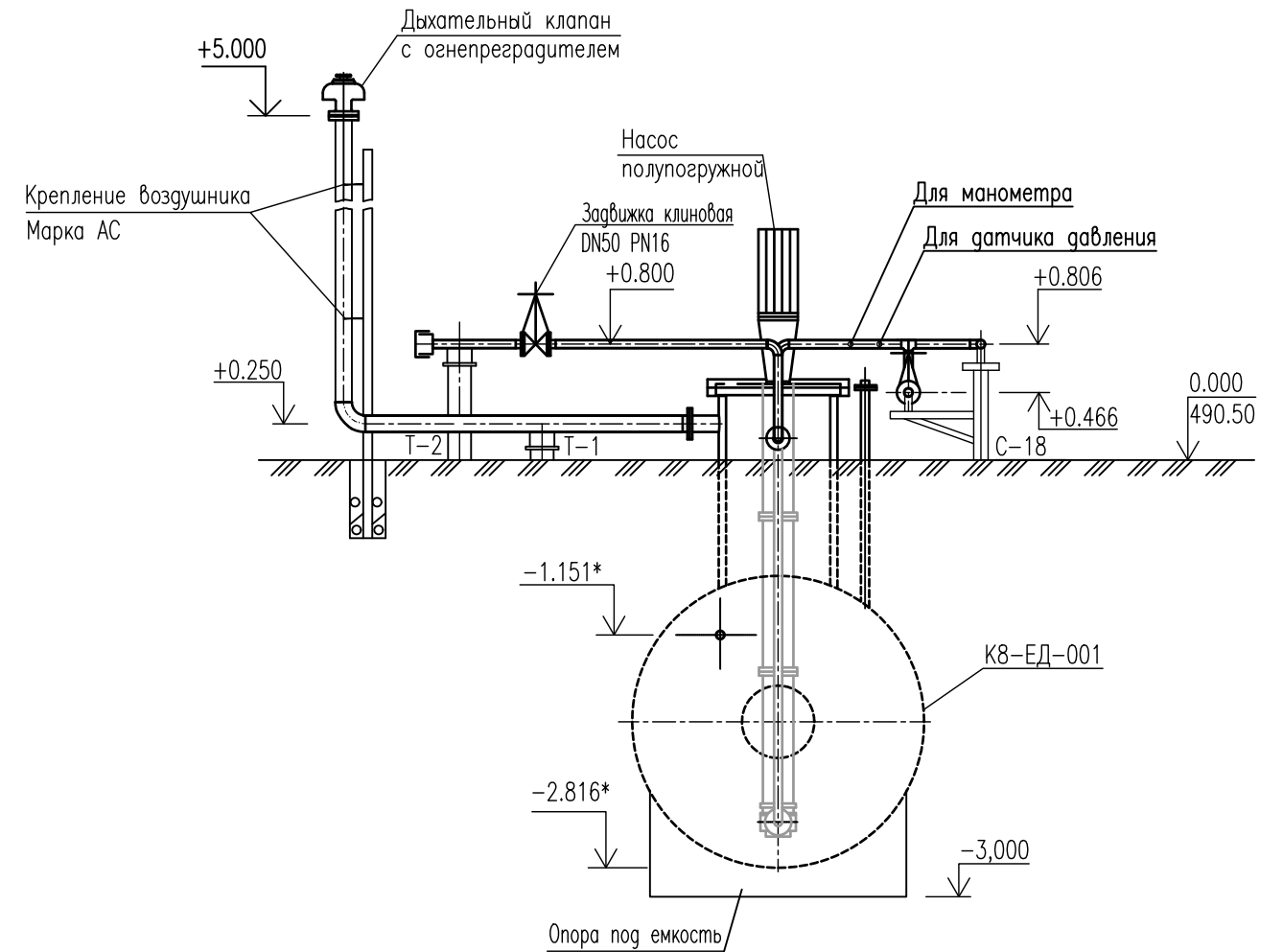
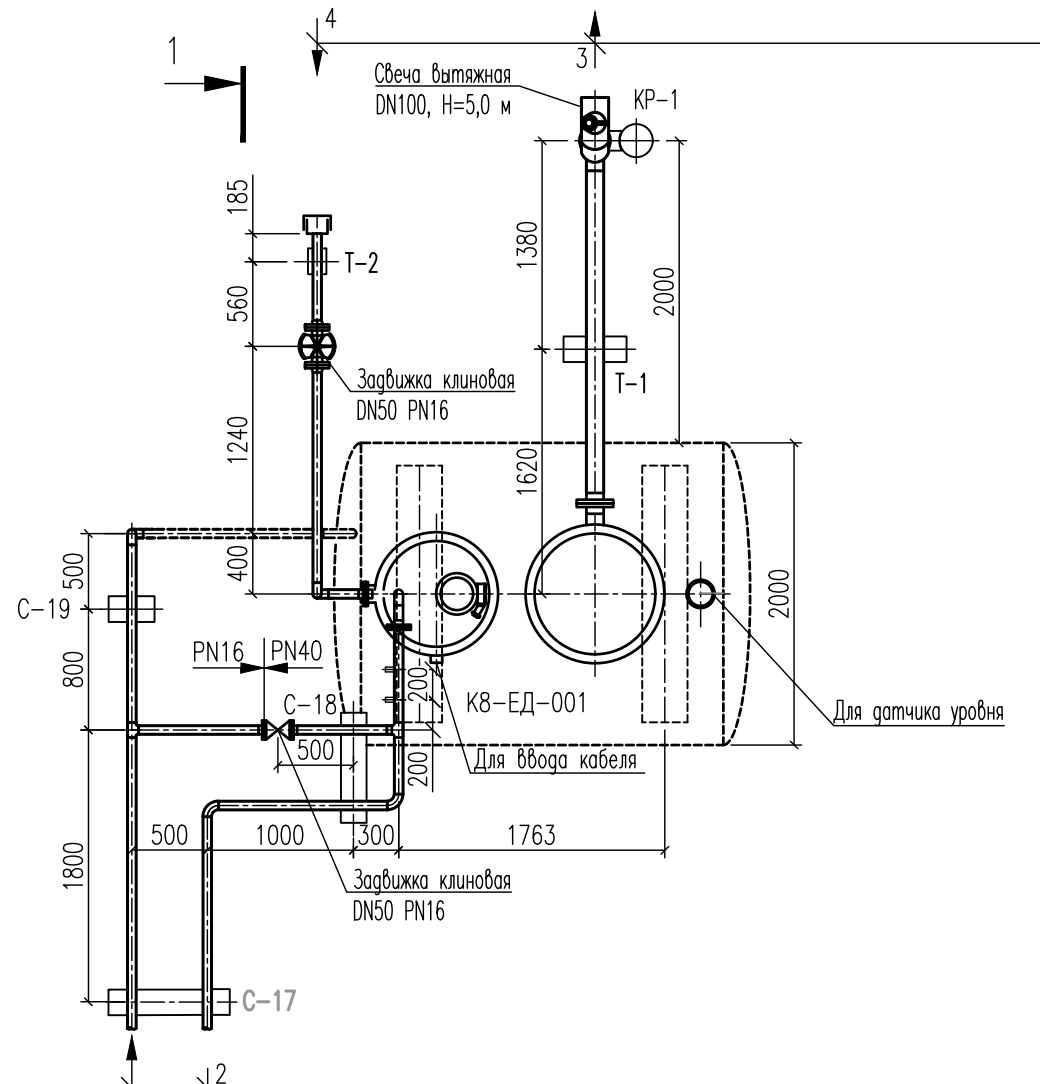


1. Запорная арматура, соединение быстросъемное, воздушник, дыхательный клапан с огнепреградителем входят состав поставки дренажной емкости.

|  |         |            |        |        |   |
|--|---------|------------|--------|--------|---|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-013                        |         |            |        |        |   |
| Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |         |            |        |        |   |
| Изм.   | Кол.уч. | Лист       | № док. | Погп.  | Дата  |
| Разраб.  |         | Гаврилина  |        |        | 19.04.24  |
| Проверил   |         | Жорник     |        |        | 19.04.24  |
| Гл. спец.  |         | Липатов    |        |        | 19.04.24  |
| Н.контр.   |         | Поликашина |        |        | 19.04.24  |
| ГИП  |         | Ерофеева   |        |        | 19.04.24  |
|  |         |            |        |        | Дренажная емкость V=8м³<br>(7К-ЕД-001, 9К-ЕД-001).<br>План. Вуз А                     |
|  |         | Стадия     | Лист   | Листов |   |
|  |         | П          |        | 1      |   |
|  |         |            |        |        |  |

|              |          |          |  |
|--------------|----------|----------|--|
| Согласовано  |          | 19.04.24 |  |
| Согласовано  | Шульгина |          |  |
| Взам. инб. N |          |          |  |
| Погп. и дата |          |          |  |
| Инб. N подл. |          |          |  |


1-1



- 1 57x6 Дренажный трубопровод от К8-ИУ-001 и камеры запуска К8-К3-001
- 2 57x6 Дренажный трубопровод откачки К8-ЕД-001 в К8-ИУ-001
- 3 114x6 Вытяжная свеча от К8-ЕД-001 на воздушник
- 4 57x6 Трубопровод для подачи пара в К8-ЕД-001

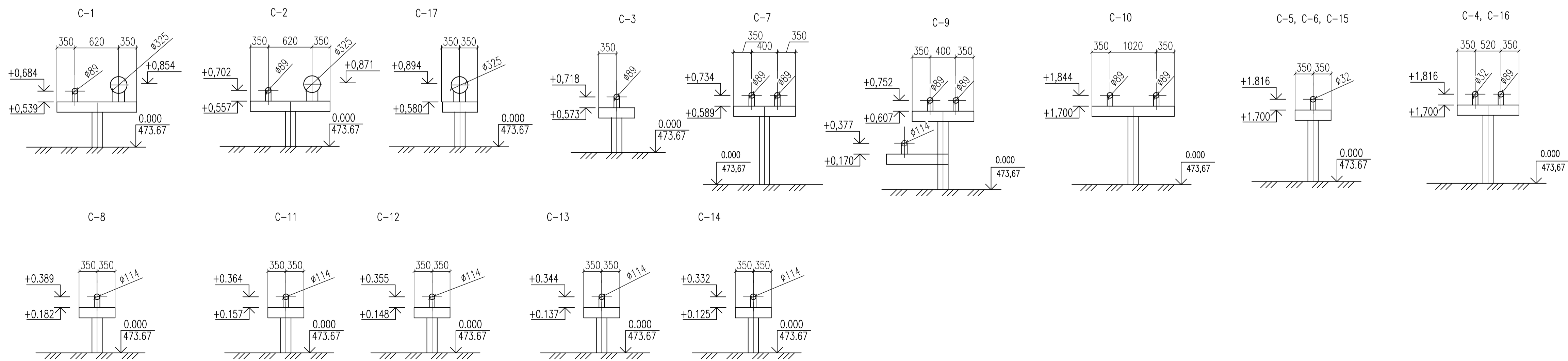
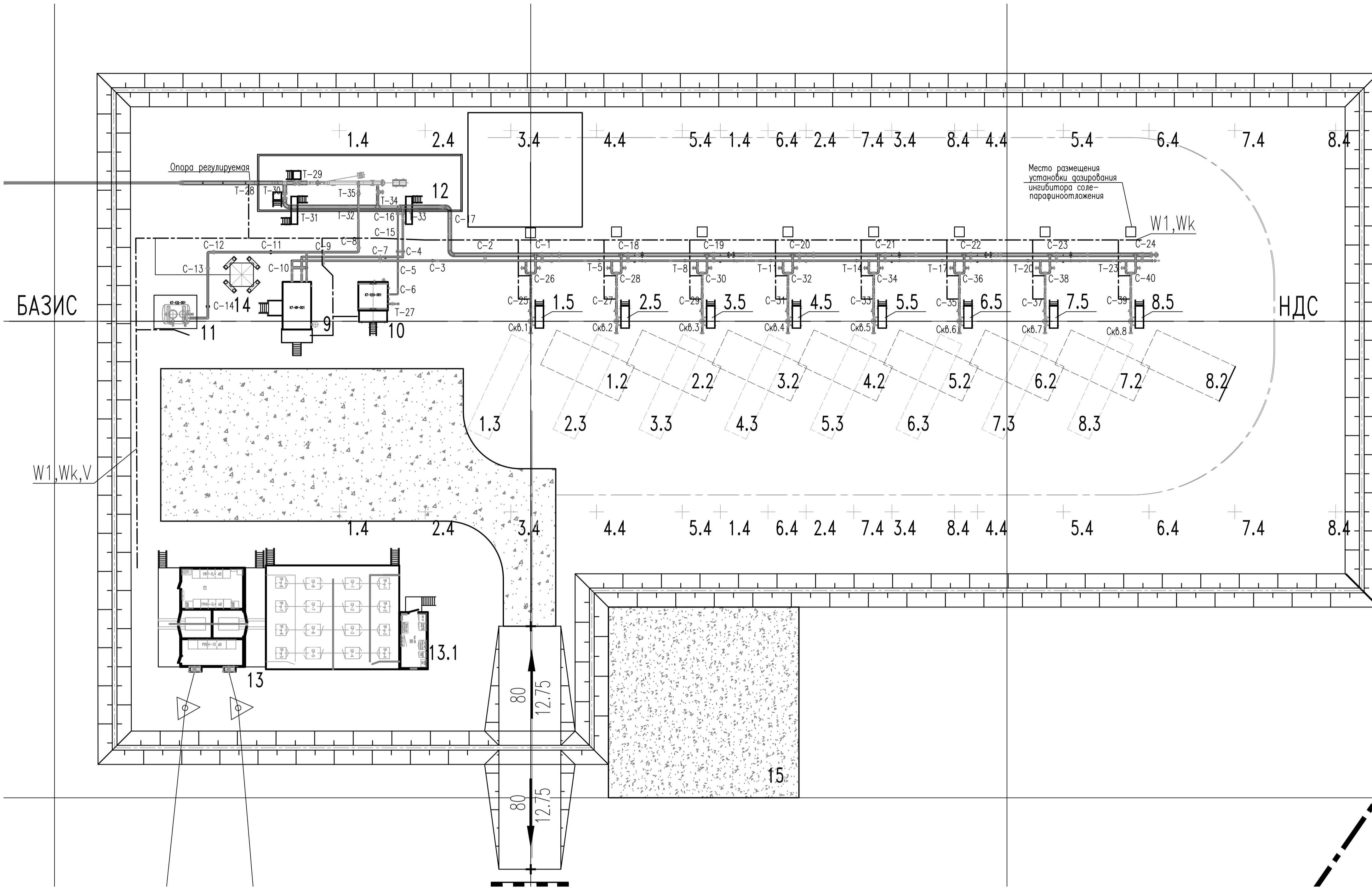
1. Запорная арматура, соединение быстросъемное, воздушник, дыхательный клапан с огнепреградителем входят состав поставки дренажной емкости.

|              |  |  |  |  |
|--------------|--|--|--|--|
| Согласовано  |  |  |  |  |
| 19.04.24     |  |  |  |  |
| Шульгина     |  |  |  |  |
| Согласовано  |  |  |  |  |
| СО           |  |  |  |  |
| Взам. инв. N |  |  |  |  |
| Подп. и дата |  |  |  |  |
| Инв. N подл. |  |  |  |  |

|   |         |            |         |                   |   |        |      |        |   |  |   |
|---|---------|------------|---------|-------------------|---|--------|------|--------|---|--|---|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-014   |         |            |         |                   |   |        |      |        |   |  |   |
| Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9                                |         |            |         |                   |   |        |      |        |   |  |   |
| Изм.  | Кол.уч. | Лист       | N° док. | Подп.             | Дата  |        |      |        |   |  |   |
| Разраб.   |         | Гаврилина  |         | <i>Гаврилина</i>  | 19.04.24  |        |      |        |   |  |   |
| Проверил  |         | Жорник     |         | <i>Жорник</i>     | 19.04.24  |        |      |        |   |  |   |
| Гл.спец.  |         | Липатов    |         | <i>Липатов</i>    | 19.04.24  |        |      |        |   |  |   |
| Н.контр.  |         | Поликашина |         | <i>Поликашина</i> | 19.04.24  |        |      |        |   |  |   |
| ГИП   |         | Ерофеева   |         | <i>Ерофеева</i>   | 19.04.24  |        |      |        |   |  |   |
| Дренажная емкость V=8м <sup>3</sup><br>(8К-ЕД-001).<br>План. Виг А                    |         |            |         |                   | <table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table> | Стадия | Лист | Листов | П |  | 1 |
| Стадия  | Лист    | Листов     |         |                   |   |        |      |        |   |  |   |
| П   |         | 1          |         |                   |   |        |      |        |   |  |   |
|  |         |            |         |                   |   |        |      |        |   |  |   |



→ C



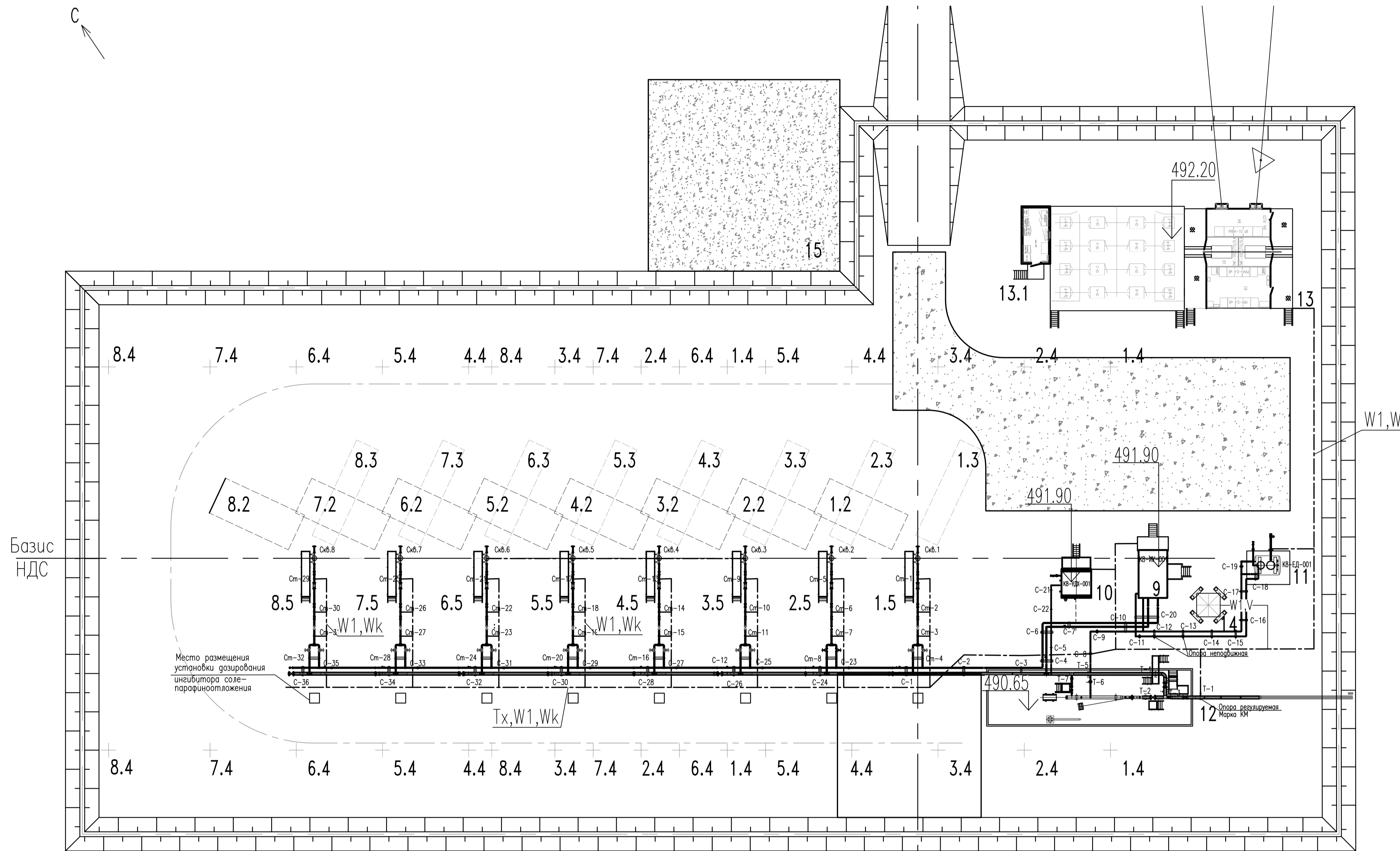
ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

| Номер на плане            | Наименование                                 | Координаты квадрата сетки |
|---------------------------|--|---------------------------|
| Площадка куста скважин N7 |  |                           |
| 1                         | Устье добавочной скважины N1                 |                           |
| 1.1                       | Свободный номер                              |                           |
| 1.2                       | Площадка под передвижные мостки              |                           |
| 1.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 1.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 1.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 9                         | Измерительная установка К7-ИУ-001            |                           |
| 11                        | Дренажная емкость V=8 м3                     |                           |
| 12                        | Площадка узла запуска СОД                    |                           |
| 13                        | 2КТП и СУ                                    |                           |
| 13.1                      | Блок контроля и управления                   |                           |
| 14                        | Прожекторная мачта с молниезвводом, h=31.75м |                           |
| 15                        | Площадка стоянки пожарной техники            |                           |
| 2                         | Устье добавочной скважины N2                 |                           |
| 2.1                       | Свободный номер                              |                           |
| 2.2                       | Площадка под передвижные мостки              |                           |
| 2.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 2.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 2.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 3                         | Устье добавочной скважины N3                 |                           |
| 3.1                       | Свободный номер                              |                           |
| 3.2                       | Площадка под передвижные мостки              |                           |
| 3.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 3.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 3.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 4                         | Устье добавочной скважины N4                 |                           |
| 4.1                       | Свободный номер                              |                           |
| 4.2                       | Площадка под передвижные мостки              |                           |
| 4.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 4.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 4.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 5                         | Устье добавочной скважины N5                 |                           |
| 5.1                       | Свободный номер                              |                           |
| 5.2                       | Площадка под передвижные мостки              |                           |
| 5.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 5.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 5.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 6                         | Устье добавочной скважины N6                 |                           |
| 6.1                       | Свободный номер                              |                           |
| 6.2                       | Площадка под передвижные мостки              |                           |
| 6.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 6.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 6.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 7                         | Устье добавочной скважины N7                 |                           |
| 7.1                       | Свободный номер                              |                           |
| 7.2                       | Площадка под передвижные мостки              |                           |
| 7.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 7.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 7.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 8                         | Устье добавочной скважины N8                 |                           |
| 8.1                       | Свободный номер                              |                           |
| 8.2                       | Площадка под передвижные мостки              |                           |
| 8.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 8.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 8.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 10                        | Установка дозирования хлорсегента К7-УДХ-001 |                           |

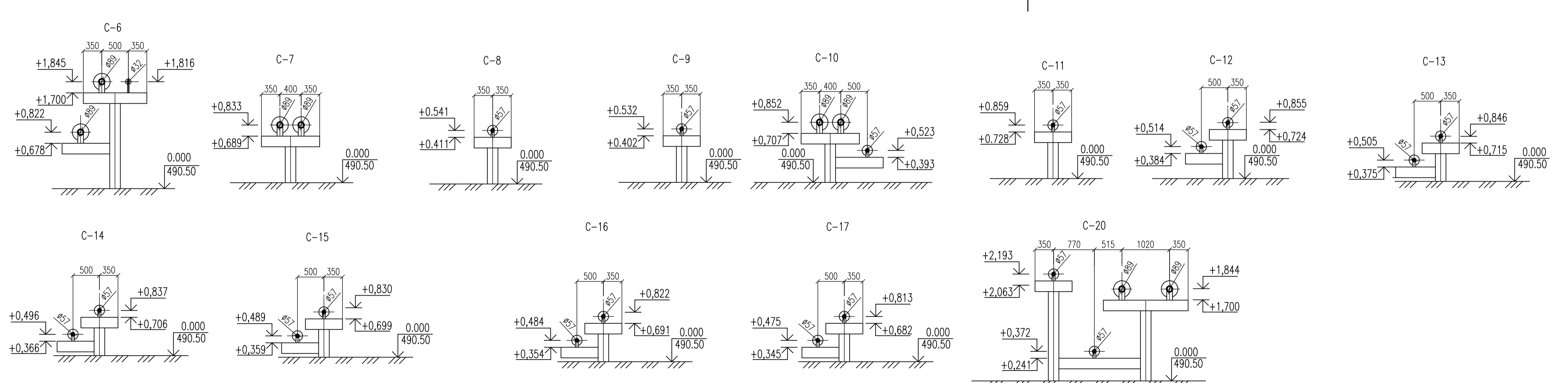
1. План выполнен в масштабе 1:250.
2. Размеры даны в миллиметрах.

|           |           |      |        |   |          |        |
|-----------|-----------|------|--------|---|----------|--------|
|           |           |      |        | ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-015                         |          |        |
|           |           |      |        | Обустройство Чадындикского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |          |        |
| Изм.      | Кол.уч.   | Лист | № док. | Погр.   | Дата     |        |
| Разработ. | Габрилина |      |        |   | 19.04.24 | Стадия |
| Проверил  | Жарник    |      |        |   | 19.04.24 | Лист   |
| Гл.спец.  | Липатов   |      |        |   | 19.04.24 | Листов |
|           |           |      |        |   |          | П      |
|           |           |      |        |   |          | 1      |
|           |           |      |        | Куст скважин N7.  |          |        |
|           |           |      |        | План инженерных сетей                                   |          |        |
| Н.контр.  | Полыкина  |      |        |   | 19.04.24 |        |
| ГИП       | Ерофеева  |      |        |   | 19.04.24 |        |

Создано: 19.04.24 10:00  
 Бюро: Калусь  
 Проект: 19.04.24  
 Автор: Колосов  
 Проверено: 19.04.24  
 Инж. №: 19.04.24  
 Лист: 1 из 1



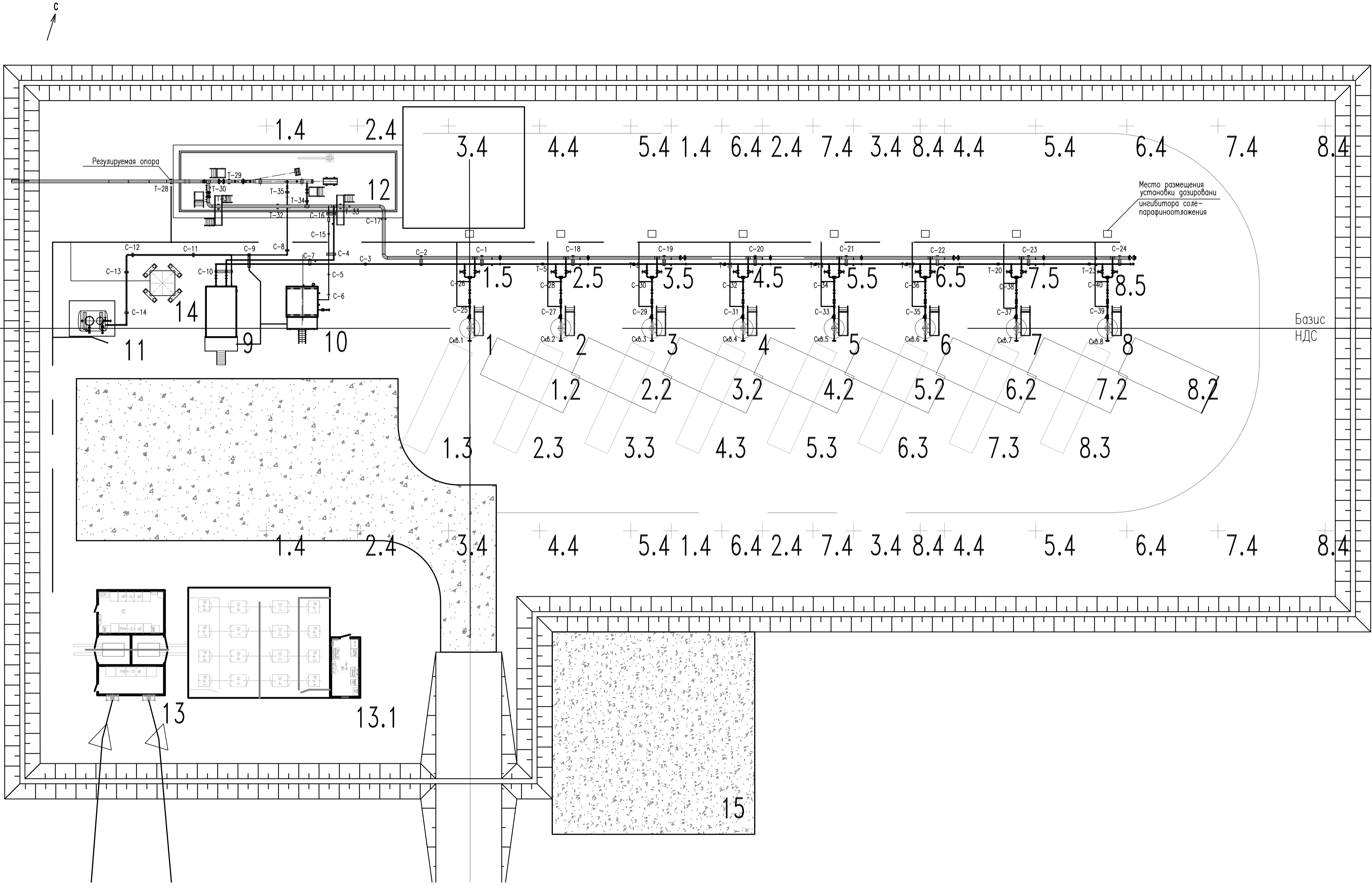
| Номер на плане            | Наименование                                 | Координаты квадрата сетки |
|---------------------------|--|---------------------------|
| Площадка куста скважин N8 |  |                           |
| 1                         | Устье добывающей скважины N1                 |                           |
| 1.1                       | Приустевая площадка                          |                           |
| 1.2                       | Площадка под передвижные мосты               |                           |
| 1.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 1.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 1.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 9                         | Измерительная установка К8-ИВ-001            |                           |
| 10                        | Установка дозирования хлорреганта К8-УДХ-001 |                           |
| 11                        | Дренажная емкость V=8 м <sup>3</sup>         |                           |
| 12                        | Площадка узла запуска СОД                    |                           |
| 13                        | 2КТП и СУ                                    |                           |
| 13.1                      | Блок контроля и управления                   |                           |
| 14                        | Прожекторная мачта с молниеотводом, h=31,75м |                           |
| 15                        | Площадка стоянки пожарной техники            |                           |
| 2                         | Устье добывающей скважины N2                 |                           |
| 2.1                       | Приустевая площадка                          |                           |
| 2.2                       | Площадка под передвижные мосты               |                           |
| 2.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 2.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 2.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 3                         | Устье добывающей скважины N3                 |                           |
| 3.1                       | Приустевая площадка                          |                           |
| 3.2                       | Площадка под передвижные мосты               |                           |
| 3.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 3.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 3.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 4                         | Устье добывающей скважины N4                 |                           |
| 4.1                       | Приустевая площадка                          |                           |
| 4.2                       | Площадка под передвижные мосты               |                           |
| 4.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 4.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 4.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 5                         | Устье добывающей скважины N5                 |                           |
| 5.1                       | Приустевая площадка                          |                           |
| 5.2                       | Площадка под передвижные мосты               |                           |
| 5.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 5.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 5.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 6                         | Устье добывающей скважины N6                 |                           |
| 6.1                       | Приустевая площадка                          |                           |
| 6.2                       | Площадка под передвижные мосты               |                           |
| 6.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 6.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 6.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 7                         | Устье добывающей скважины N7                 |                           |
| 7.1                       | Приустевая площадка                          |                           |
| 7.2                       | Площадка под передвижные мосты               |                           |
| 7.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 7.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 7.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |
| 8                         | Устье добывающей скважины N8                 |                           |
| 8.1                       | Приустевая площадка                          |                           |
| 8.2                       | Площадка под передвижные мосты               |                           |
| 8.3                       | Площадка под ремонтный агрегат               |                           |
| 8.4                       | Места для крепления якорей оттяжек           | 4 шт.                     |
| 8.5                       | Площадка обслуживания ФА                     |                           |



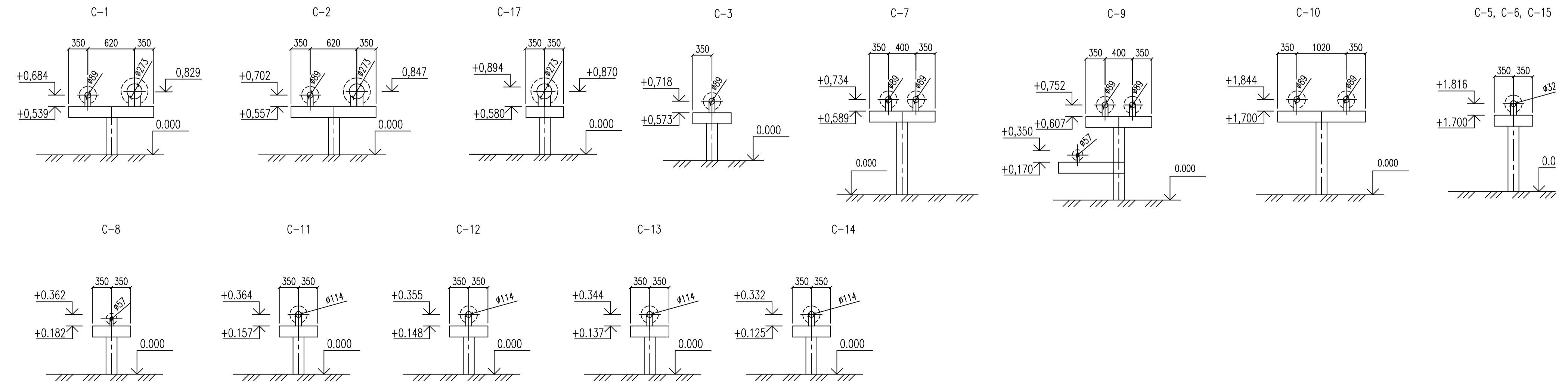
1. Все размеры на чертеже указаны в миллиметрах, если не указано иное.  
2. План выполнен в масштабе 1:250.

Создано в 19/04/24  
 Проверено в 19/04/24  
 Проект в 19/04/24  
 Исполнитель в 19/04/24  
 Согласовано в 19/04/24

|  |           |          |          |
|--|-----------|----------|----------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-016                        |           |          |          |
| Обустройство Чаиндинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |           |          |          |
| Изм.   | Кол.уч.   | Лист     | № док.   |
| Разработчик  | Габрилина | 19/04/24 | 19/04/24 |
| Проверил   | Жарик     | 19/04/24 | 19/04/24 |
| Гл. спец.  | Липатов   | 19/04/24 | 19/04/24 |
| Н. контр.  | Полыкина  | 19/04/24 | 19/04/24 |
| ГИП  | Ерофеева  | 19/04/24 | 19/04/24 |



| Номер на плане            | Наименование                                   | Координаты квадрата сетки |
|---------------------------|--|---------------------------|
| Площадка куста скважин N9 |  |                           |
| 1                         | Устье добывающей скважины N1                   |                           |
| 1.1                       | Свободный номер                                |                           |
| 1.2                       | Площадка под передвижные мостки                |                           |
| 1.3                       | Площадка под ремонтный агрегат                 |                           |
| 1.4                       | Места для крепления якорей оттяжек             | 4 шт.                     |
| 1.5                       | Площадка обслуживания ФА                       |                           |
| 9                         | Измерительная установка К9-ИУ-001              |                           |
| 11                        | Дренажная емкость V=8 м <sup>3</sup> К9-ЕД-001 |                           |
| 12                        | Площадка узла запуска СОД К9-КЗ-001            |                           |
| 13                        | ЗКП и СУ                                       |                           |
| 13.1                      | Блок контроля и управления                     |                           |
| 14                        | Прожекторная мачта с молниеотводом, h=31.75м   |                           |
| 15                        | Площадка стоянки пожарной техники              |                           |
| 2                         | Устье добывающей скважины N2                   |                           |
| 2.1                       | Свободный номер                                |                           |
| 2.2                       | Площадка под передвижные мостки                |                           |
| 2.3                       | Площадка под ремонтный агрегат                 |                           |
| 2.4                       | Места для крепления якорей оттяжек             | 4 шт.                     |
| 2.5                       | Площадка обслуживания ФА                       |                           |
| 3                         | Устье добывающей скважины N3                   |                           |
| 3.1                       | Свободный номер                                |                           |
| 3.2                       | Площадка под передвижные мостки                |                           |
| 3.3                       | Площадка под ремонтный агрегат                 |                           |
| 3.4                       | Места для крепления якорей оттяжек             | 4 шт.                     |
| 3.5                       | Площадка обслуживания ФА                       |                           |
| 4                         | Устье добывающей скважины N4                   |                           |
| 4.1                       | Свободный номер                                |                           |
| 4.2                       | Площадка под передвижные мостки                |                           |
| 4.3                       | Площадка под ремонтный агрегат                 |                           |
| 4.4                       | Места для крепления якорей оттяжек             | 4 шт.                     |
| 4.5                       | Площадка обслуживания ФА                       |                           |
| 5                         | Устье добывающей скважины N5                   |                           |
| 5.1                       | Свободный номер                                |                           |
| 5.2                       | Площадка под передвижные мостки                |                           |
| 5.3                       | Площадка под ремонтный агрегат                 |                           |
| 5.4                       | Места для крепления якорей оттяжек             | 4 шт.                     |
| 5.5                       | Площадка обслуживания ФА                       |                           |
| 6                         | Устье добывающей скважины N6                   |                           |
| 6.1                       | Свободный номер                                |                           |
| 6.2                       | Площадка под передвижные мостки                |                           |
| 6.3                       | Площадка под ремонтный агрегат                 |                           |
| 6.4                       | Места для крепления якорей оттяжек             | 4 шт.                     |
| 6.5                       | Площадка обслуживания ФА                       |                           |
| 7                         | Устье добывающей скважины N7                   |                           |
| 7.1                       | Свободный номер                                |                           |
| 7.2                       | Площадка под передвижные мостки                |                           |
| 7.3                       | Площадка под ремонтный агрегат                 |                           |
| 7.4                       | Места для крепления якорей оттяжек             | 4 шт.                     |
| 7.5                       | Площадка обслуживания ФА                       |                           |
| 8                         | Устье добывающей скважины N8                   |                           |
| 8.1                       | Свободный номер                                |                           |
| 8.2                       | Площадка под передвижные мостки                |                           |
| 8.3                       | Площадка под ремонтный агрегат                 |                           |
| 8.4                       | Места для крепления якорей оттяжек             | 4 шт.                     |
| 8.5                       | Площадка обслуживания ФА                       |                           |
| 10                        | Установка дозирования химреagenta К9-УДХ-001   |                           |



1. Все размеры на чертеже указаны в миллиметрах, если не указано иное.  
2. План выполнен в масштабе 1:250.

|   |           |          |          |          |
|---|-----------|----------|----------|----------|
| ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-ГЧ-017                       |           |          |          |          |
| Обустройство Чаюдинского НГКМ. Кусты скважин N7, 8, 9 |           |          |          |          |
| Изм.  | Кол.уч.   | Лист     | № док.   | Погр.    |
| Разроб.   | Габрилина | 19.04.24 | 19.04.24 | 19.04.24 |
| Проверил  | Жарник    | 19.04.24 | 19.04.24 | 19.04.24 |
| Гл.спец.  | Липатов   | 19.04.24 | 19.04.24 | 19.04.24 |
| Н.контр.  | Полякина  | 19.04.24 | 19.04.24 | 19.04.24 |
| ГИП   | Ерофеева  | 19.04.24 | 19.04.24 | 19.04.24 |

|        |      |        |
|--------|------|--------|
| Статус | Лист | Листов |
| П      |      | 1      |

Куст скважин N9.  
План инженерных сетей

ФОРМОВАТОР

Создано: 19.04.24  
 Проверено: 19.04.24  
 Дата: 19.04.24  
 Имя: [Имя]  
 Фамилия: [Фамилия]  
 Должность: [Должность]

|            |                                    |  |
|------------|------------------------------------|--|
| Разрешение | Обозначение                        | <b>ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00</b>                        |
| 6665-24    | Наименование объекта строительства | Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9 |

| Изм. | Лист   | Содержание изменения                                      | Код | Примечание   |
|------|--------|---|-----|--|
| 1    | С-001  | Заменен. Актуализировано содержание.                      | 3   | Изменения внесены на основании ЛКП (письмо от ООО «Газпромнефть-Заполярье» №Вх-5082-24 от 24.06.2024г.)» |
| 1    | ГЧ-001 | Заменен. Откорректировано давление линии глушения.        |     |  |
| 2    | ГЧ-002 | Заменен. Откорректировано давление линии глушения.        |     |  |
| 1    | ГЧ-003 | Заменен. Откорректировано давление линии глушения.        |     |  |
| 1    | ГЧ-004 | Заменен. Откорректирована площадка обслуживания скважины. |     |  |
| 1    | ГЧ-005 | Заменен. Откорректирована площадка обслуживания скважины. |     |  |
| 1    | ГЧ-006 | Заменен. Откорректирована площадка обслуживания скважины. |     |  |
| 1    | ГЧ-010 | Заменен. Добавлена деформационная марка.                  |     |  |
| 1    | ГЧ-011 | Заменен. Добавлена деформационная марка                   |     |  |
| 1    | ГЧ-012 | Заменен. Добавлена деформационная марка.                  |     |  |

|             |                 |
|-------------|-----------------|
| Согласовано | 27.05.24        |
| Н.контр     | <i>Ерофеева</i> |
| Утв.        | <i>Ерофеева</i> |

|          |          |                 |          |  |      |        |
|----------|----------|-----------------|----------|--|------|--------|
| Изм.внес | Жорник   | <i>Жорник</i>   | 27.06.24 | АО «Гипровостокнефть»<br>Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНИГ) | Лист | Листов |
| Составил | Жорник   | <i>Жорник</i>   | 27.06.24 |  |      |        |
| Утв.     | Ерофеева | <i>Ерофеева</i> | 27.06.24 |  |      | 1      |

## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 ВНТП 01/87/04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования.
- 2 ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- 3 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 4 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 5 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 6 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 7 ГОСТ 12.4.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Постановление Госстандарта СССР от 10.10.1983 г. № 4882.
- 8 ГОСТ 12.4.021-75 Системы вентиляционные. Общие требования.
- 9 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 10 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.
- 11 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.
- 12 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
- 13 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 14 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 15 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 16 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 17 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 18 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
- 19 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 20 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 21 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 22 ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статической обработки результатов испытаний.
- 23 ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация.
- 24 ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным зазорам и минимально воспламеняющим токам.
- 25 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».
- 26 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые терmostойкие. Типы. Основные размеры.

- 27 ГОСТ 33115-2014 Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия.
- 28 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 29 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 30 НПБ 104-03 Системы оповещения и управление эвакуации людей при пожарах в зданиях и сооружениях.
- 31 НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- 32 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.
- 33 Положение компании «Разработка технических требований на создание автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)» № ПЗ-04 Р-0106. Версия 1.00, ОАО НК «Роснефть».
- 34 Правила устройства электроустановок (шестое издание, дополненное с исправлениями, седьмое издание 1999-2003 г.г.).
- 35 Приказ №444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".
- 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 2.2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.
- 42 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».
- 43 СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, Министерство регионального развития Российской Федерации, Приказ № 608 от 27.12.2011.
- 44 ТУ-газ 86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов.
- 45 Технический регламент Таможенного союза 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».
- 46 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 47 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- 48 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 49 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 г. №534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

**Приложение Б**

**Ведомость оборудования, изделий и материалов**

| Наименование и техническая Характеристика  | Тип, марка, ГОСТ, ТУ   | Ед. изм. | Количество  |
|--|--|----------|---|
| Установка дозирования химреагента:<br>– номинальная производительность одного дозирующего насоса – 0-10 л/ч;<br>– объём технологической емкости 3 м <sup>3</sup> , P <sub>нагн.</sub> =6,3 МПа   | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-002<br><br>ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-020                                 | КОМПЛ.   | 1 (куст №7)<br>1 (куст №9)<br><br>1 (куст №8)     |
| Измерительная установка:<br>– Q <sub>ж. min</sub> = 0,01 ст. м <sup>3</sup> /сут,<br>Q <sub>ж. max</sub> = 160 ст. м <sup>3</sup> /сут;<br>Q <sub>г. min</sub> = 4507,4 ст.м <sup>3</sup> /сут,<br>Q <sub>г. max</sub> = 17663,7 ст.м <sup>3</sup> /сут;<br>P <sub>расч.</sub> = 4,0 МПа;<br><br>– Q <sub>ж. min</sub> = 2,0 ст. м <sup>3</sup> /сут,<br>Q <sub>ж. max</sub> = 177 ст. м <sup>3</sup> /сут;<br>Q <sub>г. min</sub> = 4090 ст.м <sup>3</sup> /сут,<br>Q <sub>г. max</sub> = 65059 ст.м <sup>3</sup> /сут;<br>P <sub>расч.</sub> = 4,0 МПа;<br><br>– Q <sub>ж. min</sub> = 1,0 ст. м <sup>3</sup> /сут,<br>Q <sub>ж. max</sub> = 97 ст. м <sup>3</sup> /сут;<br>Q <sub>г. min</sub> = 1761 ст.м <sup>3</sup> /сут,<br>Q <sub>г. max</sub> = 25393 ст.м <sup>3</sup> /сут;<br>P <sub>расч.</sub> = 4,0 МПа; | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-001<br><br>ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-013<br><br>ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-014 | КОМПЛ.   | 1 (куст №7)<br><br>1 (куст №8)<br><br>1 (куст №9) |
| Емкость дренажная подземная V=8 м <sup>3</sup><br>P <sub>расч.</sub> =0,05 МПа   | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-003   | КОМПЛ.   | 1 (куст №7)<br>1 (куст №9)                        |
| Емкость дренажная подземная V=8 м <sup>3</sup><br>P <sub>расч.</sub> =0,05 МПа с полупогружным насосом:<br>– номинальная производительность насоса – 8 м <sup>3</sup> /ч   | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-017   | КОМПЛ.   | 1 (куст №8)                                       |
| Камера запуска СОД DN300 PN40  | ТТТ-01.02.04-03, версия 1.0  | КОМПЛ.   | 1 (куст №7).                                      |
| Камера запуска СОД DN250 PN40  | ТТТ-01.02.04-03, версия 1.0  | КОМПЛ.   | 1 (куст №8)<br>1 (куст №9)                        |
| Кран трехходовой DN80 PN40   | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-004   | шт.      | 8 (куст №7)<br>8 (куст №8)<br>8 (куст №9)         |

| Наименование и техническая Характеристика                          | Тип, марка, ГОСТ, ТУ                                 | Ед. изм. | Количество                                   |
|--|--|----------|--|
| Кран шаровой дроссельный DN80 PN210                                | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-005                             | шт.      | 8 (куст №7)<br>8 (куст №9)                   |
| Пробоотборник DN5 PN=350   | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-006                             | шт.      | 16 (куст №7)<br>16 (куст №8)<br>16 (куст №9) |
| Клапан обратный устьевой DN80 PN160                                | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-007                             | шт.      | 8 (куст №7)<br>8 (куст №8)<br>8 (куст №9)    |
| Клапан отсекающий DN80 PN160 с электромагнитным приводом           | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-008                             | шт.      | 8 (куст №7)<br>8 (куст №8)<br>8 (куст №9)    |
| Задвижка клиновая с электропривод DN80 PN160                       | ТТТ-01.02-03, версия 2.1<br>ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-011 | шт.      | 8 (куст №8)                                  |
| Устройство контроля скорости коррозии                              | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-012                             | шт.      | 1 (куст №7)                                  |
|  | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-015                             |          | 1 (куст №8)                                  |
|  | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-016                             |          | 1 (куст №9)                                  |
| Клапан регулирующий с электромагнитным приводом (расхода газа)     | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-018                             | шт.      | 8 (куст №8)                                  |
| Клапан регулирующий с электромагнитным приводом (расхода жидкости) | ЧНФ1-КП7.8.9-ТХ01-ОЛ-019                             | шт.      | 8 (куст №8)                                  |
| Клапан обратный DN80 PN40  | ТТТ-01.02-03, версия 2.1                             | шт.      | 8 (куст №7)<br>8 (куст №8)<br>8 (куст №9)    |
| Задвижка клиновая с ручным приводом DN300 PN40                     | ТТТ-01.02-03, версия 2.1                             | шт.      | 1 (куст №7)                                  |
| Задвижка клиновая с ручным приводом DN250 PN40                     | ТТТ-01.02-03, версия 2.1                             | шт.      | 1 (куст №8)<br>1 (куст №9)                   |
| Задвижка клиновая с ручным приводом DN150 PN40                     | ТТТ-01.02-03, версия 2.1                             | шт.      | 1 (куст №7)                                  |
| Задвижка клиновая с ручным приводом DN100 PN40                     | ТТТ-01.02-03, версия 2.1                             | шт.      | 1 (куст №7)<br>1 (куст №8)<br>1 (куст №9)    |



| Наименование и техническая<br>Характеристика     | Тип, марка,<br>ГОСТ,<br>ТУ  | Ед.<br>изм. | Количество                                   |
|--|-----------------------------|-------------|--|
| Задвижка клиновая с ручным приводом<br>DN80 PN40 | ТТТ-01.02-03,<br>версия 2.1 | шт.         | 19 (куст №7)<br>19 (куст №8)<br>19 (куст №9) |
| Задвижка клиновая с ручным приводом<br>DN50 PN40 | ТТТ-01.02-03,<br>версия 2.1 | шт.         | 1 (куст №8)<br>1 (куст №9)                   |
| Кран шаровой с ручным приводом DN50<br>PN40      | ТТТ-01.02-03,<br>версия 2.1 | шт.         | 2 (куст №7)<br>1 (куст №8)<br>1 (куст №9)    |
| Кран шаровой с ручным приводом DN15<br>PN40      | ТТТ-01.02-03,<br>версия 2.1 | шт.         | 38 (куст №7)<br>38 (куст №8)<br>38 (куст №9) |

|             |  |  |
|-------------|--|--|
| Согласовано |  |  |
| Согласовано |  |  |

## Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин


Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

**ЧНФ1-КП7.8.9-П-ТКР.01.00-РР-001**

Обустройство Чайядинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9

| Изм.      | Кол.уч. | Лист       | № док. | Подп. | Дата     | Стадия  | Лист | Листов |
|-----------|---------|------------|--------|-------|----------|---|------|--------|
| Разраб.   |         | Симонова   |        |       | 19.04.24 |   |      |        |
| Проверил  |         | Федотенко  |        |       | 19.04.24 |   |      |        |
| Гл. спец. |         | Федотенко  |        |       | 19.04.24 |   |      |        |
| Н.контр.  |         | Поликашина |        |       | 19.04.24 | Расчет растепления грунтов<br>приустьевых зон добывающих<br>скважин  |      |        |
| ГИП       |         | Ерофеева   |        |       | 19.04.24 |   |      |        |

**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..... 5

    3.3 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ..... 5

4 РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ..... 6

    4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА СКВАЖИНА-ГРУНТ ..... 6

    4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ ..... 7

5 ПРОГНОЗ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЯ ..... 8

    5.1 МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ..... 8

    5.2 РАСЧЕТ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИН ..... 11

6 ВЫВОДЫ..... 12

    ПРИЛОЖЕНИЕ А. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... 13

    ПРИЛОЖЕНИЕ Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ  
    СВОЙСТВ ГРУНТОВ ..... 14

    ПРИЛОЖЕНИЕ В. ТЕМПЕРАТУРНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ ..... 22

## 1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима грунтов приустьевых зон добывающих скважин кустовых площадок объекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9».

## 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 3.1 проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9». Расстояние между добывающими скважинами составляет 9 метров.

Конструкция скважин принята с термоизолирующим направлением 630/426.

Температурный режим на устье скважин принят согласно п. 11 Задания на проектирование и утвержденного гидравлического расчета, представленного в томе 3.1 и составляет от 0 до плюс 5 °С. В виду отсутствия данных по устьевым температурам по годам,

принята наиболее консервативная оценка устьевой температуры – постоянная температура плюс 5 °С.

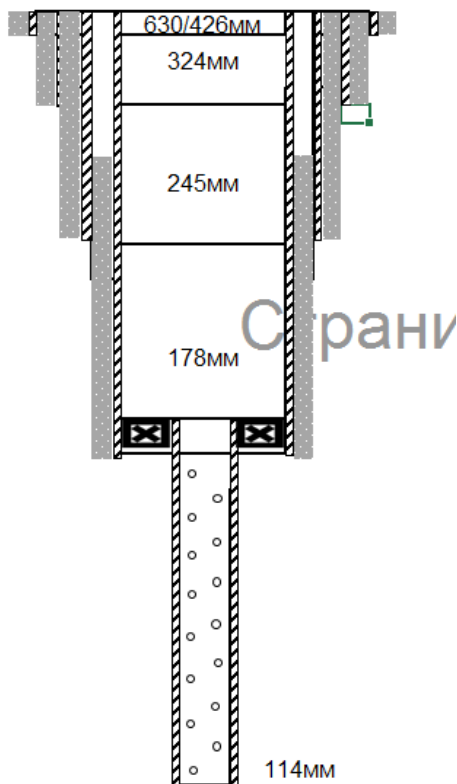
В целях предотвращения опускания кровли и обеспечения необходимо температурного режима ММГ на кустовых площадках предусмотрено применение одиночных сезоннодействующих охлаждающих устройств (СОУ). Схема расстановки СОУ между скважинами показана в томе 4.4.4.

Общие сведения о конструкции скважины представлены в таблице 1.

**Таблица 1 - Общие сведения о конструкции скважины**

| Название колонны         | Диаметр труб, мм | Диаметр долота, мм | Интервал спуска по вертикали, м |      |
|--------------------------|------------------|--------------------|---------------------------------|------|
|                          |                  |                    | от                              | до   |
| Направление (термокейс)  | 630/426          | 660                | 0                               | 20   |
| Направление              | 426              | 660                | 20                              | 40   |
| Кондуктор                | 324              | 393,7              | 0                               | 500  |
| Кондуктор                | 245              | 295,3              | 0                               | 1300 |
| Эксплуатационная колонна | 178              | 220,7              | 0                               | 1900 |
| НКТ                      | 89               |                    | 0                               | -    |

Направление цементируется цементным раствором (плотностью 1500...1900 кг/м<sup>3</sup>). Эксплуатационная колонна заполнена скважинной жидкостью (жидкостью глушения) (схема на рисунке 1).



**Рисунок 1 – Конструкция скважины**

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

### 3.2 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Уренгой в соответствии с техническим отчетом ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГМИ проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9» и СП 131.13330.2020.

Климатические характеристики приведены в таблице 2.

**Таблица 2 - Климатические данные**

| Месяц                       | 1     | 2     | 3     | 4    | 5   | 6    | 7    | 8    | 9   | 10   | 11    | 12    |
|-----------------------------|-------|-------|-------|------|-----|------|------|------|-----|------|-------|-------|
| Температура воздуха, °С     | -30,5 | -26,9 | -16,6 | -4,3 | 5,5 | 13,8 | 16,6 | 12,6 | 4,7 | -5,3 | -20,2 | -29,0 |
| Высота снежного покрова, см | 47,3  | 54,3  | 57,7  | 44,7 | 9,0 | -    | -    | -    | 0,5 | 6,3  | 23,7  | 37,0  |
| Скорость ветра, м/с         | 0,6   | 0,6   | 1,0   | 1,3  | 1,3 | 1,1  | 0,9  | 0,9  | 0,9 | 1,1  | 0,8   | 0,6   |

### 3.3 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9» Расчетные и нормативные характеристики тепло-физических 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 геологическая скважина К7/21, скв №8001 и К9/4. Скважины К7/21, скв №8001 и К9/4 характеризуются близостью к добывающим скважинам и высокими средними температурами грунтов на глубине изысканий.

Начальное распределение температуры в модели принято на основании результатов замеров температуры грунта в скважине К7/21, скв №8001 и К9/4 согласно приложению Ш к техническому отчету о выполненных инженерно-геологических изысканиях проекта ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9» и в таблице в таблице 3.

**Таблица 3 – Результаты замеров температуры грунта**

| № скв | Глубина замера, м |       |       |       |       |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------|-------------------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|       | 0                 | 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    | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    |
| К7/21 | -0,79             | 0,26  | 0,15  | 0,06  | -0,04 | 0,06 | -0,02 | -0,02 | -0,05 | -0,09 | -0,19 | -0,24 | -0,28 | -0,36 | -0,46 | -0,56 | -0,55 | -0,56 | -0,58 | -0,59 | -0,61 | -0,62 | -0,63 |
| 8001  | -2,37             | -1,01 | -0,20 | -0,07 | 0,16  | 0,28 | 0,32  | 0,31  | 0,35  | 0,36  | 0,30  | 0,18  | -0,02 | -0,08 | -0,07 | -0,11 | -     | -0,28 | -     | -0,41 | -     | -0,45 | -0,54 |

| № скв | Глубина замера, м |     |       |       |       |       |       |       |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------|-------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|       | 0                 | 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    | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    |
| К9/4  | -1,91             | 0   | -0,19 | -0,24 | -0,22 | -0,24 | -0,27 | -0,27 | -0,3 | -0,29 | -0,29 | -0,33 | -0,44 | -0,45 | -0,43 | -0,45 | -0,51 | -0,55 | -0,51 | -0,52 | -0,57 | -0,52 | -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],

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

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

$C$  – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м<sup>3</sup>·°С);

$\eta$  – динамическая вязкость, Па·с;

$\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;

$\lambda$  – теплопроводность, Вт/(м·°С);

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

$d$  – внутренний диаметр трубы, м.

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

Параметры, определяемые для расчета теплообмена скважина-грунт, представлены в таблице 4.

**Таблица 4 – Параметры теплообмена скважина-грунт**

| Параметр  | Значение параметра           |
|---|------------------------------|
| Коэффициент теплопроводности стальной трубы                             | 51,6 Вт/м °С                 |
| Коэффициент теплопроводности солевого раствора в затрубном пространстве | 0,6 Вт/м °С                  |
| Коэффициент теплопроводности цементного раствора                        | 0,93 Вт/м °С                 |
| Коэффициент теплопроводности термокейса                                 | 0,031 Вт/м °С                |
| Приведённый коэффициент теплоотдачи через стенку скважины               | до 0,20 Вт/м <sup>2</sup> °С |
| Расчетная температура продукта  | До +5°С                      |

#### **4.2 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт**

Данные о температуре окружающей среды взяты из технического отчета Том 3.1 «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Кусты скважин №7, 8, 9» ЧНФ1-КП7.8.9-ИИ-ИГМИ.

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

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

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

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

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

где  $\rho_{сн}$  – среднемесячная плотность снега, определяемая согласно данным инженерных изысканий, кг/м<sup>3</sup>.

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



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

Результаты расчета коэффициента конвективного теплообмена поверхности грунта с воздухом представлены в таблице 5.

**Таблица 5 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух**

| Месяц  | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7    | 8    | 9    | 10    | 11   | 12   |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|-------|------|------|
| Коэффициент теплообмена грунт-воздух, Вт/м <sup>2</sup> К  | 8,674 | 8,674 | 10,35 | 11,61 | 11,61 | 10,77 | 9,93 | 9,93 | 9,93 | 10,77 | 9,51 | 8,67 |
| Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №К7/21, Вт/м <sup>2</sup> К | 0,82  | 0,73  | 0,7   | 0,89  | 3,39  | 10,77 | 9,93 | 9,93 | 9,93 | 4,17  | 1,53 | 1,03 |
| Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №8001, Вт/м <sup>2</sup> К  | 0,83  | 0,73  | 0,70  | 0,89  | 3,4   | 10,77 | 9,93 | 9,93 | 9,93 | 4,18  | 1,53 | 1,03 |
| Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №К9/4, Вт/м <sup>2</sup> К  | 0,86  | 0,76  | 0,73  | 0,93  | 3,49  | 10,77 | 9,93 | 9,93 | 9,93 | 4,28  | 1,58 | 1,07 |

## 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, °С;

$C(T)$  – зависимость объемной теплоемкости от температуры, Дж/м<sup>3</sup>°С;

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

$\rho$  – плотность грунта, кг/м<sup>3</sup>;

$L$  – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

$t$  – время, с;

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

$C_w$  – объемная теплоемкость грунтовой воды, Дж/м<sup>3</sup>°С;

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

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

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

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

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

По результатам анализа размер конечно-элементной сетки в горизонтальном направлении по линии между скважинами составляет 0,05 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 рисунках 2, 3.

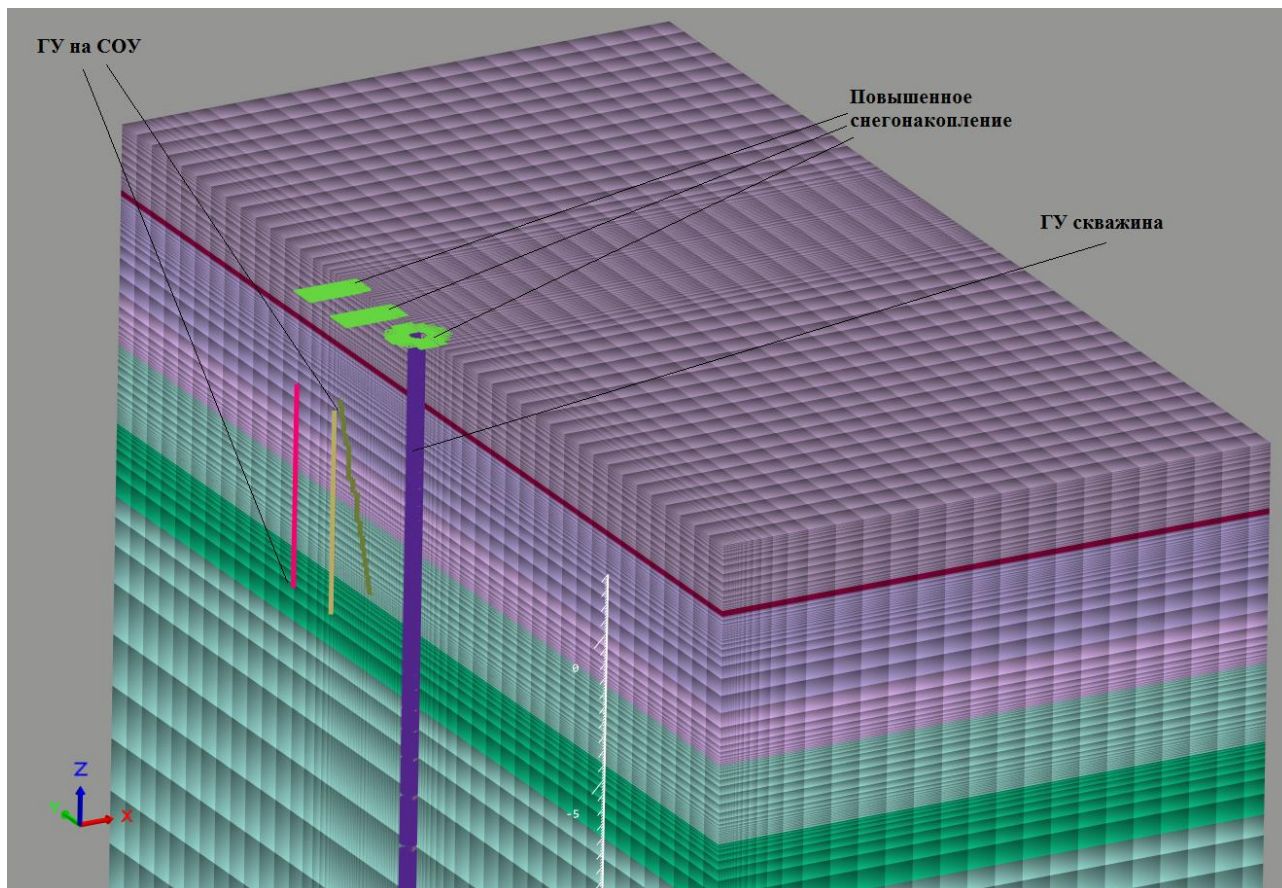
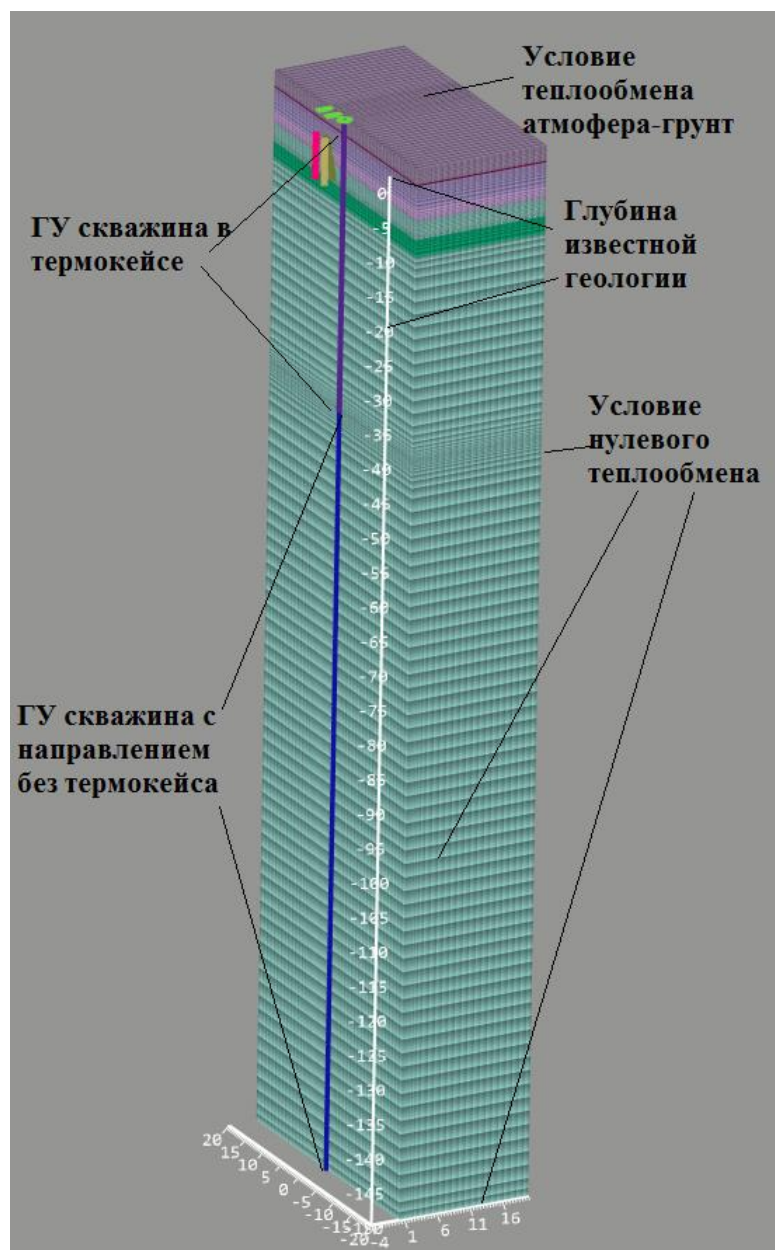


Рисунок 2 – Конечно-разностная модель расчетной области



**Рисунок 3 – Конечно-разностная модель расчетной области**

### **5.2 Расчет теплового поля в окрестности скважин**

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

Результаты нестационарного теплового расчета системы в виде максимальных радиусов растепления грунтов в зоне глубины проведения инженерно-геологических изысканий, в зависимости от года эксплуатации, представлены в таблице 6.

**Таблица 6 – Максимальный радиус растепления грунтов в приустьевой зоне скважин**

| Кустовая площадка | Район геол. скв | Год эксплуатации / Радиус растепления, м |      |     |     |     |
|-------------------|-----------------|--|------|-----|-----|-----|
|                   |                 | 1  | 5    | 10  | 15  | 20  |
| №7                | К7/21           | 1,7                                      | 1,07 | 0,8 | 0,9 | 0,9 |
| №8                | Скв. 8001       | 0,6                                      | 1,2  | 1,5 | 1,6 | 1,7 |
| №9                | К9/4            | 0,9                                      | 0,7  | 0,9 | 1,0 | 1,0 |

Радиус оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев скважин на кустовых площадках №7, №9 с применением термоизолирующего направления не превышает 1,7 м (при расстоянии между скважинами не менее 9 метров) и на кустовых площадках №7, №9 при дальнейшей эксплуатации снижается в виду промораживающего действия термостабилизаторов и низкой температуры добываемого продукта (до плюс 5 °С).

Радиус оттаивания ММГ на кустовой площадке №8 за срок эксплуатации возрастает от 0,6 до 1,7м в районе верхней кровли ММГ (находится на глубине 7,5м). Понижения кровли ММГ вследствие эксплуатации добывающих скважин не наблюдается.

## **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.

## Приложение А

### Список использованных источников

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

## Приложение Б

### Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

**Таблица Б.1 - Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств мерзлых и морозных грунтов. (Кусты скважин №7, 9)**

| Наименование показателей по ГОСТ 25100-2020,<br>СП 25.13330.2020                            |                            | Ед. изм           | Номер ИГЭ   |             |             |             |             |             |             |             |
|---|----------------------------|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|   |                            |                   | 941м        | 942м        | 943м        | 947м        | 948м        | 961м        | 971м        | 990м        |
| Влажность суммарная   | W <sub>tot</sub>           | %                 | 18,77       | 23,72       | 28,44       | 17,21       | 22,88       | 19,65       | 17,87       | 7,31        |
| Влажность между ледяных включений   | W <sub>m</sub>             | %                 | 18,76       | 19,05       | 15,09       | 17,20       | 18,15       | 19,64       | 17,86       | -           |
| Влажность за счет ледяных включений   | W <sub>i</sub>             | %                 | 0,01        | 4,67        | 13,36       | 0,01        | 4,73        | 0,01        | 0,01        | -           |
| Влажность за счет незамерзшей воды  | W <sub>w</sub>             | %                 | 12,66       | 12,43       | 12,03       | 11,57       | 10,88       | 0,00        | 10,59       | -           |
| Влажность за счет порового льда   | W <sub>ic</sub>            | %                 | 6,10        | 6,62        | 3,06        | 5,64        | 7,27        | 19,64       | 7,37        | -           |
| Плотность грунта в мерзлом состоянии:<br>по деформациям 0,85<br>по несущей способности 0,95 | ρ <sub>f</sub>             | г/см <sup>3</sup> | <u>2,02</u> | <u>1,93</u> | <u>1,84</u> | <u>2,06</u> | <u>2,00</u> | <u>1,85</u> | <u>2,08</u> | <u>2,39</u> |
|   | ρ <sub>пп</sub>            | г/см <sup>3</sup> | <u>2,02</u> | <u>1,92</u> | <u>1,82</u> | <u>2,05</u> | <u>2,00</u> | <u>1,83</u> | <u>2,06</u> | <u>2,38</u> |
|   | ρ <sub>п</sub>             | г/см <sup>3</sup> | 2,01        | 1,92        | 1,81        | 2,05        | 2,00        | 1,83        | 2,06        | 2,37        |
| Плотность частиц грунта в мерзлом состоянии   | ρ <sub>s</sub>             | г/см <sup>3</sup> | 2,70        | 2,70        | 2,69        | 2,69        | 2,69        | 2,67        | 2,70        | 2,78        |
| Плотность скелета грунта  | ρ <sub>d<sub>f</sub></sub> | г/см <sup>3</sup> | 1,71        | 1,56        | 1,44        | 1,76        | 1,63        | 1,55        | 1,76        | 2,23        |
| Число пластичности  | I <sub>p</sub>             | %                 | 11,22       | 10,56       | 9,22        | 10,79       | 10,20       | -           | 9,89**      | -           |
| Показатель текучести  | I <sub>L</sub>             | д.ед              | -0,07       | 0,45        | 0,91        | -0,18       | 0,48        | -           | -0,04**     | -           |
| Коэффициент пористости  | e <sub>f</sub>             | д.ед              | 0,58        | 0,73        | 0,88        | 0,53        | 0,66        | 0,73        | 0,53        | 0,25        |
| Льдистость за счет ледяных включений  | I <sub>i</sub>             | д.ед              | 0,00        | 0,08        | 0,21        | 0,00        | 0,09        | 0,00        | 0,00        | -           |
| Льдистость суммарная  | I <sub>tot</sub>           | д.ед              | 0,11        | 0,20        | 0,26        | 0,11        | 0,22        | 0,34        | 0,14        | -           |
| Льдистость за счет порового льда  | I <sub>c</sub>             | д.ед              | 0,11        | 0,11        | 0,04        | 0,11        | 0,13        | 0,34        | 0,14        | -           |

| Наименование показателей по ГОСТ 25100-2020,<br>СП 25.13330.2020  |                 | Ед. изм                | Номер ИГЭ |       |       |      |      |       |      |                                     |
|---|-----------------|------------------------|-----------|-------|-------|------|------|-------|------|-------------------------------------|
|   |                 |                        | 941м      | 942м  | 943м  | 947м | 948м | 961м  | 971м | 990м                                |
| Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта  | Sr              | д.ед                   | 0,89      | 0,73  | 0,47  | 0,89 | 0,78 | 0,79  | 0,94 | -                                   |
| Степень засоленности грунта   | Dsal            | %                      | 0,16      | 0,15  | 0,14  | 0,17 | 0,12 | 0,50  | 0,18 | -                                   |
| Содержание органического вещества   | Ir              | %                      | 4,10      | 4,49  | 4,99  | -    | -    | -     | -    | -                                   |
| Предел прочности на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии по деформациям 0,85 по несущей способности 0,95 | Rc              | МПа                    | -         | -     | -     | -    | -    | -     | -    | <u>35</u><br><u>33</u><br><u>32</u> |
| Коэффициент размягчаемости  | Ksof            | д.ед                   | -         | -     | -     | -    | -    | -     | -    | 0,67                                |
| Коэффициент оттаивания  | Ath             | д.ед                   | 0,012     | 0,065 | 0,093 | -    | -    | 0,022 | -    | -                                   |
| Коэффициент сжимаемости при оттаивании  | m <sub>th</sub> | Мпа <sup>-1</sup>      | 0,099     | 0,204 | 0,260 | -    | -    | 0,045 | -    | -                                   |
| Модуль деформации мерзлого грунта   | Ef              | Мпа                    | 24,3      | 13,3  | 9,5   | -    | -    | 27,6  | -    | -                                   |
| Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта   | Mf              | Мпа <sup>-1</sup>      | 0,034     | 0,061 | 0,086 | -    | -    | 0,030 | -    | -                                   |
| Предельно длительное эквивалентное сцепление  | Ceq             | Мпа                    | 0,119     | 0,083 | 0,065 | -    | -    | 0,238 | -    | -                                   |
| Теплопроводность, в талом состоянии   | λ <sub>th</sub> | Вт/м/°С)               | 1,37      | 1,42  | 1,47  | 1,38 | 1,49 | 2,13  | 1,51 | -                                   |
| Теплопроводность в мерзлом состоянии  | λ <sub>f</sub>  | Вт/м/°С)               | 1,55      | 1,60  | 1,62  | 1,56 | 1,67 | 2,35  | 1,70 | -                                   |
| Объемная теплоемкость в талом состоянии   | C <sub>th</sub> | МДж/м <sup>3</sup> /°С | 2,85      | 2,97  | 3,05  | 2,83 | 2,89 | 2,77  | 2,91 | -                                   |
| Объемная теплоемкость в мерзлом состоянии   | C <sub>f</sub>  | МДж/м <sup>3</sup> /°С | 2,24      | 2,22  | 2,23  | 2,23 | 2,30 | 2,15  | 2,28 | -                                   |



| Наименование показателей по ГОСТ 25100-2020,<br>СП 25.13330.2020  |                 | Ед. изм | Номер ИГЭ    |              |             |              |              |       |               |      |
|---|-----------------|---------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|-------|---------------|------|
|   |                 |         | 941м         | 942м         | 943м        | 947м         | 948м         | 961м  | 971м          | 990м |
| Температура начала замерзания грунта  | T <sub>bf</sub> | °С      | -0,20        | -0,20        | -0,20       | -0,20        | -0,20        | -0,10 | -0,20**       | 0,00 |
| Расчетное давление на мерзлые грунты<br>под нижним концом сваи на глубине 15м<br>при температуре грунта -0,3°С/-0,5°С/<br>-1,0°С        | R               | кПа     | <u>900*</u>  | <u>900*</u>  | <u>550*</u> | <u>900*</u>  | <u>900*</u>  | -     | <u>2500**</u> | -    |
|   |                 |         | <u>950*</u>  | <u>950*</u>  | <u>600*</u> | <u>950*</u>  | <u>950*</u>  |       | <u>3000**</u> |      |
|   |                 |         | <u>1100*</u> | <u>1100*</u> | <u>750*</u> | <u>1100*</u> | <u>1100*</u> |       | <u>3500**</u> |      |
| Сопротивление срезу по поверхности<br>смерзания грунта с цементно-песчаным<br>раствором при температуре грунта -<br>0,3°С/-0,5°С/-1,0°С | R <sub>af</sub> | кПа     | <u>40*</u>   | <u>40*</u>   | <u>40*</u>  | <u>40*</u>   | <u>40*</u>   | -     | <u>40**</u>   | -    |
|   |                 |         | <u>60*</u>   | <u>60*</u>   | <u>60*</u>  | <u>60*</u>   | <u>60*</u>   |       | <u>60**</u>   |      |
|   |                 |         | <u>100*</u>  | <u>100*</u>  | <u>100*</u> | <u>100*</u>  | <u>100*</u>  |       | <u>100**</u>  |      |
| Сопротивление срезу по поверхности<br>смерзания грунта с грунтом при<br>температуре грунта -0,3°С/-0,5°С/-1,0°С                         | R <sub>sh</sub> | кПа     | <u>50*</u>   | <u>50*</u>   | <u>50*</u>  | <u>50*</u>   | <u>50*</u>   | -     | <u>50**</u>   | -    |
|   |                 |         | <u>80*</u>   | <u>80*</u>   | <u>80*</u>  | <u>80*</u>   | <u>80*</u>   |       | <u>80**</u>   |      |
|   |                 |         | <u>120*</u>  | <u>120*</u>  | <u>120*</u> | <u>120*</u>  | <u>120*</u>  |       | <u>120**</u>  |      |

Примечания:

\*- нормативные значения даны по СП 25.13330.2020;

\*\* - значения приведены для заполнителя.

**Таблица Б.2 - Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств талых грунтов (Кусты скважин №7, 9)**

| № ИГЭ | Наименование ИГЭ  | Рекомендуемые нормативные значения |      |       |             |           |           | Рекомендуемые расчетные значения   |                  |                   |                                      |               |                |  |
|-------|---|------------------------------------|------|-------|-------------|-----------|-----------|------------------------------------|------------------|-------------------|--------------------------------------|---------------|----------------|--|
|       |   |                                    |      |       |             |           |           | по деформациям $\alpha=0,85$       |                  |                   | по несущей способности $\alpha=0,95$ |               |                |  |
|       |   | $\rho$ ,<br>г/см <sup>3</sup>      | e    | $I_L$ | $\varphi^0$ | C,<br>кПа | E,<br>МПа | $\rho_{II}$ ,<br>г/см <sup>3</sup> | $\varphi_{II}^0$ | $C_{II}$ ,<br>Кпа | $\rho_I$ ,<br>г/см <sup>3</sup>      | $\varphi_I^0$ | $C_I$ ,<br>Кпа |  |
| 941   | Суглинок твердый, прослоями полутвердый, edQ <sub>II-IV</sub>   | 2,03                               | 0,58 | -0,06 | 24          | 64        | 31        | 2,02                               | 23               | 62                | 2,02                                 | 22            | 60             |  |
| 942   | Суглинок тугопластичный, прослоями мягкопластичный, edQ <sub>II-IV</sub>  | 1,94                               | 0,72 | 0,47  | 18          | 45        | 15        | 1,93                               | 17               | 40                | 1,93                                 | 16            | 37             |  |
| 961   | Песок мелкий, прослоями пылеватый, малой степени водонасыщения, edQ <sub>II-IV</sub>  | 1,83                               | 0,62 | -     | 32**        | 2**       | 28**      | 1,82                               | -                | -                 | -                                    | -             | -              |  |
| 972   | Дресвяно-щебенистый грунт с суглинистым заполнителем тугопластичной, прослоями мягкопластичной консистенции, edQ <sub>II-IV</sub> | 2,00                               | 0,63 | 0,39* | 19          | 7         | 17        | 2,03                               | 19               | 6                 | 2,02                                 | 18            | 5              |  |

**Примечания:**

Для ИГЭ 972 – нормативные значения прочностных и деформационных свойств рассчитаны по методике ДальНИИС;

\* – значения приведены для заполнителя;

\*\* - нормативные и расчетные значения даны по СП 22.13330.2016.

**Таблица Б.3 - Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств мерзлых и морозных грунтов. (Куст скважин №8)**

| № ИГЭ (его описание)  | Суммарная влажность, % Wtot /природная | Пластичность, %   |                  |          | Консистенция при оттаивании IL | Коэффициент пористости | Плотность частиц, г/куб.см Rs | Плотность сухого грунта, г/куб.см Rd | Плотность грунта при природной влажности, ρ г/куб.см R | Модуль деформации мерзлого грунта, МПа E | Сопrotивление мерзлого грунта срезу по поверхности смерзания грунт-материал, МПа Raf | Эквивалентное сцепление мерзлого грунта Ceg | Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта mf | Коэффициент оттаивания Ath | Коэффициент сжимаемости при оттаивании M | Осадка мерзлого грунта при оттаивании (по В.П. Ушкалову) при давлении 0,3 Мпа | Температура начала замерзания грунта Tbf | Модуль общей деформации, Мпа талого грунта | Угол (тангенс угла) внут. трения (водонас., конс.) | Удельное сцепление, МПа (водонас., конс.) |
|---|--|-------------------|------------------|----------|--------------------------------|------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|--|--|--|---|--|----------------------------|--|---|--|--|--|---|
|   |  | Верхний предел WL | Нижний предел Wp | Число Ip |                                |                        |                               |                                      |  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| ИГЭ №1 Суглинок пылеватый тяжелый тугопластичный ненабухающий минеральный среднепучинистый с включением щебня до 17%  | 22,9                                   | 32,2              | 19,0             | 13,4     | 0,30                           | 0,702                  | 2,69                          | 1,59                                 | Нормативное  | -  | -  | -   | -  | -                          | -  | -   | -  | 16   | 18   | 0,022                                     |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 1,95   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | α=0,85   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 1,93   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | α=0,95   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| 1,92  |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      |  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| ИГЭ №1м Суглинок пылеватый легкий пластичномерзлый слабодыстый минеральный, в талом состоянии тугопластичный, среднепучинистый, просадочный, массивной криотекстуры | 26,1                                   | 32                | 21               | 11       | 0,46                           | 0,732                  | 2,71                          | 1,57                                 | Нормативное  | 14                                       | -  | 0,087                                       | 0,058                                      | 0,086                      | 0,221                                    | 0,14  | -0,2                                     | -  | -  | -   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 1,98   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | α=0,85   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 1,97   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | α=0,95   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| 1,96  |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      |  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| ИГЭ №1ма Супесь пылеватая слабодыстая минеральная, в талом состоянии пластичная, просадочная, массивной криотекстуры  | 25,2                                   | 28,1              | 23,1             | 5,1      | 0,45                           | 0,766                  | 2,66                          | 1,51                                 | Нормативное  | 28,84                                    | 0,063  | 0,150                                       | -  | 0,042                      | 0,146                                    | 0,14  | -0,13                                    | -  | -  | -   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 1,91   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | α=0,85   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 1,89   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | α=0,95   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| 1,88  |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      |  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |

| № ИГЭ (его описание)  | Суммарная влажность, % Wtot /природная | Пластичность, %   |                  |          | Консистенция при оттаивании IL | Коэффициент пористости | Плотность частиц, г/куб.см Rs | Плотность сухого грунта, г/куб.см Rd | Плотность грунта при природной влажности, p г/куб.см R | Модуль деформации мерзлого грунта, Мпа E | Сопротивление мерзлого грунта срезу по поверхности смерзания грунт-материал, Мпа Raf | Эквивалентное сцепление мерзлого грунта Ceg | Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта mf | Коэффициент оттаивания Ath | Коэффициент сжимаемости при оттаивании M | Осадка мерзлого грунта при оттаивании (по В.П. Ушкалову) при давлении 0,3 Мпа | Температура начала замерзания грунта Tbf | Модуль общей деформации, Мпа талого грунта | Угол (тангенс угла) внут. трения (водонас., конс.) | Удельное сцепление, МПа (водонас., конс.) |
|---|--|-------------------|------------------|----------|--------------------------------|------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|--|--|--|---|--|----------------------------|--|---|--|--|--|---|
|   |  | Верхний предел WL | Нижний предел Wp | Число Ip |                                |                        |                               |                                      |  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| ИГЭ №2а<br>Дресвяный грунт слабовыветрелый пониженной прочности маловлажный. Заполнитель: суглинок песчанистый тяжелый твердый до 25% | 14,0                                   | 33                | 19,2             | 13,5     | -0,4                           | -                      | 2,69                          | -                                    | Нормативное  | -  | -  | -   | -  | -                          | -  | -   | -  | 33,2                                       | 36   | 0,031                                     |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 2,03   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | $\alpha=0.85$  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | -  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | $\alpha=0.95$  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| ИГЭ №3м<br>Щебенистый грунт средней прочности нельдистый, массивной криотекстуры  | 11,5                                   | -                 | -                | -        | -                              | 0,390                  | 2,73                          | 1,97                                 | Нормативное  | -  | -  | -   | -  | -                          | -0,1                                     | -   | -  | -  | -  | -   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 2,20   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | $\alpha=0.85$  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 2,19   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | $\alpha=0.95$  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| 2,18  |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      |  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| ИГЭ №6 Суглинок щебенистый пылеватый тяжелый твердый минеральный незасоленный среднепучинистый  | 14,6                                   | 33,1              | 19,3             | 13,8     | -0,34                          | 0,495                  | 2,69                          | 1,80                                 | Нормативное  | -  | -  | -   | -  | -                          | -  | -   | -  | 14,2                                       | 23*  | 0,036*                                    |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 2,06   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | $\alpha=0.85$  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 2,03   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|   |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | $\alpha=0.95$  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| 2,02  |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      |  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |

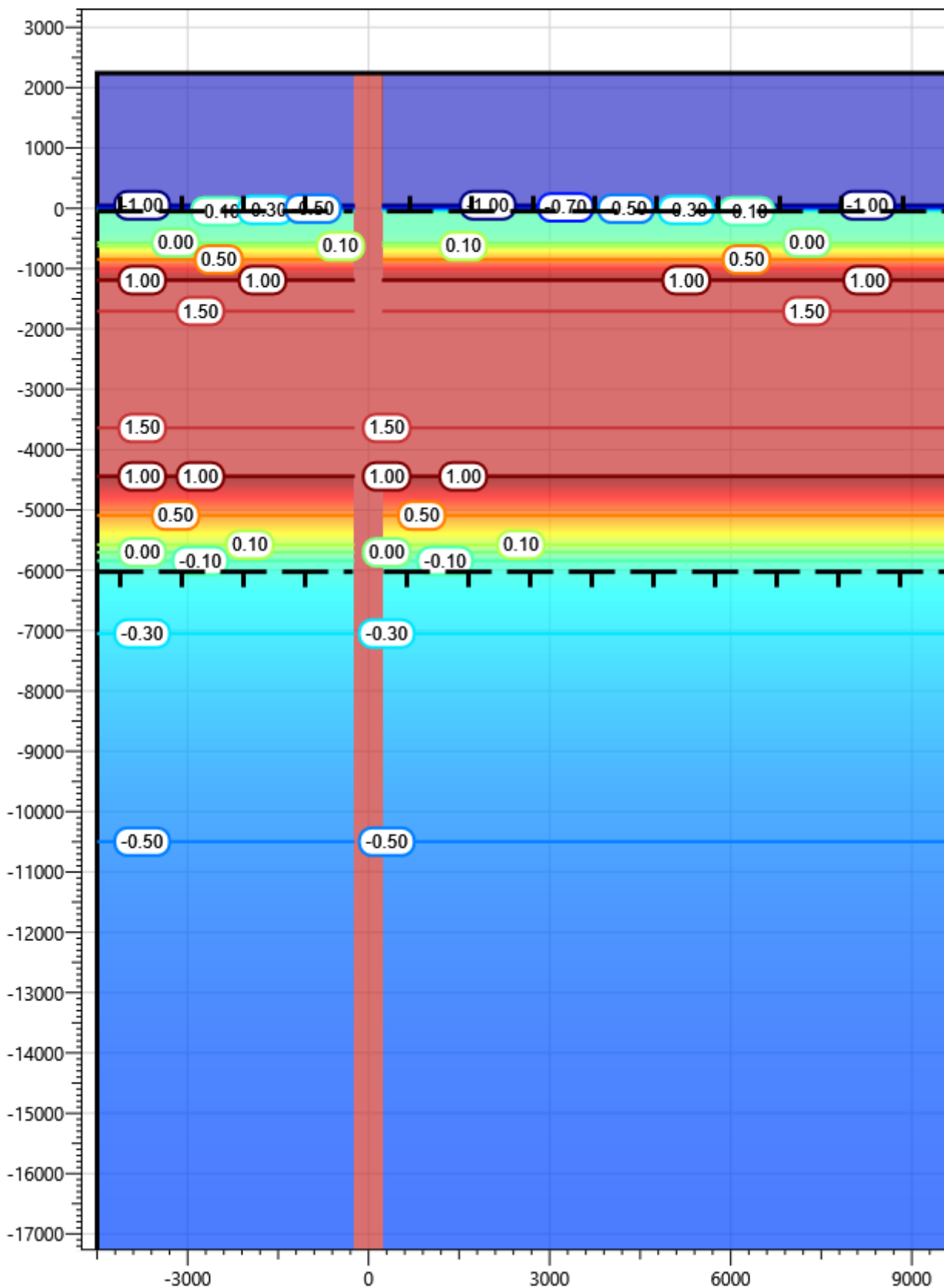
| № ИГЭ (его описание)   | Суммарная влажность, % Wtot /природная | Пластичность, %   |                  |          | Консистенция при оттаивании IL | Коэффициент пористости | Плотность частиц, г/куб.см Rs | Плотность сухого грунта, г/куб.см Rd | Плотность грунта при природной влажности, p г/куб.см R | Модуль деформации мерзлого грунта, Мпа E | Сопротивление мерзлого грунта срезу по поверхности смерзания грунт-материал, Мпа Raf | Эквивалентное сцепление мерзлого грунта Ceg | Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта mf | Коэффициент оттаивания Ath | Коэффициент сжимаемости при оттаивании M | Осадка мерзлого грунта при оттаивании (по В.П. Ушкалову) при давлении 0,3 Мпа | Температура начала замерзания грунта Tbf | Модуль общей деформации, Мпа талого грунта | Угол (тангенс угла) внут. трения (водонас., конс.) | Удельное сцепление, МПа (водонас., конс.) |
|--|--|-------------------|------------------|----------|--------------------------------|------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|--|--|--|---|--|----------------------------|--|---|--|--|--|---|
|  |  | Верхний предел WL | Нижний предел Wp | Число Ip |                                |                        |                               |                                      |  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
| ИГЭ №66 Глина легкая пылеватая твердая средненабухающая незасоленная | 22,2                                   | 42,8              | 24,0             | 18,8     | -0,09                          | 0,705                  | 2,70                          | 1,60                                 | Нормативное  | -  | -  | -   | -  | -                          | -  | -   | -  | 9,3*                                       | 16*  | 0,041*                                    |
|  |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | 1,95   |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|  |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | $\alpha=0.85$  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|  |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | -  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |
|  |  |                   |                  |          |                                |                        |                               |                                      | $\alpha=0.95$  |  |  |   |  |                            |  |   |  |  |  |   |

**Таблица Б.4 - Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств талых грунтов (Куст скважин №8)**

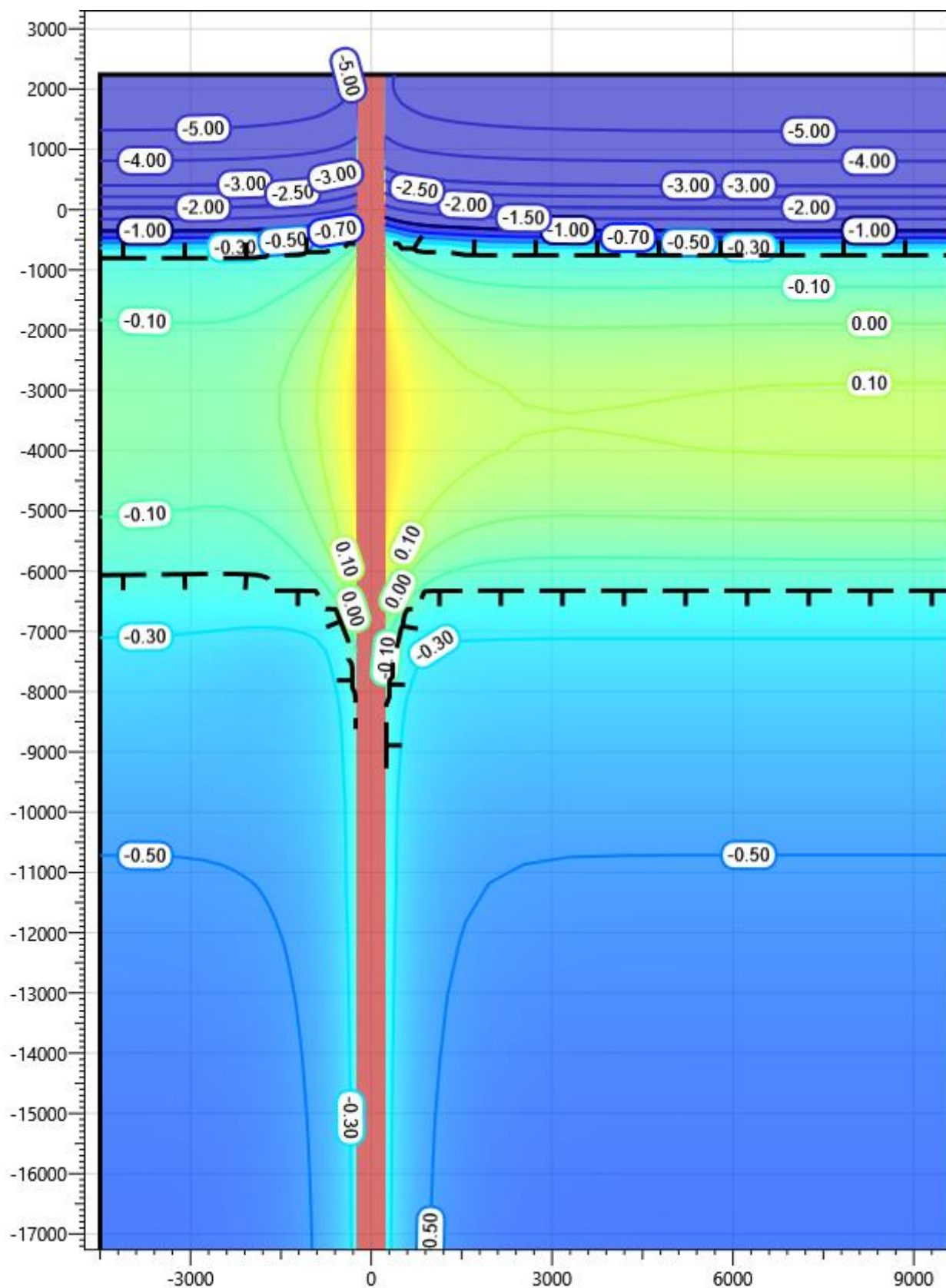
| № ИГЭ (его описание)   | Суммарная влажность, % $W_{tot}$ /природная | Плотность частиц, г/куб.см | Плотность сухого грунта, г/куб.см | Пористость, % | Плотность грунта при природной влажности, $\rho$ г/куб.см | Прочность грунта на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии |
|--|---|----------------------------|-----------------------------------|---------------|---|---|
| ИГЭ №4м Аргиллит средней прочности плотный размягчаемый слабодистый, массивной криотекстуры, RQD - 25-50 % | 5,1   | 2,81                       | 2,3                               | 18            | Нормативное   |   |
|  |   |                            |                                   |               | 2,43  | 38  |
|  |   |                            |                                   |               | $\alpha=0.85$   |   |
|  |   |                            |                                   |               | 2,42  | 36,5  |
|  |   |                            |                                   |               | $\alpha=0.95$   |   |
|  |   |                            |                                   |               | 2,41  | 35,5  |
| ИГЭ №5 Аргиллит средней прочности плотный  | 5,7   | -                          | 2,3                               | -             | Нормативное   |   |
|  |   |                            |                                   |               | 2,5   | 38  |
|  |   |                            |                                   |               | $\alpha=0.85$   |   |
|  |   |                            |                                   |               | 2,43  | 33,8  |
|  |   |                            |                                   |               | $\alpha=0.95$   |   |
|  |   |                            |                                   |               | 2,41  | 30,7  |

**Приложение В**

Температурное распределение для Куста К7 представлено на рисунках В.1...В.15



**Рисунок В.1 – Распределение температур на начало расчета (12.12.2023г.)**



**Рисунок В.2 – Распределение температур на начало первого года эксплуатации (15.04.2025г.)**



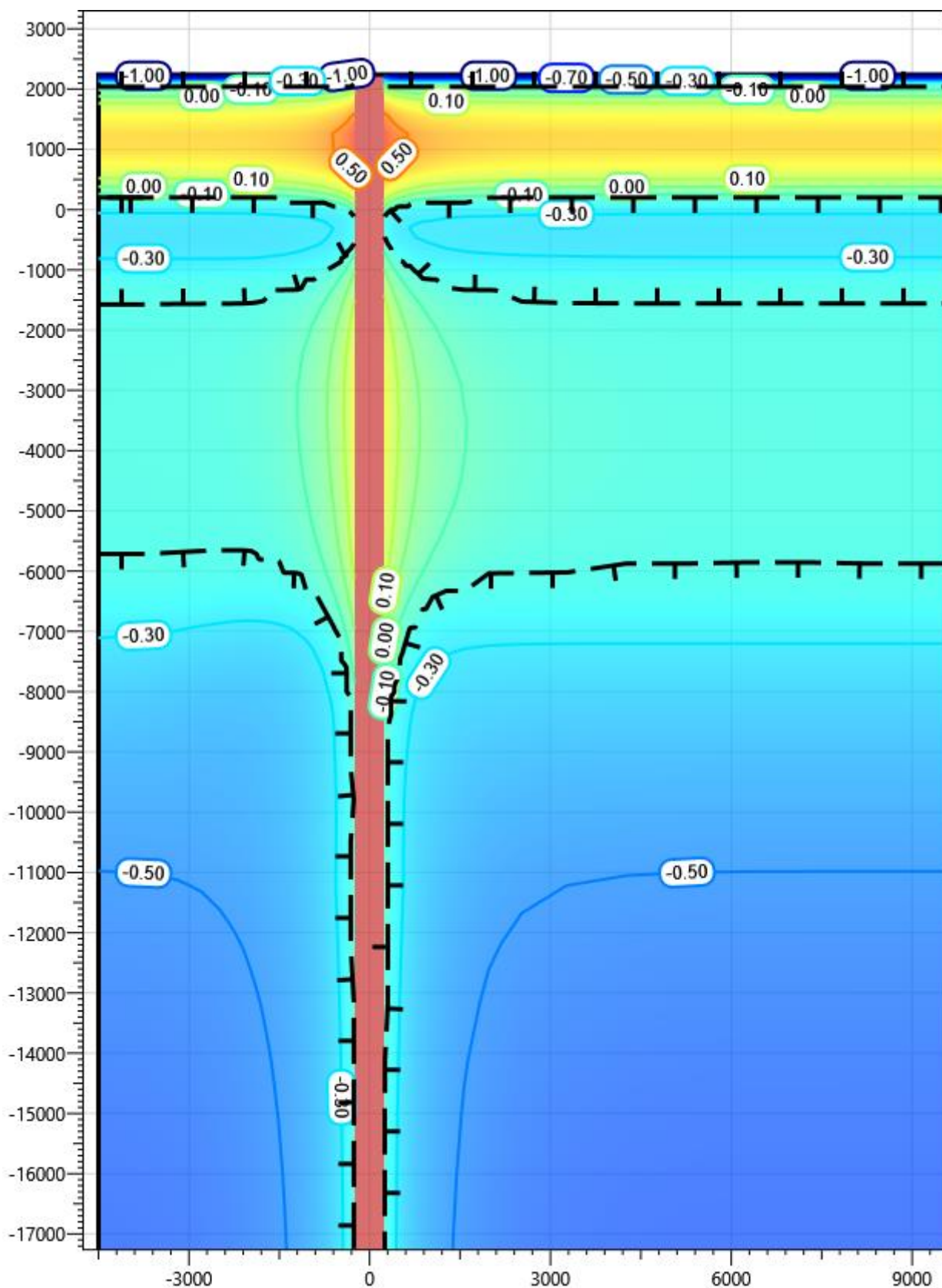
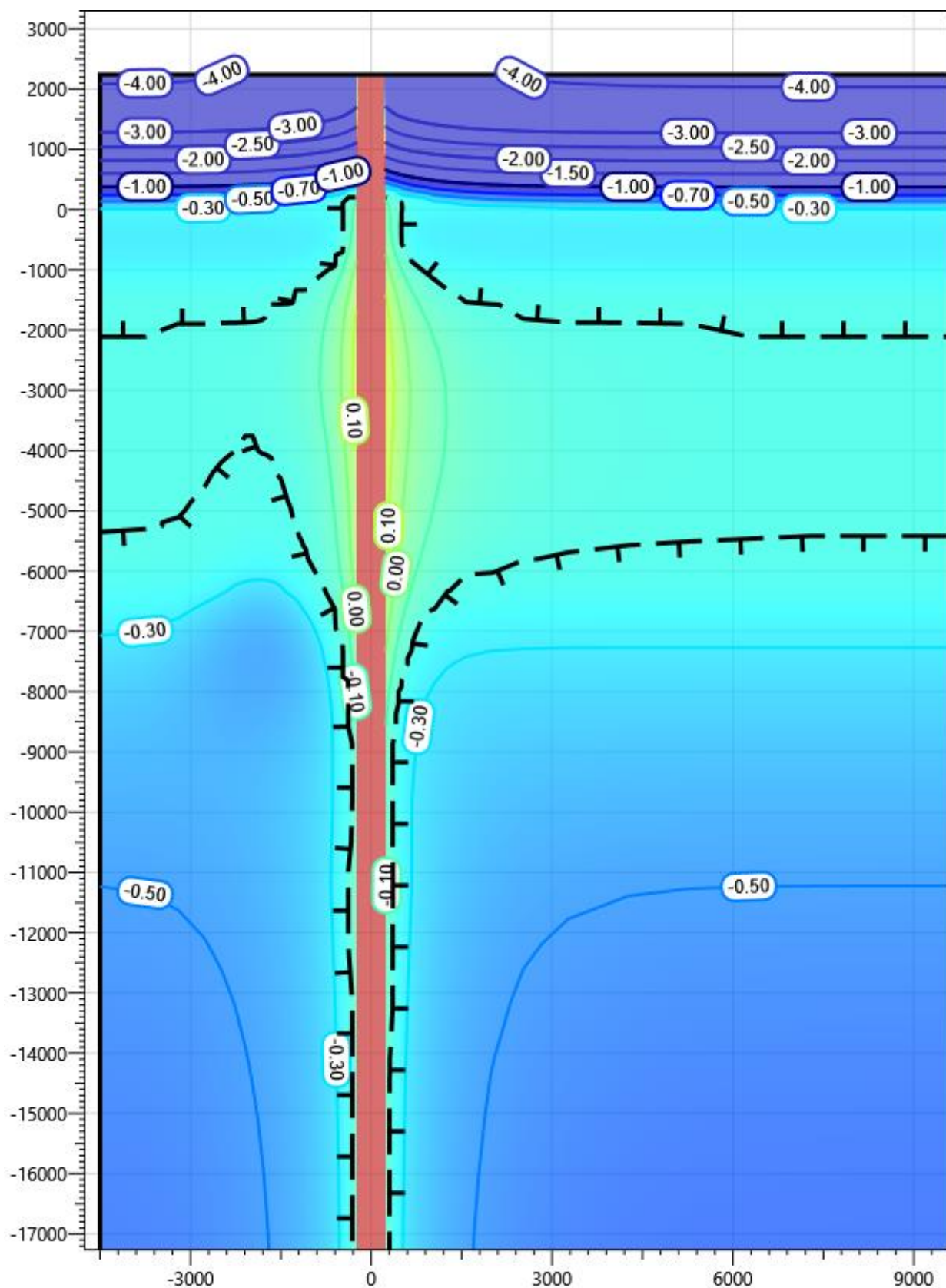
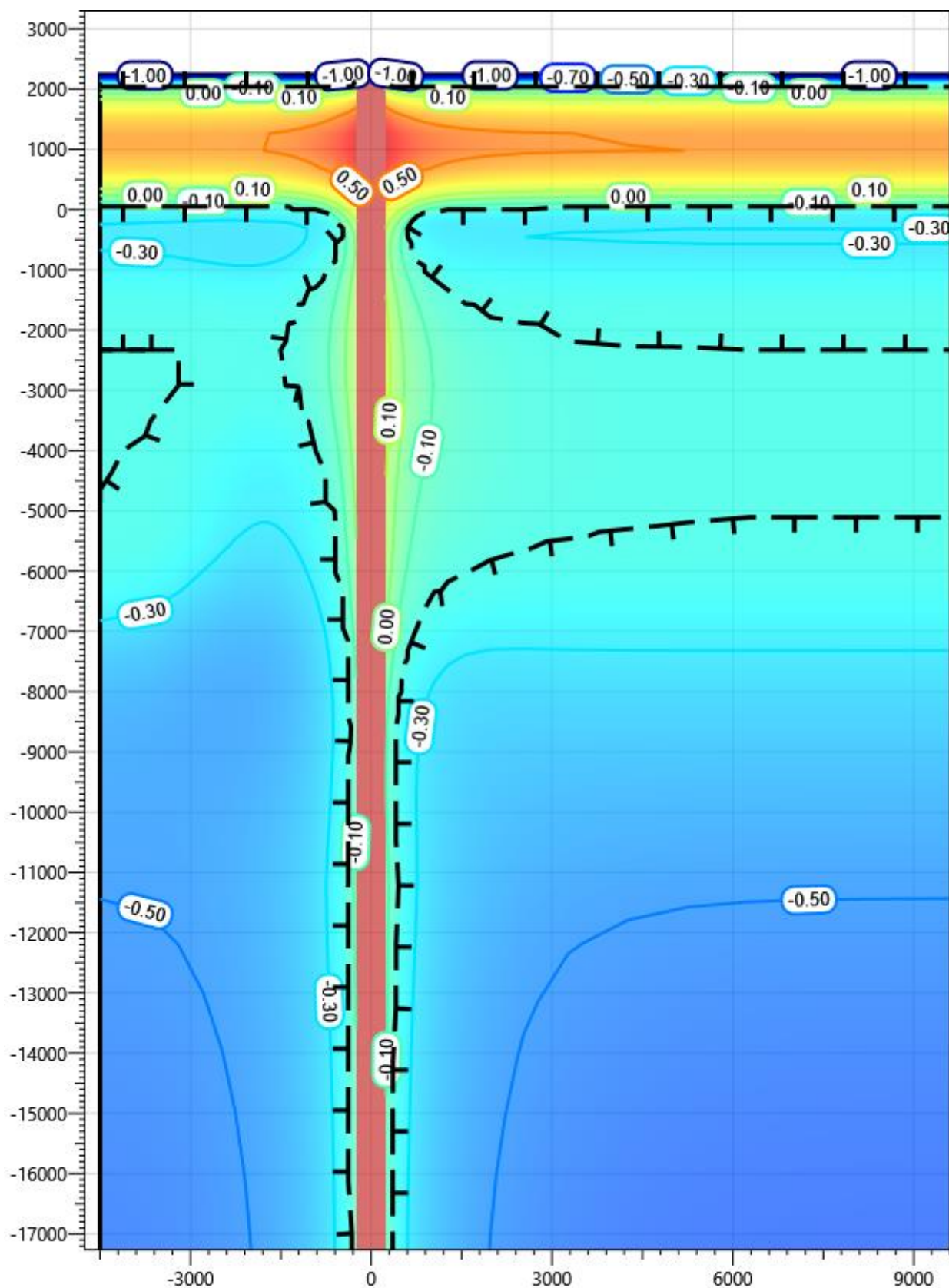


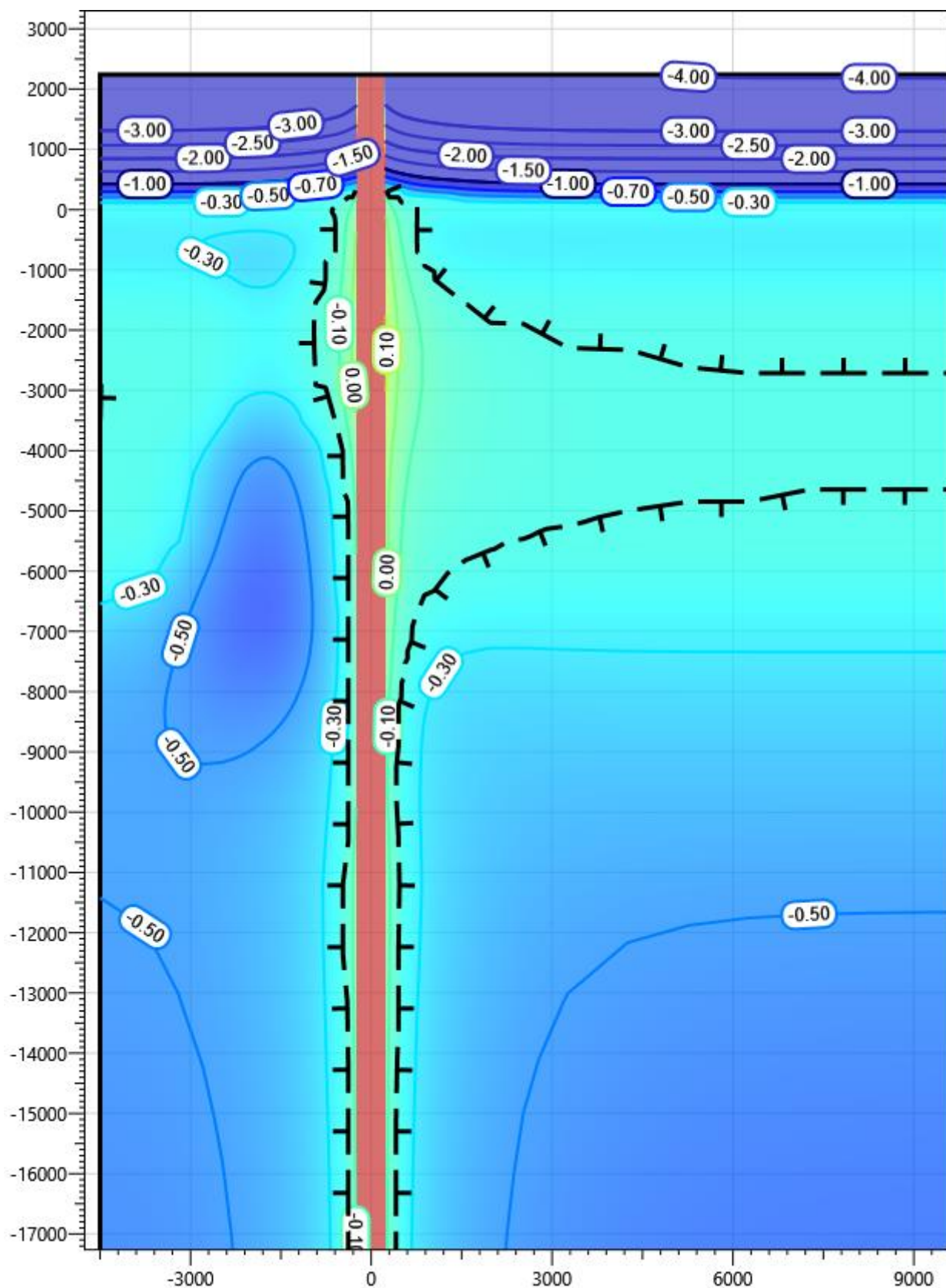
Рисунок В.3– Распределение температур на конец первого года эксплуатации (15.10.2025г.)



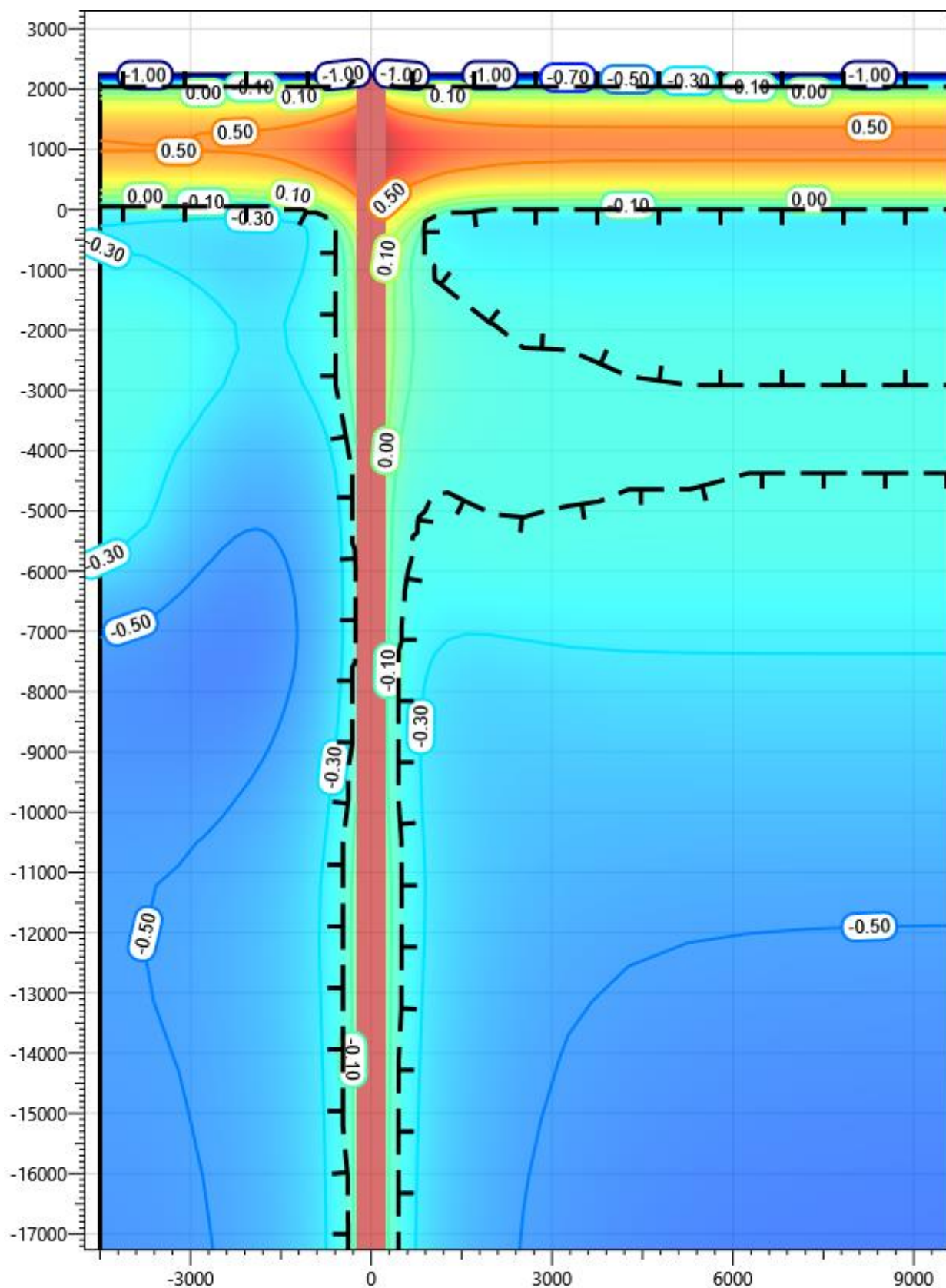
**Рисунок В.4 – Распределение температур на начало второго года эксплуатации (15.04.2026г.)**



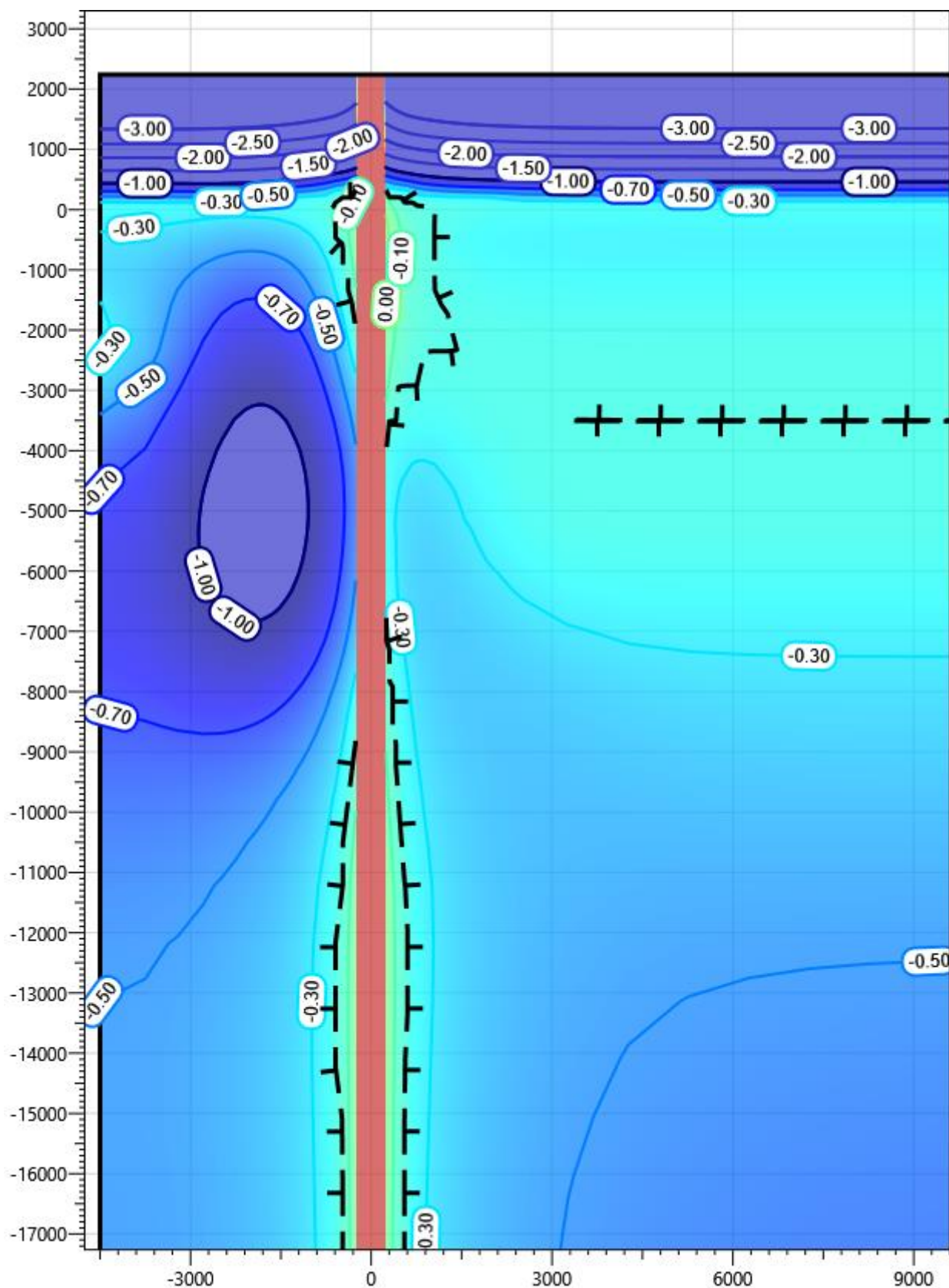
**Рисунок В.5 – Распределение температур на конец второго года эксплуатации (15.10.2026г.)**



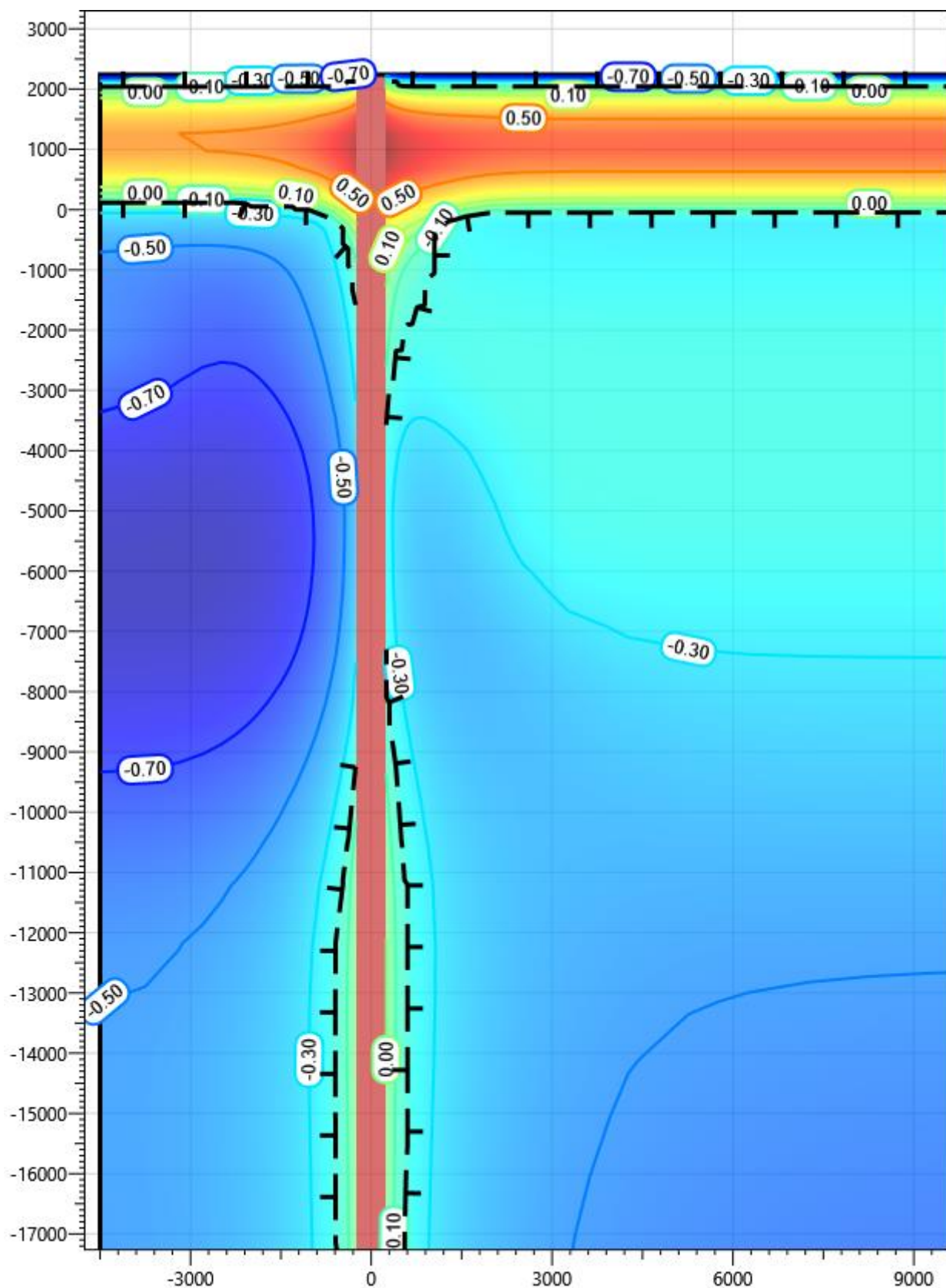
**Рисунок В.6 – Распределение температур на начало третьего года эксплуатации (15.04.2027г.)**



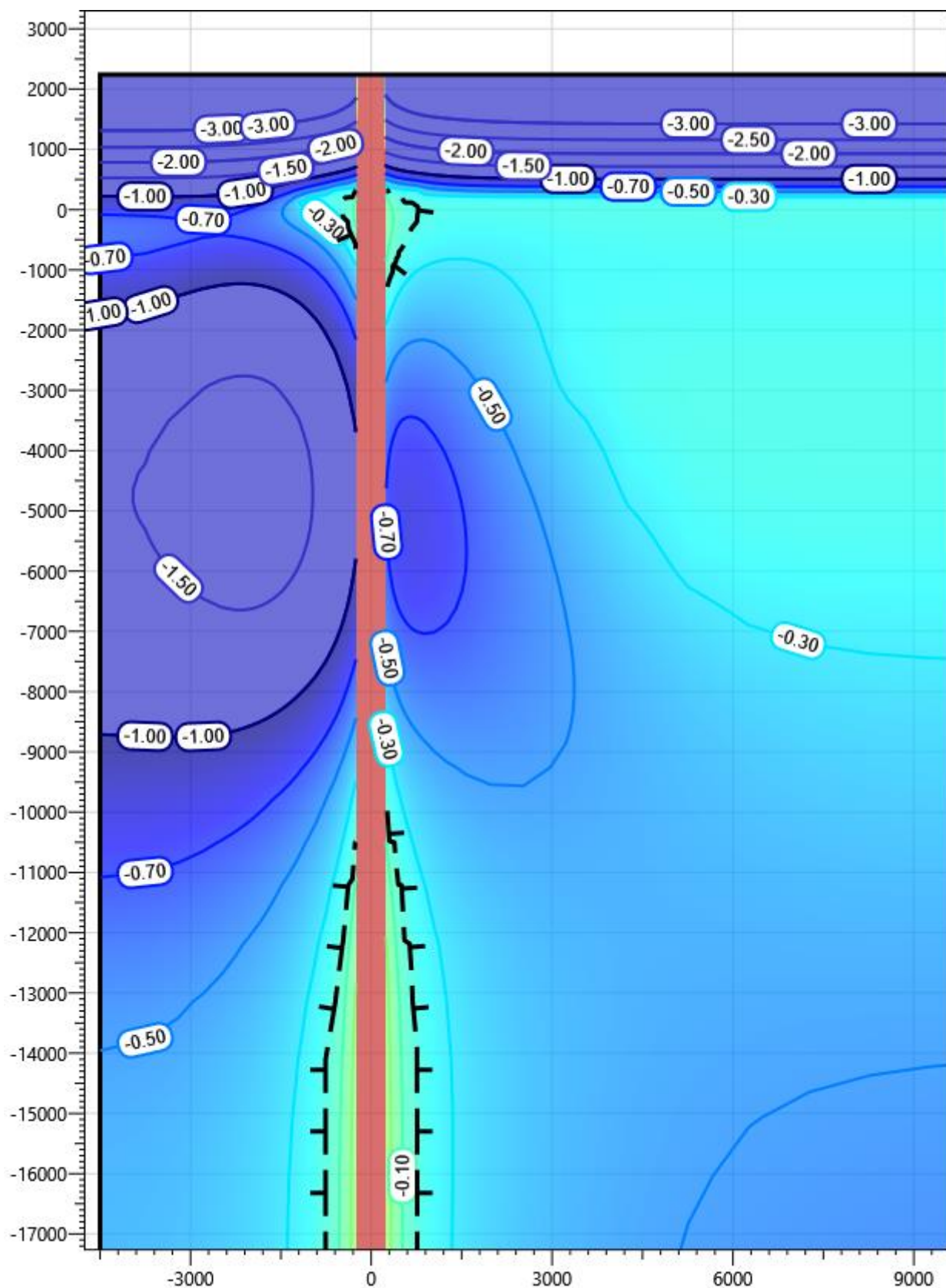
**Рисунок В.7 – Распределение температур на конец третьего года эксплуатации (15.10.2027.г)**



**Рисунок В.8 – Распределение температур на начало пятого года эксплуатации (15.04.2029г.)**

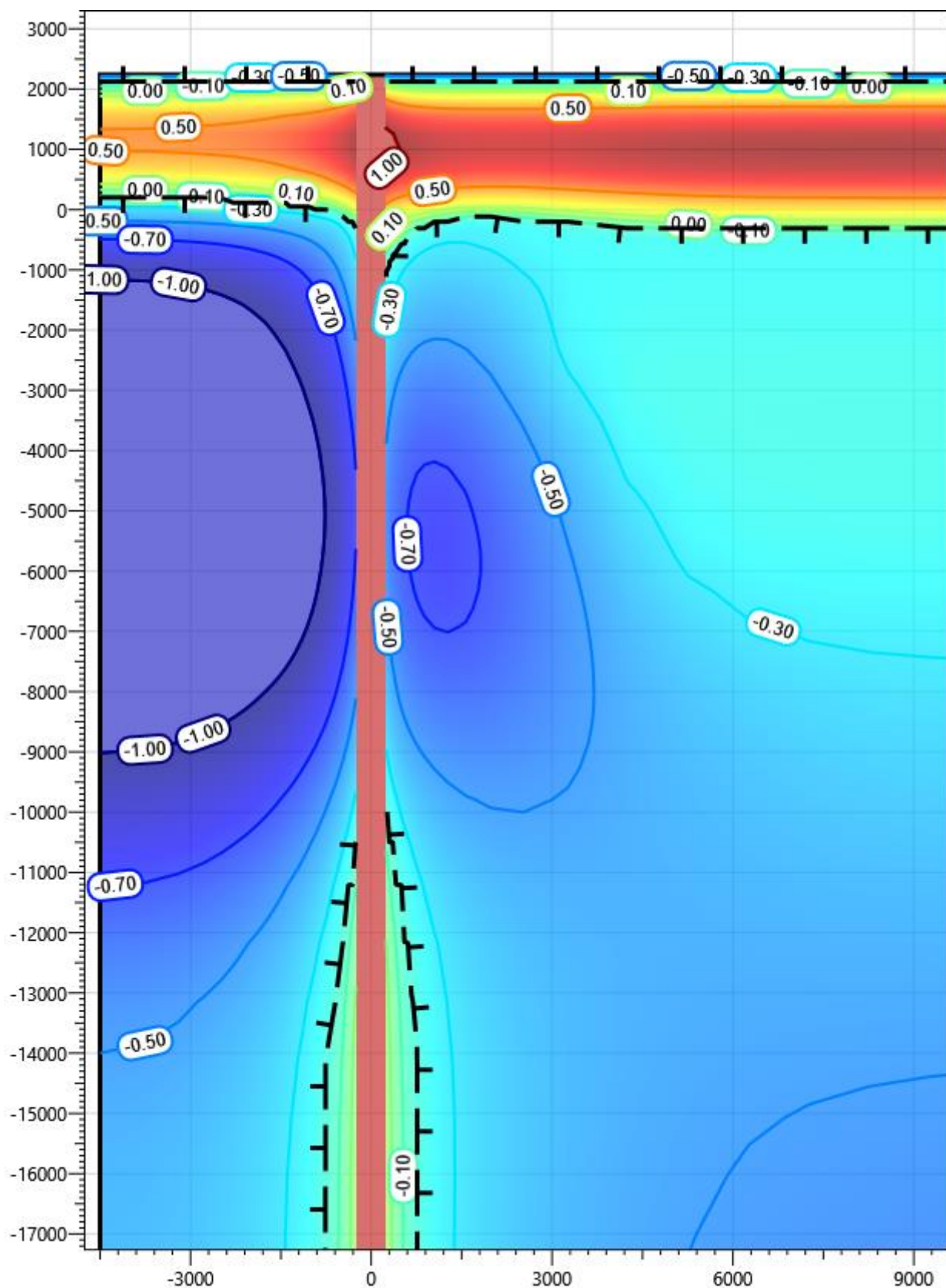


**Рисунок В.9 – Распределение температур на конец пятого года эксплуатации (15.10.2029г.)**

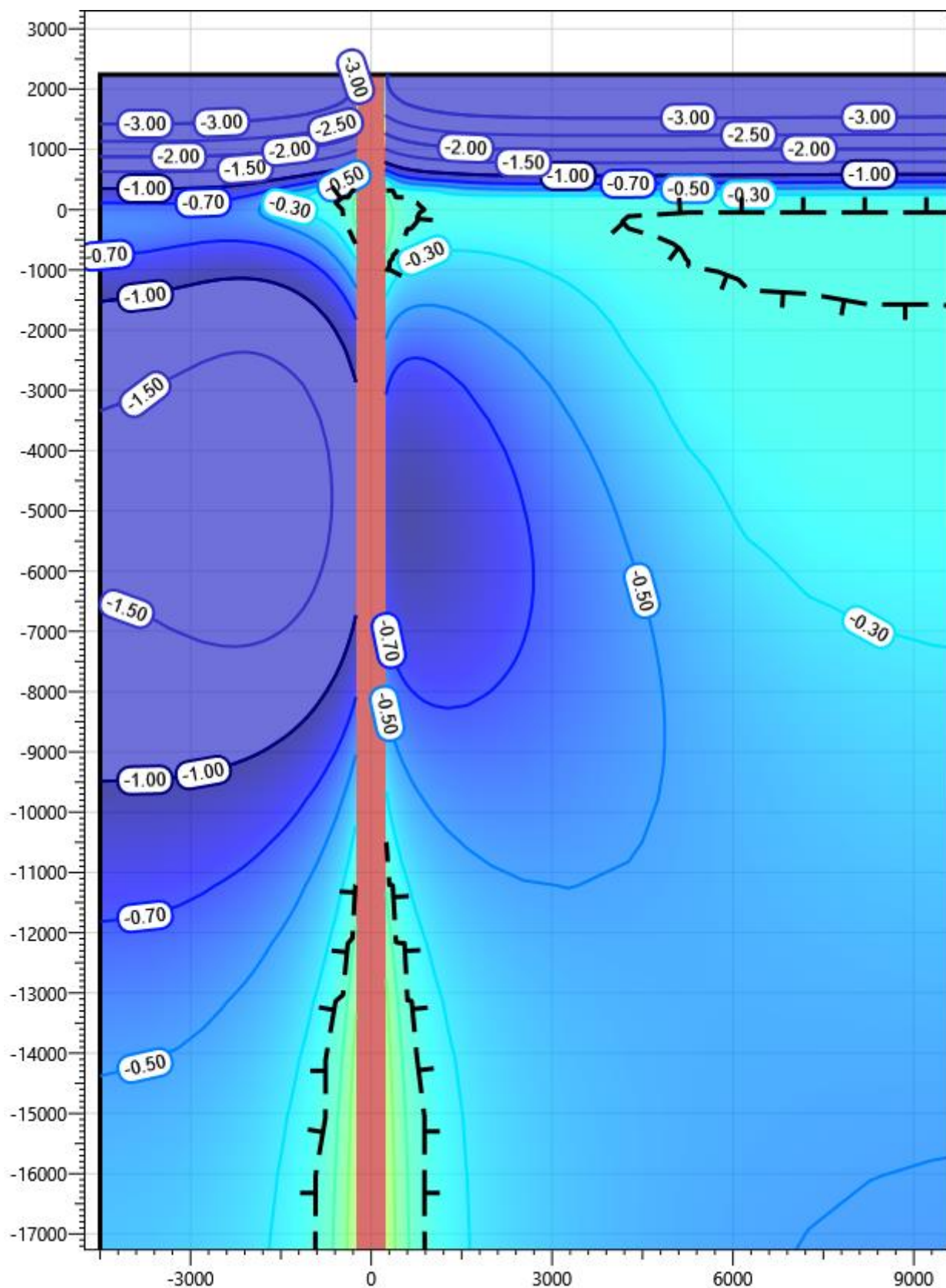


**Рисунок В.10 – Распределение температур на начало десятого года эксплуатации (15.04.2034г.)**

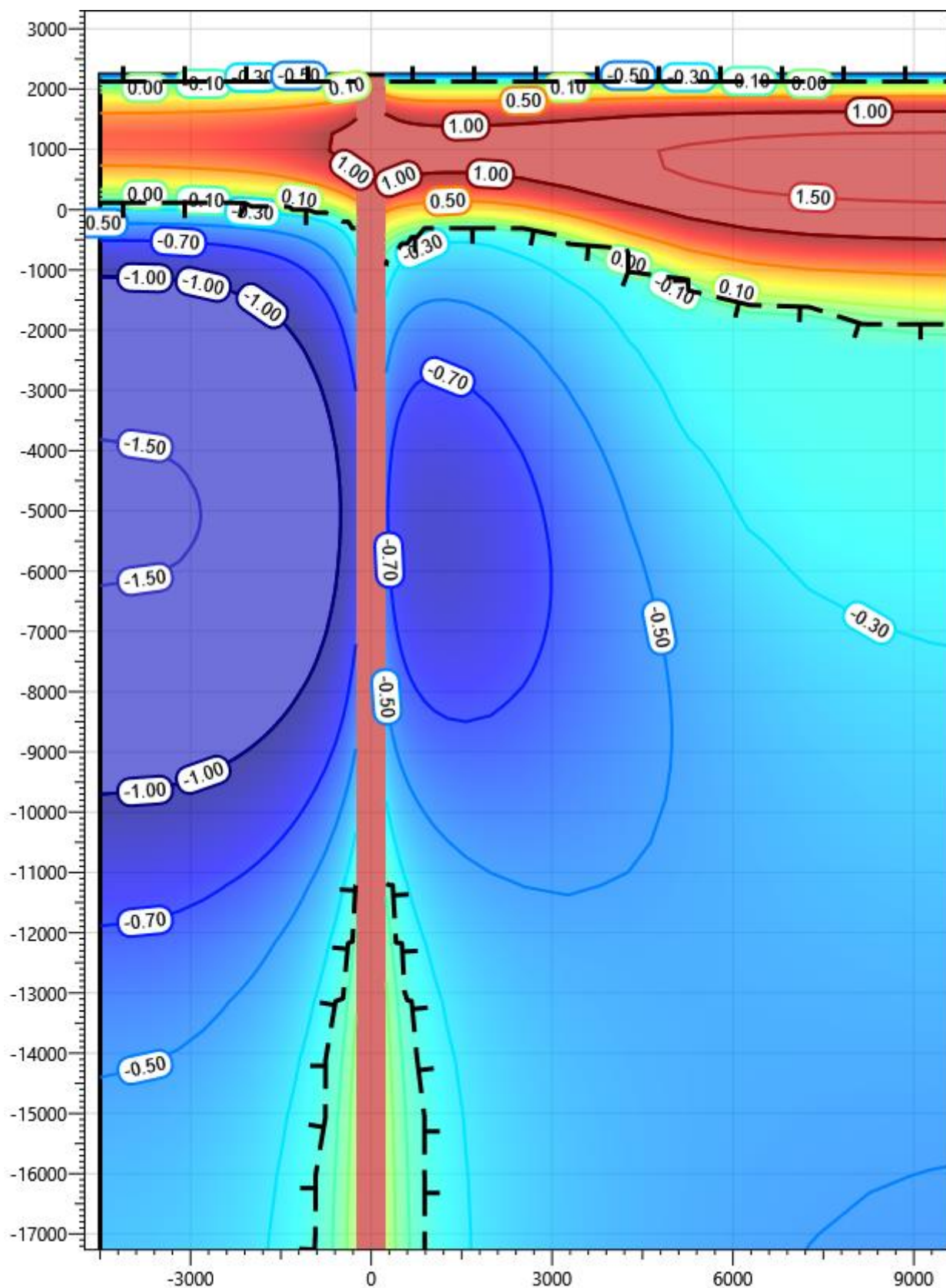




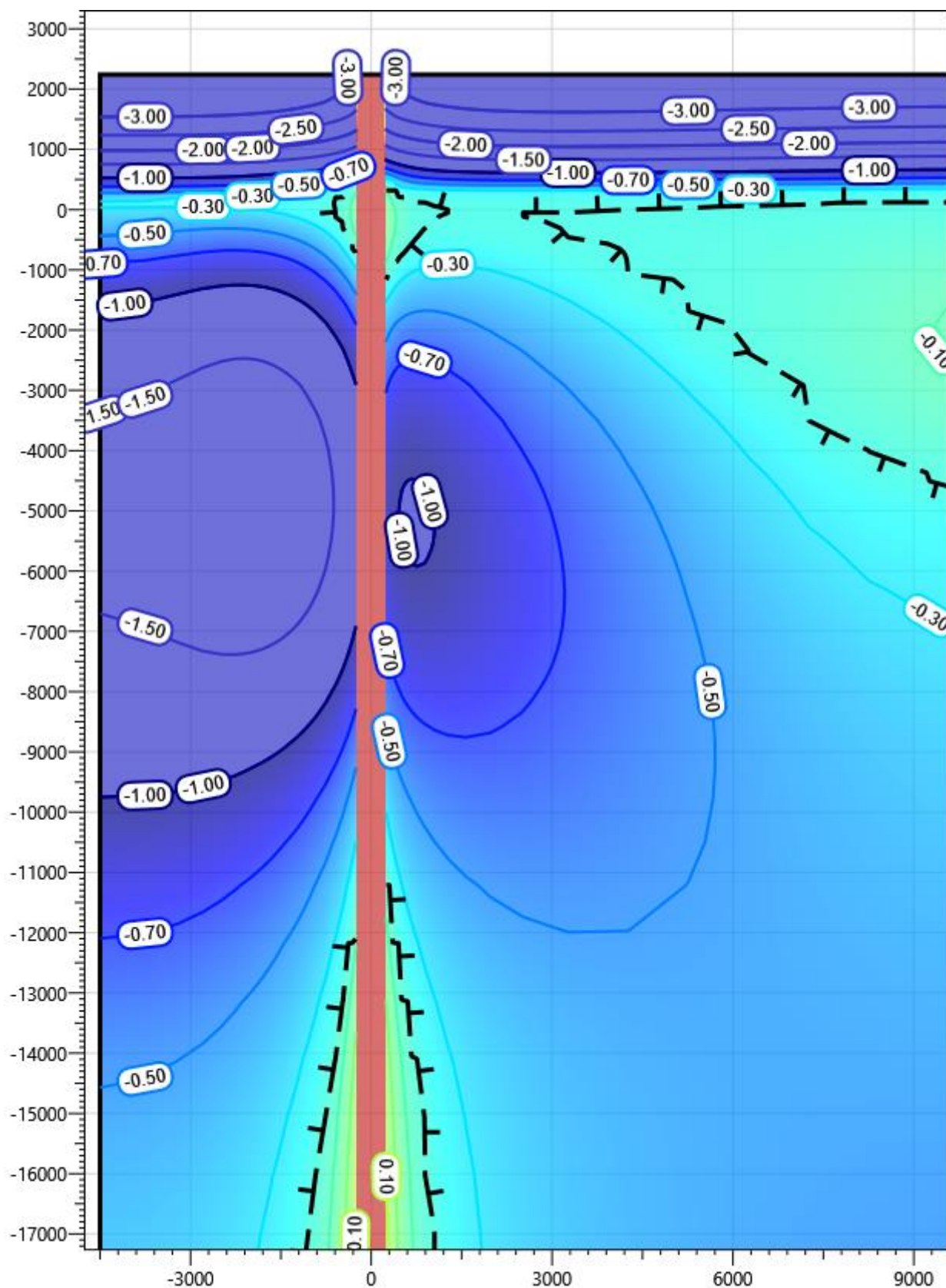
**Рисунок В.11 – Распределение температур на конец десятого года эксплуатации (15.10.2034г.)**



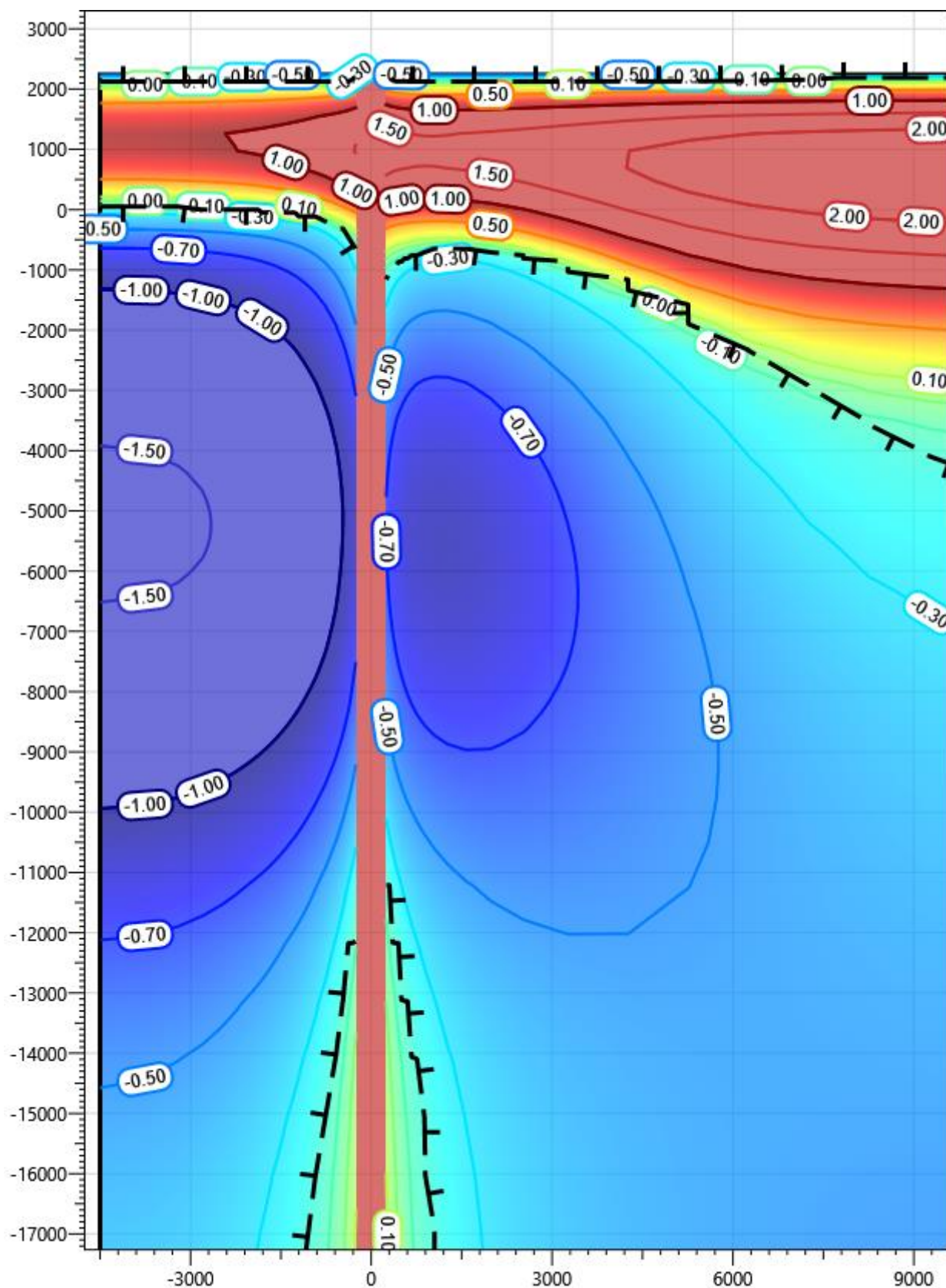
**Рисунок В.12 – Распределение температур на начало пятнадцатого года эксплуатации (15.04.2039г.)**



**Рисунок В.13 - Распределение температур на конец пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2039г.)**

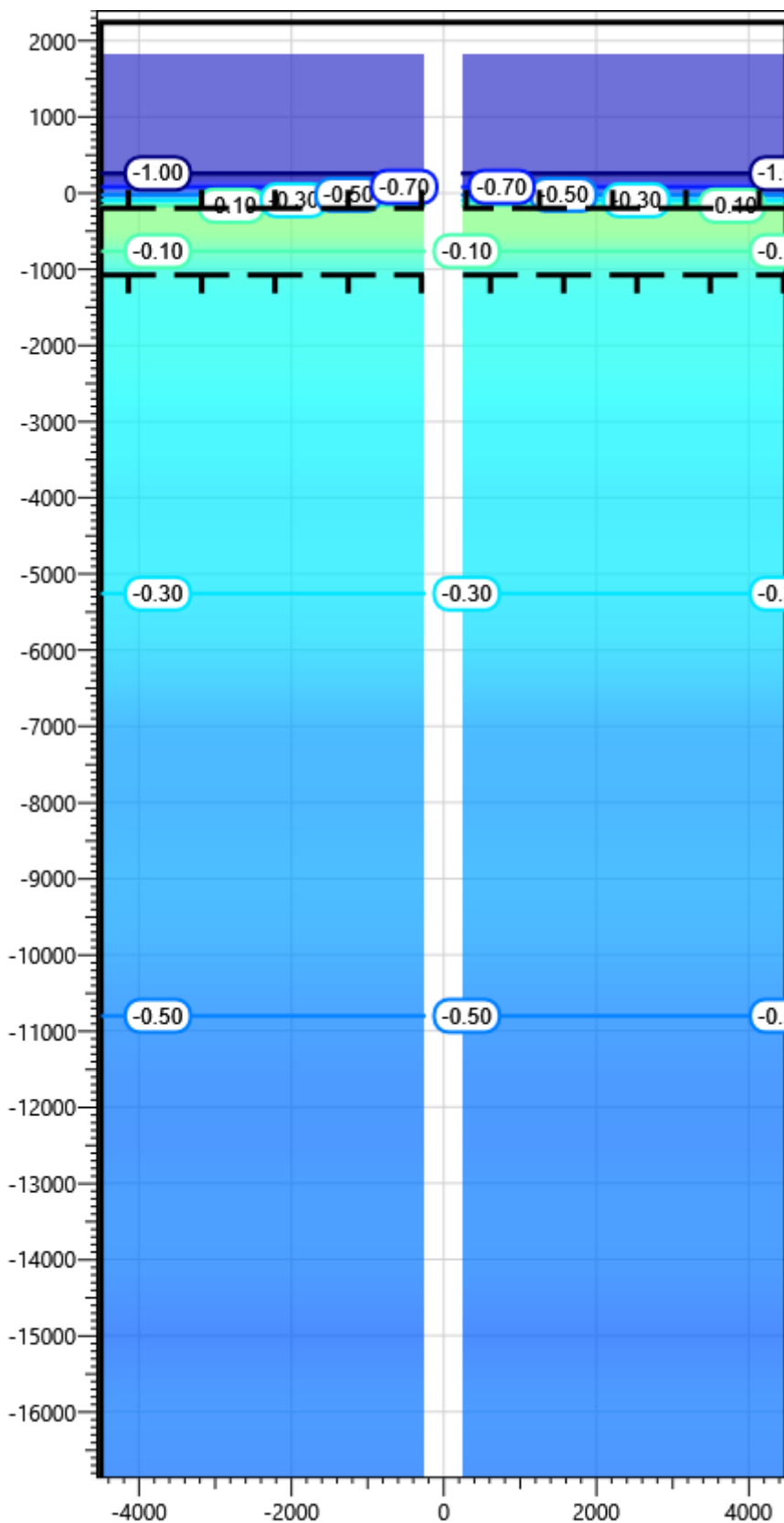


**Рисунок В.14 – Распределение температур на начало двадцатого года эксплуатации (15.04.2044г.)**

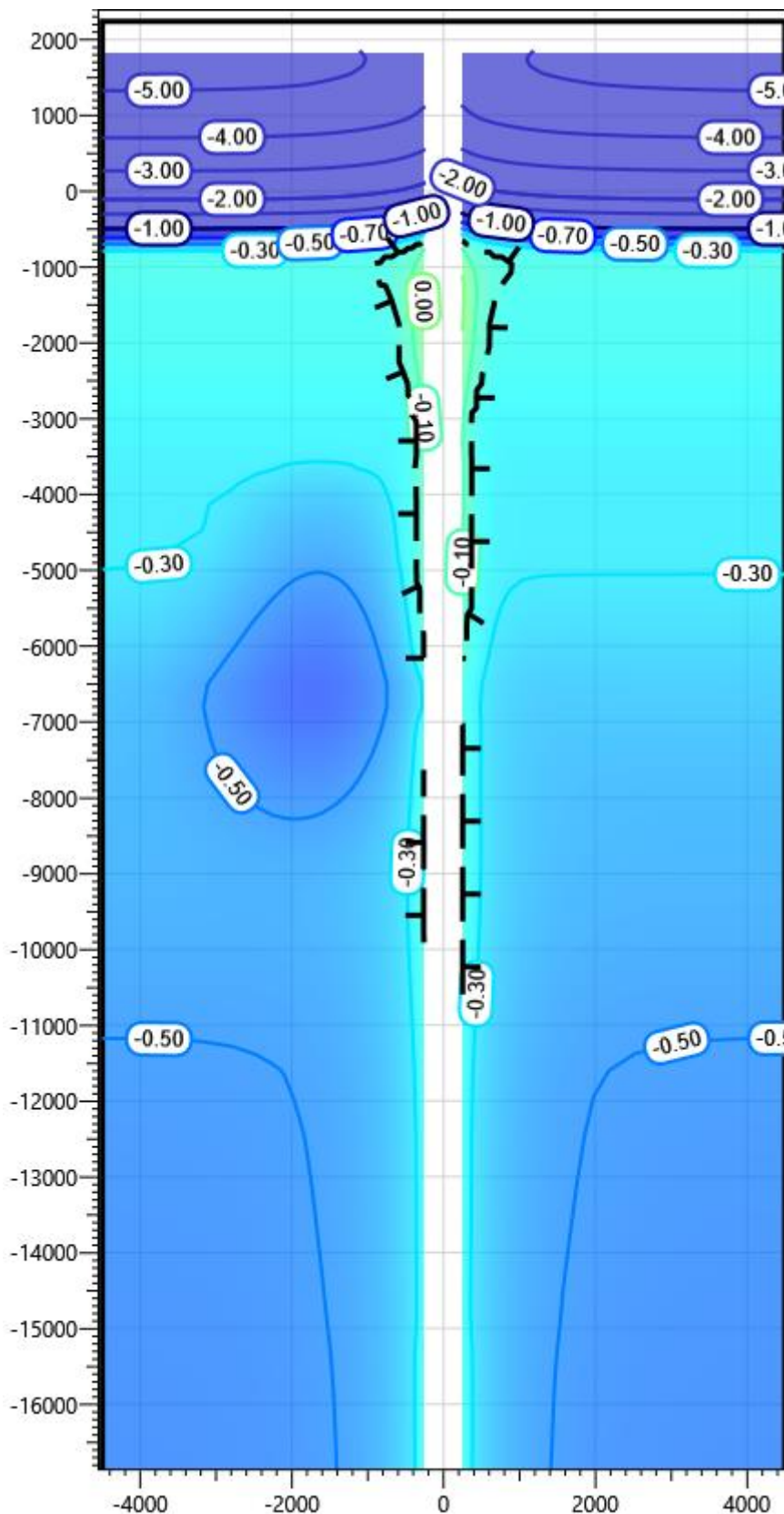


**Рисунок В.15 – Распределение температур на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2044г.)**

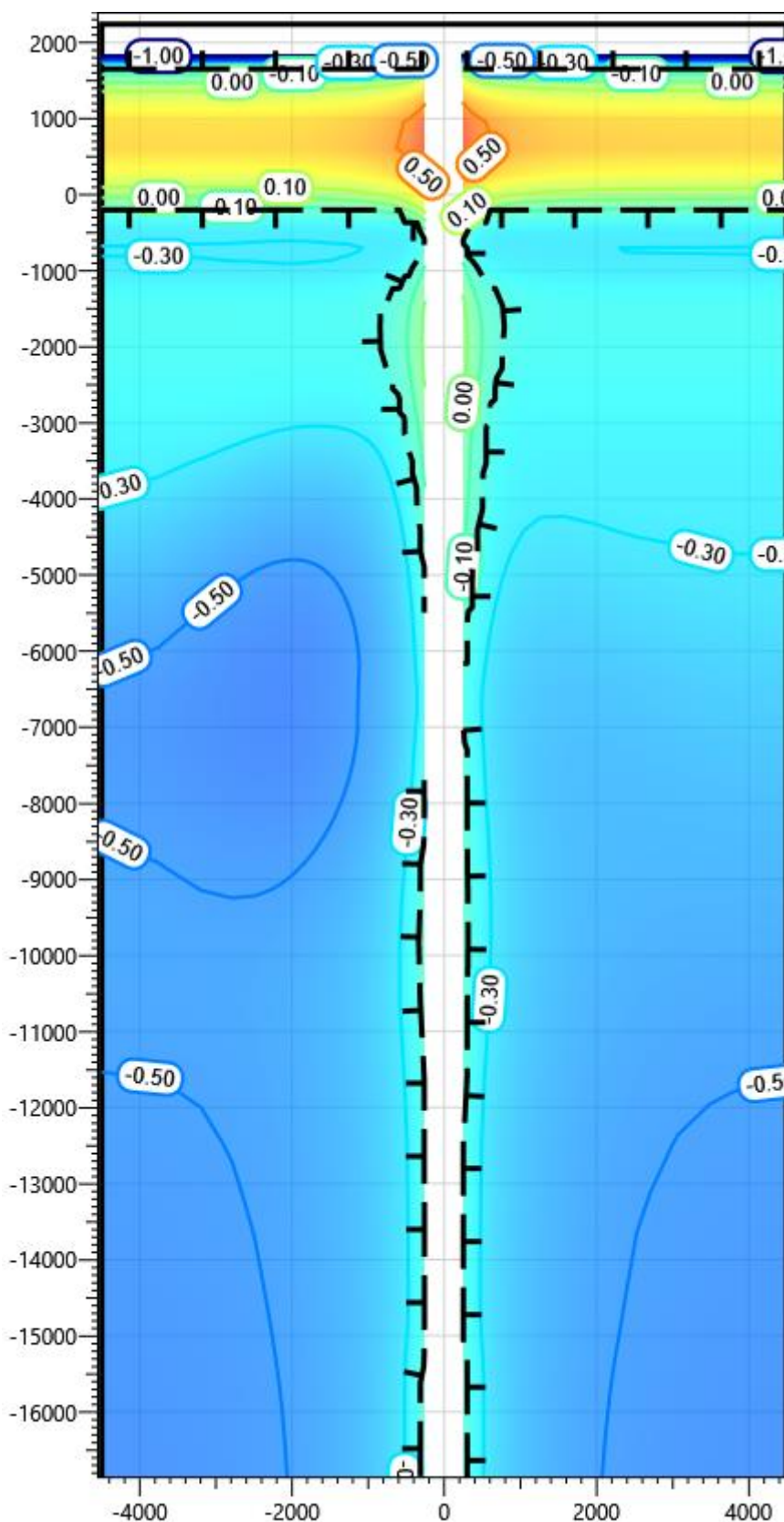
Температурное распределение для Куста К9 представлено на рисунках В.16...В.30.



**Рисунок В.16 – Распределение температур на начало расчета (01.12.2023г.)**

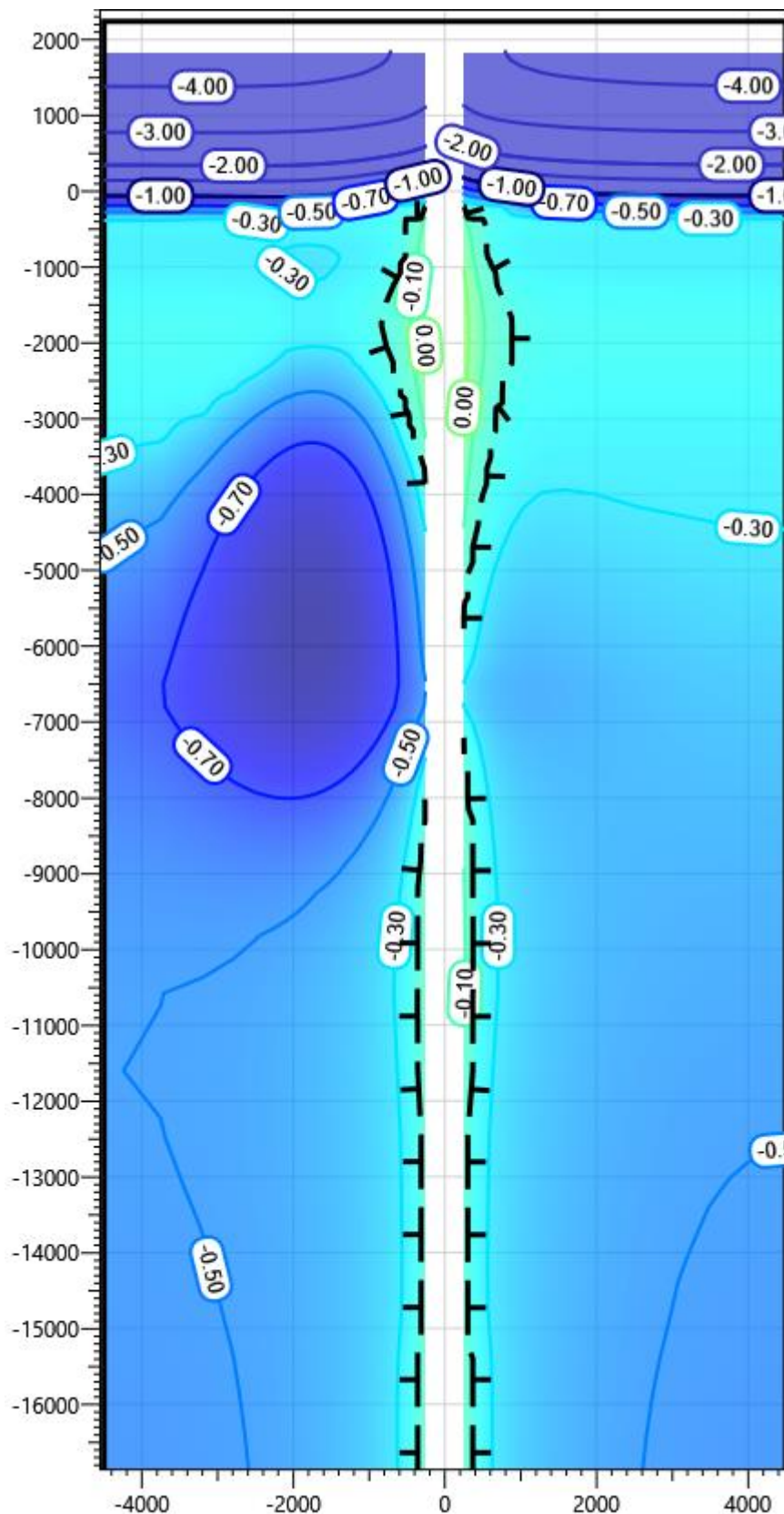


**Рисунок В.17 – Распределение температур на начало первого года эксплуатации (15.04.2025г.)**

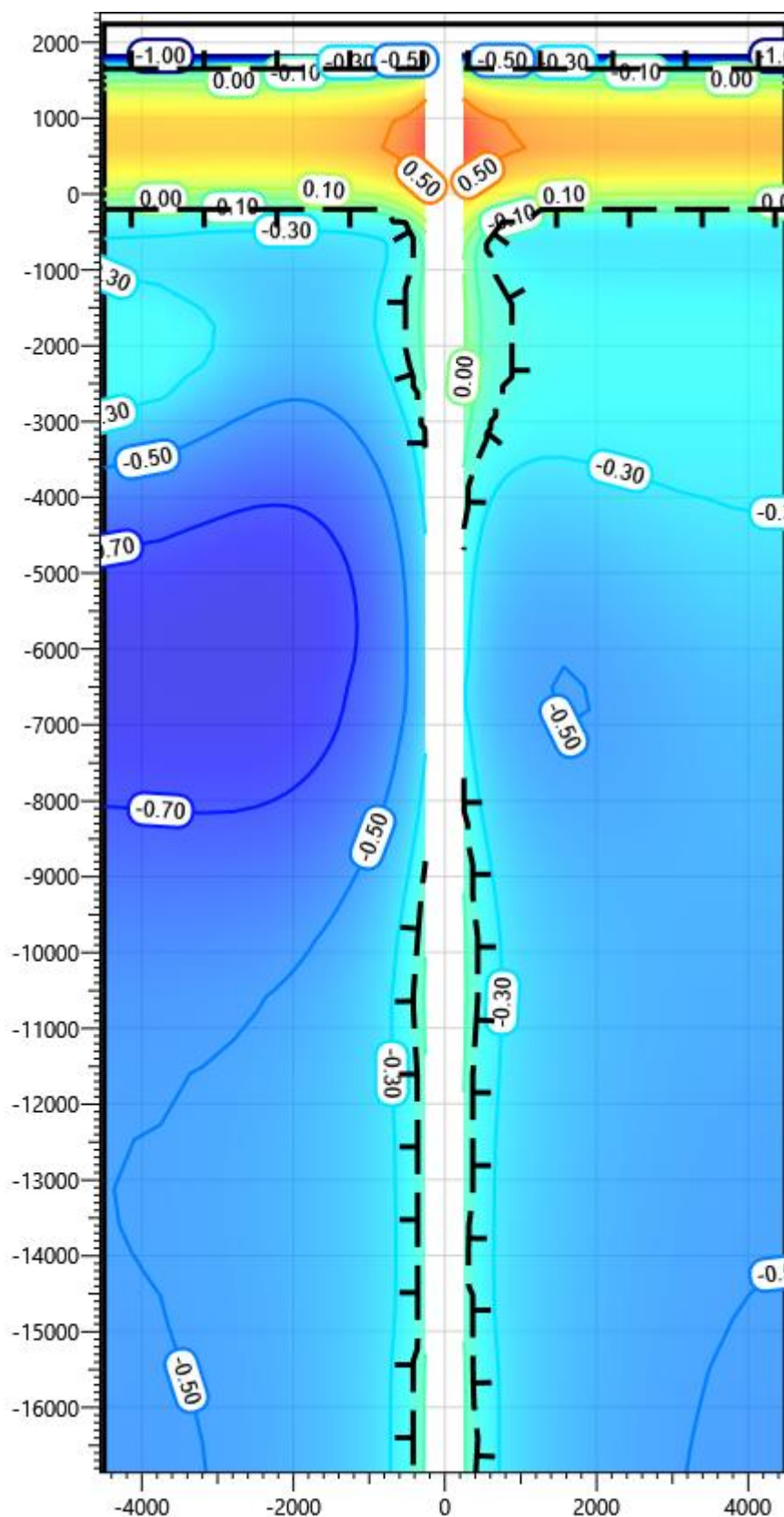


**Рисунок В.18— Распределение температур на конец первого года эксплуатации (15.10.2025г.)**

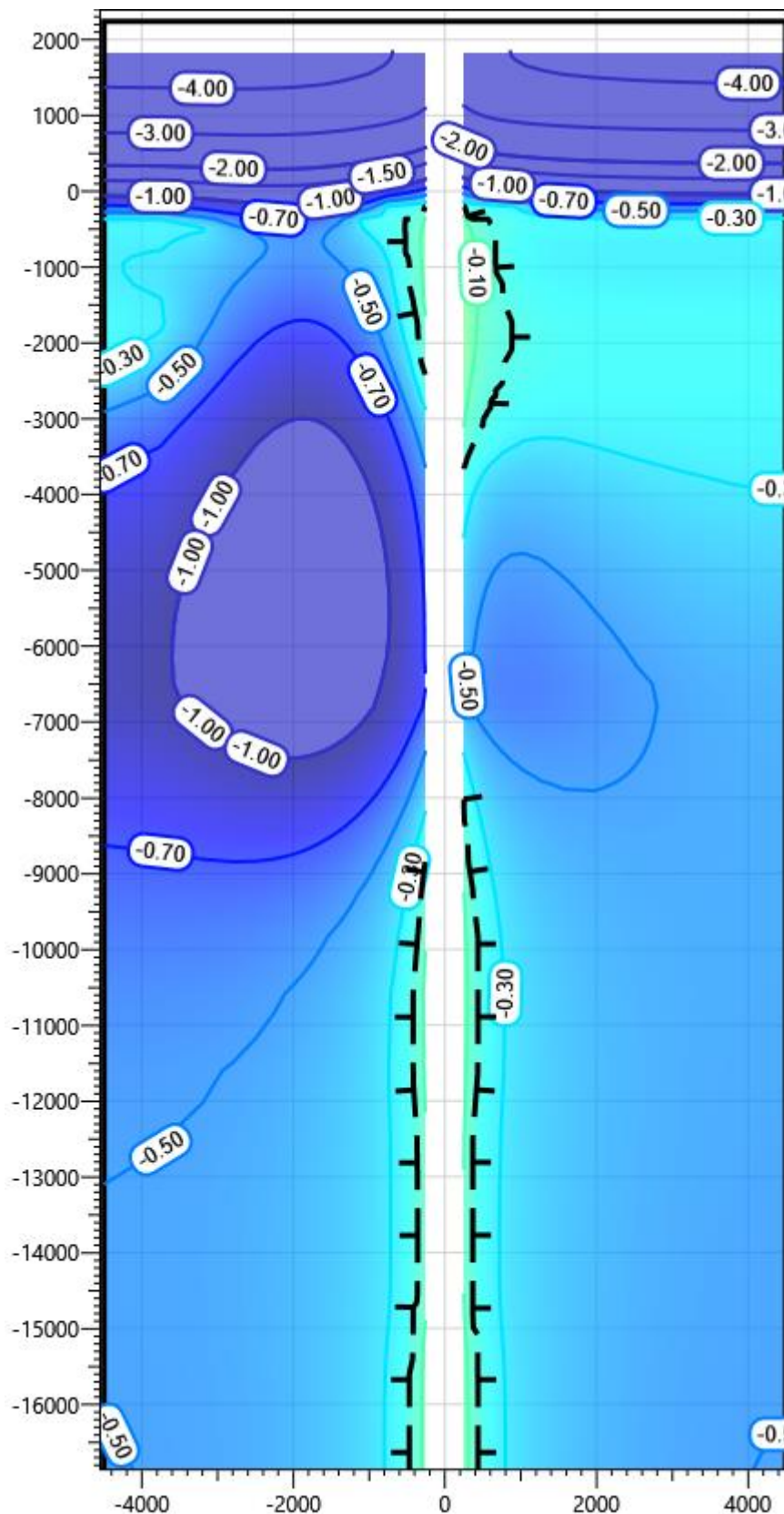




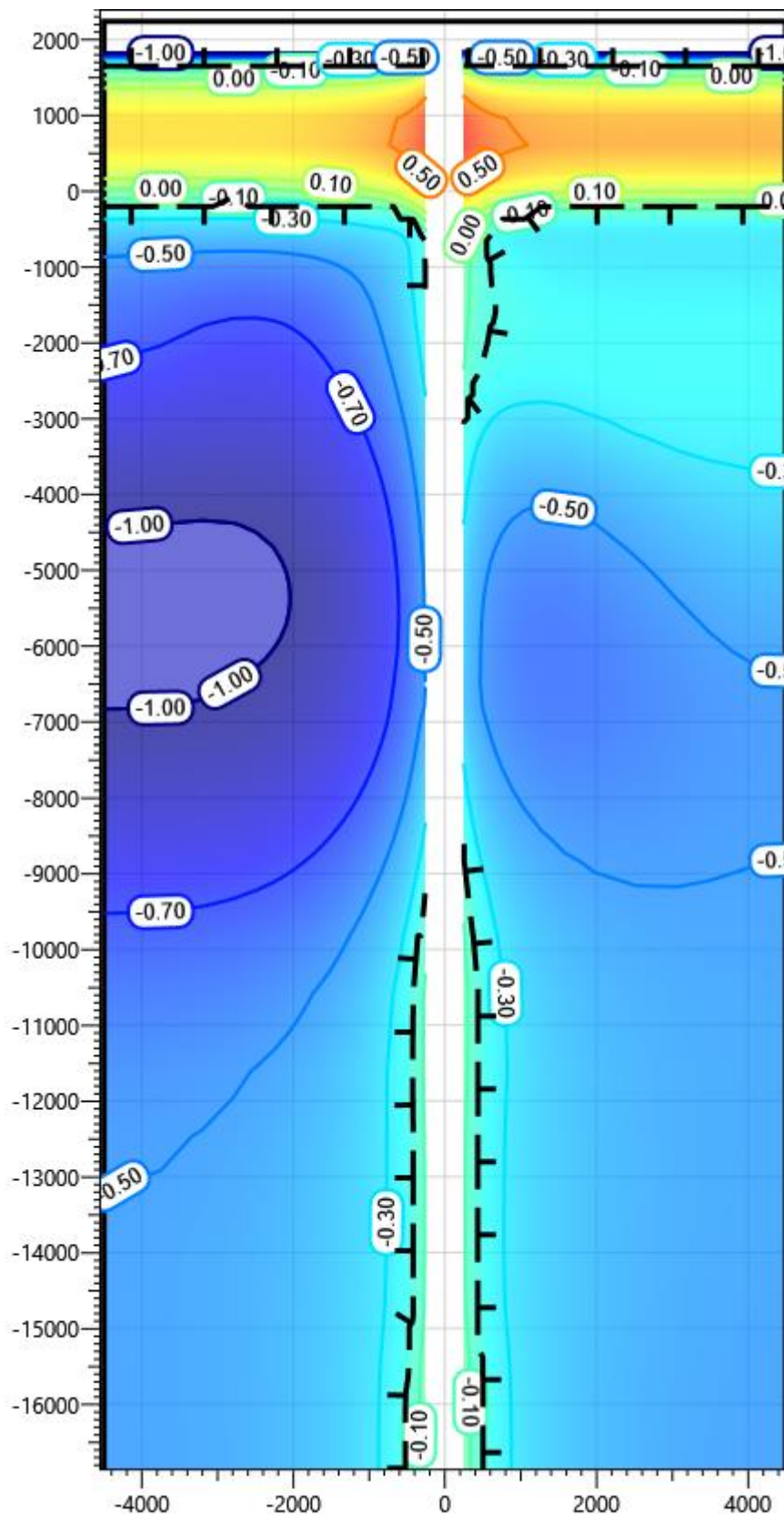
**Рисунок В.19 – Распределение температур на начало второго года эксплуатации (15.04.2026г.)**



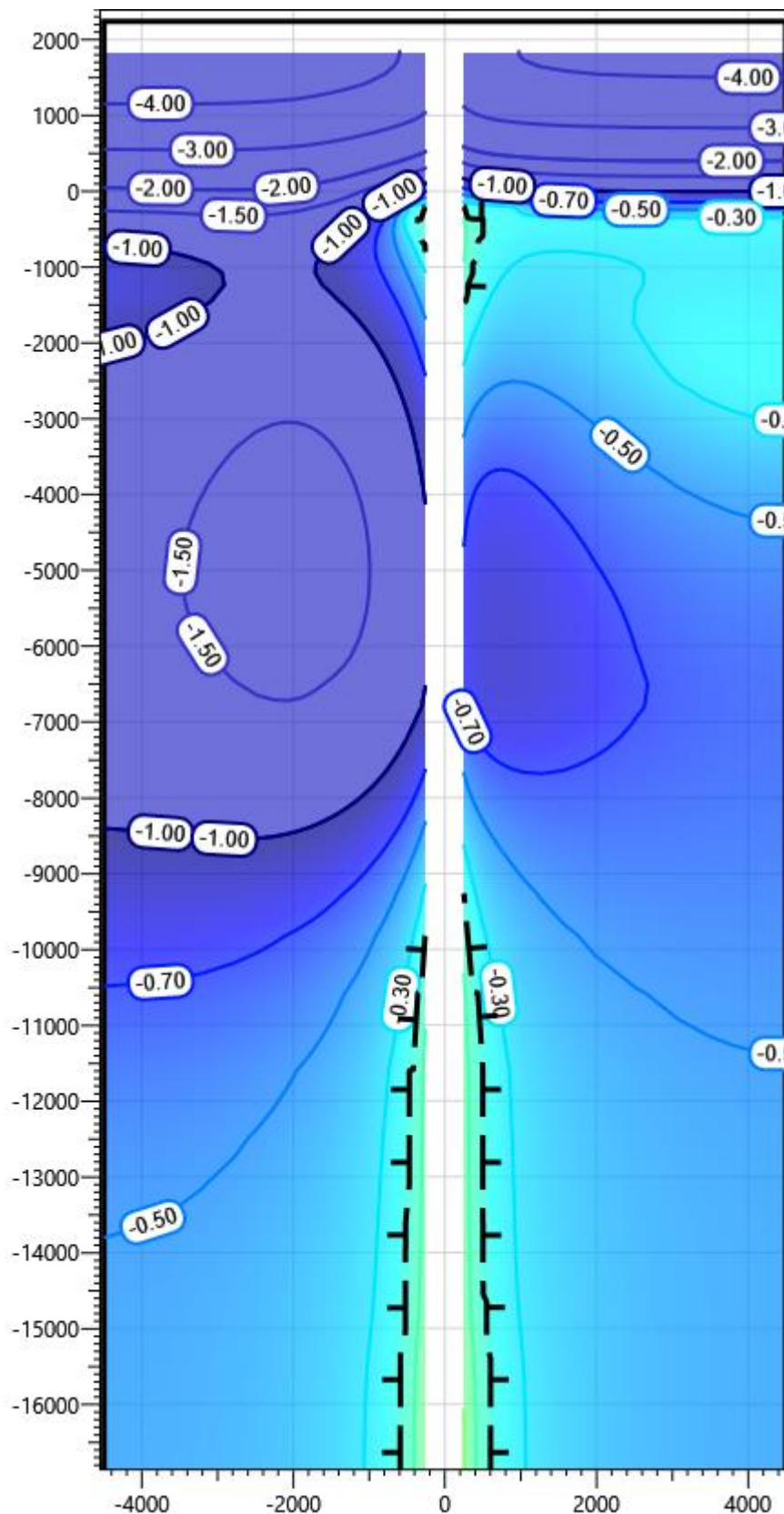
**Рисунок В.20 – Распределение температур на конец второго года эксплуатации (15.10.2026г.)**



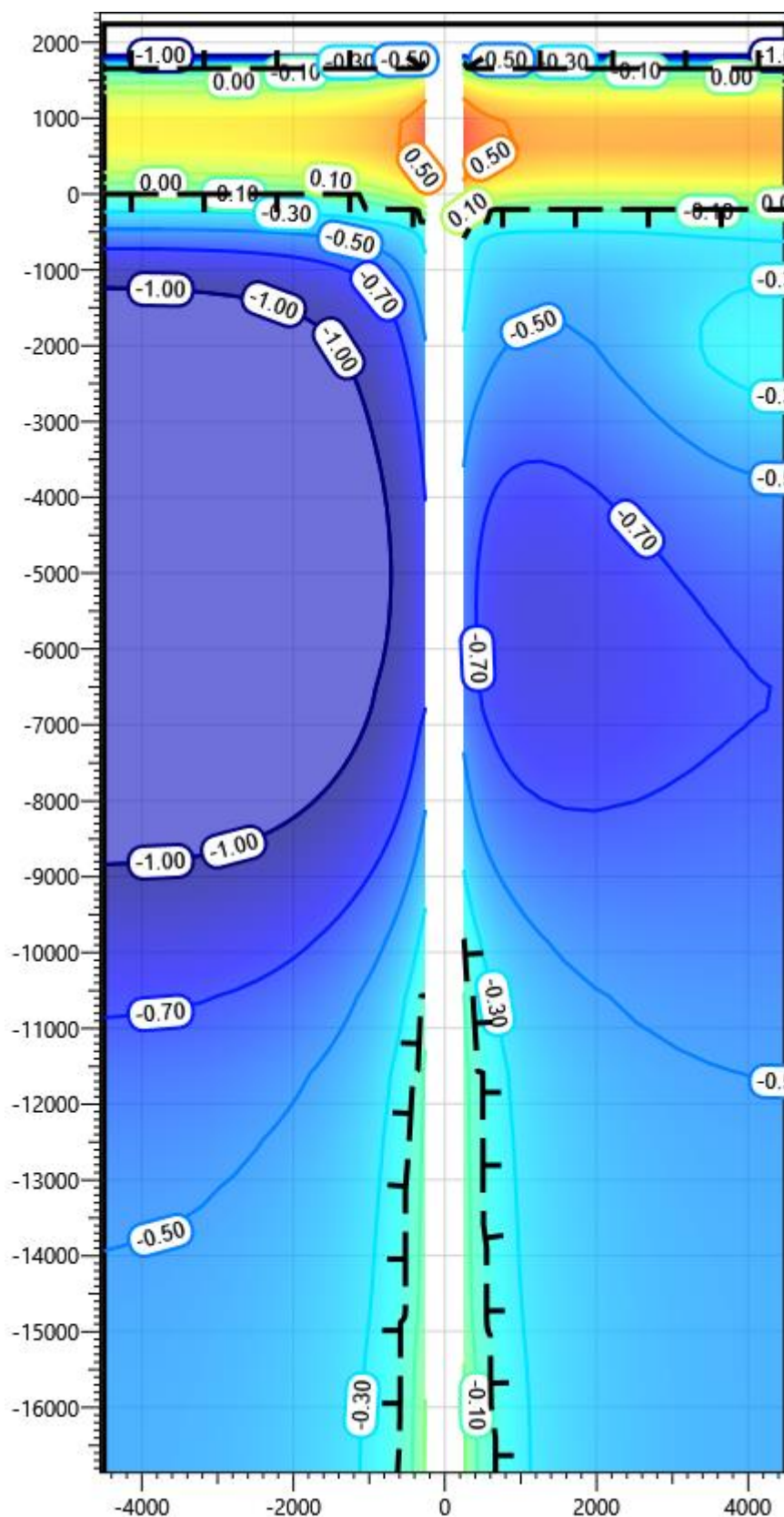
**Рисунок В.21 – Распределение температур на начало третьего года эксплуатации (15.04.2027г.)**



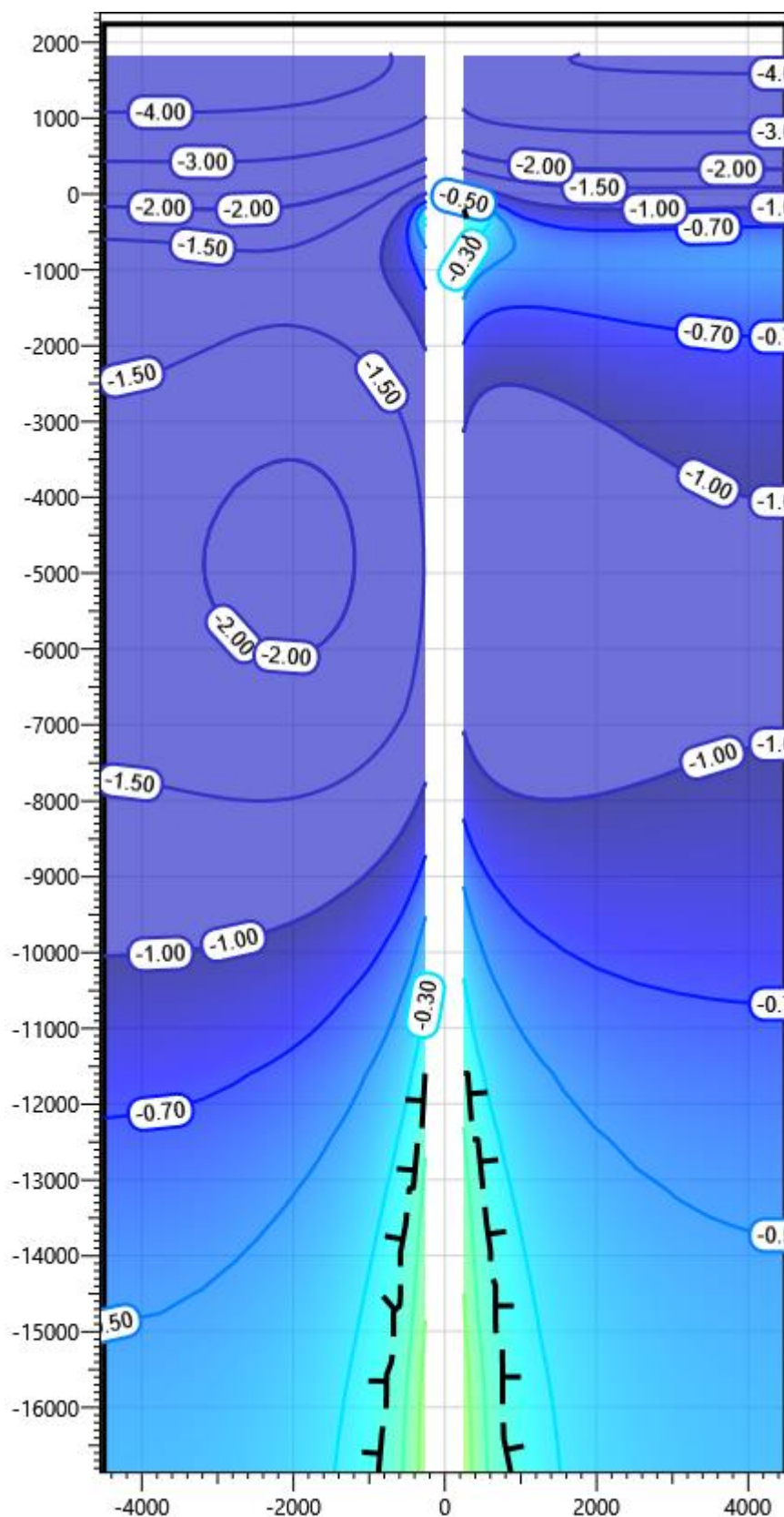
**Рисунок В.22 – Распределение температур на конец третьего года эксплуатации (15.10.2027.г)**



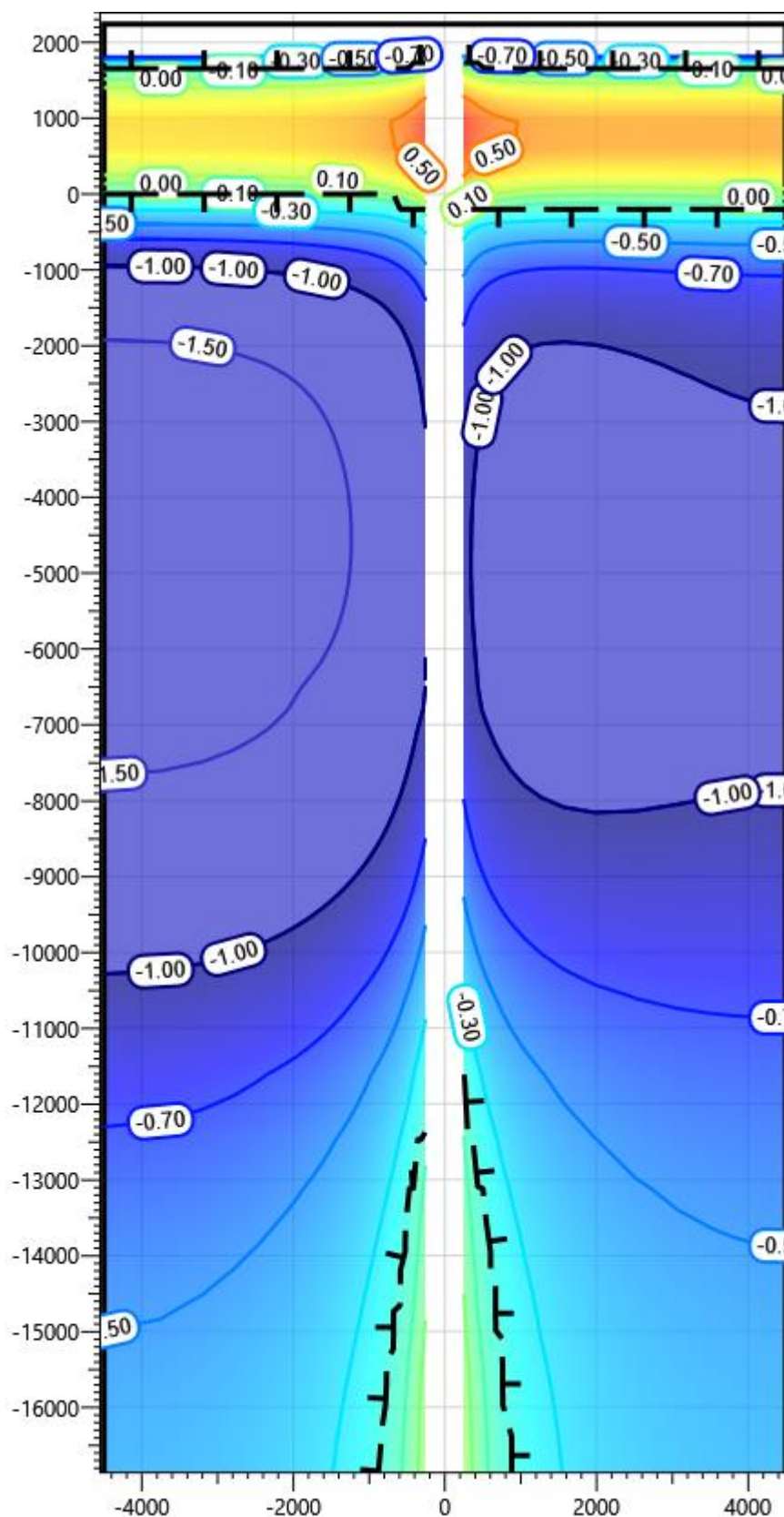
**Рисунок В.23 – Распределение температур на начало пятого года эксплуатации (15.04.2029г.)**



**Рисунок В.24 – Распределение температур на конец пятого года эксплуатации (15.10.2029г.)**

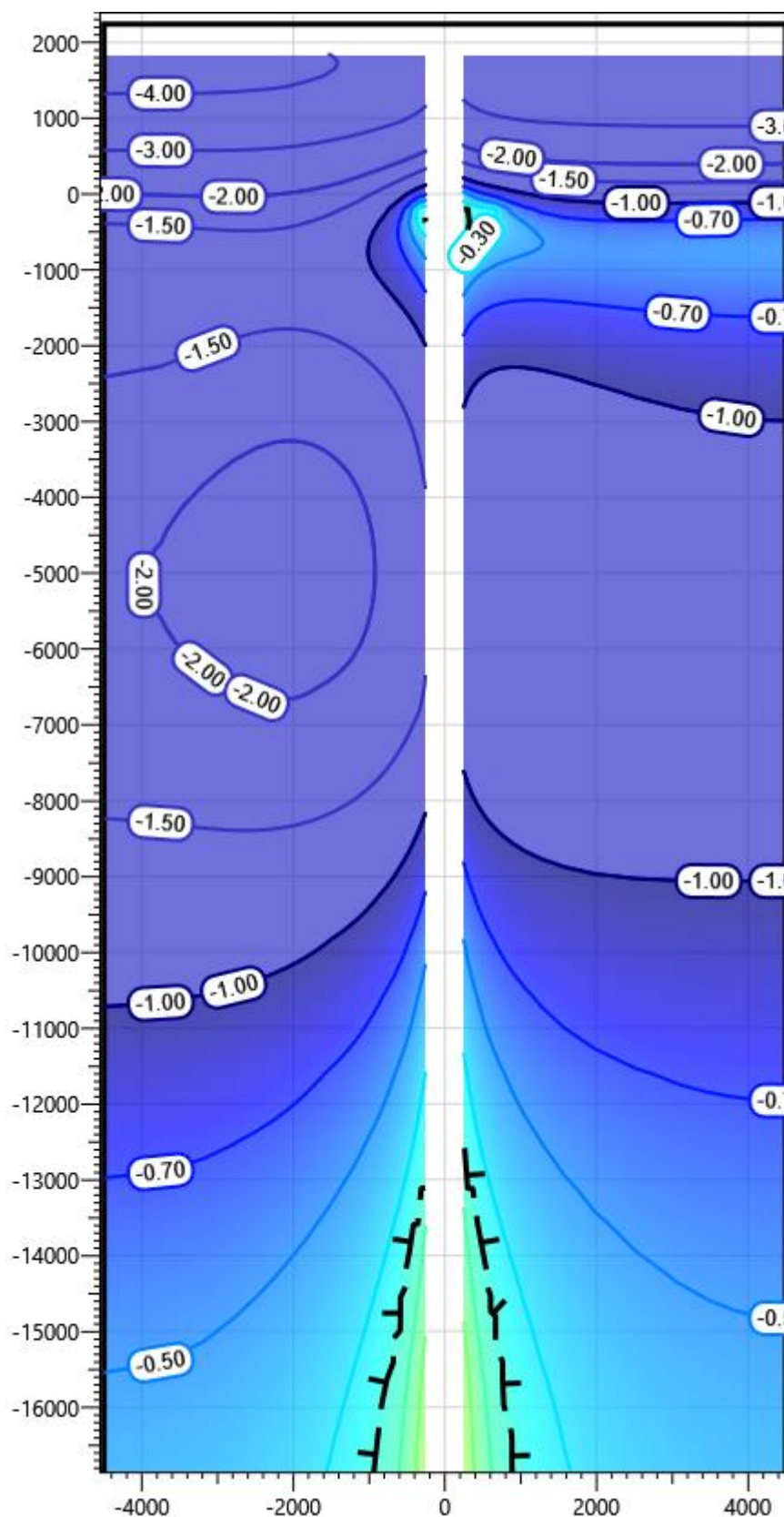


**Рисунок В.25 – Распределение температур на начало десятого года эксплуатации (15.04.2034г.)**

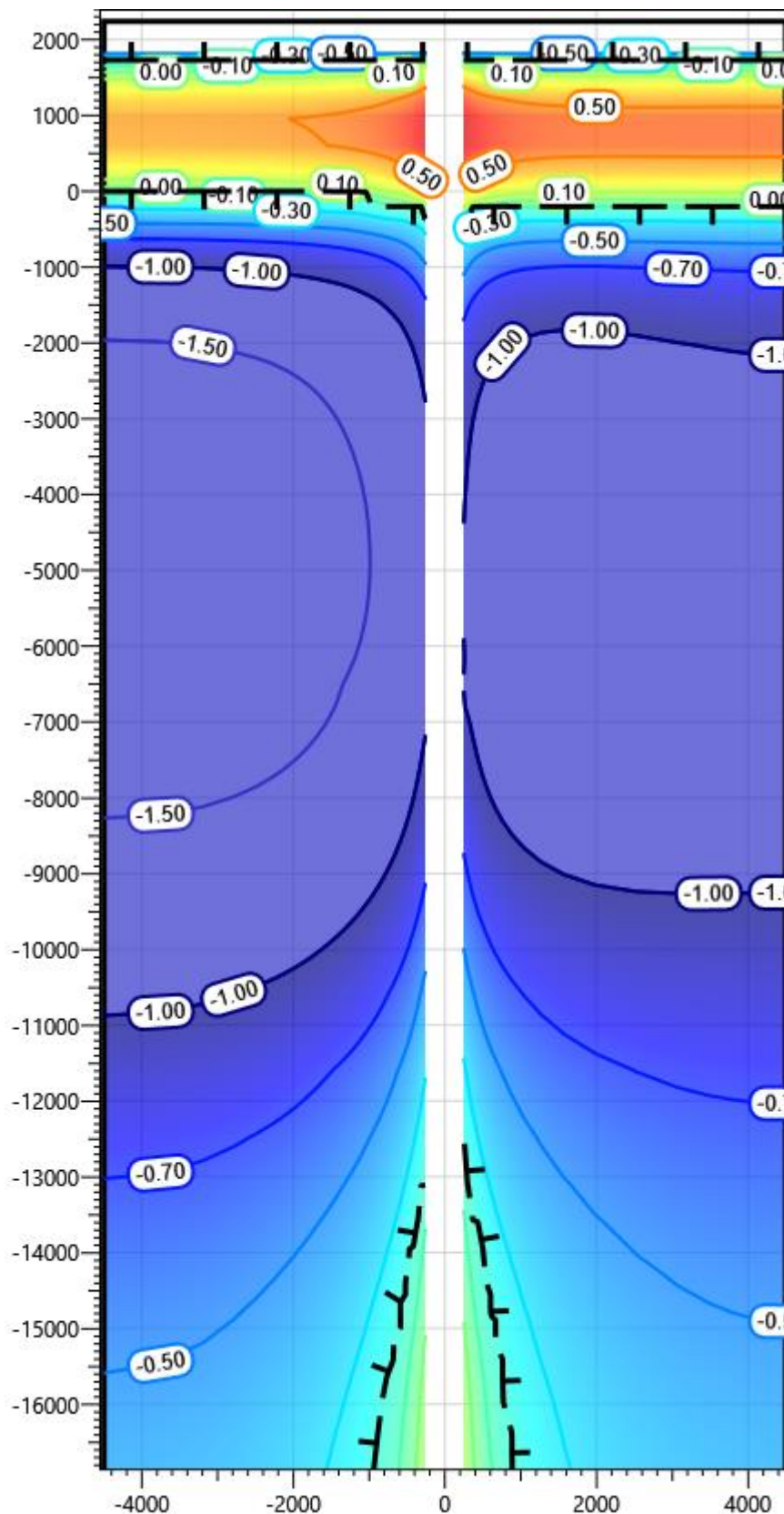


**Рисунок В.26 – Распределение температур на конец десятого года эксплуатации (15.10.2034г.)**

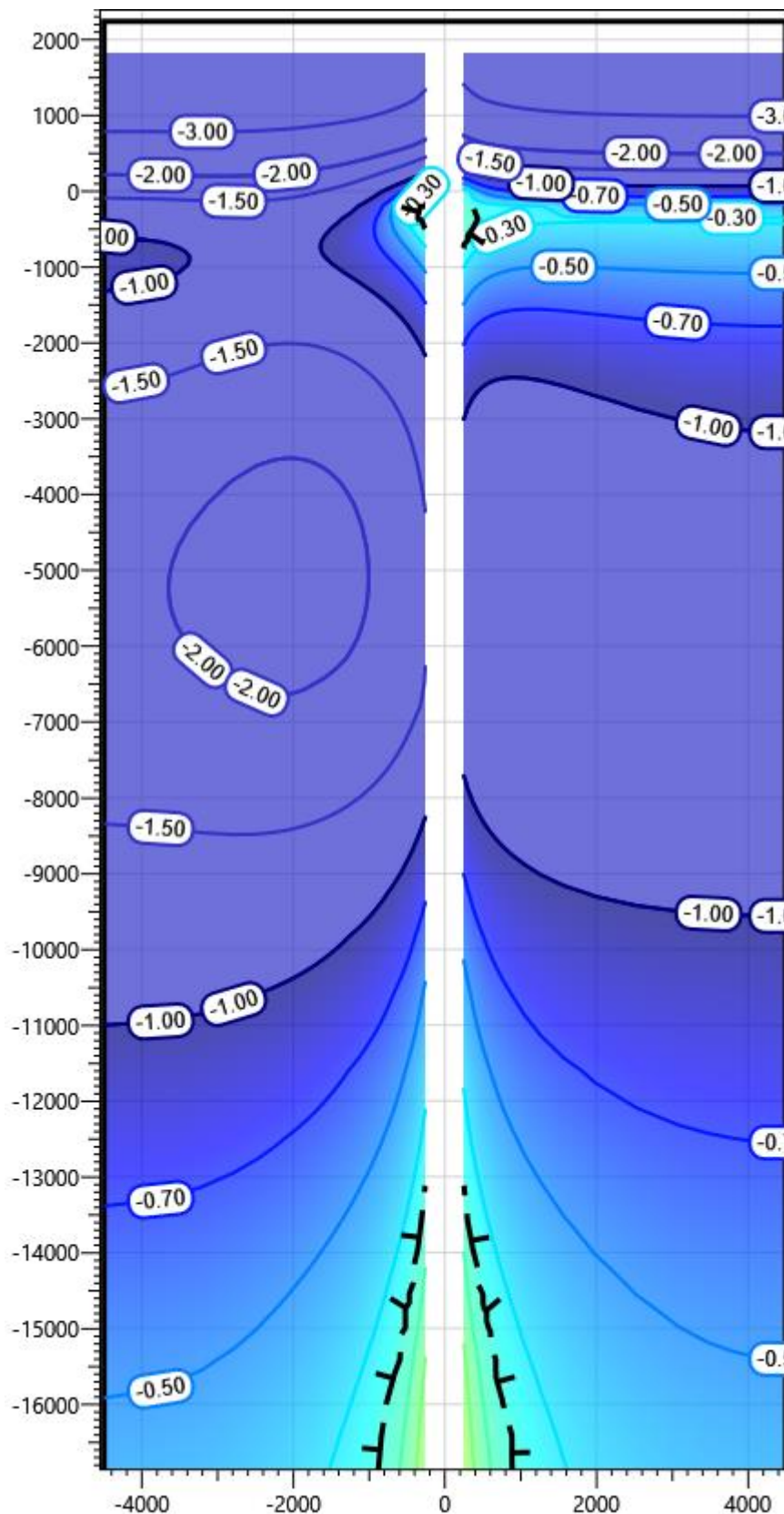




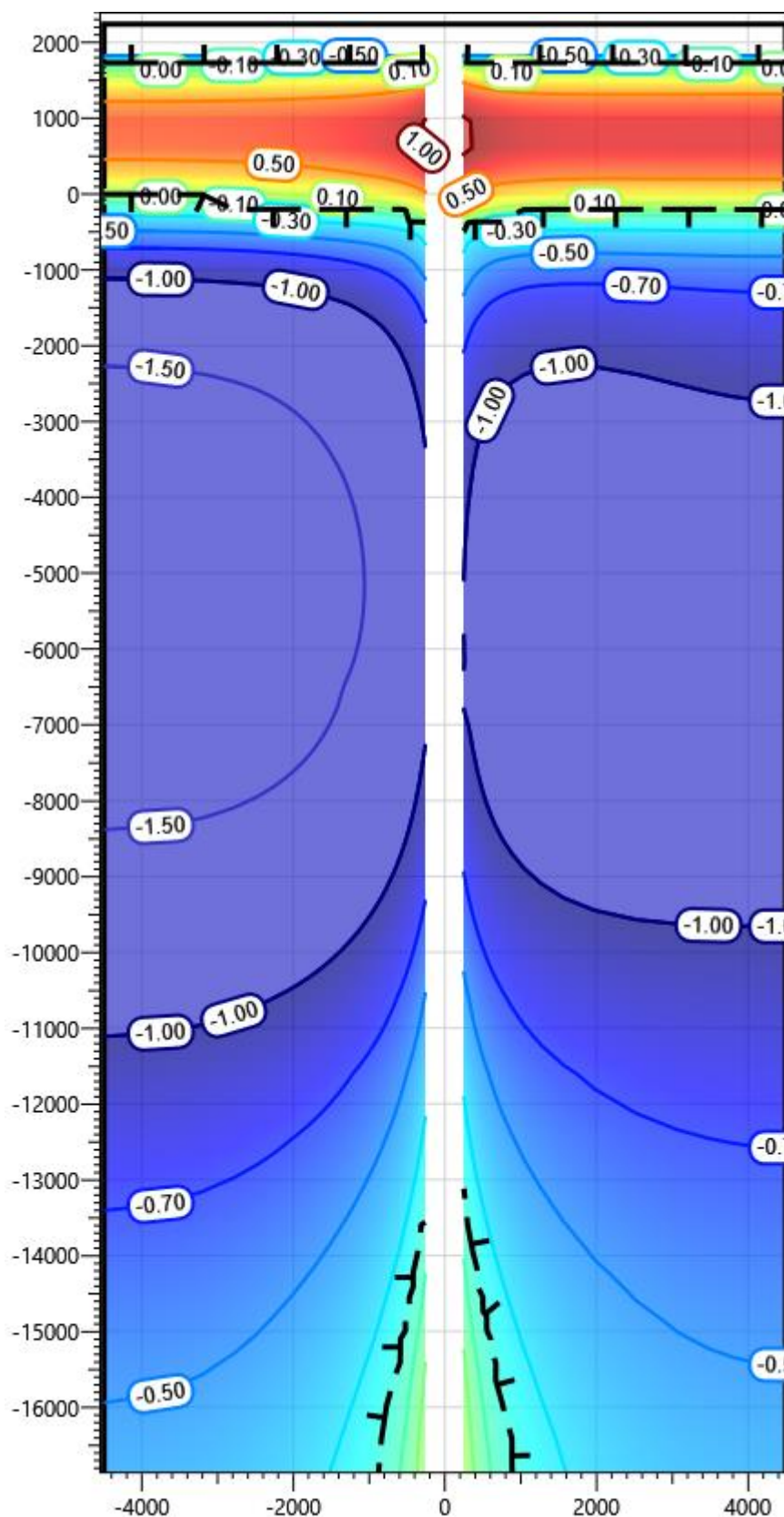
**Рисунок В.27 – Распределение температур на начало пятнадцатого года эксплуатации (15.04.2039г.)**



**Рисунок В.28 - Распределение температур на конец пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2039г.)**



**Рисунок В.29 – Распределение температур на начало двадцатого года эксплуатации (15.04.2044г.)**



**Рисунок В.30 – Распределение температур на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2044г.)**

Температурное распределение для Куста К8 представлено на рисунках В.31...В.45.

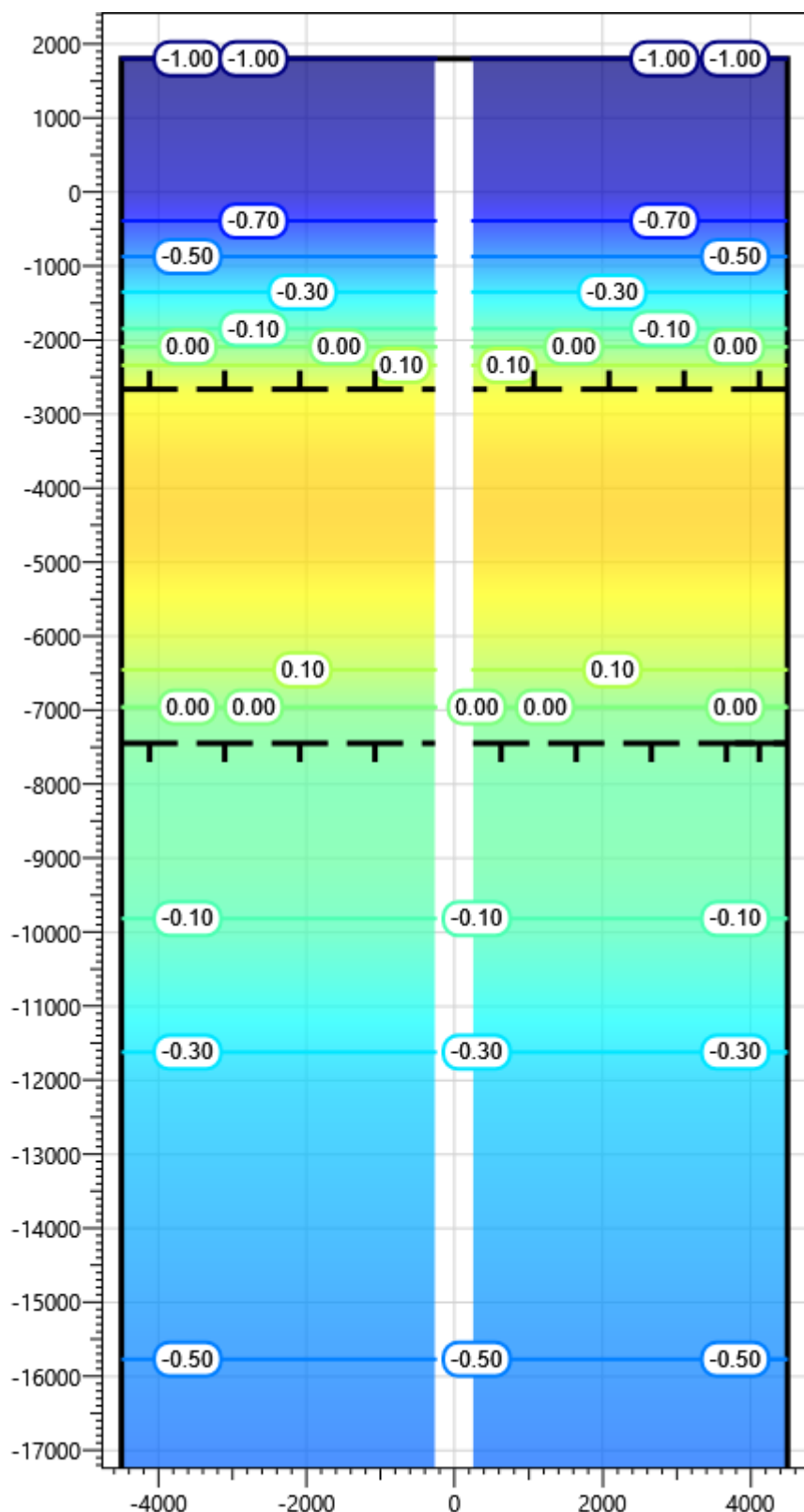
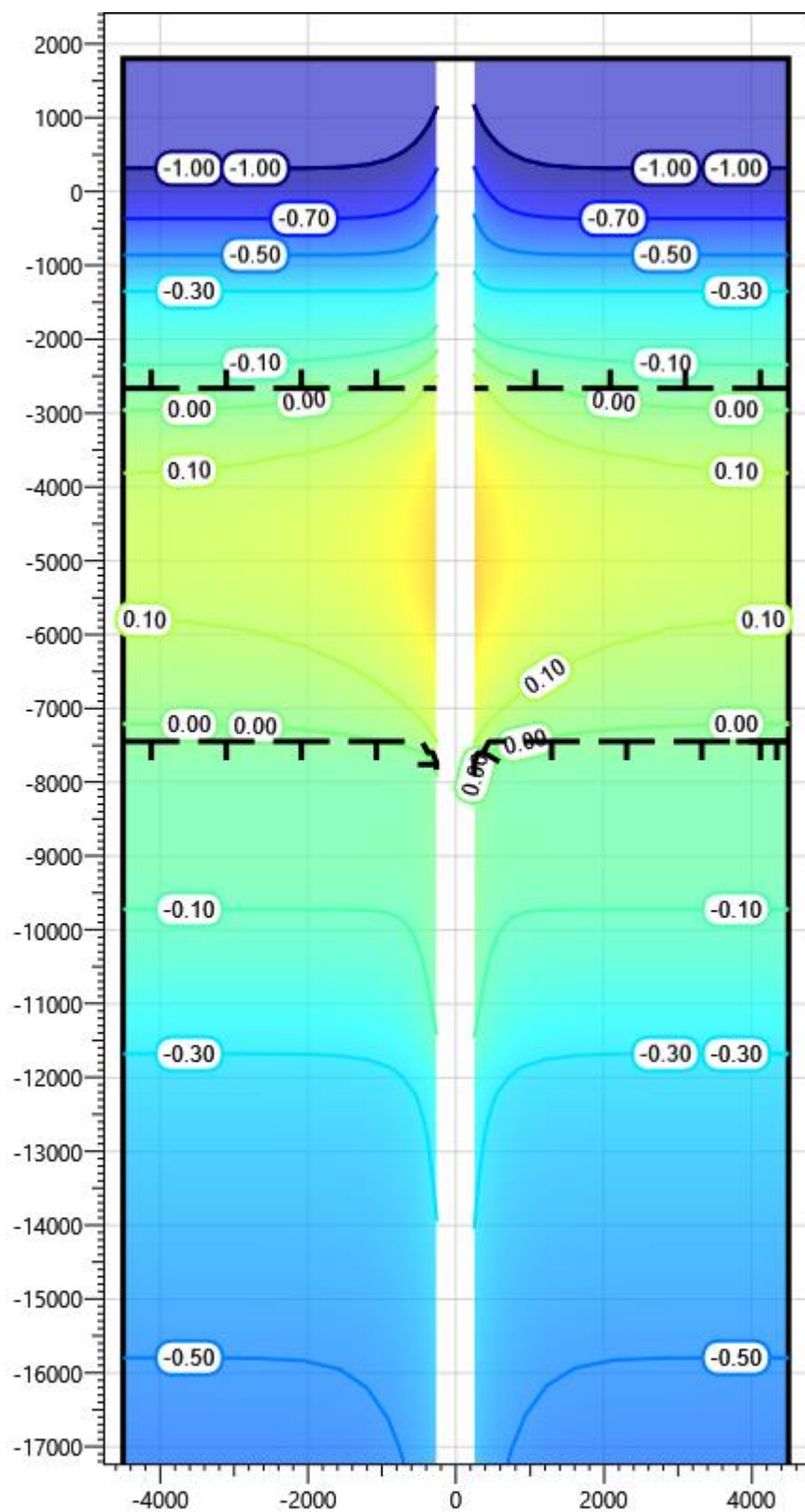
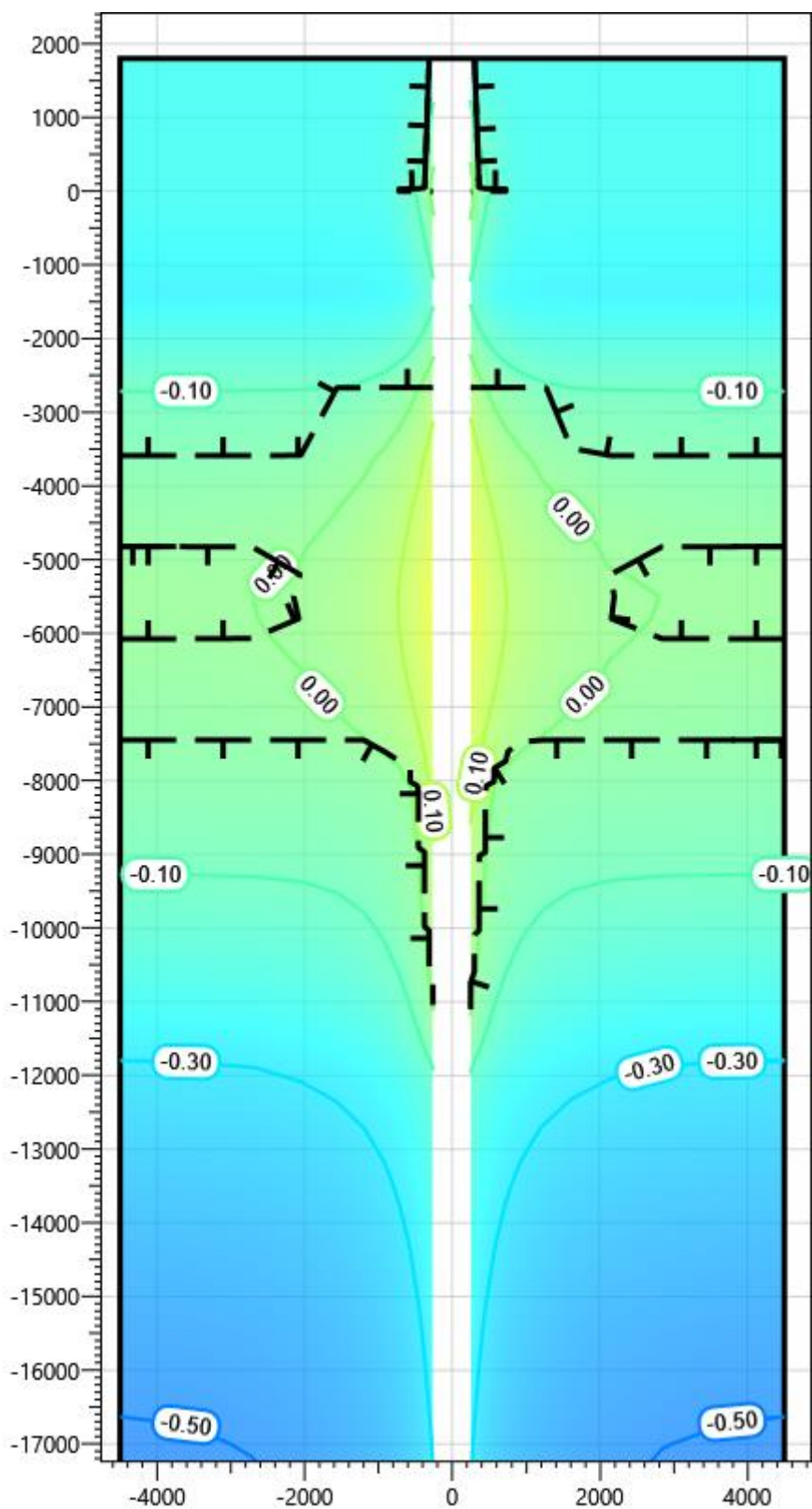


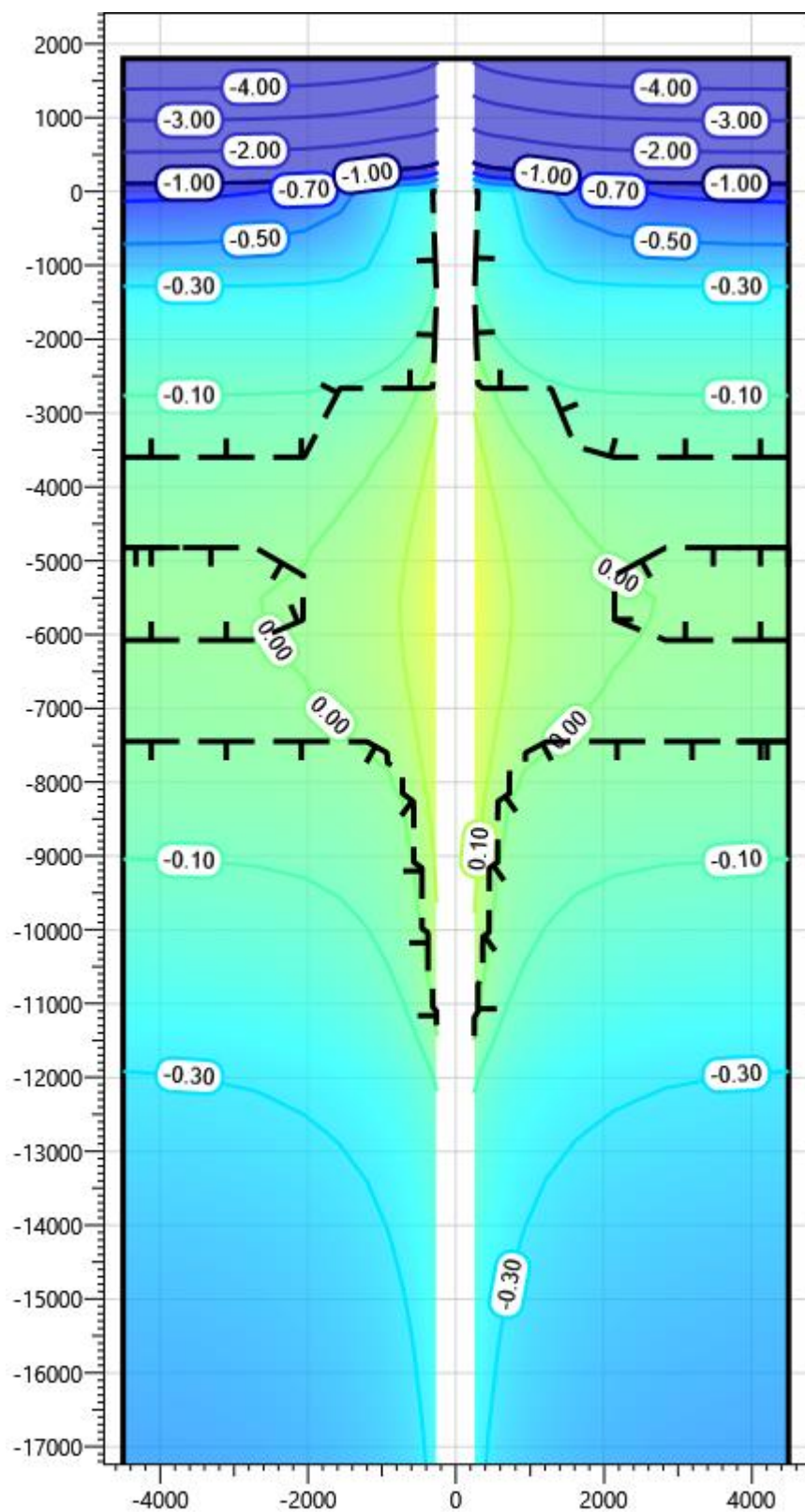
Рисунок В.31 – Распределение температур на начало расчета (22.03.2024г.)



**Рисунок В.32 – Распределение температур на начало первого года эксплуатации (15.04.2025г.)**

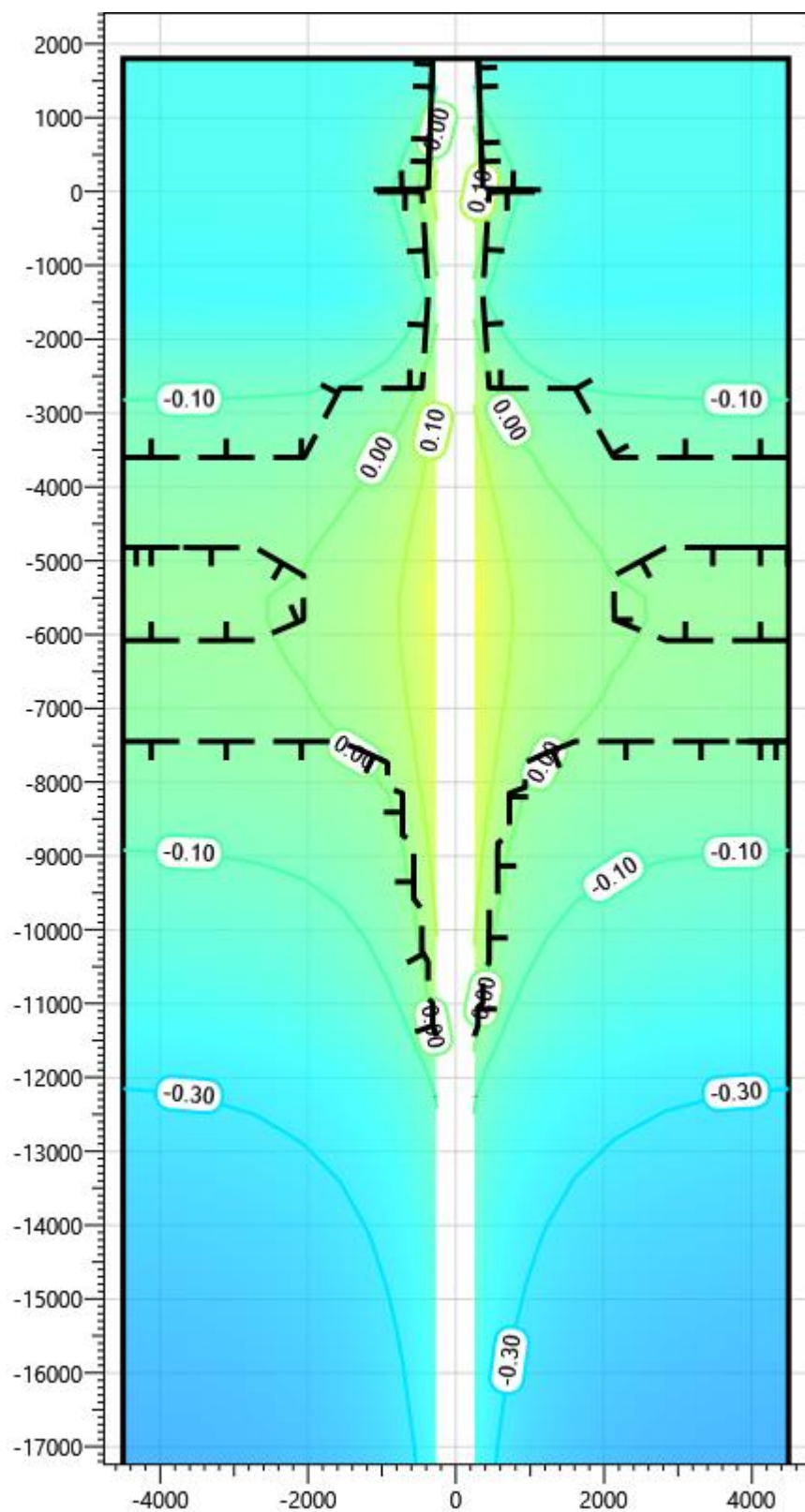


**Рисунок В.33— Распределение температур на конец первого года эксплуатации (15.10.2025г.)**

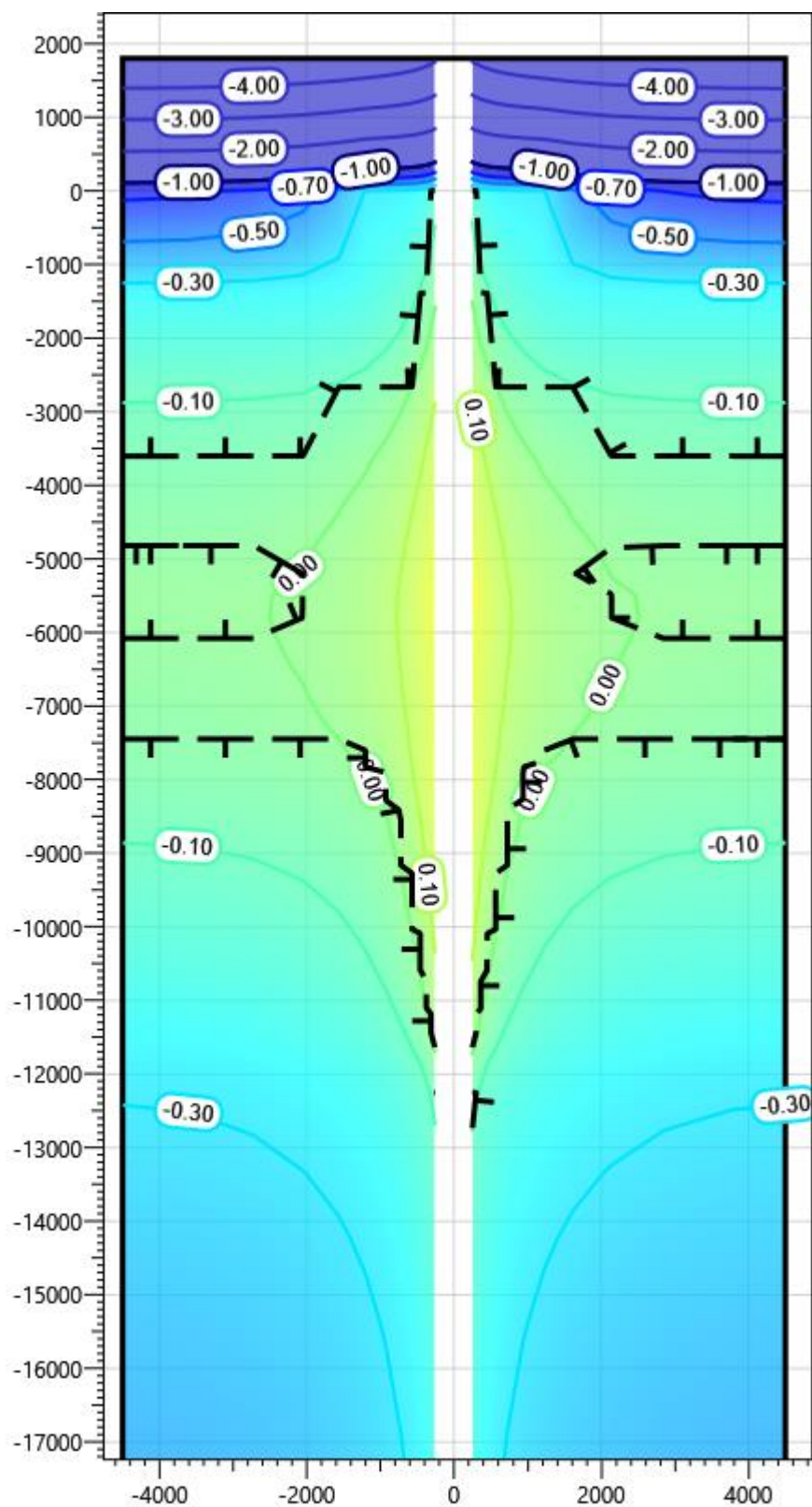


**Рисунок В.34 – Распределение температур на начало второго года эксплуатации (15.04.2026г.)**

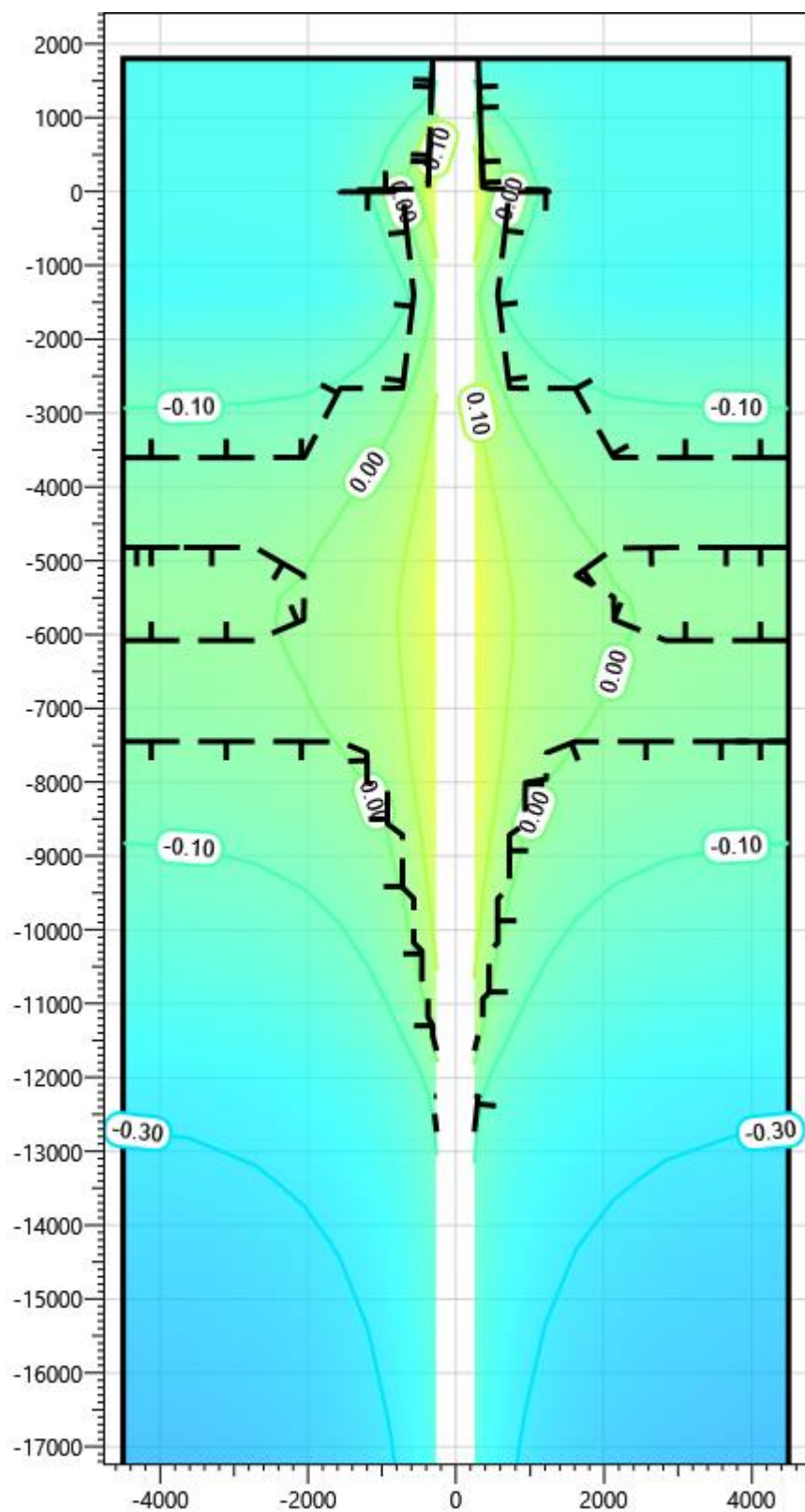




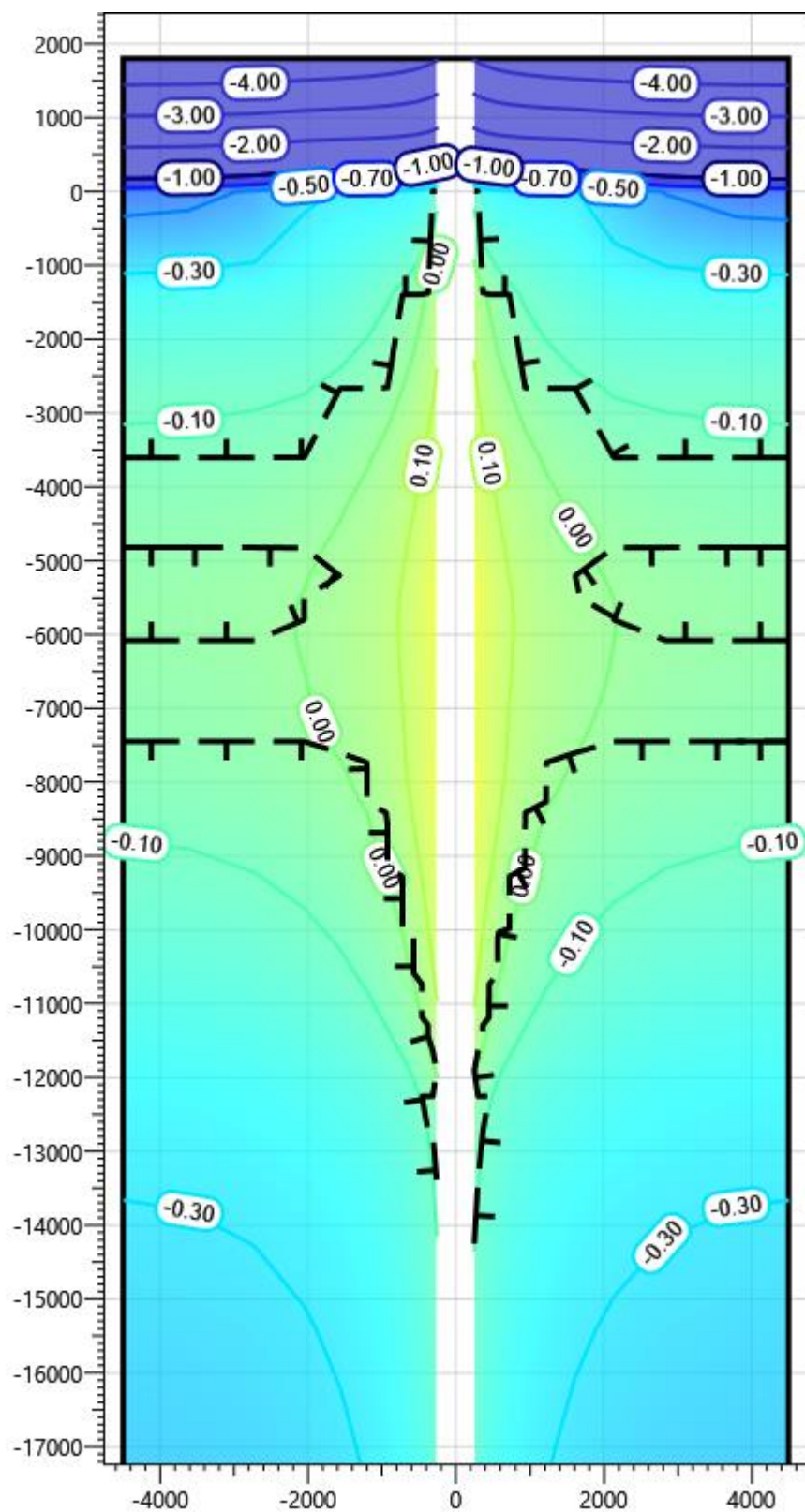
**Рисунок В.35 – Распределение температур на конец второго года эксплуатации (15.10.2026г.)**



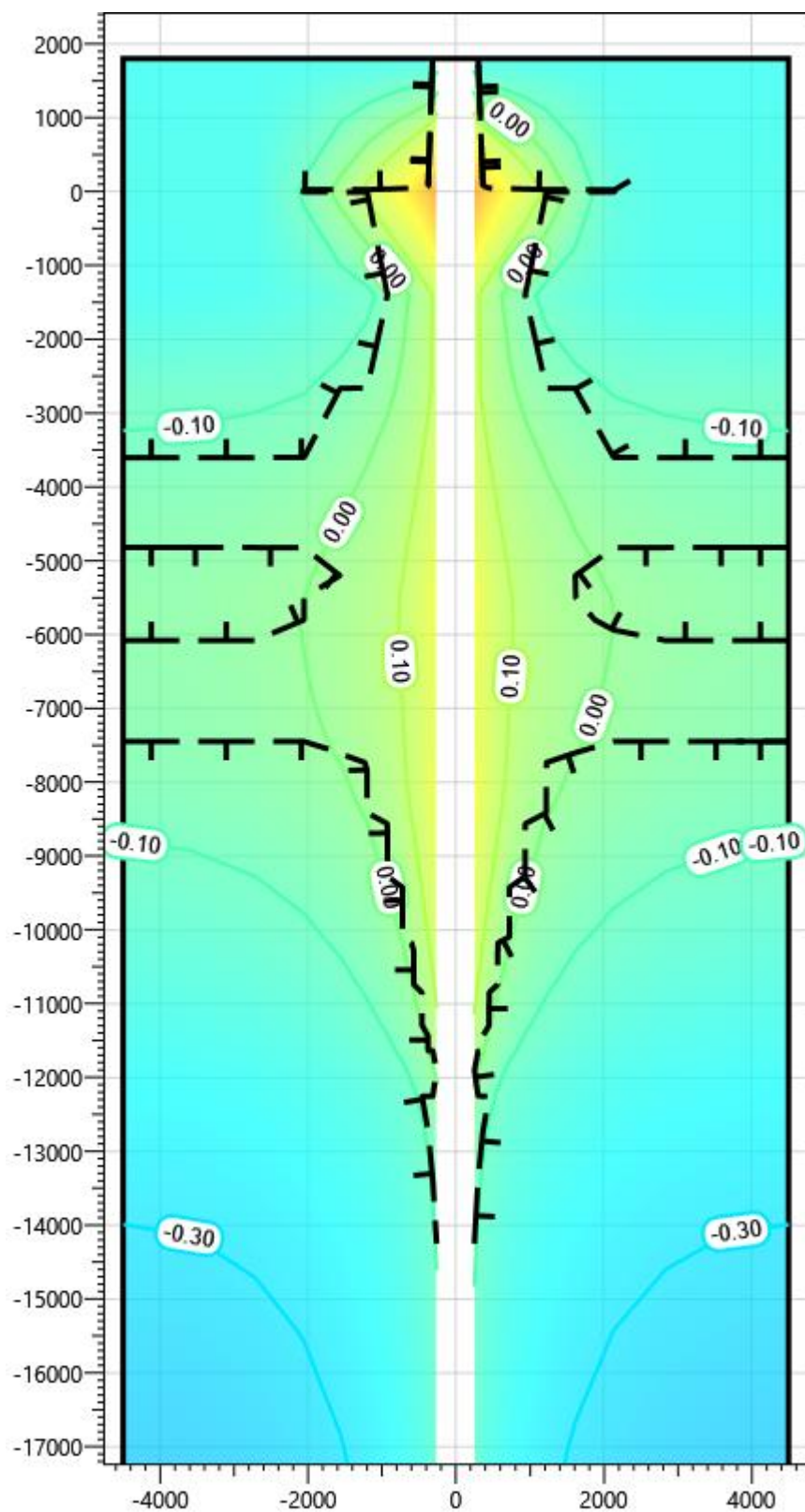
**Рисунок В.36 – Распределение температур на начало третьего года эксплуатации (15.04.2027г.)**



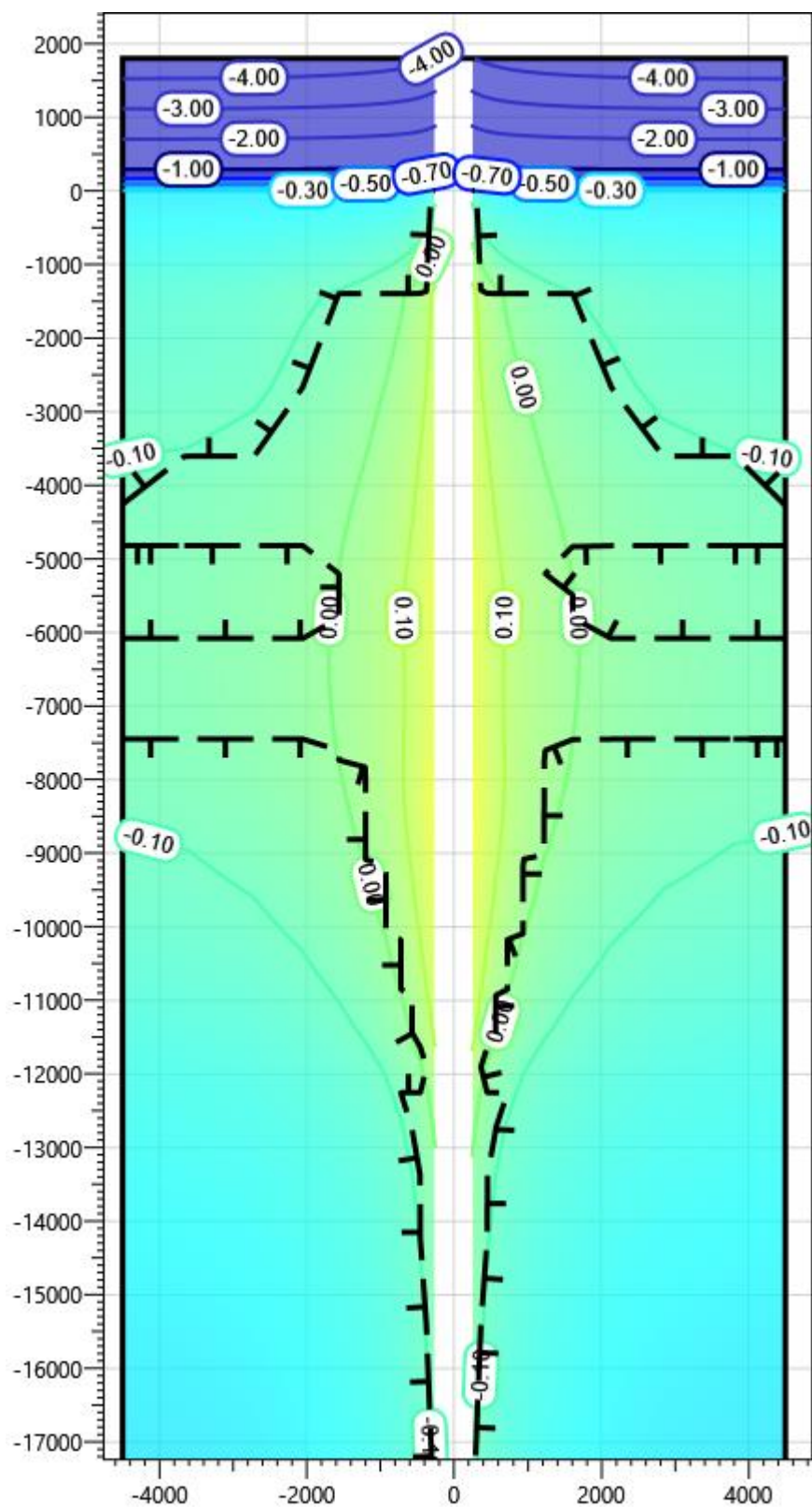
**Рисунок В.37 – Распределение температур на конец третьего года эксплуатации (15.10.2027.г)**



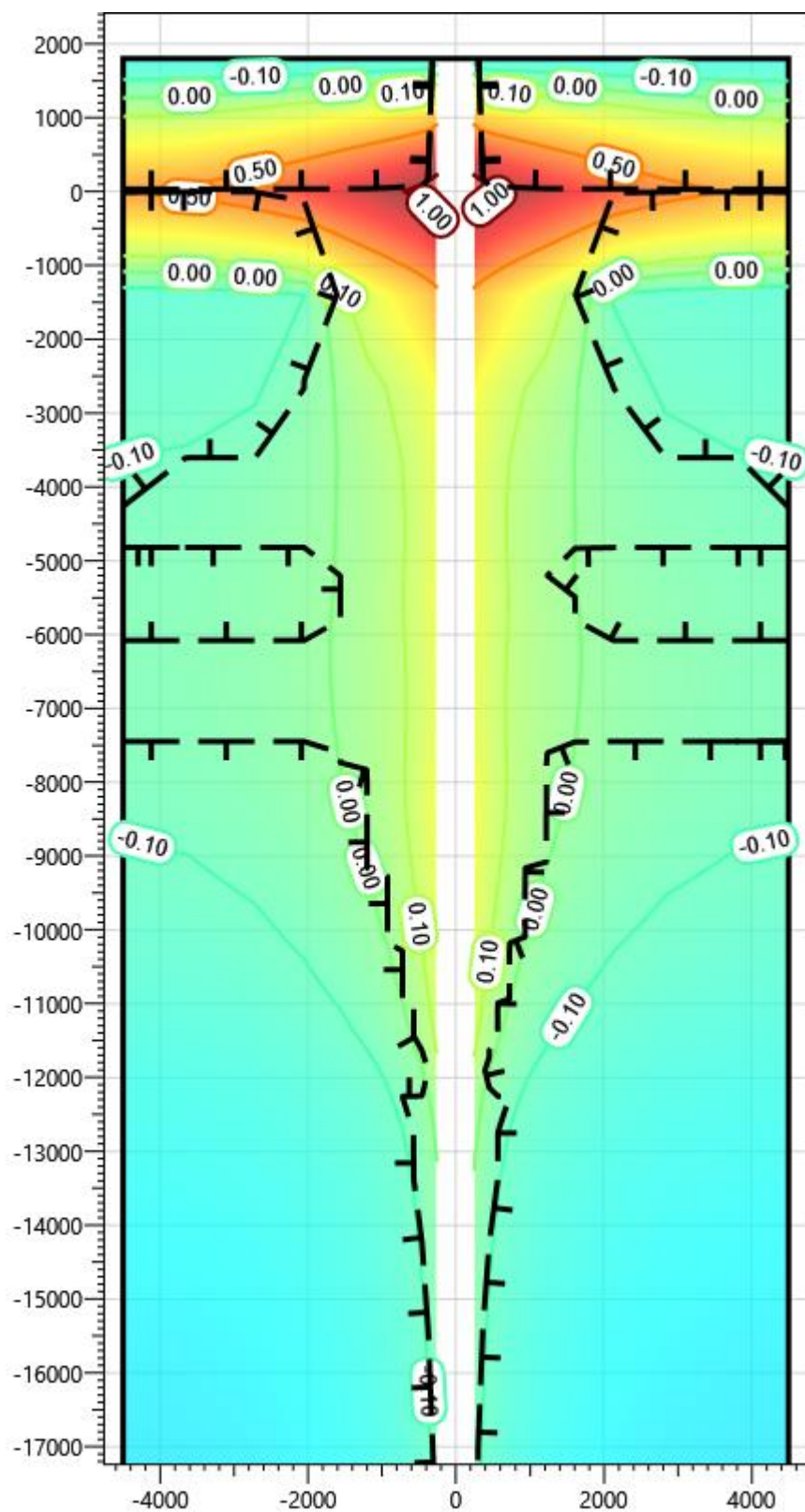
**Рисунок В.38 – Распределение температур на начало пятого года эксплуатации (15.04.2029г.)**



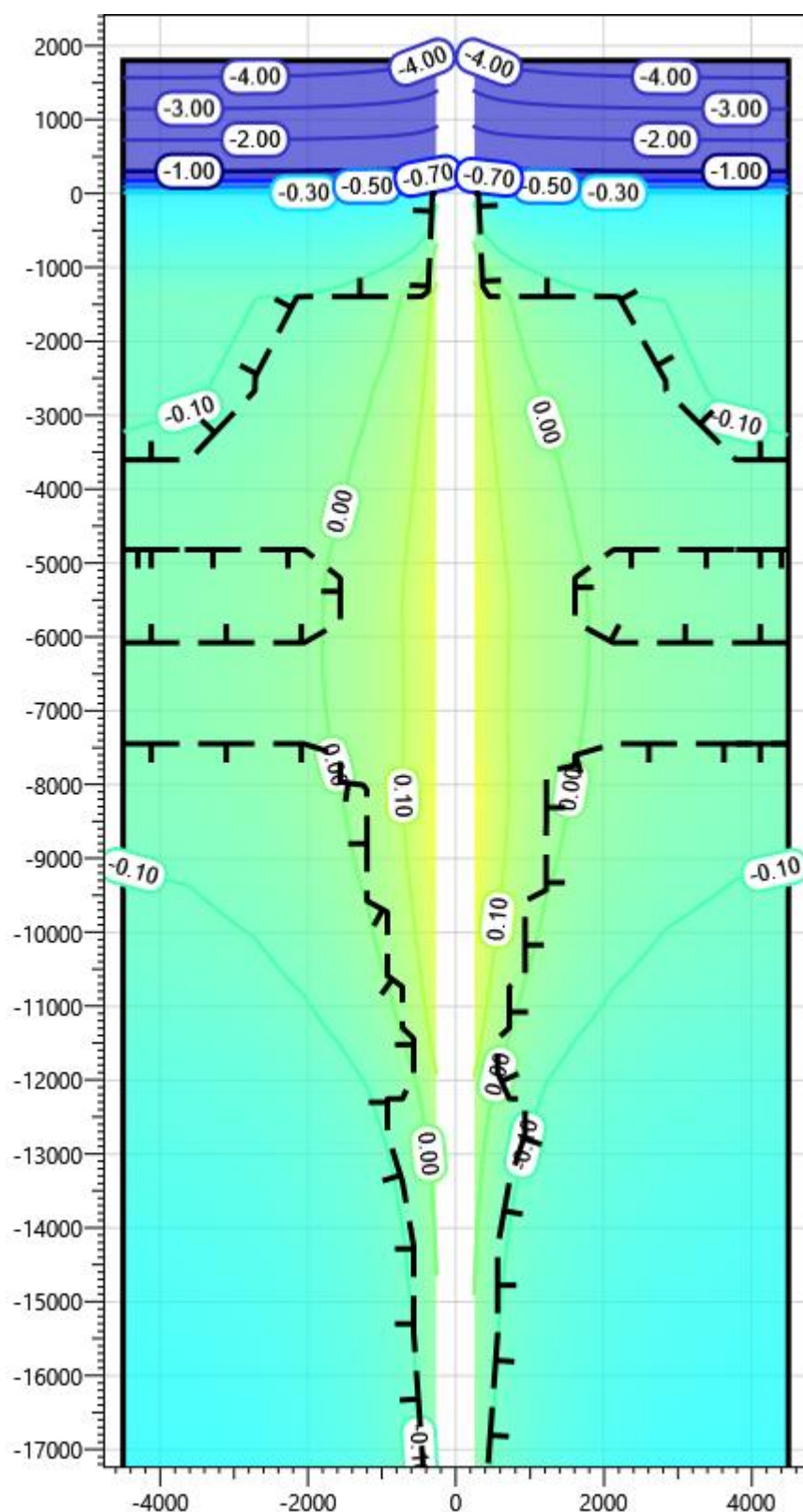
**Рисунок В.39 – Распределение температур на конец пятого года эксплуатации (15.10.2029г.)**



**Рисунок В.40 – Распределение температур на начало десятого года эксплуатации (15.04.2034г.)**

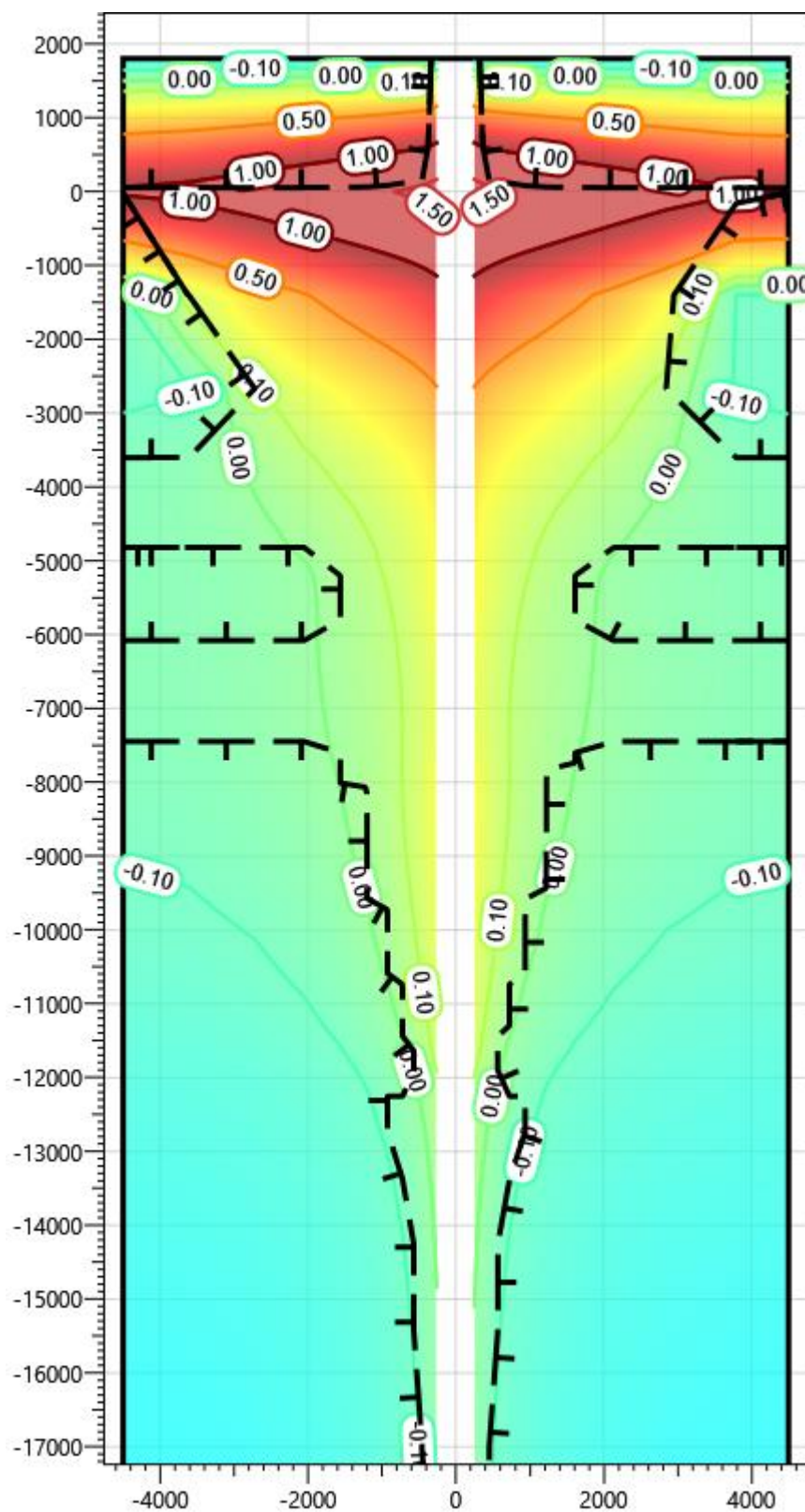


**Рисунок В.41 – Распределение температур на конец десятого года эксплуатации (15.10.2034г.)**

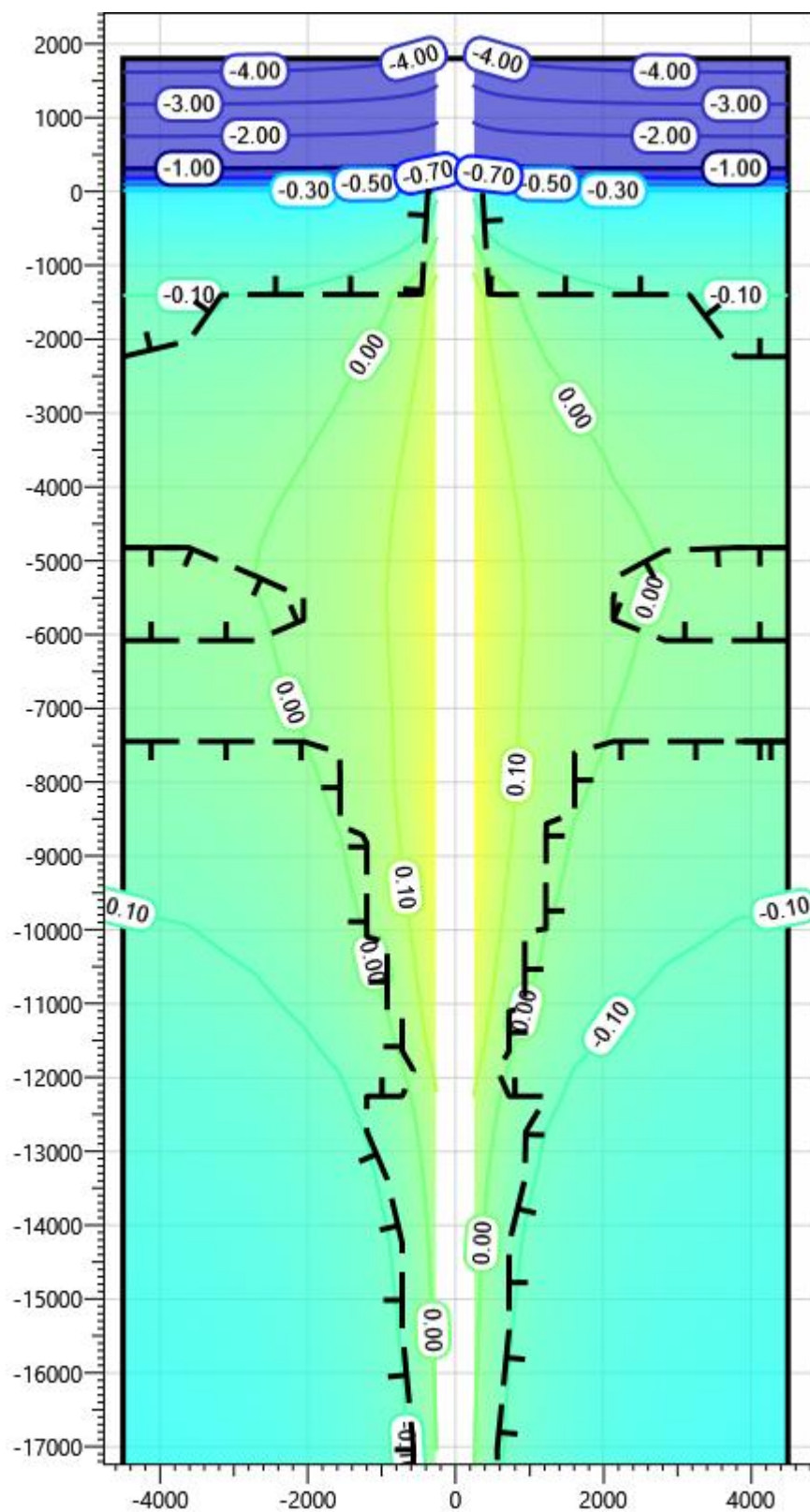


**Рисунок В.42 – Распределение температур на начало пятнадцатого года эксплуатации (15.04.2039г.)**

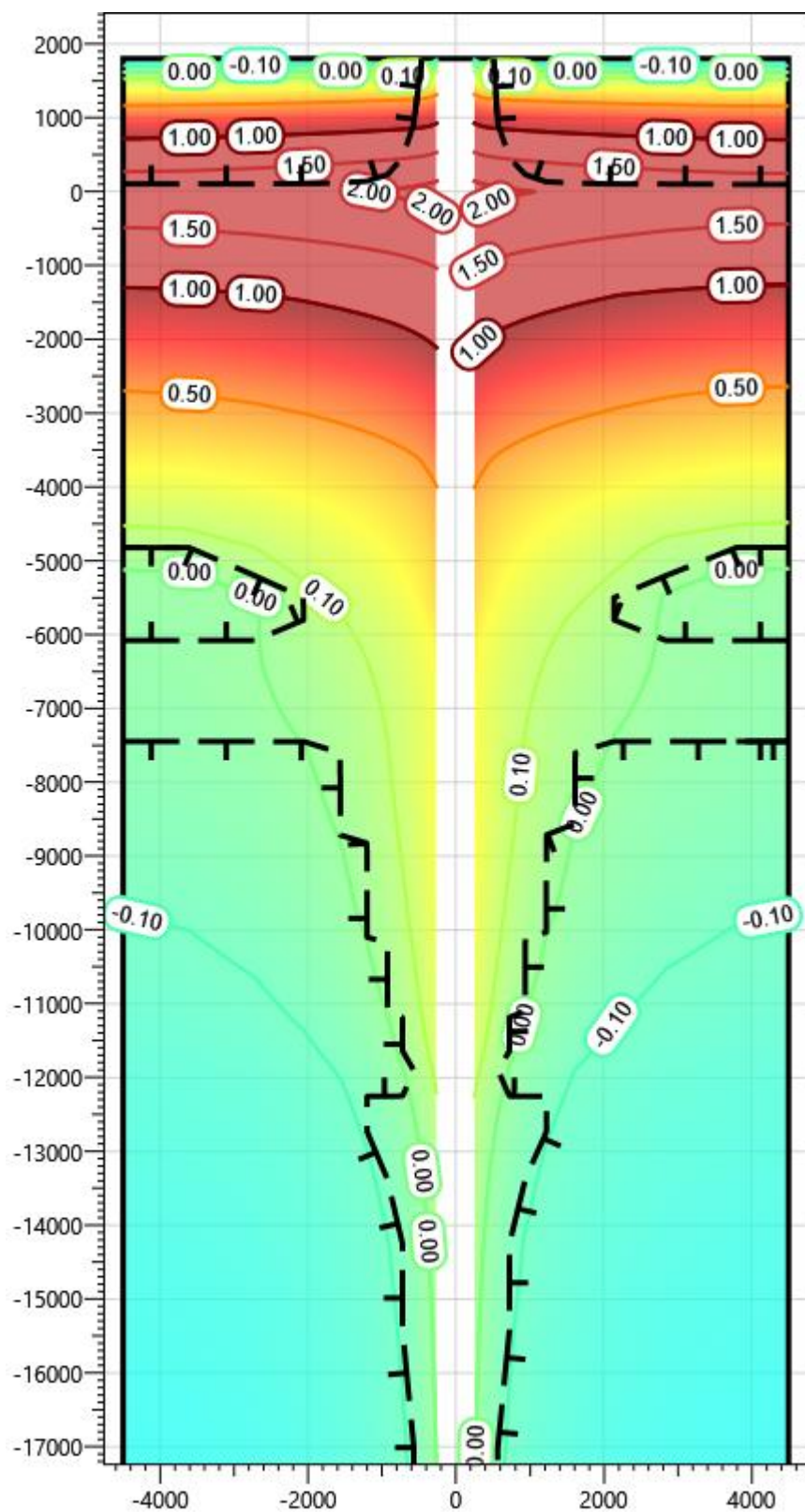










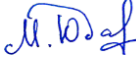



**Рисунок В.43 - Распределение температур на конец пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2039г.)**



**Рисунок В.44 – Распределение температур на начало двадцатого года эксплуатации (15.04.2044г.)**



**Рисунок В.45 – Распределение температур на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2044г.)**

| Номер п/п                         | Обозначение документа  | Наименование документа  | Номер последнего изменения (версии) |        |
|-----------------------------------|------------------------|---|-------------------------------------|--------|
|                                   | Раздел ПД N3 ТКР.01.00 | Том 3. Раздел 3.<br>«Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»<br>Часть 1. «Куст скважин» | 1                                   |        |
| MD5                               |                        |   |                                     |        |
| Наименование файла                |                        | Дата и время последнего изменения файла   | Размер файла, байт                  |        |
| Раздел ПД N3 ТКР.01.00.pdf        |                        | 31.05.24 11:00  |                                     |        |
| Характер работы                   | Фамилия                | Подпись   | Дата подписания                     |        |
| Разраб.                           | Гаврилина И.Б.         |   | 31.05.24                            |        |
| Зав. группой                      | Жорник И.А.            |   | 31.05.24                            |        |
| Гл. спец.                         | Липатов В.И.           |   | 31.05.24                            |        |
| Нач. отдела                       | Силин С.А.             |   | 31.05.24                            |        |
|                                   |                        |   |                                     |        |
| Гл. спец.                         | Федотенко М.А.         |   | 31.05.24                            |        |
| Гл. спец                          | Никишова Е.А           |   | 31.05.24                            |        |
| Нач. отдела                       | Юдаков М.А.            |   | 31.05.24                            |        |
|                                   |                        |   |                                     |        |
| Н. контр.                         | Поликашина Е.В.        |   | 31.05.24                            |        |
| Утв.                              | Ерофеева Н.С.          |   | 31.05.24                            |        |
| Гл. инженер                       | Попов Н.П.             |   | 31.05.24                            |        |
| Информационно-удостоверяющий лист |                        | Раздел ПД N3 ТКР.01.00-УЛ   |                                     | Лист   |
|                                   |                        |   |                                     | Листов |
|                                   |                        |   |                                     | 1      |