



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Кусты скважин №8, 9**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 6. Технологические решения

Книга 1. Куст скважин. Технологические решения

ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01

Том 4.6.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
8	9609-25		28.11.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.
Кусты скважин №8, 9**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 6. Технологические решения

Книга 1. Куст скважин. Технологические решения

ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01

Том 4.6.1

Главный инженер


Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Е.В. Ровенская

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-С-001	Содержание тома 4.6.1	Изм.1,2,3,4,5,6,7,8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ТЧ-001	Книга 1. Куст скважин. Технологические решения. Текстовая часть	Изм.1,2,5,6,7,8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001	Куст скважин N8. Схема принципиальная технологическая	Изм.2,5,7,8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002	Куст скважин N9. Схема принципиальная технологическая	Изм.2,3,4,5,7,8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003	Кусты скважин N8, 9. Технологическая обвязка нефтяных скважин. План. Разрез 1-1	Изм.1,2,8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-004	Куст скважин N8. Групповая замерная установка. План. Разрез 1-1	Изм.8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005	Куст скважин N9. Групповая замерная установка. План. Разрез 1-1	Изм.1,8(Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006	Кусты скважин N8, 9. Блок дозирования реагента. План. Разрез 1-1. Вид А	Изм.8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007	Куст скважин N9. Площадка узла запуска СОД DN250. План. Вид А. Разрез 1-1	Изм.1,4,8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008	Кусты скважин N8, 9. Емкость подземная дренажная V=8 м3. План. Вид А	Изм.8(Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-009	Куст скважин N8. План инженерных сетей. Разрезы	Изм.1,8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-010	Куст скважин N9. План инженерных сетей. Разрезы	Изм.1,8 (Зам.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011	Куст скважин N8, 9. Блок подачи метанола. План. Разрез 1-1. Вид А	Изм.8 (Нов.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012	Куст скважин N8, 9. Площадка емкости метанола расходной V=50 м3. План. Виды	Изм.8 (Нов.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-013	Куст скважин N8, 9. Подземная дренажная емкость для метанола V=8 м3. План. Виды	Изм.8 (Нов.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-014	Куст скважин N8, 9. Площадка для исследовательского сепаратора. План. Разрез 1-1	Изм.8 (Нов.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-015	Куст скважин N8, 9. Шкаф управления ГФУ и блок подачи газа на дежурную горелку. План. Разрез 1-1. Вид А	Изм.8 (Нов.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-016	Куст скважин N8, 9. Факельный амбар. План. Разрез 1-1	Изм.8 (Нов.)
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-РР-001	Кусты скважин N8, 9. Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин	Изм.8 (Нов.)

						ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-С-001			
8	-	Зам	9609-25		28.11.25				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Болдырева			28.11.25	Содержание тома 4.6.1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Поликашина			28.11.25		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

СОДЕРЖАНИЕ

1 СБОР НЕФТИ И ГАЗА	1–1
1.1 ВВЕДЕНИЕ	1–1
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	1–1
1.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	1–2
1.4 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ	1–6
1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции	1–6
1.4.2 Характеристика системы сбора продукции добывающих скважин	1–7
1.4.3 Физико-химические свойства и компонентный состав добываемой продукции	1–10
1.4.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса	1–15
1.4.4.1 Обустройство устьев добывающих скважин	1–15
1.4.4.2 Измерительные установки с многофазным расходомером	1–17
1.4.4.3 Блоки дозирования реагента	1–18
1.4.4.4 Скважинные установки дозирования реагента	1–19
1.4.4.5 Дренажные емкости	1–20
1.4.4.6 Площадка узла запуска СОД	1–21
1.4.4.7 Узлы отключающей арматуры на выходе с кустов скважин	1–22
1.4.4.8 Запорная и регулирующая арматура	1–22
1.4.4.9 Узел подключения исследовательского сепаратора	1–23
1.4.4.10 Горизонтальная факельная установка	1–24
1.4.4.11 Блок подачи метанола	1–25
1.4.4.12 Емкость расходная для метанола	1–25
1.4.4.13 Дренажная емкость для метанола	1–26
1.4.4.14 Технологические трубопроводы	1–26
1.4.4.15 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации	1–28
1.4.4.16 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических трубопроводов	1–28
1.4.5 Требования к организации производства	1–41
1.5 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД	1–43
1.6 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ	1–44
1.7 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ	1–44
1.8 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	1–45
1.9 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА ТАС-ЮРЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУСТОВ СКВАЖИН №8,9,10	1–49
1.9.1 Общие положения	1–49
1.9.2 Исходные данные	1–49
1.9.3 Результаты гидравлического расчета	1–58
1.9.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы	1–79
1.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	1–86
1.11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ	1–86
1.12 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЪЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)	1–91
1.13 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ	1–92
1.14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	1–92
1.15 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ НА ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ	1–93
1.16 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1–94
1.17 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	1–94

1.18 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1–95
1.19 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА	1–95
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ	2–1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ	2–1
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2–1
2.2.1 Технологические трубопроводы	2–1
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	2–1
2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	2–1
2.4.1 Трубы.....	2–1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	2–3
2.4.3 Крепежные детали.....	2–4
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2–4
2.4.5 Опоры трубопроводов.....	2–5
2.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2–5
2.5.1 Исходные данные	2–5
2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов.....	2–7
2.5.3 Расчёт срока службы технологических трубопроводов.....	2–8
2.5.4 Выборка типоразмеров труб	2–10
2.6 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2–13
2.7 АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2–14
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	А–1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ.....	Б–1
ПРИЛОЖЕНИЕ В РАСЧЕТ ООО «ГАЗПРОМ НТЦ» В ПОТРЕБНОСТИ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА СКВАЖИНАХ КУСТОВ N8, 9	В–1
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Письмо ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» О НАПРАВЛЕНИИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПИР.....	Г–1

1 Сбор нефти и газа

1.1 Введение

В настоящем разделе представлено описание технологических решений проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9». Проектом предусматривается обустройство кустов №8, 9 добывающих нефтяных скважин.

1.2 Исходные данные для проектирования

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

- Задание на проектирование «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9», утвержденное Техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 5 августа 2024 г.;
- Приложение №1.1 к Наряд-допуску №11 от 10.09.2024 к Договору №ГНЗ-20/11018/00134/Р/06-03 от 13.04.2020 в редакции Изменения №1 от 10.09.2025 по объекту «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9», утвержденное Техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 18 апреля 2025 г.;
- Приложение №1 к заданию на проектирование «ФХС»;
- Приложение №2 к заданию на проектирование «КТ-517 Реестр типовой документации»;
- Приложение №3 к заданию на проектирование «КБ ПАСПОРТА 2024»;
- Приложение №4 к заданию на проектирование «ТУ по автоматизации, метрологическому обеспечению»;
- Приложение №5 к заданию на проектирование «Профиль добычи»;
- Приложение №6 к заданию на проектирование «ТТ на подсистему безопасности АСУТП»;
- Приложение №7 к заданию на проектирование «ТТ на подсистему безопасности ИУС ПХД»;
- Приложение №8 к заданию на проектирование «ТТР-01.02.03-13_v1.0»;
- Приложение №9 к заданию на проектирование «ТУ по природоохранному направлению площадных объектов»;
- Приложение №10 к заданию на проектирование «Перечень ЛНД РФ и Компании»;
- Приложение №11 к заданию на проектирование «Исходные данные для разработки смет»;
- Приложение №12 к заданию на проектирование «ТУ на разработку разделов документации «Геотехнический мониторинг» и «Термостабилизация грунтов»»;
- Приложение №13 к заданию на проектирование «Чертеж фонтанной арматуры»;
- Приложение №14 к заданию на проектирование «Типовые технические условия на интеграцию сигналов телемеханики в SCADA СК-11 для проектируемых объектов ООО «Газпромнефть Заполярье»;
- М-01.07.03.03-08 версия 4.0 «Требования к составу и содержанию основных технических решений»;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Технологии проектирования» в 2024 году;
- "Специальные технические условия" на проектирование и строительство в части обеспечения пожарной безопасности объекта "Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9", разработанные ООО "ГК "Технический и экологический мониторинг";

- «Отчет по обоснованию соответствия архитектурных, функционально-технологических, конструктивных, инженерно-технических и иных решений и мероприятий по обеспечению безопасности зданий, сооружений, процессов, осуществляемых на всех этапах их жизненного цикла требованиям, установленным Федеральным законом «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», с использованием расчета риска» по объекту «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9», разработанный ООО «ГК «Технический экологический консалтинг».

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

1.3 Краткая характеристика района строительства

Административное и географическое положение

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

Населенные пункты вблизи объектов проектирования отсутствуют.

Куст скважин №8 расположен в 135,95 км на северо-запад от г. Ленск, в 262,05 км на северо-восток от пгт. Витим, в 352,36 км на северо-восток от с. Преображенка, в 249,38 км на северо-восток от аэропорта «Талакан».

Куст скважин №9 расположен в 131,54 км на северо-запад от г. Ленск, в 258,16 км на северо-восток от пгт. Витим, в 351,49 км на северо-восток от с. Преображенка, в 246,68 км на северо-восток от аэропорта «Талакан».

Климатическая характеристика

Климатическая характеристика района изысканий составлена согласно данным ФГБУ «Якутское УГМС» по метеостанции Дорожный, расположенной относительно района изысканий на минимальном расстоянии 52,8 км юго-восточного направления и действующей с 1944 года по настоящее время. Метеостанция является действующей и согласно СП 131.13330.2020 - репрезентативной, т.к. имеет репрезентативный статистический ряд наблюдений за климатическими параметрами и относительно района изысканий расположена в пределах 100 км.

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

Согласно климатическому районированию территории Российской Федерации для строительства СП 131.13330.2020 (Приложение Б, таблица Б1) территория района изысканий относится к 1 климатическому району, 1А подрайону, а также к подзоне 3 с наиболее суровыми условиями согласно районирования северной строительно-климатической зоны Российской Федерации (Приложение Б, таблица Б2).

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

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

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

порядка 100 мм за три летних месяца; такая сравнительно небольшая величина связана с недостаточной активностью циклонов, достигающих рассматриваемого района в окклюдированном состоянии.

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

Территория, на которой расположен участок изысканий в разрезе районирования РФ для зданий и сооружений согласно СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» (актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*) подразделяется на районы:

- по весу снегового покрова (Карта 1) – IV; нормативное значение веса снегового покрова – 2,0 кПа;
- по давлению ветра (Карта 2) – Ia; нормативное значение ветрового давления – 0,17 кПа;
- по толщине стенки гололеда (Карта 3) – II; толщина стенки гололеда – 5 мм;
- по нормативным значениям минимальной температуры воздуха, °С (карта 4) – минус 50°С
- по нормативным значениям максимальной температуры воздуха, °С (карта 5) – плюс 32°С

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

- по ветровому давлению* (Рис. 2.5.1) – II (500 Па);
- по толщине стенке гололеда* (Рис. 2.5.2) – II (15 мм);
- по среднегодовой продолжительности гроз (Рис. 2.5.3) – от 20 до 40 часов;
- по пляске проводов (Рис. 2.5.4) – район с умеренной пляской проводов.

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

Инженерно-геологические условия

В районе КП 8 рельеф равнинный (средний угол наклона поверхности 0.785° с уклоном на СЗ), максимальная отметка естественного рельефа 371.51 м, минимальная – 360.61 м.

В районе КП 9 рельеф равнинный (средний угол наклона поверхности 0.51° с уклоном на ЮВ), максимальная отметка естественного рельефа 365.68 м, минимальная – 359.05 м.

На основании проведенных инженерно-геологических исследований в пределах изысканного участка вскрыты нерасчлененные верхнечетвертичные-современные элювиально-делювиальные отложения (edQIII-IV), представленные суглинками и песками в мерзлом состоянии, и песчаником слабовыветрелым слаботрещенованным. Отложения с поверхности почти повсеместно перекрыты почвенно-растительным слоем (pQIV).

Грунты находятся в талом и мерзлом состоянии. При оттаивании глинистые мерзлые грунты изменяют свое состояние, и консистенция их становится от твердой до тугопластичного, пески при оттаивании становятся влажными.

Выделение инженерно-геологических элементов (ИГЭ) исследуемых грунтов проведено согласно ГОСТ 20522-2012 с учетом их вида и текстурно-структурных особенностей. В результате анализа геолого-литологических условий и лабораторных исследований состава и водно-физических свойств грунтов на участке выделены 11 инженерно-геологических элементов и 1 слой:

Почвенно-растительный слой (слой 61) (pQIV). Вскрыт в интервалах глубин от 0-0 до 0,1-0,3 м на абсолютных отметках от 0-0 до -0,3--0,1 м. Максимальная мощность составила 0,3 м, минимальная 0,1 м;

Суглинок тугопластичный (ИГЭ 203) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1-0,3 до 0,2-4,5 м на абсолютных отметках от -0,3--0,1 до -4,5--0,2 м. Максимальная мощность составила 4,4 м, минимальная 0,1 м;

Песок средний крупности средней плотности средней степени водонасыщения (ИГЭ 435) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1-10 до 4-13 м на абсолютных отметках от -10--0,1 до -13--4 м. Максимальная мощность составила 4,9 м, минимальная 3 м;

Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (ИГЭ 445) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1-4 до 2,3-10 м на абсолютных отметках от -4--0,1 до -10--2,3 м. Максимальная мощность составила 8,5 м, минимальная 0,8 м;

Песок мелкий водонасыщенный средней плотности (ИГЭ 446) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 1,8-3 до 10-12,6 м на абсолютных отметках от -3--1,8 до -12,6--10 м. Максимальная мощность составила 9,6 м, минимальная 8,2 м;

Песок пылеватый средней плотности влажный (ИГЭ 455) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,3-1,8 до 5,3-6 м на абсолютных отметках от -1,8--0,3 до -6--5,3 м. Максимальная мощность составила 5,7 м, минимальная 3,5 м;

Суглинок пластичномерзлый слабодистый криотекстура слоистая в талом состоянии от тугопластичного до полутвердого (ИГЭ 209) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1-14,5 до 1,1-16,6 м на абсолютных отметках от -14,5--0,1 до -16,6--1,1 м. Максимальная мощность составила 6,4 м, минимальная 0,5 м;

Песок средней крупности твердомерзлый слабодистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 438) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,1-14,5 до 4,5-17 м на абсолютных отметках от -14,5--0,1 до -17--4,5 м. Максимальная мощность составила 10,4 м, минимальная 1,5 м;

Песок мелкий твердомерзлый слабодистый массивной криотекстуры в талом состоянии влажный (ИГЭ 448) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,3-16,6 до 4-17 м на абсолютных отметках от -16,6--0,3 до -17--4 м. Максимальная мощность составила 15,4 м, минимальная 0,2 м;

Песок мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры в талом состоянии водонасыщенный (ИГЭ 449) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 0,5-14 до 3,8-17 м на абсолютных отметках от -14--0,5 до -17--3,8 м. Максимальная мощность составила 13,5 м, минимальная 1,5 м;

Песок пылеватый твердомерзлый слабодистый массивной криотекстуры, в талом состоянии влажный (ИГЭ 458) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 4,7-15 до 8,5-17 м на абсолютных отметках от -15--4,7 до -17--8,5 м. Максимальная мощность составила 5,3 м, минимальная 2 м;

Скальный грунт (ИГЭ 101) (edQIII-IV). Вскрыт в интервалах глубин от 2,3-11,3 до 2,5-12,1 м на абсолютных отметках от -11,3--2,3 до -12,1--2,5 м. Максимальная мощность составила 1,6 м, минимальная 0,2 м.

Инженерно-геологические условия

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

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

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

На территории распространения многолетнемерзлых отложений грунты, залегающие в слое сезонного оттаивания, подвержены процессам пучения. На исследуемой территории, за

исключением участков, отсыпанных насыпными грунтами, активно протекают процессы морозного пучения грунтов.

По степени пучинистости суглинки и глины, залегающие в слое сезонного оттаивания, классифицируются согласно ГОСТ 25100-2020 как непучинистые, слабо- и среднепучинистые. Числовые значения с классификацией приведены в таблице 8.8 раздела 8 отчета ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ.01.01-ТЧ-001.

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

Краткая гидрографическая характеристика

В целом речная сеть рассматриваемой территории принадлежит бассейну р. Виллой – её правой части бассейна. В частности, находится в пределах водораздела между р. Тас-Юрях (западная часть) и р. Амбардах (восточная часть), которые в свою очередь являются правыми притоками разного порядка р. Виллой. Гидрография района представлена не пересекаемыми ложбинами стока – верхними звеньями гидрографической сети, относящейся к правому бассейну р. Тас-Юрях, впадающему в неё через р. Сулакыт.

Проектируемая площадка Куст №8 расположена в пределах водораздела между р. Курунг-Юрях и р. Амбардах. Генерально сток с площадки направлен с юго-востока на северо-запад.

Абсолютные отметки земли границ проектируемой площадки варьируются от 365,98 мБС (СЗ) до 368,02 мБС (ЮВ).

Абсолютные отметки земли границ топографической съемки проектируемой площадки варьируются от 360,62 мБС (СЗ) до 371,33 мБС (ЮВ).

Ближайшие водные объекты:

- р. Курунг-Юрях (исток), расположенная в 5,14 км северо-западнее площадки. Удаленность и маловодность водотока исключают возможность влияния водотока на площадку.

- р. Амбардах, расположенная в 6,01 км восточнее площадки. Удаленность и маловодность водотока исключают возможность влияния водотока на площадку.

Проектируемая площадка Куст №9 расположена в пределах водораздела между р. Амбарадах и верхнего звена гидрографической сети р. Сулакыт – ложбиной стока (МС7). Генерально сток с площадки направлен с северо-востока на юго-запад.

Абсолютные отметки земли границ проектируемой площадки варьируются от 361,32 мБС (ЮЗ) до 364,21 мБС (СВ).

Абсолютные отметки земли границ топографической съемки проектируемой площадки варьируются от 359,05 мБС (ЮЗ) до 365,22 мБС (СВ)

Ближайшие водные объекты:

- ложбина стока, кратчайшее расстояние до которой 0,33 км на ЮЗ. Отметка тальвега на момент изысканий составила 356,94 мБС.

Гидрологическую нагрузку на площадку ложбина стока не оказывает ввиду своей маловодности и превышением отметок земли границ площадки над тальвегом ложбины более 2 м, а также расположением площадки в пределах водораздела.

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

Добыча ведется с эксплуатационного блока "Ботуобинский горизонт" в соответствии со сведениями, приведенными в Протоколе ЦКР №9074 от 18.04.2024 г., таблица 1, которые приложены в составе исходно-разрешительной документации к тому 1.

Сведения о размещении скважин приняты в соответствии с Приложением №14 к проекту пробной эксплуатации ТЮНГКМ "Карта размещения скважин", которое приложено в составе исходно-разрешительной документации к тому 1.

На основании Задания на проектирование разработаны проектные решения по обустройству кустовых площадок нефтяных добывающих скважин №8, 9 Тас-Юряхского НГКМ, а также по системе сбора данных кустов до точек врезки в нефтегазосборный коллектор (проект 1325/10.2), транспортирующий продукцию до ДНС (проект 1513/39 (ТЮ-ДНС)).

Все скважины на кустах №8, 9 являются добывающими. Скважины на кустах размещаются на одной прямой. Расстояние между скважинами принято 9 метров, между группами нефтяных скважин – так же 9 метров. Обоснование принятых расстояний приведено в п.2.3 Специальных Технических Условий на проектирование и строительство в части обеспечения пожарной безопасности объекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №8, 9» (далее по тексту – СТУ). СТУ представлены в томе 1.

Кроме того, согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин, который приведен в документе ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-РР-001, принятое расстояние между скважинами в 9 метров превышает 1,2 от максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин (составляет 4,08 метра), что соответствует требованиям пункта 526 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Во время эксплуатации обеспечивается мониторинг за состоянием грунтов в районе зоны влияния скважин на ММГ. При обнаружении негативного влияния в процессе эксплуатации выполняются компенсирующие мероприятия (восстановление отметок вертикальной планировки путем подсыпки песком при осадке в районе приустьевой площадки).

Проектные решения системы сбора от кустов скважин №8, 9 описаны в томе 3.1 «Часть 1. Промысловые трубопроводы».

Фонд скважин куста №8 – 4 скв. (N8001, N8002, N8003, N8004).

Фонд скважин куста №9 – 5 скв. (N9001, N9002, N9003, N9004, N9005).

На кустах №8, 9 Границами проектирования являются фланцы фонтанной арматуры добывающих скважин кустов №8, 9 с одной стороны и точки врезки промысловых нефтегазосборных трубопроводов - с другой стороны принятое расчетное давление проектируемых трубопроводов от нефтяных скважин составляет:

- от фонтанной арматуры до клапана-отсекателя - 16,0 МПа;
- от клапана-отсекателя до запорной арматуры с электроприводом на границе куста – 6,3 МПа;
- Реагентопровод – 6,3 МПа;
- Дренажные трубопроводы – 0,05–1,6 МПа;
- Метанолопровод – 16 МПа;
- Трубопровод на ГФУ – 16 МПа.

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

В системе сбора с кустов №8, 9 расчетное давление нефтегазосборных трубопроводов составляет 6,3 МПа, для оборудования и ЗРА расчетное давление принято 6,3 МПа.

Для скважин кустов №8, 9 планируется как фонтанный способ добычи с последующим переводом на механизированный с применением УЭЦН производительность в диапазоне 80...400 м³/сут, глубина установки 1800...2500 м, так и сразу механизированный с применением УЭЦН.

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

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

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

1.4.2 Характеристика системы сбора продукции добывающих скважин

Схемы технологические принципиальные для куста скважин №8 представлена на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001, для куста скважин №9 – на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002.

Обустройство кустов скважин №8, 9 Тас-Юряхского НГКМ включает проектирование технологических сооружений, необходимых для добычи, учета и подачи продукции до точек врезок в промысловый трубопровод, коллектор, транспортирующий продукцию с кустов скважин №8, 9 и №10 (проект 1325/10.2(ТЮ-КП10)) до ДНС (проект 1513/39 (ТЮДНС)).

В соответствии с требованиями п.6.2.3 ГОСТ Р 58367-2019 технологические сооружения кустов №8, 9 имеют следующий состав:

- фонтанная арматура скважин;
- технологическая обвязка нефтяных скважин;
- площадка под приемные мостки, совмещенная с площадкой под ремонтный агрегат;
- места для крепления пригрузов (4 места рядом на каждую скважину);
- лубрикаторная площадка (для каждой скважины);
- групповая измерительная установка (КП8-АГЗУ-001 для куста скважин №8, КП9-АГЗУ-001 для куста скважин №9);
- блок дозирования реагента (КП8-БДР-001 для куста скважин №8, КП9-БДР-001 для куста скважин №9);
- подземная дренажная емкость $V=8 \text{ м}^3$ (КП8-ЕД-001 для куста скважин №8, КП9-ЕД-001 для куста скважин №9);
- площадка узла запуска СОД (для куста скважин №9);
- место для размещения шкафа СУДР;
- метанольное хозяйство в составе:
 - емкость метанола расходной $V=50 \text{ м}^3$ (КП8-Е-001 для куста скважин №8, КП9-Е-001 для куста скважин №9);
 - блок подачи метанола (КП8-БПМ-001 для куста скважин №8, КП9-БПМ-001 для куста скважин №9);
 - подземная дренажная емкость для метанола $V=8 \text{ м}^3$ (КП8-ЕД-002 для куста скважин №8, КП9-ЕД-002 для куста скважин №9);
 - системы подачи ингибитора (метанола) на устья добывающих скважин.
- факельное хозяйство в составе:

- факельный амбар с ГФУ (КП8-ГФУ-001 для куста скважин №8, КП9-ГФУ-001 для куста скважин №9);
- площадки шкафа управления ГФУ и блока подачи газа на дежурную горелку;
- площадки для исследовательского сепаратора.
- технологические трубопроводы.

Ведомость оборудования с его основными характеристиками приведена в Приложении Б.

Сбор продукции нефтяных скважин осуществляется по системе сбора с надземной и подземной прокладкой технологических трубопроводов в пределах кустов №8, 9.

Трубопроводы, прокладываемые на территории кустов скважин №8, 9 относятся к технологическим. Границей технологических трубопроводов является присоединительный ответный фланец отсекающей запорной арматуры КП8-ZV-001, КП9-ZV-001 на узле отключающей арматуры на выходе с кустов №8, 9 соответственно. При проектировании технологических трубопроводов соблюдены требования ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020г. № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

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

Надземные участки выкидного трубопровода от фонтанной арматуры до замерных установок, дренажный трубопровод от ЗУ в ДЕ и реагентопровод, трубопровод на ГФУ предусмотрены в теплоизоляции из минваты толщиной 50 мм с негорючей стальной оцинкованной защитной оболочкой, толщиной не более 1 мм. Теплоизолируемые участки на кустах №8, 9 предусмотрены с обогревом саморегулирующимися греющими кабелями. Данное техническое решение принято для исключения застывания нефти, происходящее при температуре от минус 56°C до минус 35°C, и застывания ингибитора коррозии при минус 35°C, так как температура наиболее холодной пятидневки данного района равна минус 48°C на основании инженерных изысканий. Подробно о проектных решениях для технологических трубопроводов на проектируемых кустах описано 1.4.4.14 настоящего раздела.

Установка фонтанной арматуры полного заводского исполнения, вместе с приборами местного контроля давления, на устьях добывающих скважин кустов №8, 9 предусматривается по проекту бурения скважин. Фонтанная устьевая арматура предназначена для герметизации устья скважины, пропуска добываемой среды в нужном направлении, подвешивания лифтовой колонны НКТ со скважинным оборудованием.

Для обслуживания фонтанной арматуры предусматриваются лубрикаторные площадки.

Каждая скважина на кустах №8, 9 оборудуется задвижкой дисковой штуцерной, клапаном обратным устьевым незамерзающим, клапаном-отсекателем с электромагнитным дублером, пробоотборным устройством вентильного типа, запорной арматурой с ручным приводом. Подробно об обустройстве устьев добывающих скважин и выборе запорно-регулирующей арматуры описано в п.1.4.4.1 настоящего раздела.

В случае пуска скважин, их продувки, проведения исследований или необходимости сброса давления из участка выкидного трубопровода до клапана-отсекателя, проектом предусматривается факельный коллектор DN100, рассчитанный на давление 16 МПа, который прокладывается с уклоном 0,003 в сторону амбара, проходит над обваловкой амбара и присоединяется к горизонтальной факельной установке КП8-ГФУ-001, КП9-ГФУ-001.

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

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

В составе каждой горизонтальной факельной установки предусмотрен розжиг факела от баллонов с пропаном (узел редуцирования). Блок представляет собой шкаф теплоизолированный, обогреваемый до температуры +5 °С, внутри которого находятся газовые баллоны с запорно-регулирующей арматурой.

Шкаф управления ГФУ и баллоны с пропаном устанавливаются за пределами обвалования амбаров.

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

Для предупреждения возможного гидратообразования в шлейфах предусмотрена подача метанола от блока подачи метанола КП8-БПМ-001, КП9-БПМ-001. Накопление метанола на кустовых площадках №8, 9 и подачи его в БПМ применяются емкости расходные объемом 50 м³ КП8-Е-001, КП9-Е-001. Расчетное давление емкости составляет 0,05 МПа. Закачка реагента в емкость осуществляется из передвижной техники.

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

Дебит нефтяных скважин контролируется в замерных установках КП8-АГЗУ-001, КП9-АГЗУ-001. Для кустов скважин принята измерительная установка с многофазным расходомером, осуществляют замер дебита скважины по нефти, воде и газу в автоматическом и ручном режимах. Данная технология обеспечивает наиболее достоверные и устойчивые показатели результатов измерений многофазного потока. Подробно о блоках измерительных установок на проектируемых кустах описано в 1.4.4.2 настоящего раздела.

Для предупреждения преждевременной коррозии трубопроводов предусмотрена подача ингибитора коррозии от блока дозирования реагента (БДР) через узел ввода реагента в нефтегазосборный трубопровод на выходе замерных установок КП8-АГЗУ-001, КП9-АГЗУ-001 на кустах №8, 9 соответственно. Подробно о блоках дозирования реагента на проектируемых кустах описано в 1.4.4.3 настоящего раздела.

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

На кустах №8,9 предусмотрен контроль скорости коррозии.

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

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

Контроль загазованности на территории кустов скважин №8, 9 осуществляется датчиками ДВК.

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

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

Проведение очистки и диагностики трубопроводов системы сбора предусмотрено от куста №9. Нефтегазосборный трубопровод от куста №8 не подлежит очистки и диагностики ввиду малой протяженности проектируемого участка.

Для запуска очистных и диагностических устройств в нефтегазосборный трубопровод от куста №9 предусмотрена камера запуска СОД DN250 PN63 КП9-КЗ-001. В режиме запуска снаряда, перевод продукции куста производится на вход камеры для создания необходимого давления для запуска снаряда. При обычном режиме, продукция куста проходит по байпасному трубопроводу обвязки камеры. В технологической обвязке камеры установлен тройник с решеткой.

Прием очистных и диагностических устройств осуществляется в камере приема СОД DN250 PN63 Л09-КП-001. Проектные решения по узлу приема СОД от куста скважин №9 описано в том 3.1 «Часть 1. Промысловые трубопроводы» проекта 1325/10.2 (ТЮ-КП10) - Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Куст скважин №10.

Подробно о проектных решениях на площадке узла запуска СОД на кусте скважин №9 описано в 1.4.4.6 настоящего раздела.

Для опорожнения групповых замерных установок и камеры запуска СОД (на кусте №9) предусматриваются подземные дренажные емкости объемом 8 м³. Движение продукции по дренажным трубопроводам осуществляется самотеком, за счет создания уклона 0,002. Подробно о подземных дренажных емкостях на проектируемых кустах описано в 1.4.4.5 настоящего раздела.

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

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

1.4.3 Физико-химические свойства и компонентный состав добываемой продукции

Характеристика добываемой продукции приведена в таблицах 1.1– 1.3.

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

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂	0,000
He	0,000
N ₂	0,000
CO ₂	0,000
CH ₄	0,243
C ₂ H ₆	0,392
C ₃ H ₈	0,382
i-C ₄ H ₁₀	0,114

Компонент	Содержание, % мольн.
n-C ₄ H ₁₀	1,022
i-C ₅ H ₁₂	0,557
n-C ₅ H ₁₂	1,597
C ₆	2,656
C ₇	4,408
C ₈	6,516
C ₉	7,441
C ₁₀	7,108
C ₁₁	5,742
C ₁₂	5,155
C ₁₃	4,737
C ₁₄	4,330
C ₁₅	3,932
C ₁₆	3,444
C ₁₇	3,019
C ₁₈	2,758
C ₁₉	2,632
C ₂₀	2,359
C ₂₁	2,146
C ₂₂	1,825
C ₂₃	1,644
C ₂₄	1,565
C ₂₅	1,497
C ₂₆	1,375
C ₂₇	1,294
C ₂₈	1,235
C ₂₉	1,172
C ₃₀	1,047
C ₃₁	0,831
C ₃₂	0,665
C ₃₃	0,510
C ₃₄	0,308
C ₃₅	0,219
C ₃₆₊	12,124
Молекулярная масса	259,3-262,8
Содержание серы, % масс.	0,73-0,93
Содержание смол силикагелевых, % масс.	9,2-10,68
Содержание асфальтенов, % масс.	0,29-0,56
Содержание парафинов, % масс.	0,15-1,22
Содержание механических примесей, % масс., не более	0,17
Температура застывания нефти, °С	минус 56-минус 35
Плотность нефти при 20°С, кг/м ³	866,4

Компонент	Содержание, % мольн.
Массовая концентрация в воде, мг/дм ³	Ca ²⁺ - 90681-98196 Mg ²⁺ - 11848,7-12456,3 HCO ₃ ⁻ - 443,9-767,3 Cl ⁻ - 227702,4-250560,6 общего железа - 1073-2973 SO ₄ ²⁻ - 127,5-317,1 Na ⁺ +K ⁺ - 12945,7-40999,5
Общая минерализация воды, мг/дм ³	352052-395354,3

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

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂	0,0052
He	0,03
N ₂	2,162
CO ₂	0,0215
CH ₄	68,034
C ₂ H ₆	12,3170
C ₃ H ₈	7,3297
i-C ₄ H ₁₀	1,2705
n-C ₄ H ₁₀	3,5574
i-C ₅ H ₁₂	1,0687
n-C ₅ H ₁₂	1,5890
C ₆	1,3029
C ₇	0,8765
C ₈	0,3448
C ₉	0,0888
C ₁₀	0,0018
C ₁₁	0.000
C ₁₂₊	0.000
C13	0.000
Молекулярная масса	25,700

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

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

1.4.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

1.4.4.1 Обустройство устьев добывающих скважин

На кусте №8 размещается 4 скважины, на кусте №9 – 5 скважин, продукция от которых поступает в выкидные трубопроводы, а затем в замерные установки по лучевой системе сбора.

Способ эксплуатации добывающих скважин фонтанный с последующим переводом на механизированный.

Расстояния между устьями скважин составляет 9 м.

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

На кустах №8, 9 в обвязке устьев добывающих нефтяных предусмотрены:

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

Границей проектирования выкидных трубопроводов скважин является фланцевая пара, установленная на запорной арматуре устьев скважин.

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

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

При повышении давления в выкидном трубопроводе до давления 6,3 МПа (в случае выброса газа из газовой шапки) происходит автоматическое закрытие клапана-отсекателя. Также при росте давления на выкиде скважинного насоса УЭЦН до 6,3 МПа производится его автоматическое отключение. Дистанционный контроль давления осуществляется по датчику давления, установленному на выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя (см. Том 4.6.2, чертеж ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.02-ГЧ-003).

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

Достаточность описанных выше технических решений по эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором, обусловленных наличием прорывного газа из газовой шапки, обоснована в разделе 4 документа «Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Тас-Юряхского НГКМ» ООО «Газпромнефть-Заполярье» в составе проектной документации «Обустройство Тас-Юряхского НКМ. Кусты скважин №8, 9», разработанным ООО «ГК «ТЭК». Данный документ представлен в томе 1.

ЗДШ, установленный после фонтанной арматуры на выкидных линиях трубного и затрубного пространства каждой скважины проектируемых кустов №8, 9, обеспечивает снижение давления до рабочего давления в трубопроводах системы сбора, которое не превышает 6,3 МПа. При отказе ЗДШ и возникновении аварийного максимального давления, равного 6,3 МПа, а также при аварийном минимальном давлении, равного 2,5 МПа, до клапана-отсекателя, происходит автоматическое закрытие клапана-отсекателя.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В объем автоматизации обвязки устьев добывающих скважин на кусте №8, 9 входит:

- местный контроль давления в трубном и затрубном пространствах скважин;
- местный и дистанционный контроль до и после клапана-отсекателя КП8-КО-001...КП8-КО-004 на кусте №8, КП9-КО-001...КП9-КО-005 на кусте №9;

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

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

Для возможности демонтажа трубопроводов около устья скважин при производстве ремонтных работ в обвязке скважин проектом предусмотрены разрывные фланцевые пары.

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

- устье скважины;
- место для площадки под приемные мостки, совмещенное с площадкой под ремонтный агрегат (12,0х4,0 м);
- места под якоря оттяжек подъемного агрегата (0,5х0,5 м).

Недропользователь должен обеспечить постоянную готовность подъездных путей для доставки персонала к кустам скважин.

В эксплуатационной документации должны быть предусмотрены действия персонала при срабатывании сигнализации высокого и аварийно-высокого давления, высокого и

аварийно-высокого содержания взрывопожароопасных газов в воздухе на территории ОПО, а также при срабатывании приустьевых клапана-отсекателя и отключения насоса УЭЦН.

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

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

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

Обвязка устья скважин кустов №8, 9 имеет унифицированное исполнение, представлена на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003.

1.4.4.2 Измерительные установки с многофазным расходомером

В составе кустов скважин №8, 9 предусмотрены установки измерительные (АГЗУ) КП8-АГЗУ-001, КП9-АГЗУ-001 на 6 и 8 подключений соответственно, блочного исполнения, на базе бессепарационной технологии измерения, с использованием многофазного расходомера, которая обеспечивает замер поступающей от скважины продукции.

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

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

Для куста №8

- по жидкости (максимальный) – 443,89 т/сут;
- по жидкости (минимальный) – 6,38 т/сут;
- по газу (максимальный) – 788,33 тыс. ст. м³/сут;
- по газу (минимальный) – 14,35 тыс. ст. м³/сут

Для куста №9:

- по жидкости (максимальный) – 443,89 т/сут;
- по жидкости (минимальный) – 6,38 т/сут;
- по газу (максимальный) – 1249,67 тыс. ст. м³/сут;
- по газу (минимальный) – 11772,95 тыс. ст. м³/сут.

Расчетное давление групповых замерных установок составляет 6,3 МПа.

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

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

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

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

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

В случае профилактического осмотра, ремонта или аварийной ситуации на АГЗУ кустов №8, 9, дренаж оборудования и трубопроводов АГЗУ осуществляется в подземные дренажные емкости КП8-ЕД-001, КП9-ЕД-001 соответственно. Откачка дренажа из дренажной емкости осуществляется в передвижную технику.

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

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

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

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

В технологической обвязке блока групповой замерной установки КП8-АГЗУ-001 на кусте скважин №8 предусмотрена установка отключающей арматуры с электроприводом КП8-ZV-001 на выходе с куста, проектные решения подробно описаны в п.1.4.3.8 настоящего раздела.

Групповая замерная установка представлена на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005 для куста скважин №8, ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006 для куста скважин №9.

1.4.4.3 Блоки дозирования реагента

На территории кустов скважин №8, 9 для предупреждения преждевременной коррозии трубопроводов предусмотрена подача ингибитора коррозии от блоков дозирования реагента (БДР) КП8-БДР-001, КП9-БДР-001 соответственно в нефтегазосборный трубопровод.

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

Блоки КП8-БДР-001, КП9-БДР-001 представляют собой закрытые блок-боксы во взрывозащищенном исполнении, включающие в себя технологические емкости для хранения реагента объемом 6,0 м³, 2 шт. дозирочных плунжерных насоса (1 рабочий и 1 резервный), 1 шт. шестеренного насоса для заполнения и перемешивания реагента.

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

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

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

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

В качестве рекомендуемых к применению ингибиторов коррозии при постоянной подаче в нефтегазосборный коллектор - «СНПХ-5314», «СНПХ-6035», «ИНКОРГА3-112-М», «ТюмНТ-КОРР» (или аналогичный) с удельной дозировкой ингибитора до 50 г/м³ добываемой жидкости (до 4,09 л/ч для куста №8, до 5,06 л/ч для куста №9).

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

На кусты скважин №8,9 ингибитор доставляется передвижной техникой и сливается в емкость внутри блока БДР. Закачка реагента производится посредством шестеренного насоса, установленного внутри блока.

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

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

Блоки дозирования реагента выполняют следующие функции:

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

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

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

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

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

Блоки БДР размером 7,0х3,0 м располагается на свайном основании высотой 1,6 м.

Блоки дозирования реагента КП8-БДР-001, КП9-БДР-001 представлены на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008 и имеют унифицированное исполнение, включая монтажную обвязку.

1.4.4.4 Скважинные установки дозирования реагента

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

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

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

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

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

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

1.4.4.5 Дренажные емкости

Для опорожнения трубопроводной обвязки групповых замерных установок КП8-АГЗУ-001, КП9-АГЗУ-001 и камеры запуска СОД (на кусте скважин №9), предусматривается подземные дренажные емкости (ЕД) КП8-ЕД-001, КП9-ЕД-001 на кустах скважин №8, 9 соответственно.

Климатическое исполнение дренажной емкости ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Объем дренажных емкостей принят в соответствии с расчетом объема опорожнения в них групповых замерных установок и камеры запуска СОД (на кусте скважин №9). В соответствии с п.10 Задания на проектирование для унификации решений, принятых при обустройстве Тас-Юряхского НГКМ, объем дренажных емкостей на проектируемых кустах скважин №8, 9 принят равным 8 м³. Расчетное давление составляет 0,05 МПа.

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

Трубопроводы пропарки и откачки из дренажных емкостей предусмотрены в теплоизоляции.

Для обслуживания внутренней полости емкости предусмотрена лестница.

Для кустов скважин №8, 9 работа дренажной емкости будет осуществляться только в период плановых/ремонтных работ, в момент запуска очистного или диагностического снаряда, в присутствии обслуживающего персонала.

В емкости предусмотрен контроль минимального, максимального уровней.

Для контроля загазованности вокруг емкости устанавливается один датчик ДВК.

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

Откачка из дренажной емкости осуществляется в емкость передвижной техники.

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

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

Тепловая изоляция емкостей не предусмотрена.

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

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

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

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

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

Подземная дренажная емкость для кустов №8, 9 представлена на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008 и имеет унифицированное исполнение, включая монтажную обвязку.

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

1.4.4.6 Площадка узла запуска СОД

Площадка узла запуска СОД КП9-КЗ-001 DN250 PN63 предназначена для запуска очистного и диагностического устройства в нефтегазосборный трубопровод системы сбора от куста №9:

Камера запуска СОД предусмотрена DN250, рабочее давление составляет 6,3 МПа.

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

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

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

В технологической обвязке узла запуска СОД на кусте скважин №9 предусмотрена установка отключающей арматуры с электроприводом КП9-ZV-001 на выходе с куста, проектные решения подробно описаны в п. 1.4.4.8 настоящего раздела.

Дренаж камеры запуска СОД производится в дренажную емкость КП9-ЕД-001 объемом 8 м³.

На площадке узла запуска СОД предусматриваются следующие технологические операции:

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

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

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

Схема принципиальная технологическая узла запуска СОД представлена на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-002.

Компоновка узла запуска СОД и расположение оборудования на них представлено на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007.

Схема принципиальная технологическая и монтажная компоновка узла приема СОД от куста скважин №9 представлены в томе 3.1 «Часть 1. Промысловые трубопроводы».

1.4.4.7 Узлы отключающей арматуры на выходе с кустов скважин

Для аварийного отключения подачи добываемой продукции с кустов нефтяных скважин №8, 9, проектом предусматривается запорная арматура с электроприводом КП8-ZV-001 DN300 PN63, КП9-ZV-001 DN250 PN63 соответственно.

Указанная выше арматура устанавливается на выходе трубопровода с куста после блока групповой замерной установки КП8-АГЗУ-001 (ка кусте №8), на площадке узла камеры запуска СОД (на кусте №9).

Данная арматура обеспечивает прекращение подачи продукции с кустов скважин №8, 9 до точек врезки (т.вр.4 (от куста №8), т.вр.5 (от куста №9)) в промысловый нефтегазосборный трубопровод до ДНС (проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от кустов скважин №8, 9 описаны в Томе 3.1 «Часть 1. Промысловые трубопроводы») в следующих случаях:

- пожар в блоках, находящихся на территории кустов №8, 9;
- загазованность в блоках, находящихся на территории кустов №8, 9;
- отключение электроэнергии на территории кустов №8, 9;
- повышении или падении давления до задвижки с электроприводом КП8-ZV-001, КП9-ZV-001 на кустах №8, 9 соответственно.

Проектом предусматривается контроль давления до (местный и дистанционный) и после (местный) отключающей арматуры с электроприводом КП8-ZV-001 для куста №8, КП9-ZV-001 для куста №9. Аварийное закрытие КП8-ZV-001, КП9-ZV-001, осуществляется при $P_{min} = 2,5$ МПа и при $P_{max} = 6,2$ МПа. Объем автоматизации представлен в томе 4.6.2. «Книга 2. Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Запорная арматура с электроприводом КП8-ZV-001 (DN300 PN63) для куста №8 и КП9-ZV-001 (DN250 PN63) для куста №9 поставляется по ТТТ-01.02.03 версия 2.1 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

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

В соответствии с ТТТ-01.02-03 версия 3.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура» время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет не более 180 секунд (для задвижек DN250, DN300).

Компоновка узлов отключающей арматуры представлено на чертежах ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-004 для куста №8, ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-007 для куста №9.

1.4.4.8 Запорная и регулирующая арматура

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

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

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

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

В качестве запорной арматуры для технологических нефтегазосборных трубопроводов, реагентопроводов, трубопроводов откачки и пропарки, применяются задвижки клиновые. Конструкция запорной и регулирующей арматуры, на кустах №8, 9, обеспечивает герметичность, соответствующую классу А, согласно требованиям ГОСТ 9544-2015.

Краны и задвижки изготавливаются из той же стали, что и трубопровод, на котором они установлены. Арматура на выходе с кустов №8, 9 комплектуется электроприводом. Время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет не более 180 секунд в соответствии с ТТТ-01.02-03 версия 3.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

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

В соответствии с п.84 Приказа №444 от 21.12.2021 г. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" вся арматура подлежит заводским испытаниям на прочность и плотность.

Вся запорная и регулирующая арматура на кустах №8, 9 подлежит заземлению.

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

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

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

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

Для отсечения потока на выкидных трубопроводах от скважин кустов №8, 9 предусмотрен механический клапан-отсекатель DN100 PN160 с электромагнитным дублером. Поставка клапана-отсекателя осуществляется в соответствии с ТТТ-01.02-03 версия 3.0 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура».

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

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

1.4.4.9 Узел подключения исследовательского сепаратора

На факельном коллекторе DN100, рассчитанном на давление 16,0 МПа, предусмотрен узел для подключения передвижного исследовательского сепаратора, который будет исполь-

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

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

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

В объем автоматизации входит местный контроль давления в трубопроводах.

Для подключения передвижного сепаратора предусмотрено место размером 6,3х12,0 м. Компонировка узла подключения представлена на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011.

1.4.4.10 Горизонтальная факельная установка

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

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

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

В комплект поставки ГФУ входят:

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

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

Работа дежурной горелки предусмотрена от баллонов с пропаном, расположенных на площадке блока подачи газа на дежурную горелку.

В соответствии с п.105 Руководства по безопасности факельных систем, уклон дна амбара выполнен в направлении от ГФУ. Факельные трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах, с уклоном в сторону ГФУ не менее 0,003. Все трубопроводы, прокладываемые до ГФУ, предусматриваются в теплоизоляции минватой толщиной 50 мм. В соответствии с п. 105 «Руководства по безопасности факельных систем» объем амбара вмещает полуторакратный объем одной скважины, подтверждающий расчет представлен в приложении Г. Размеры амбара по осям обвалования составляют 33х4 м, высота обвалования около 2,5 м.

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

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

Факельный амбар куста газовых скважин представлен на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-013.

Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ представлен на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012.

1.4.4.11 Блок подачи метанола

На территории кустовой площадки КП 8,9 для предупреждения возможного гидратообразования в выкидных трубопроводах и трубного пространства предусмотрен блок подачи метанола КП8-БПМ-001, КП9-БПМ-001.

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

Электродвигатели насосов, устанавливаемых в блоке, имеют климатическое исполнение ХЛ4, взрывозащищенное исполнение (группа II), вид взрывозащиты не менее IExdIIAT2 по ГОСТ 30852.0-2002, температурный класс электрооборудования – Т2.

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

Расчетное давление метанолопровода составляет 16 МПа.

Метанол поступает в БПМ из передвижной техники (по трубопроводу DN100) или расходной емкости метанола $V=50 \text{ м}^3$ КП8-Е-001, КП9-Е-001 по самотечному трубопроводу диаметром DN100 с уклоном 0,002 в сторону БПМ.

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

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

Блок подачи метанола выполняет следующие функции:

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

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

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

Блок подачи метанола представлен на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-014, изготавливается и поставляется согласно опросному листу ТЮ-КП8.9-ТХ01-ТТ-002.

1.4.4.12 Емкость расходная для метанола

Для накопления метанола на кустовых площадках КП 8, 9 и подачи его в БПМ применяются емкости расходные объемом 50 м^3 . Расчетное давление емкостей КП8-Е-001, КП9-Е-001 составляет 0,05 МПа.

Закачка реагента в емкость осуществляется из передвижной техники.

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

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

На трубопроводе от емкости хранения метанола в БПМ предусмотрена запорная арматура с электроприводом КП8-XV-001, КП9-XV-001 DN100 для дистанционного открытия/закрытия. При достижении минимального уровня в емкости метанола расходной, запорная арматура с электроприводом КП8-XV-001, КП9-XV-001 DN100 закрывается.

В случае заполнения емкости метанола расходной КП8-ЕД-002, КП9-ЕД-002 дренаж расходной емкости направляется через БРС в передвижную технику.

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

Стойки КР-1, КР-2 идут в комплекте поставки с расходной емкостью, способ крепления стоек КР-1, КР-2 разрабатывает поставщик емкости. Стойки под опоры трубопроводов Ст-1...6 в комплекте поставки КП8-Е-001, КП9-Е-001.

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

Емкость поставляется в комплекте с воздушником, высотой 5 м, с совмещенным дыхательным клапаном с огнепреградителем, лестницей и площадкой для обслуживания внутренней полости емкости, а также с узлом для закачки метанола из передвижной емкости и подачи пара от передвижной техники КП8-БПМ-001, КП9-БПМ-001.Ш состоящим из запорной арматуры с ручным приводом и быстроразъемным соединением.

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

1.4.4.13 Дренажная емкость для метанола

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

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

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

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

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

Подземные дренажные емкости КП8-ЕД-002, КП9-ЕД-002 представлены на чертеже ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-015.

Мероприятия по защите емкости от коррозии приведены в Разделе 2.

1.4.4.14 Технологические трубопроводы

Все трубопроводы, прокладываемые по территории кустов №8, 9 относятся к технологическим и проектируются в соответствии ГОСТ 32569 2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химических производствах».

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

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

Расчетное давление проектируемых технологических трубопроводов кустов №8, 9 приведено в п. 1.4.4.16.

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

Проектируемые технологические трубопроводы на кустах №8, 9 прокладываются преимущественно подземно, с надземной обвязкой устьев скважин, блоков оборудования, площадки узла запуска СОД и реагентопроводов.

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

Расстояние между подземными трубопроводами и 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 0,6 м от поверхности земли до оси трубопровода.

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

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

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

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

Переходы проектируемых технологических трубопроводов через проезды и проходы отсутствуют.

Для возможности обслуживания запорной арматуры на площадке узла запуска СОД куста скважин №9 предусмотрены площадки обслуживания.

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

На кустах №8, 9 предусмотрена возможность пропарки и продувки нефтегазосборного трубопровода от групповых замерных установок до точек врезки в нефтегазосборный трубопровод до ДНС (т.вр.4, т.вр.5).

На кустах скважин №8, 9 надземные участки выкидных линий со скважин до групповых замерных установок, дренаж от групповых замерных установок в дренажные емкости и реагентопроводы проектируются с применением теплоизоляции из полужилиндров минваты толщиной 50 мм и электрообогревом.

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

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

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

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.

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

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

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

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний приведены в п. 1.4.4.16.

1.4.4.15 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 500 мм в свету в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

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

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

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

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

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

Испытание на герметичность проводится пневматическим способом.

Применение пневматических испытаний трубопроводов на прочность и плотность рекомендуется, в связи отсутствием на месторождении внешней инфраструктуры и связанными с этим проблемами с утилизацией воды, содержащей водные растворы гликолей,

которые требуются для проведения гидравлических испытаний в период отрицательных температур окружающего воздуха.

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

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

Величины давлений испытаний для технологических трубопроводов приведены в таблице 1.4.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производится испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Технологические трубопроводы на кусте скважин №8									
Выкидные трубопроводы от устья скважин до клапана-отсекателя КП8-КО-001...004	16,0	A(б), I	2/1	100	10	$1,43 \cdot P_{расч} = 22,88$	$P_{раб}=16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы от клапана-отсекателя КП8-КО-001...004 до КП8-АГЗУ-001	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Реагентопровод от КП8-БДР-001 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Нефтегазосборный трубопровод от КП8-АГЗУ-001 до задвижки с э/п КП8-ZV-001	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{расч} = 9,01$	$P_{раб}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод для пропарки нефтегазосборного трубопровода	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 9,01$	$P_{\text{раб}} = 6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод закачки ингибитора в КП8-БДР-001 из передвижной техники	1,6	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки ингибитора из КП8-БДР-001 в передвижную технику	1,6	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от измерительной установки КП8-АГЗУ-001 в дренажную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	1,6	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки из дренажной емкости КП8-ЕД-001 в емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
передвижной техники									
Трубопровод подачи пара в дренажную емкость КП8-ЕД-001	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод сброса газа до ГФУ	16	Б(а), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 22,88$	$P_{\text{раб}} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровода от блока подачи газа на дежурную горелку ГФУ	1,6	Б(а), II	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для подключения исследовательского сепаратора	16	Б(а), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 22,88$	$P_{\text{раб}} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от емкости расходной до БПМ	1,6	А(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от БПМ до	16	А(б), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 22,88$	$P_{\text{раб}} = 16$	На прочность и плотность:	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Точки подключения к скважине								не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	
Трубопровод закачки метанола от передвижной техники в БПМ	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от БПМ в передвижную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для пропарки подземной дренажной емкости	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод опорожнения дренажной емкости в передвижную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от КП8-БПМ-001 к СПИ	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 22,88$	$P_{\text{раб}} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.;	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
								На герметичность: не менее 24 час	
Трубопровод подачи метанола от СПИ к скважине	16	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 22,88$	$P_{\text{раб}} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от расходной емкости КП8-Е-001 в КП8-ЕД-002	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи пара от передвижной техники в КП8-ЕД-002	1,6	B(a), II	1/2	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки из КП8-ЕД-002 в передвижную технику	1,6	A(б), II	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Воздушник КП8-ЕД-002	1,6	B(a), II	2/1	10	2	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Технологические трубопроводы на кусте скважин №9									
Выкидные трубопроводы от устья скважин до клапана-отсекателя КП9-КО-001...005	16,0	A(б), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 22,88$	$P_{\text{раб}}=16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы от клапана-отсекателя КП9-КО-001...004 до КП9-АГЗУ-001	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 9,01$	$P_{\text{раб}}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Реагентопровод от КП9-БДР-001 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 9,01$	$P_{\text{раб}}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Нефтегазосборный трубопровод от КП9-АГЗУ-001 до задвижки с э/п КП9-ZV-001	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 9,01$	$P_{\text{раб}}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для пропарки нефтегазосборного трубопровода	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 9,01$	$P_{\text{раб}}=6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод закачки ингибитора в КП9-БДР-001 из передвижной техники	1,6	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки ингибитора из КП9-БДР-001 в передвижную технику	1,6	A(б), I	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от измерительной установки КП9-АГЗУ-001 и камеры запуска СОД в дренажную емкость	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки из дренажной емкости КП9-ЕД-001 в емкость передвижной техники	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи пара в дренажную	1,6	Б(а), II	1/2	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.;	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
емкость КП9-ЕД-001								На герметичность: не менее 24 час	
Трубопроводы обвязки камеры запуска СОД	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{расч} = 9,01$	$P_{раб} = 6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод продувки инертным газом камеры запуска СОД	6,3	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{расч} = 9,01$	$P_{раб} = 6,3$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод сброса газа до ГФУ	16	B(a), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровода от блока подачи газа на дежурную горелку ГФУ	1,6	B(a), II	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{расч} = 2,29$	$P_{раб} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод для подключения исследовательского сепаратора	16	B(a), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{расч} = 22,88$	$P_{раб} = 16,0$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013

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

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопровод опорожнения дренажной емкости в передвижную емкость	1,6	A(6), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от КП9-БПМ-001 к СПИ	16	A(6), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 22,88$	$P_{\text{раб}} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи метанола от СПИ к скважине	16	A(6), I	2/1	100	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 22,88$	$P_{\text{раб}} = 16$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Дренажный трубопровод от расходной емкости КП9-Е-001 в КП9-ЕД-002	1,6	A(6), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи пара от передвижной техники в КП9-ЕД-002	1,6	B(a), II	1/2	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки из КП9-ЕД-002 в	1,6	A(6), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.;	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
передвижную технику								На герметичность: не менее 24 час	
Воздушник КП9-ЕД-002	1,6	Б(а), II	2/1	10	2	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	$P_{\text{раб}} = 1,6$	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 час	ГОСТ 32569-2013
Примечания 1. При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному. 2. Объем контроля сварных соединений принят в соответствии с ГОСТ 32569-2013, т.к. в нем представлены более жесткие требования.									

1.4.5 Требования к организации производства

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Положение о порядке организации безопасного производства работ должно предусматривать:

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

1.5 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для технологических нужд используются следующие виды ресурсов:

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

Потребность в остальных видах потребляемых ресурсов приведена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Количество потребляемых ресурсов

Вид потребляемого ресурса	Потребление
Куст скважин №8	
Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1 «Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть».
Ингибитор коррозии	Определяется в процессе эксплуатации
Ингибитор солеотложения	Определяется в процессе эксплуатации
Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год)	50 м ³

Вид потребляемого ресурса	Потребление
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)	50 м ³
Куст скважин №9	
Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1 «Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть».
Ингибитор коррозии	Определяется в процессе эксплуатации
Ингибитор солеотложения	Определяется в процессе эксплуатации
Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год)	100 м ³
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)	100 м ³

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

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

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

1.6 Описание источников поступления сырья и материалов

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

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

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

Сырьем на кустах №8, 9 является водонефтегазовая эмульсия нефтяных скважин.

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

1.7 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Характеристика добываемой продукции представлена в таблицах 1.1– 1.3.

Продукцией куста №8 является водонефтегазовая смесь, добываемая на всех 4 нефтяных скважинах с добавленным в нее реагента (ингибитора коррозии). Расчетное давление выкидных и нефтегазосборных трубопроводов составляет 6,3 МПа (изб.). Диаметры

выкидных и нефтегазосборных трубопроводов от скважин составляют DN100, DN300 на основании результатов гидравлического расчета

Продукцией куста №9 является водонефтегазовая смесь, добываемая на всех 5 нефтяных скважинах с добавленным в нее реагента (ингибитора коррозии). Расчетное давление выкидных и нефтегазосборных трубопроводов составляет 6,3 МПа (изб.). Диаметры выкидных и нефтегазосборных трубопроводов от скважин составляют DN100, DN250 на основании результатов гидравлического расчета

1.8 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

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

Строительство и бурение скважин, проектирование скважинного оборудования (фонтанная арматура) в объем проектирования не входит. Границей проектирования является фланец фонтанной арматуры типа АФК6Э-80/65х21 К1 ХЛ.

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

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

Требуемые и фактические расстояния представлены в таблицах 1.6, 1.7.

Таблица 1.6 – Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кусте скважин №8

Здания и сооружения	Устье добывающей скважины*	Установка измерительная	БДР	СУДР	Дренажная емкость	Узел отключающей арматуры КП8-ZV-001	БПМ	Расходная емкость	Факельный амбар	Площадка исследовательского сепаратора	Дренажная емкость для метанола
Устье добывающей скважины*		9/23	9/14	9/9	9/29	9/32	9/21	9/36	100/108	9/34	9/41
Групповая замерная установка КП8-АГЗУ-001	9/23		9/9	+	9/9	+7	9/52	9/64	60/98	9/18	9/79
Блок дозирования реагента КП8-БДР-001	9/14	9/9		+	9/17	9/18	9/38	9/51	60/100	9/20	9/65
СУДР	9/9	+25	+12		9/62	9/59	+	+	60/108	9/43	9/48
Дренажная емкость КП8-ЕД-001	9/29	9/9	9/20	9/62		9/20	9/55	9/64	60/110	9/33	9/80
Узел отключающей арматуры КП8-ZV-001	9/32	+7	9/18	9/59	9/20		9/62	9/76	60/91	/16	9/89
Блок подачи метанола	9/21	9/52	9/38	+	9/55	9/62		9/16	60/133	9/59	9/20
Расходная емкость	9/36	9/64	9/51	+	9/64	9/51	9/16		60/149	9/71	9/10
Факельный амбар	100/108	60/98	60/100	60/108	60/110	60/91	60/133	60/149		60/69	60/155
Площадка исследовательского сепаратора	9/34	9/18	9/20	9/43	9/33	/16	9/59	9/71	60/69		9/82

Дренажная емкость для метанола	9/41	9/79	9/65	9/48	9/80	9/89	9/20	9/10	9/155	9/82	
-----------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	------	--

Таблица 1.7 – Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кусте скважин №9

Здания и сооружения	Устье добывающей скважины*	Групповая замерная установка КП9-АГЗУ-001	Блок дозирования реагента КП8-БДР-001	СУДР	Дренажная емкость КП9-ЕД-001	Площадка узла запуска СОД	Узел отключающей арматуры КП9-ZV-001	БПМ	Факельный амбар	Площадка исследовательского сепаратора	Расходная емкость	Дренажная емкость для метанола
Устье добывающей скважины*		9/23	9/10	9/10	9/43	9/32	9/34	9/21	100/107	9/29	9/36	9/41
Групповая замерная установка КП9-АГЗУ-001	9/23		9/11	+	9/37	9/14	+/22	9/60	60/93	9/16	9/72	9/87
Блок дозирования реагента КП9-БДР-001	9/10	9/11		+	9/37	9/21	9/25	9/44	60/103	9/22	9/55	9/71
СУДР	9/10	+	+		9/52	9/38	9/41	+	60/100	9/25	+	9/47
Дренажная емкость КП9-ЕД-001	9/43	9/37	9/37	9/52		9/16	9/15	9/63	60/133	9/56	9/70	9/89
Площадка узла запуска СОД	9/32	9/14	9/21	9/38	9/16		+/	9/64	60/110	9/34	9/75	9/92
Узел отключающей арматуры КП9-ZV-001	9/34	+/22	9/25	9/41	9/15	+/10		9/64	60/119	9/41	9/71	9/89
БПМ	9/21	9/60	9/44	+	9/63	9/64	9/64		60/134	9/64	9/16	9/28
Факельный амбар	100/107	60/93	60/103	60/100	60/133	60/110	60/119	60/134		60/69	60/150	60/158
Площадка исследовательского сепаратора	9/29	9/16	9/22	9/25	9/56	9/34	9/41	9/64	60/69		9/78	9/91
Расходная емкость	9/36	9/72	9/55	+	9/70	9/75	9/71	9/16	60/150	9/78		9/10
Дренажная емкость для метанола	9/41	9/87	9/71	9/47	9/89	9/92	9/89	9/28	60/158	9/91	9/10	

1.9 Гидравлический расчет системы сбора Тас-Юряхского месторождения кустов скважин №8,9,10

1.9.1 Общие положения

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

Данное исследование проведено с целью:

- определения оптимальных диаметров выкидных трубопроводов от проектируемых скважин кустов №8,9, нефтегазосборных коллекторов и нефтегазосборных трубопроводов от куста №8 до точки врезки куста №8, от куста №9 до точки врезки куста №9;
- определения скоростей движения потока в нефтегазосборных коллекторах;
- определения режимов течения потоков в нефтегазосборных коллекторах.

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

1.9.2 Исходные данные

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

прогнозные показатели по добыче нефти, жидкости и газа для скважин проектируемых кустов №8,9,10 Тас-Юряхского месторождения приняты на основании приложения №5 к Заданию на проектирование. Максимальные показатели для куста №8: по нефти 194,5тыс.т/год (2028 год), по жидкости 217,0 тыс.т/год (2028 год), по газу 1032,61млн.м³/год (2028 год), для куста №9: по нефти 336,0тыс.т/год (2028 год), по жидкости 368,5 тыс.т/год (2028 год), по газу 458,461млн.м³/год (2031 год). Максимальные суточные показатели для скважин кустов 8,9 с указанием периодов представлены в таблицах 1.8- 1.9

- соответственно;
- температура на устье скважин кустов №8,9 до редуцирования принята на основании приложения №5 к Заданию на проектирование и составляет минус 20÷плюс 10⁰С;
- давление на устьях скважин кустов №8,9 до регулирующего клапана принято на основании приложения №5 к Заданию на проектирование;
- расчетное давление трубопроводов системы сбора составляет 6,3МПа(изб.);
- давление на входе УПНГ – 1,2МПа(изб.);
- прокладка выкидных трубопроводов и коллекторов на кусте – надземная в теплоизоляции минватой (коэффициент теплопроводности при температуре 10⁰ С - 0,04 Вт/м*К, при температуре 300 ° С - не более 0,12 Вт/(м*К)) 50мм с участками подземной прокладки без теплоизоляции;
- среднемесячная температура воздуха от минус 29,1⁰С до плюс 17,7⁰С принята в соответствии с таблицей 5.1 СП 131.13330.2020 Строительной климатологии;
- прокладка трубопроводов системы сбора подземная без теплоизоляции;
- коэффициент теплопроводности грунта 1,56Вт/м*К;
- среднегодовая температура грунта на глубине прокладки принята по месяцам (от минус 3,8⁰С до плюс 13,2⁰С) в соответствии с «Климатической справкой Ст. Ленск»;
- шероховатость трубопроводов 0,1мм;
- компонентный мольный состав и физико-химические свойства дегазированной нефти, ионный состав воды Тас-Юряхского месторождения в соответствии с приложением №1 к Заданию на проектирование представлен в таблице 1.10;

- компонентный мольный состав растворенного газа и газа газовой шапки Тас-Юряхского месторождения в соответствии с приложением №1 к Заданию на проектирование представлен в таблицах 1.11 и 1.12;
- для трубопроводов от кустов №8,9,10 Тас-Юряхского месторождения принят метод расчета Oliemans;
- рекомендуемые скорости жидкости 0,3-3,0 м/с в соответствии с письмом ООО «Газпромнефть-Заполярье» №11/1.2/012160 от 24.10.2024г;
- ограничением по скорости для газа принято значение 20 м/с в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019;
- гидравлический расчет выполнен с учетом профиля трасс трубопроводов системы сбора на основании данных инженерных изысканий;
- на основании письма «О применении ингибитора» №11/1/007708 ООО «Газпромнефть НТЦ» от 3.06.2025года требуется подача ингибитора гидратообразования на проектируемые скважины в дозировке 1г/1м³ добываемого газа;
- принципиальная расчетная технологическая схема системы сбора представлена на рисунке 1.1;
- профиль трассы трубопровода от куста КП9 до т.в.5 (точки врезки куста №9) представлен на рисунке 1.2;
- профиль трассы трубопровода от куста КП8 до т.в.4 (точки врезки куста №8) представлен на рисунке 1.3.

Таблица 1.8 - Суточные показатели для скважин куста 8

№№скв	Макс/мин	Добыча нефти, м³/сут	Добыча жидкости, м³/сут	Добыча газа, тыс.м³/сут	Добыча жидкости, т/сут	Гф общий, м³/т	Обв, % масс
8001	максимум	406,89	410,64	912,01	357,32	24446,04	22,76
	период макс	янв.28	янв.28	авг.28	янв.28	дек.35	ноя.36
	минимум	10,41	12,46	215,17	11,64	1360,79	1,34
	период мин	дек.36	дек.36	ноя.36	дек.36	янв.28	янв.28
8002	максимум	311,28	314,70	248,58	274,06	43129,70	69,09
	период макс	янв.28	янв.28	дек.28	янв.28	авг.36	ноя.35
	минимум	2,72	4,36	45,66	4,35	336,28	1,59
	период мин	сен.36	авг.36	ноя.35	авг.36	янв.28	янв.28
8003	максимум	486,46	495,77	913,32	446,80	28653,11	64,92
	период макс	янв.28	янв.28	авг.28	янв.28	ноя.34	ноя.34
	минимум	4,54	8,87	112,41	9,47	279,39	2,74
	период мин	ноя.36	ноя.36	ноя.36	ноя.36	янв.28	янв.28
8004	максимум	416,89	418,70	1249,67	363,51	31520,66	32,82
	период макс	янв.28	янв.28	мар.28	янв.28	май.35	ноя.36
	минимум	5,94	7,91	151,24	7,67	2137,23	0,64
	период мин	ноя.36	ноя.36	ноя.36	ноя.36	янв.28	янв.28
Куст 8	максимум	1621,53	1639,80	3208,66	1428,25	28643,54	44,59
	период макс	янв.28	янв.28	июл.28	янв.28	янв.36	ноя.35
	минимум	21,19	29,62	478,81	29,14	1039,31	1,64
	период мин	ноя.36	ноя.36	ноя.36	ноя.36	янв.28	янв.28

Таблица 1.9 - Суточные показатели для скважин куста 9

№№скв	Макс/мин	Добыча нефти, м³/сут	Добыча жидкости, м³/сут	Добыча газа, тыс.м³/сут	Добыча жидкости, т/сут	Гф общий, м³/т	Обв, % масс
9001	максимум	492,90	495,78	315,43	430,73	21917,11	44,72
	период макс	янв.28	янв.28	дек.30	янв.28	дек.36	ноя.36
	минимум	10,70	16,57	31,62	16,77	74,03	0,85
	период мин	ноя.36	ноя.36	янв.28	ноя.36	янв.28	янв.28
9002	максимум	381,94	385,71	80,26	335,74	9187,28	48,91
	период макс	янв.28	янв.28	дек.36	янв.28	дек.36	ноя.36
	минимум	6,10	10,06	16,93	10,34	70,78	1,44

	период мин	ноя.36	ноя.36	фев.28	ноя.36	янв.28	янв.28
9003	максимум	467,61	469,06	70,01	406,99	8525,91	9,53
	период макс	янв.28	янв.28	сен.31	янв.28	окт.35	сен.33
	минимум	7,13	7,29	14,35	6,38	67,23	0,46
	период мин	дек.35	дек.35	мар.28	дек.35	фев.28	янв.28
9004	максимум	495,78	495,78	788,33	429,68	20448,49	37,59
	период макс	янв.28	янв.28	окт.30	янв.28	дек.36	авг.36
	минимум	19,72	26,85	45,98	26,20	107,05	0,0005
	период мин	дек.36	дек.36	янв.28	дек.36	янв.28	янв.28
9005	максимум	494,86	495,78	139,78	443,89	11705,58	71,98
	период макс	фев.28	фев.28	мар.31	мар.28	дек.36	окт.36
	минимум	8,18	21,71	15,78	24,38	65,27	0,27
	период мин	авг.36	авг.36	май.28	авг.36	апр.28	фев.28
Куст 9	максимум	1893,45	1908,84	1366,98	1660,15	16895,90	54,42
	период макс	фев.28	фев.28	дек.30	фев.28	дек.36	июл.36
	минимум	48,73	86,94	129,50	89,86	81,31	0,65
	период мин	ноя.36	окт.36	янв.28	авг.36	янв.28	янв.28

Таблица 1.10 - Компонентный мольный состав и физико-химические свойства дегазированной нефти и ионный состав воды Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂	0,000
He	0,000
N ₂	0,000
CO ₂	0,000
CH ₄	0,243
C ₂ H ₆	0,392
C ₃ H ₈	0,382
i-C ₄ H ₁₀	0,114
n-C ₄ H ₁₀	1,022
i-C ₅ H ₁₂	0,557
n-C ₅ H ₁₂	1,597
C ₆	2,656
C ₇	4,408
C ₈	6,516
C ₉	7,441
C ₁₀	7,108
C ₁₁	5,742
C ₁₂	5,155

Компонент	Содержание, % мольн.
C13	4,737
C14	4,330
C15	3,932
C16	3,444
C17	3,019
C18	2,758
C19	2,632
C20	2,359
C21	2,146
C22	1,825
C23	1,644
C24	1,565
C25	1,497
C26	1,375
C27	1,294
C28	1,235
C29	1,172
C30	1,047
C31	0,831
C32	0,665
C33	0,510
C34	0,308
C35	0,219
C36+	12,124
Молекулярная масса	259,3-262,8
Содержание серы, % масс.	0,73-0,93
Содержание смол силикагелевых, % масс.	9,2-10,68
Содержание асфальтенов, % масс.	0,29-0,56
Содержание парафинов, % масс.	0,15-1,22
Содержание механических примесей, % масс., не более	0,17
Температура застывания нефти, °С	минус 56-минус 35
Плотность нефти при 20°С, кг/м³	866,4
Массовая концентрация в воде, мг/дм³	Ca ²⁺ - 195390,0 Mg ²⁺ - 14886,8 HCO ₃ ⁻ - 278,9 Cl ⁻ - 235271 общего железа – 51,8 SO ₄ ²⁻ - 351,3 Na ⁺ +K ⁺ - 14176,2
Общая минерализация воды, мг/дм³	460406

Таблица 1.11 - Компонентный мольный состав растворенного газа Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂	0,0052
He	0,03
N ₂	2,162
CO ₂	0,0215
CH ₄	68,034
C ₂ H ₆	12,3170
C ₃ H ₈	7,3297
i-C ₄ H ₁₀	1,2705
n-C ₄ H ₁₀	3,5574
i-C ₅ H ₁₂	1,0687
n-C ₅ H ₁₂	1,5890
C ₆	1,3029
C ₇	0,8765
C ₈	0,3448
C ₉	0,0888
C ₁₀	0,0018
C ₁₁	0.000
C ₁₂₊	0.000
C13	0.000
Молекулярная масса	25,700
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	1,069

Таблица 1.12 - Компонентный мольный состав газа газовой шапки Тас-Юряхского месторождения

Компонент	Содержание, % мольн.
H ₂ S	0,00
CO ₂	0,08
N ₂	5,95
Ar	0,00
He	0,35
H ₂	0,02
C ₁	86,53
C ₂	4,25
C ₃	1,43
iC ₄	0,23
nC ₄	0,49
iC ₅	0,67
nC ₅	0,00
C ₆	0,00
C ₇	0,00
C ₈	0,00
C ₉	0,00
C ₁₀	0,00
C ₁₁	0,00
C ₁₂	0,00
C ₁₃	0,00
Молекулярная масса	18,410
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	0,766

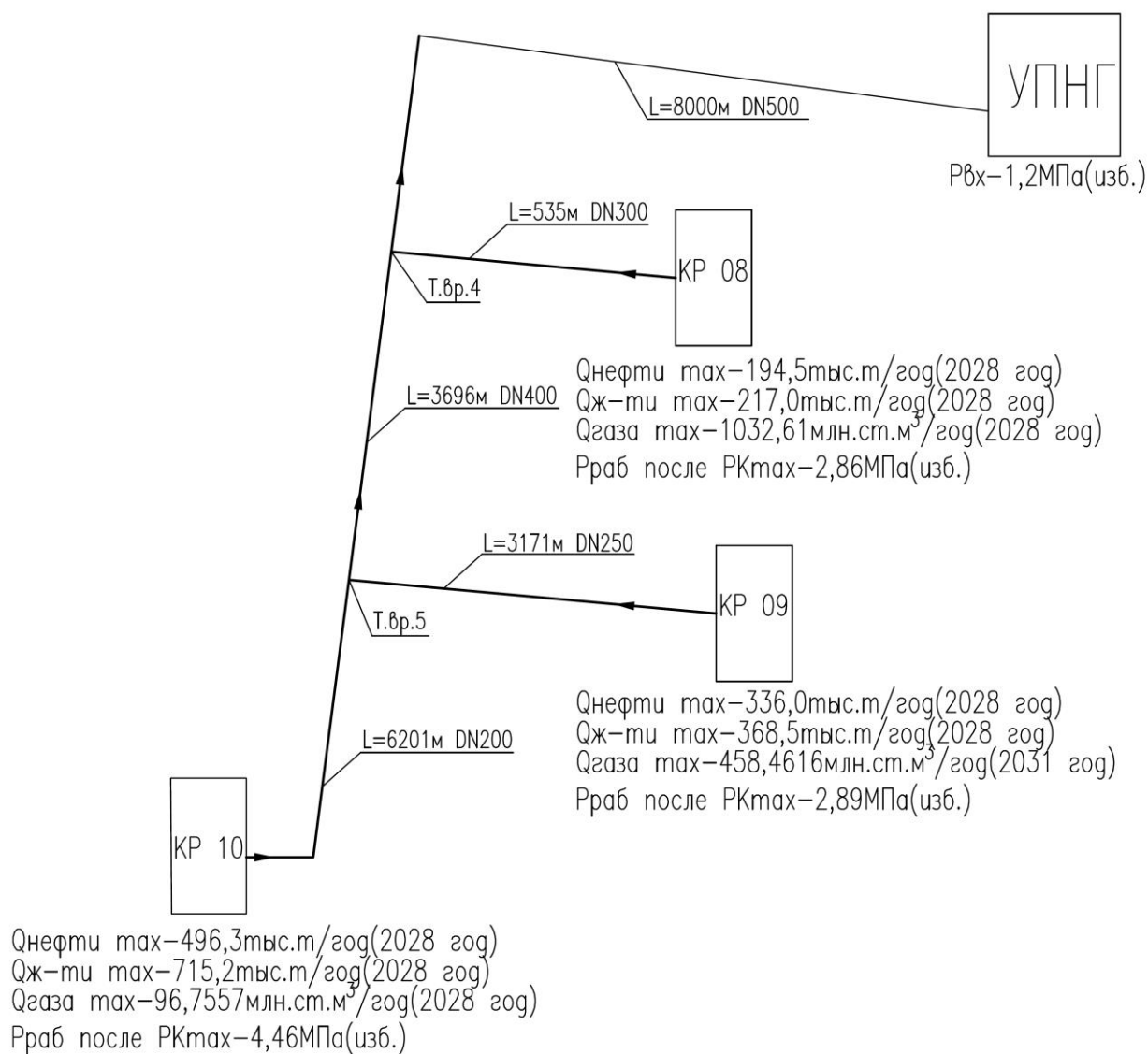
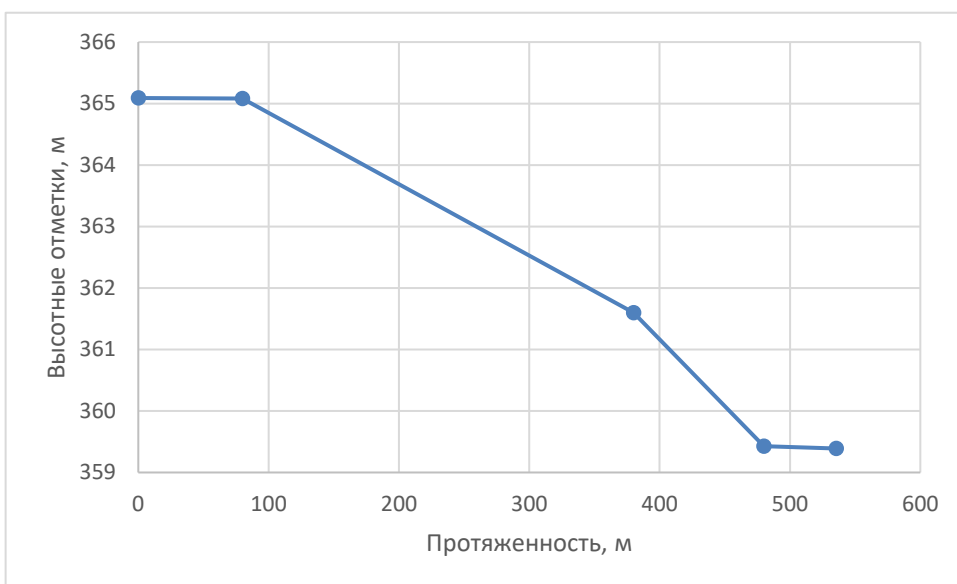


Рисунок 1.1 – Принципиальная технологическая схема системы сбора продукции скважин кустов №8,9,10 Тас-Юряхского месторождения

**Рисунок 1.2 - Профиль трассы от куста КП9 до т.в.5****Рисунок 1.3 - Профиль трассы от КП8 до т.в.4**

1.9.3 Результаты гидравлического расчета

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

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

Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах кустов №8,9,10 Тас-Юряхского месторождения на рассматриваемые периоды представлены в таблицах 1.13-1.15.

Результаты гидравлического расчета системы сбора с учетом №8,9,10 Тас-Юряхского месторождения на рассматриваемые периоды представлены в таблице 1.16.

Таблица 1.13 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №10 Тас-Юряхского месторождения

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

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

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

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

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

Показатель		январ.28	февр.28	мар.28	июль.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Скорость газа, в начале, м/с		0,38	0,20	0,12	0,14	0,20	0,16	0,38
Скорость газа, в конце, м/с		0,39	0,20	0,12	0,14	0,20	0,16	0,38
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,73	0,49	0,37	0,24	0,20	0,11	0,06
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,73	0,49	0,37	0,24	0,20	0,11	0,06
Режим		пробковый	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый	расслоенный	расслоенный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		32,7	20,3	14,4	11,1	11,5	8,0	12,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		11,3	5,9	3,5	4,0	5,8	4,8	11,0
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		21,4	14,4	10,9	7,1	5,8	3,2	1,7
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		546,6	285,0	189,1	185,1	266,8	195,2	242,4
СКВ10 КУСТ10, DN100, L=115м								
Давление, МПа(изб.)	на устье			4,466	3,848	3,810	3,351	1,827
	в начале			4,466	3,848	3,810	3,351	1,827
	в конце			4,443	3,838	3,801	3,347	1,822
Перепад на 1 км, МПа(изб.)				0,197	0,090	0,081	0,031	0,040
Температура, °С	на устье			9,0	6,8	3,37	3,8	-0,2
	в начале			9,0	6,8	3,4	3,8	-0,2
	в конце			8,8	6,9	3,1	3,3	1,6
Скорость газа, в начале, м/с				0,28	0,14	0,38	0,07	0,20
Скорость газа, в конце, м/с				0,29	0,14	0,38	0,07	0,20
Скорость ж-ти, в начале, м/с				0,77	0,34	0,18	0,09	0,07
Скорость ж-ти, в конце, м/с				0,77	0,34	0,18	0,09	0,07
Режим				пробковый	пробковый	пробковый	расслоенный	расслоенный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч				31,0	14,1	16,4	4,9	7,9
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч				8,4	4,1	11,1	2,2	5,9
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч				22,6	10,0	5,3	2,7	1,9

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

Таблица 1.14 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №9 Тас-Юряхского месторождения

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

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

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

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

Показатель	янв.28	фев.28	мар.28	июл.28	янв.29	дек.30	авг.34
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч	131,7	219,5	307,8	699,6	1242,8	1704,8	1698,1
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	80,9	84,0	73,7	45,0	36,1	20,3	8,7
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч	3426,3	6455,7	9644,6	21197,2	42537,7	55926,8	40038,0

Таблица 1.15 – Результаты гидравлического расчета трубопроводов в пределах куста №8 Тас-Юряхского месторождения

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

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

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

Показатель		янв.28	фев.28	мар.28	июл.28	янв.29	дек.30	авг.34
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,153	0,216	0,234	0,221	0,195	0,124	0,040
Температура, °С	в начале	-18,2	-23,6	-24,7	-28,5	-28,3	-30,0	-21,3
	в конце	-18,5	-23,8	-24,7	-27,9	-28,5	-30,0	-19,5
Скорость газа, в начале, м/с		8,82	13,73	14,98	17,18	16,85	14,48	9,40
Скорость газа, в конце, м/с		8,90	13,91	15,20	17,51	17,06	14,62	9,52
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,28	0,20	0,18	0,11	0,08	0,05	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,28	0,20	0,18	0,11	0,08	0,05	0,02
Режим		дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		2391,2	3661,9	3983,9	4544,1	4450,2	3820,4	2474,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		2318,0	3608,7	3937,2	4516,2	4429,6	3807,4	2470,4
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		73,2	53,2	46,7	27,9	20,6	13,0	4,4
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		58209,1	105650,6	122034,1	131552,2	127170,3	97200,5	47808,7

Таблица 1.16 – Результаты гидравлического расчета трубопроводов системы сбора с учетом №8,9,10 Тас-Юряхского месторождения

Показатель (периоды)		январ.28	февр.28	мар.28	июль.28	январ.29	декаб.30	авг.34
граница куста10 - т.в.5, DN200, L=6201м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	4,011	4,002	4,414	3,812	3,775	3,326	1,818
	в конце	2,043	2,249	2,363	2,171	2,205	2,002	1,521
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,317	0,283	0,331	0,265	0,253	0,214	0,048
Температура, °С	в начале	8,4	7,5	6,7	5,6	2,9	-0,8	0,2
	в конце	5,1	4,5	4,0	6,7	0,0	-1,9	7,1
Скорость газа, в начале, м/с		0,55	0,49	0,59	1,16	1,48	1,67	1,85
Скорость газа, в конце, м/с		1,47	1,13	1,40	2,24	2,66	2,87	2,29
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,90	0,80	0,81	0,43	0,33	0,22	0,12
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,90	0,80	0,81	0,43	0,33	0,22	0,12
Режим		пробковый	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый	пробковый	волновой
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		269,9	241,7	262,8	298,1	337,9	352,3	367,4
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		102,6	91,6	110,8	217,0	276,5	311,6	345,2
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		167,4	150,0	152,1	81,1	61,4	40,7	22,1
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		4923,3	4406,2	5951,6	9960,9	12720,5	12723,1	7476,4
граница куста9 - т.в.5, DN250, L=3171м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,233	2,485	2,615	2,459	2,640	2,454	1,795
	в конце	2,044	2,249	2,363	2,172	2,205	2,002	1,521
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,060	0,074	0,079	0,091	0,137	0,143	0,086
Температура, °С	в начале	6,6	3,8	1,5	-3,8	-14,2	-20,5	-18,2
	в конце	4,0	1,7	-0,2	0,2	-12,8	-17,7	-8,2
Скорость газа, в начале, м/с		0,70	1,17	1,65	3,78	6,68	9,19	9,22

Показатель (периоды)		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Скорость газа, в конце, м/с		0,77	1,31	1,84	4,41	8,17	11,58	11,46
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,43	0,45	0,39	0,24	0,19	0,11	0,05
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,43	0,45	0,39	0,24	0,19	0,11	0,05
Режим		расслоенный	волновой	волновой	волновой	дисперсный	дисперсный	дисперсный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		211,6	302,7	381,4	750,7	1283,5	1735,0	1730,0
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		130,8	218,8	307,8	705,8	1247,4	1714,6	1721,3
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		80,8	83,9	73,7	44,9	36,1	20,4	8,6
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		3412,5	6443,4	9638,8	21214,3	42529,9	55923,4	40061,7
т.в. 5 - т.в. 4, DN400, L=3696м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	2,043	2,249	2,363	2,171	2,205	2,002	1,521
	в конце	1,831	2,034	2,130	1,969	1,961	1,769	1,446
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,057	0,058	0,063	0,054	0,066	0,063	0,020
Температура, °С	в начале	4,8	3,5	2,7	4,4	-5,5	-9,5	-0,4
	в конце	3,6	2,4	1,7	5,3	-5,6	-8,7	3,1
Скорость газа, в начале, м/с		1,59	1,74	2,31	4,77	7,86	10,54	10,00
Скорость газа, в конце, м/с		1,81	1,95	2,60	5,32	8,89	12,02	10,68
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,93	0,88	0,85	0,48	0,37	0,23	0,11
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,93	0,88	0,85	0,48	0,37	0,23	0,11
Режим		пробковый	пробковый	пробковый	волновой	дисперсный	дисперсный	волновой
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		663,0	688,0	831,6	1379,3	2162,6	2829,5	2658,8
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		417,8	456,4	608,5	1254,4	2066,4	2769,6	2628,6

Показатель (периоды)		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	дек.30	авг.34
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		245,2	231,7	223,2	124,9	96,2	59,9	30,1
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		10035,6	12143,4	17081,6	31963,6	55884,4	69104,0	47772,2
граница куста8 - т.в. 4, DN300, L=535м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	1,915	2,154	2,259	2,088	2,064	1,836	1,467
	в конце	1,830	2,034	2,129	1,965	1,956	1,768	1,446
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,159	0,224	0,242	0,230	0,201	0,127	0,041
Температура, °С	в начале	-18,5	-23,8	-24,7	-27,9	-28,5	-30,0	-19,5
	в конце	-18,3	-23,9	-24,9	-27,6	-28,5	-29,4	-17,2
Скорость газа, в начале, м/с		8,90	13,91	15,20	17,51	17,06	14,62	9,52
Скорость газа, в конце, м/с		9,35	14,78	16,18	18,70	18,06	15,26	9,77
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,28	0,20	0,18	0,11	0,08	0,05	0,02
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,28	0,20	0,18	0,11	0,08	0,05	0,02
Режим		дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	волновой
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		2413,5	3710,7	4043,5	4629,8	4506,1	3856,1	2506,1
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		2340,3	3657,6	3996,9	4602,0	4485,5	3843,1	2501,8
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		73,2	53,2	46,6	27,8	20,6	13,0	4,3
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		58212,7	105663,2	122058,2	131613,2	127174,7	97206,2	47835,4
т.в.4 - УПНГ, DN500, L=8000м								
Давление, МПа(изб.)	в начале	1,830	2,034	2,129	1,965	1,956	1,768	1,446
	в конце	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Перепад на 1 км, МПа(изб.)		0,076	0,101	0,112	0,093	0,091	0,069	0,030

Показатель (периоды)		январ.28	февр.28	мар.28	июл.28	январ.29	декаб.30	авг.34
Температура, °С	в начале	-4,2	-7,8	-8,7	-9,5	-15,6	-17,0	-3,6
	в конце	-5,1	-9,2	-10,3	-7,6	-15,7	-15,3	2,4
Скорость газа, в начале, м/с		4,29	6,51	7,29	9,26	10,10	10,11	7,55
Скорость газа, в конце, м/с		6,57	11,04	12,94	15,32	16,42	15,04	9,30
Скорость ж-ти, в начале, м/с		0,44	0,39	0,37	0,21	0,16	0,10	0,05
Скорость ж-ти, в конце, м/с		0,44	0,39	0,37	0,21	0,16	0,10	0,05
Режим		дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	дисперсный	расслоенный
Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч		3419,8	4991,9	5544,6	6853,4	7426,6	7386,8	5496,6
Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч		3103,9	4710,0	5277,6	6703,0	7311,1	7315,0	5462,6
Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч		315,9	281,9	267,0	150,4	115,5	71,7	34,0
Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч		69004,1	118471,7	139705,5	164012,3	183307,3	166595,9	95717,1

1.9.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы

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

- рекомендуемые в соответствии с Заданием на проектирование диаметры выкидных трубопроводов от проектируемых скважин кустов №8,9 - DN100. Скорость газа и в выкидных трубопроводах не превышает допустимых значений для скважин №8002,9001,9002,9003,9005. Превышение по скорости наблюдается в выкидных трубопроводах от скважин №8001, 8003, 8004, 9004. Для предотвращения возможного фактического превышения нормативных значений скорости газа во время эксплуатации предусмотрено регулирование расхода продукта в выкидных трубопроводах с использованием регулирующих клапанов, установленных на каждом выкидном трубопроводе скважины;
- диаметры нефтегазосборных коллекторов кустов №8,9 приняты равными диаметрам трубопроводов от кустов;
- рекомендуемые диаметры проектируемых нефтегазосборных трубопроводов от куста №8 до точки врезки куста №8, от куста №9 до точки врезки куста №9 представлены в таблице 1.17;

Таблица 1.17 - Рекомендуемые диаметры проектируемых трубопроводов

Участок	L, м	DN
Куст 9 – т.в.5	3171	250
Куст 8 – т.в.4	535	300

- для скважин, давления на устье которых недостаточно для обеспечения давления входа на ДНС, рекомендуется перевод на механизированный способ добычи. Требуемое устьевое давление указано в строке «давление в начале выкидного трубопровода» в результатах гидравлического расчета на рассматриваемые периоды;
- рабочее давление в трубопроводах системы сбора составляет 1,27-2,888МПа(изб.), что не превышает расчетное давление 6,3 МПа (изб.);
- режим течения в проектируемых трубопроводах: дисперсный, пробковый, расслоенный, волновой;
- скорости газа на рассматриваемые периоды не превышают 20м/с в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019. Скорость газа в проектируемом трубопроводе «Куст 8 – т.в.4» превышает рекомендованное в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 58367-2019 значение 20м/с на период 12.2027-06.2028гг.;
- скорости жидкости в трубопроводах системы сбора на рассматриваемые периоды не превышают 1м/с, что не противоречит рекомендации в соответствии с письмом ООО «Газпромнефть-Заполярье» №11/1.2/012160 от 24.10.2024г.;
- в связи с повышенной минерализацией пластовой воды Тас-Юряхского НГКМ, расслоенным режимом течения продукта в нефтепроводах существуют технологические риски при транспорте нефти, а именно: язвенная коррозия металла трубопровода, увеличение шероховатости трубопровода, потенциальное снижению пропускной способности, а также выпадение из жидкости кристаллов солей. Для исключения данных рисков рекомендовано проведение коррозионного мониторинга и применение системы подачи ингибитора коррозии в сборный коллектор на выходе с куста. Пробный расход ингибитора рекомендуется принять равным от 50 г/м³ жидкости (3,41л/ч для куста 8; 3,97л/ч для куста 9 в соответствии с рекомендациями науки) с последующей корректировкой расхода по результатам коррозионного контроля. Режим подачи ингибитора коррозии – непрерывный.

Учитывая высокое солесодержание, можно рекомендовать ингибитор комплексного действия (для защиты от коррозии и отложений солей) СНПХ-5314. Возможно применение ингибиторов коррозии СНПХ-6035, ИНКОРГАЗ-112-М, ТюмНТ-КОРР. Рекомендуются подача ингибитора коррозии на кустах скважин 8 и 9 для защиты от коррозии участков трубопровода т.вр.4 – т.вр.5 и т.вр.5 – ДНС. Фактическая скорость коррозии в реальных условиях технологического объекта определяется по фактическим данным на основании проведения коррозионного мониторинга;

- по содержанию парафина 0,15-1,2% (масс.) нефть является малопарафинистой, риски осложнений в части парафинообразования отсутствуют;
- потребность в ингибиторе гидратообразования на основании письма «О применении ингибитора» №11/1/007708 ООО «Газпромнефть НТЦ» от 3.06.2025года, в соответствии с которым требуется подача ингибитора гидратообразования на проектируемые скважины в дозировке 1г/м³ добываемого газа, представлена в таблицах 1.18-1.19.

– Таблица 1.18 - Потребность в ингибиторе гидратообразования для проектируемых скважин куста 8

Скважина	8001		8002		8003		8004		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанола, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанола, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанола, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанола, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
01.2028	479,71	19,99	90,69	3,78	117,75	4,91	771,96	32,16	60,84
02.2028	829,44	34,56	146,48	6,10	399,40	16,64	1226,46	51,10	108,41
03.2028	863,67	35,99	179,73	7,49	701,63	29,23	1249,67	52,07	124,78
04.2028	886,31	36,93	188,45	7,85	826,86	34,45	1235,57	51,48	130,72
05.2028	894,63	37,28	199,41	8,31	874,01	36,42	1223,49	50,98	132,98
06.2028	898,78	37,45	211,95	8,83	891,81	37,16	1198,78	49,95	133,39
07.2028	905,76	37,74	227,65	9,49	905,28	37,72	1169,96	48,75	133,69
08.2028	912,01	38,00	231,69	9,65	913,32	38,05	1147,55	47,81	133,52
09.2028	911,32	37,97	238,39	9,93	908,05	37,84	1130,01	47,08	132,82
10.2028	910,40	37,93	242,83	10,12	902,77	37,62	1114,90	46,45	132,12
11.2028	908,26	37,84	243,18	10,13	897,87	37,41	1101,50	45,90	131,28
12.2028	904,69	37,70	248,58	10,36	888,36	37,01	1089,10	45,38	130,45
01.2029	897,34	37,39	245,93	10,25	875,14	36,46	1075,55	44,81	128,92
02.2029	837,44	34,89	236,85	9,87	841,49	35,06	1003,24	41,80	121,63
03.2029	815,42	33,98	234,70	9,78	806,34	33,60	952,33	39,68	117,03
04.2029	798,14	33,26	229,66	9,57	780,42	32,52	913,29	38,05	113,40
05.2029	785,27	32,72	230,48	9,60	760,07	31,67	882,37	36,77	110,76
06.2029	773,87	32,24	224,77	9,37	740,71	30,86	856,36	35,68	108,15
07.2029	767,12	31,96	220,74	9,20	726,25	30,26	840,82	35,03	106,46
08.2029	764,26	31,84	219,25	9,14	716,30	29,85	831,62	34,65	105,48
09.2029	764,68	31,86	217,07	9,04	709,27	29,55	826,03	34,42	104,88
10.2029	767,50	31,98	216,55	9,02	705,65	29,40	822,64	34,28	104,68
11.2029	769,85	32,08	213,49	8,90	701,93	29,25	819,52	34,15	104,37
12.2029	775,02	32,29	208,76	8,70	701,19	29,22	820,22	34,18	104,38
01.2030	776,77	32,37	209,08	8,71	696,53	29,02	817,18	34,05	104,15

Скважина	8001		8002		8003		8004		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанола, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанола, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанола, кг/ч	Добыча газа, тыс.м³/сут	метанола, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
02.2030	779,81	32,49	205,00	8,54	694,14	28,92	817,14	34,05	104,00
03.2030	781,53	32,56	202,08	8,42	690,40	28,77	816,14	34,01	103,76
04.2030	785,65	32,74	199,91	8,33	688,77	28,70	818,41	34,10	103,86
05.2030	790,48	32,94	198,08	8,25	688,26	28,68	821,32	34,22	104,09
06.2030	797,29	33,22	196,56	8,19	687,49	28,65	823,36	34,31	104,36
07.2030	802,62	33,44	194,42	8,10	683,65	28,49	824,45	34,35	104,38
08.2030	803,69	33,49	194,03	8,08	671,92	28,00	816,99	34,04	103,61
09.2030	798,59	33,27	195,54	8,15	659,41	27,48	802,70	33,45	102,34
10.2030	793,04	33,04	203,25	8,47	647,30	26,97	789,21	32,88	101,37
11.2030	787,36	32,81	191,81	7,99	635,55	26,48	775,87	32,33	99,61
12.2030	781,64	32,57	191,04	7,96	624,31	26,01	762,85	31,79	98,33
01.2031	775,71	32,32	188,20	7,84	613,54	25,56	749,65	31,24	96,96
02.2031	769,24	32,05	185,30	7,72	603,27	25,14	737,61	30,73	95,64
03.2031	761,85	31,74	182,06	7,59	592,91	24,70	725,58	30,23	94,27
04.2031	754,24	31,43	179,19	7,47	583,11	24,30	713,63	29,73	92,92
05.2031	746,61	31,11	176,14	7,34	573,98	23,92	701,85	29,24	91,61
06.2031	738,91	30,79	173,39	7,22	565,49	23,56	689,38	28,72	90,30
07.2031	730,98	30,46	171,01	7,13	556,89	23,20	676,56	28,19	88,98
08.2031	723,06	30,13	168,90	7,04	546,94	22,79	663,98	27,67	87,62
09.2031	715,30	29,80	166,98	6,96	537,51	22,40	652,13	27,17	86,33
10.2031	707,39	29,47	165,23	6,88	528,17	22,01	640,43	26,68	85,05
11.2031	699,21	29,13	163,45	6,81	519,80	21,66	629,50	26,23	83,83
12.2031	690,65	28,78	161,88	6,75	511,38	21,31	618,41	25,77	82,60
01.2032	682,16	28,42	160,42	6,68	502,96	20,96	607,74	25,32	81,39
02.2032	673,73	28,07	159,29	6,64	494,38	20,60	597,30	24,89	80,20
03.2032	665,60	27,73	157,88	6,58	486,67	20,28	587,15	24,46	79,05
04.2032	657,39	27,39	156,38	6,52	479,45	19,98	577,28	24,05	77,94
05.2032	649,05	27,04	153,70	6,40	472,23	19,68	567,35	23,64	76,76
06.2032	640,75	26,70	150,14	6,26	465,38	19,39	557,65	23,24	75,58
07.2032	632,51	26,35	147,15	6,13	458,64	19,11	548,16	22,84	74,44
08.2032	624,17	26,01	143,45	5,98	451,82	18,83	538,79	22,45	73,26
09.2032	615,98	25,67	140,06	5,84	445,00	18,54	529,61	22,07	72,11
10.2032	607,99	25,33	135,94	5,66	437,93	18,25	520,66	21,69	70,94
11.2032	599,99	25,00	132,63	5,53	430,96	17,96	511,77	21,32	69,81
12.2032	592,12	24,67	128,86	5,37	423,97	17,67	502,88	20,95	68,66
01.2033	584,11	24,34	125,62	5,23	416,88	17,37	494,00	20,58	67,52
02.2033	576,42	24,02	122,04	5,09	410,00	17,08	485,46	20,23	66,41
03.2033	568,95	23,71	118,81	4,95	403,22	16,80	477,13	19,88	65,34
04.2033	561,20	23,38	115,53	4,81	396,17	16,51	468,69	19,53	64,23
05.2033	553,55	23,06	112,37	4,68	388,43	16,18	460,39	19,18	63,11
06.2033	545,94	22,75	109,14	4,55	378,87	15,79	452,29	18,85	61,93

Скважина	8001		8002		8003		8004		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанола, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанола, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанола, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанола, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
07.2033	538,50	22,44	106,29	4,43	369,85	15,41	444,58	18,52	60,80
08.2033	531,03	22,13	103,39	4,31	360,37	15,02	436,84	18,20	59,65
09.2033	523,68	21,82	100,89	4,20	352,00	14,67	429,38	17,89	58,58
10.2033	516,30	21,51	98,38	4,10	343,69	14,32	422,25	17,59	57,53
11.2033	508,94	21,21	96,30	4,01	336,10	14,00	415,35	17,31	56,53
12.2033	501,56	20,90	93,91	3,91	328,09	13,67	408,40	17,02	55,50
01.2034	494,04	20,59	91,53	3,81	320,34	13,35	401,48	16,73	54,47
02.2034	487,03	20,29	89,79	3,74	313,24	13,05	395,21	16,47	53,55
03.2034	480,04	20,00	87,49	3,65	305,41	12,73	389,14	16,21	52,59
04.2034	472,90	19,70	85,59	3,57	298,54	12,44	383,07	15,96	51,67
05.2034	465,85	19,41	83,80	3,49	291,76	12,16	377,21	15,72	50,78
06.2034	458,68	19,11	82,18	3,42	285,96	11,92	371,34	15,47	49,92
07.2034	451,45	18,81	80,54	3,36	279,35	11,64	365,36	15,22	49,03
08.2034	444,23	18,51	78,26	3,26	271,84	11,33	358,43	14,93	48,03
09.2034	437,17	18,22	76,46	3,19	265,12	11,05	350,58	14,61	47,06
10.2034	430,16	17,92	74,26	3,09	258,92	10,79	343,47	14,31	46,12
11.2034	423,22	17,63	72,52	3,02	251,09	10,46	334,01	13,92	45,03
12.2034	416,48	17,35	69,63	2,90	243,47	10,14	324,39	13,52	43,92
01.2035	409,62	17,07	67,57	2,82	237,21	9,88	316,51	13,19	42,95
02.2035	403,17	16,80	65,57	2,73	231,00	9,63	308,64	12,86	42,02
03.2035	396,76	16,53	62,93	2,62	223,55	9,31	299,40	12,47	40,94
04.2035	390,28	16,26	60,46	2,52	216,28	9,01	290,30	12,10	39,89
05.2035	383,68	15,99	57,81	2,41	208,92	8,71	280,97	11,71	38,81
06.2035	376,69	15,70	55,78	2,32	202,91	8,45	273,16	11,38	37,86
07.2035	367,49	15,31	53,47	2,23	196,08	8,17	264,31	11,01	36,72
08.2035	358,54	14,94	51,62	2,15	190,75	7,95	257,28	10,72	35,76
09.2035	348,84	14,54	49,98	2,08	183,72	7,66	248,01	10,33	34,61
10.2035	338,90	14,12	47,21	1,97	177,39	7,39	240,01	10,00	33,48
11.2035	331,01	13,79	45,66	1,90	173,79	7,24	235,16	9,80	32,73
12.2035	321,01	13,38	76,62	3,19	168,57	7,02	226,56	9,44	33,03
01.2036	313,93	13,08	139,21	5,80	163,48	6,81	220,89	9,20	34,90
02.2036	303,56	12,65	114,39	4,77	156,29	6,51	212,00	8,83	32,76
03.2036	296,47	12,35	126,91	5,29	153,62	6,40	207,85	8,66	32,70
04.2036	287,02	11,96	128,93	5,37	148,02	6,17	200,47	8,35	31,85
05.2036	277,81	11,58	108,80	4,53	143,66	5,99	194,68	8,11	30,21
06.2036	268,63	11,19	106,76	4,45	139,81	5,83	189,30	7,89	29,35
07.2036	257,76	10,74	108,71	4,53	133,16	5,55	180,69	7,53	28,35
08.2036	252,69	10,53	111,80	4,66	134,97	5,62	181,62	7,57	28,38
09.2036	235,91	9,83	77,81	3,24	121,64	5,07	166,11	6,92	25,06
10.2036	224,95	9,37			116,43	4,85	157,60	6,57	20,79
11.2036	215,17	8,97			112,41	4,68	151,24	6,30	19,95

Скважина	8001		8002		8003		8004		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
12.2036	220,18	9,17			137,04	5,71	159,65	6,65	21,54

Таблица 1.19 - Потребность в ингибиторе гидратообразования для проектируемых скважин куста 9

Скважина	9001		9002		9003		9004		9005		Куст
Показатель	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Добыча газа, тыс.м ³ /сут	метанол, кг/ч	Итого метанола на куст, кг/ч
01.2028	31,62	1,32	23,42	0,98	28,48	1,19	45,98	1,92	0,00		5,40
02.2028	36,17	1,51	16,93	0,71	17,04	0,71	105,94	4,41	33,06	1,38	8,71
03.2028	52,17	2,17	19,10	0,80	14,35	0,60	166,82	6,95	27,26	1,14	11,65
04.2028	72,81	3,03	21,98	0,92	14,53	0,61	198,13	8,26	19,41	0,81	13,62
05.2028	93,32	3,89	26,90	1,12	16,37	0,68	217,21	9,05	15,78	0,66	15,40
06.2028	106,07	4,42	31,07	1,29	18,60	0,78	260,84	10,87	22,08	0,92	18,28
07.2028	119,01	4,96	34,50	1,44	22,49	0,94	327,64	13,65	36,58	1,52	22,51
08.2028	138,89	5,79	36,93	1,54	26,60	1,11	407,26	16,97	54,19	2,26	27,66
09.2028	156,20	6,51	39,44	1,64	30,97	1,29	456,42	19,02	70,28	2,93	31,39
10.2028	172,33	7,18	41,50	1,73	34,27	1,43	499,73	20,82	79,13	3,30	34,46
11.2028	190,14	7,92	43,59	1,82	37,92	1,58	554,25	23,09	85,84	3,58	37,99
12.2028	204,49	8,52	45,53	1,90	40,80	1,70	606,19	25,26	91,91	3,83	41,21
01.2029	223,97	9,33	48,89	2,04	43,02	1,79	644,24	26,84	95,16	3,97	43,97
02.2029	237,93	9,91	51,49	2,15	43,66	1,82	620,07	25,84	91,55	3,81	43,53
03.2029	245,13	10,21	54,42	2,27	45,31	1,89	629,97	26,25	94,42	3,93	44,55
04.2029	254,22	10,59	55,61	2,32	45,67	1,90	646,58	26,94	96,07	4,00	45,76
05.2029	258,09	10,75	57,34	2,39	46,92	1,96	657,49	27,40	96,71	4,03	46,52
06.2029	268,77	11,20	58,07	2,42	47,15	1,96	659,91	27,50	97,80	4,07	47,15
07.2029	272,36	11,35	59,72	2,49	48,31	2,01	667,87	27,83	98,43	4,10	47,78
08.2029	281,98	11,75	61,67	2,57	50,17	2,09	678,93	28,29	99,51	4,15	48,84
09.2029	286,92	11,95	62,36	2,60	50,78	2,12	689,63	28,73	100,10	4,17	49,57
10.2029	294,10	12,25	63,60	2,65	52,07	2,17	705,54	29,40	102,65	4,28	50,75
11.2029	295,91	12,33	64,93	2,71	53,57	2,23	715,33	29,81	104,78	4,37	51,44
12.2029	299,95	12,50	65,40	2,73	53,88	2,24	722,92	30,12	107,03	4,46	52,05
01.2030	300,82	12,53	66,86	2,79	55,17	2,30	727,55	30,31	108,40	4,52	52,45
02.2030	303,86	12,66	67,05	2,79	54,73	2,28	734,37	30,60	110,35	4,60	52,93
03.2030	305,92	12,75	67,76	2,82	55,02	2,29	741,14	30,88	112,70	4,70	53,44
04.2030	306,75	12,78	68,51	2,85	55,59	2,32	748,31	31,18	114,70	4,78	53,91
05.2030	307,42	12,81	69,22	2,88	56,17	2,34	753,51	31,40	115,87	4,83	54,26
06.2030	307,31	12,80	69,95	2,91	57,01	2,38	759,73	31,66	117,57	4,90	54,65

Скважи на	9001		9002		9003		9004		9005		Куст
Показат ель	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Итого метан ола на куст, кг/ч
07.2030	306,50	12,77	70,39	2,93	57,84	2,41	764,86	31,87	119,23	4,97	54,95
08.2030	306,69	12,78	70,77	2,95	58,93	2,46	773,15	32,21	122,01	5,08	55,48
09.2030	306,56	12,77	71,26	2,97	60,15	2,51	786,55	32,77	126,29	5,26	56,28
10.2030	303,25	12,64	70,25	2,93	60,29	2,51	788,33	32,85	129,53	5,40	56,32
11.2030	309,06	12,88	71,17	2,97	61,40	2,56	783,44	32,64	134,48	5,60	56,65
12.2030	315,43	13,14	72,93	3,04	63,58	2,65	776,49	32,35	138,54	5,77	56,96
01.2031	314,08	13,09	72,86	3,04	64,43	2,68	769,74	32,07	139,30	5,80	56,68
02.2031	311,98	13,00	73,10	3,05	65,30	2,72	763,61	31,82	139,71	5,82	56,40
03.2031	309,92	12,91	73,13	3,05	65,89	2,75	757,62	31,57	139,78	5,82	56,10
04.2031	307,64	12,82	73,33	3,06	66,76	2,78	751,71	31,32	139,38	5,81	55,78
05.2031	306,67	12,78	73,45	3,06	67,47	2,81	746,09	31,09	138,77	5,78	55,52
06.2031	305,68	12,74	73,68	3,07	68,26	2,84	740,76	30,86	137,92	5,75	55,26
07.2031	304,10	12,67	73,85	3,08	68,91	2,87	735,32	30,64	137,55	5,73	54,99
08.2031	301,94	12,58	74,02	3,08	69,71	2,90	730,03	30,42	137,25	5,72	54,71
09.2031	301,65	12,57	74,19	3,09	70,01	2,92	724,78	30,20	136,81	5,70	54,48
10.2031	299,96	12,50	74,29	3,10	68,76	2,86	719,64	29,98	136,22	5,68	54,12
11.2031	296,78	12,37	74,29	3,10	68,01	2,83	714,77	29,78	135,32	5,64	53,72
12.2031	295,98	12,33	74,30	3,10	67,64	2,82	709,67	29,57	134,43	5,60	53,42
01.2032	294,71	12,28	73,30	3,05	67,31	2,80	703,90	29,33	133,28	5,55	53,02
02.2032	294,33	12,26	71,98	3,00	67,19	2,80	696,20	29,01	132,20	5,51	52,58
03.2032	293,33	12,22	70,92	2,95	66,74	2,78	688,30	28,68	130,91	5,45	52,09
04.2032	292,93	12,21	70,03	2,92	66,68	2,78	680,36	28,35	129,53	5,40	51,65
05.2032	291,43	12,14	69,14	2,88	66,40	2,77	671,24	27,97	128,09	5,34	51,10
06.2032	289,78	12,07	68,12	2,84	65,85	2,74	662,47	27,60	126,60	5,28	50,53
07.2032	288,88	12,04	67,45	2,81	66,21	2,76	654,06	27,25	125,22	5,22	50,08
08.2032	287,83	11,99	66,62	2,78	66,51	2,77	646,11	26,92	123,79	5,16	49,62
09.2032	285,75	11,91	65,75	2,74	66,62	2,78	638,50	26,60	122,50	5,10	49,13
10.2032	283,24	11,80	64,84	2,70	66,62	2,78	631,27	26,30	121,04	5,04	48,63
11.2032	282,13	11,76	64,18	2,67	66,87	2,79	624,25	26,01	119,66	4,99	48,21
12.2032	279,81	11,66	63,25	2,64	66,78	2,78	617,61	25,73	118,22	4,93	47,74
01.2033	278,38	11,60	62,52	2,60	66,90	2,79	611,02	25,46	116,82	4,87	47,32
02.2033	276,47	11,52	61,80	2,58	66,84	2,78	604,94	25,21	115,52	4,81	46,90
03.2033	275,45	11,48	61,22	2,55	66,93	2,79	599,17	24,97	114,25	4,76	46,54
04.2033	273,23	11,38	60,46	2,52	66,76	2,78	593,45	24,73	112,86	4,70	46,11
05.2033	271,59	11,32	59,80	2,49	66,71	2,78	588,04	24,50	111,45	4,64	45,73
06.2033	270,02	11,25	59,15	2,46	66,68	2,78	582,84	24,28	110,02	4,58	45,36
07.2033	268,23	11,18	58,48	2,44	66,64	2,78	578,02	24,08	108,59	4,52	45,00
08.2033	265,91	11,08	57,66	2,40	66,47	2,77	573,10	23,88	107,10	4,46	44,59
09.2033	264,92	11,04	57,15	2,38	66,64	2,78	567,89	23,66	105,75	4,41	44,26
10.2033	263,69	10,99	56,55	2,36	66,71	2,78	562,89	23,45	104,44	4,35	43,93

Скважи на	9001		9002		9003		9004		9005		Куст
Показат ель	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Доб ыча газа, тыс.м³/ сут	метан ол, кг/ч	Итого метан ола на куст, кг/ч
11.2033	263,23	10,97	56,04	2,33	66,93	2,79	558,13	23,26	103,17	4,30	43,65
12.2033	261,77	10,91	55,47	2,31	66,95	2,79	553,54	23,06	101,97	4,25	43,32
01.2034	258,32	10,76	54,73	2,28	66,60	2,77	548,85	22,87	100,67	4,19	42,88
02.2034	256,75	10,70	54,13	2,26	66,63	2,78	544,58	22,69	99,38	4,14	42,56
03.2034	253,12	10,55	53,33	2,22	66,16	2,76	540,46	22,52	98,38	4,10	42,14
04.2034	251,92	10,50	52,90	2,20	66,30	2,76	535,99	22,33	97,51	4,06	41,86
05.2034	249,43	10,39	52,26	2,18	66,05	2,75	531,92	22,16	96,40	4,02	41,50
06.2034	247,82	10,33	51,86	2,16	66,05	2,75	527,69	21,99	95,54	3,98	41,21
07.2034	245,90	10,25	51,24	2,14	65,90	2,75	522,99	21,79	94,45	3,94	40,85
08.2034	242,43	10,10	50,45	2,10	65,33	2,72	518,26	21,59	93,28	3,89	40,41
09.2034	240,22	10,01	49,88	2,08	65,11	2,71	513,06	21,38	92,25	3,84	40,02
10.2034	236,85	9,87	49,29	2,05	64,50	2,69	508,08	21,17	91,27	3,80	39,58
11.2034	230,97	9,62	47,82	1,99	62,81	2,62	497,60	20,73	89,33	3,72	38,69
12.2034	222,82	9,28	46,19	1,92	60,94	2,54	477,93	19,91	87,88	3,66	37,32
01.2035	220,13	9,17	46,20	1,92	60,67	2,53	471,08	19,63	87,12	3,63	36,88
02.2035	217,09	9,05	45,88	1,91	60,11	2,50	464,73	19,36	86,17	3,59	36,42
03.2035	212,70	8,86	45,27	1,89	59,13	2,46	456,70	19,03	85,07	3,54	35,79
04.2035	208,76	8,70	44,96	1,87	58,34	2,43	448,84	18,70	83,88	3,50	35,20
05.2035	204,22	8,51	44,48	1,85	57,30	2,39	440,66	18,36	83,33	3,47	34,58
06.2035	200,90	8,37	44,24	1,84	56,68	2,36	433,88	18,08	82,19	3,42	34,08
07.2035	196,25	8,18	43,57	1,82	55,67	2,32	425,53	17,73	81,13	3,38	33,42
08.2035	192,89	8,04	43,34	1,81	55,12	2,30	419,22	17,47	80,75	3,36	32,97
09.2035	189,84	7,91	42,85	1,79	54,83	2,28	411,66	17,15	78,29	3,26	32,39
10.2035	183,31	7,64	41,71	1,74	52,78	2,20	403,37	16,81	77,26	3,22	31,60
11.2035	180,82	7,53	41,80	1,74	52,64	2,19	399,38	16,64	84,94	3,54	31,65
12.2035	181,92	7,58	42,24	1,76	50,36	2,10	391,56	16,32	78,81	3,28	31,04
01.2036	175,95	7,33	40,68	1,69			384,62	16,03	71,05	2,96	28,01
02.2036	171,01	7,13	39,98	1,67			376,47	15,69	75,72	3,15	27,63
03.2036	171,83	7,16	40,55	1,69			373,74	15,57	80,74	3,36	27,79
04.2036	167,92	7,00	39,79	1,66			367,08	15,29	76,70	3,20	27,15
05.2036	165,20	6,88	39,57	1,65			361,75	15,07	72,24	3,01	26,62
06.2036	162,76	6,78	39,15	1,63			357,24	14,88	68,79	2,87	26,16
07.2036	158,21	6,59	38,21	1,59			349,53	14,56	78,36	3,26	26,01
08.2036	162,20	6,76	40,17	1,67			351,21	14,63	66,44	2,77	25,83
09.2036	145,55	6,06	35,01	1,46			332,91	13,87	67,02	2,79	24,19
10.2036	139,38	5,81	33,29	1,39			322,03	13,42	67,03	2,79	23,41
11.2036	134,35	5,60	32,86	1,37			313,13	13,05	68,31	2,85	22,86
12.2036	252,69	10,53	80,26	3,34			349,29	14,55	109,00	4,54	32,97

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по обоснованию безопасности проектируемых технологических сооружений:

- использование запорной арматуры с электроприводом КП8-ZV-001, КП9-ZV-001, которая обеспечивает прекращение подачи продукции от кустов №8, 9 до точек врезки нефтегазосборный трубопровод до ДНС в случае аварий.
- В соответствии с п.8.9 ГОСТа 32569-2013, использование материала для трубопроводов и соединительных деталей из стали группы 4, классом прочности K52.
- В соответствии с п.6.3 СП 231.1311500.2015, применение на устьях скважин механических клапанов-отсекателей с электромагнитным дублером для защиты технологического оборудования от превышения давления.
- В соответствии с требованиями п.6.3.8 СП 231.1311500.2015, оснащение воздушника дренажной емкости клапаном-механическим дыхательным, совмещенным с огнепреградителем.

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

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

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

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

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

Уровень ответственности проектируемых сооружений – повышенный.

На кустах №8, 9 находятся закрытые технологические помещения, размещаемые в блок-боксах заводской готовности. К ним относятся блоки дозирования реагента и блоки измерительных установок. Постоянное пребывание персонала в них не предусмотрено.

Характеристика основных технологических объектов обустройства месторождения по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.20

Таблица 1.20 - 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 по пожароопасности и по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
Куст скважин №8						
Устье добывающей скважины - 4 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Групповая замерная установка – 3 шт.	Газ легкий, ЛВЖ	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Блок дозирования реагента – 1 шт.	Ингибитор	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т2	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Подземная дренажная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	ЛВЖ Газ легкий	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Место для размещения шкафа СУДР – 4 шт.	Реагент	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 2	Зона 2
Блок подачи метанола – 1 шт.	Метанол	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т2	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)
Расходная емкость V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, метанол	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Подземная дренажная емкость для метанола V=8 м ³ – 1 шт.	Газ тяжелый, ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Узел подключения исследователя	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т1, ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и по пожароопасности и по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
сепаратора – 1 шт.						
Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т1, ПА-Т3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т1, ПА-Т3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Куст скважин №9						
Устье добывающей скважины - 5 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Групповая замерная установка – 3 шт.	Газ легкий, ЛВЖ	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Блок дозирования реагента – 1 шт.	Ингибитор	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т2	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Подземная дренажная емкость V=8 м³ – 1 шт.	ЛВЖ Газ легкий	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Площадка узла камеры запуска СОД – 1 шт.	ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Место для размещения шкафа СУДР – 5 шт.	Реагент	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 2	Зона 2
Блок подачи метанола – 1 шт.	Метанол	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т2	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)	Зона 2 (внутри блока), Зоны 0,1,2 (снаружи блока)

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и по пожароопасности и по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
Расходная емкость $V=8 \text{ м}^3$ – 1 шт.	Газ тяжелый, метанол	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Подземная ренажная емкость для метанола $V=8 \text{ м}^3$ – 1 шт.	Газ тяжелый, ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Узел подключения исследовательского сепаратора – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т1, ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Блок подачи газа на дежурную горелку ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т1, ПА-Т3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
ГФУ – 1 шт.	Газ легкий ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т1, ПА-Т3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2

Примечание - размеры взрывоопасных зон принимаются согласно Приложению №5 Приказа от 15 декабря 2020 года №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:

- Зона 0 – $R=1,5$ м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы;
- Зона 1 - $R=1,5$ м от зоны 0 ($R=3$ м в случае отсутствия Зоны 0);
- Зона 2 - $R=2$ м от зоны 1 ($R=3$ м в случае отсутствия Зоны 1).

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

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

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

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

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

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

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

- заявитель формирует комплект документов, указанных в пункте 10 статьи 8; осуществляет производственный контроль и принимает все необходимые меры для того, чтобы процесс производства обеспечивал соответствие машин и (или) оборудования требованиям настоящего технического регламента и направляет в орган по сертификации заявку на проведение исследования типа;
- орган по сертификации проводит исследование типа с учетом полученных от заявителя документов. В случае если заявитель не применял стандарты, указанные в пункте 1 статьи 6 настоящего технического регламента, орган по сертификации оценивает возможность замены требований указанных стандартов заявленными требованиями. Исследование типа в зависимости от представленных заявителем документов, проводится одним из следующих способов:
 - исследование образца, как представителя всех производимых впоследствии машин и (или) оборудования;
 - изучение представленных документов, испытание образца или определяющих (критических) составных частей машин и (или) оборудования;
 - при положительных результатах проведенных исследований типа орган по сертификации оформляет сертификат на тип по единой форме, утвержденной решением Комиссии, и выдает его заявителю. Сертификат на тип является неотъемлемой частью декларации о соответствии, и содержащиеся в нем заявленные требования к машине и (или) оборудованию, признанные достаточным доказательством соответствия ее требованиям настоящего технического регламента, используются при проверках, проводимых органами государственного контроля (надзора) на соответствие настоящему техническому регламенту;
 - заявитель принимает и регистрирует декларацию о соответствии.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от 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 нефтегазосборных трубопроводов на кустах скважин №8, 9 при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

1.15 Описание автоматизированных систем, используемых на производственном объекте

Проектирование систем автоматизации выполняется в соответствии с Заданием на проектирование.

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

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

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

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

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

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

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

- неорганизованные;
- организованные.

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

К организованным источникам выбросов относятся:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов кустовых площадок проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №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 59,5 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 36,4 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49,6 °С.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

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

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

- Технического Задания на проектирование.

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

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

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

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

- для нефтегазосборных трубопроводов приняты трубы из стали группы 4 класса прочности К52 ТТТ 01.02.04-01. Данная сталь содержит хром на уровне 1%, обладает низким уровнем загрязнений неметаллическими включениями, мелкозернистую структуру и высокие требования к структурному состоянию, чем в большей степени и определяется удовлетворительная стойкость к общей и язвенной коррозии и малое количество отказов по причине коррозии;
- для трубопровода реагента, метанола, трубопровода для подачи газа на дежурную горелку приняты трубы из стали группы 2 класса прочности К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для трубопроводов DN25 приняты трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С.

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

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

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;

- марка или тип стали;
- химический состав;
- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твердость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведенных на заводе-изготовителе.

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

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

- на образцах KCU не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60°С для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°С для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах KCV не менее 59 Дж/см² при температуре минус 40 °С для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.
- на образцах KCV не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60 °С для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

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

Для трубопроводов из сталей повышенной коррозионной стойкости применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже K52, группы 4 в соответствии с типовыми техническими требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 «Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией».

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

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

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

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

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

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

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

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

2.4.3 Крепежные детали

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

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

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

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

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

2.4.5 Опоры трубопроводов

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

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

2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

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

2.5.1 Исходные данные

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

Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
Кусты нефтяных скважин КП8, КП9						
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от скважины до клапана-отсекателя	16,0	-26...+10	—	0,01... 0,08
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя до ИЗУ	6,3	-35...+10	—	0,01... 0,08
300	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от ИЗУ до задвижки с э/п КП8-XV-001	6,3	-35...+10	—	0,01... 0,08
250	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от ИЗУ до камеры запуска СОД (КП9)	6,3	-35...+10	—	0,01... 0,08
50	A(б), II	Дренажный трубопровод от ИЗУ в дренажную емкость	1,6	-35...+10	—	0,01... 0,08
100						
25	A(б), I	Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в НГСТ	6,3	-30...+32	—	—
100	A(б), I	Трубопровод закачки ингибитора коррозии от передвижной техники в БДР	1,6	-30...+32	—	—
50	A(б), II	Дренажный трубопровод от БДР в передвижную емкость	1,6	-35...+10	—	—
100	A(б), II	Дренаж от камеры СОД до ЕД	1,6	-35...+10	—	0,01... 0,08

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
50	А(б), I	Трубопроводы обвязки оборудования	6,3	-35...+10	—	0,01... 0,08
80						
100						
150						
Метанольное хозяйство						
50	А(б), I	Трубопровод подачи метанола от КП8/9-БПМ- 001 к СПИ	16,0	-61...+36,4	—	—
25	А(б), I	Трубопровод подачи метанола от СПИ к скважине	16,0	-61...+36,4	—	—
100	А(б), II	Трубопровод закачки от емкости метанола расходной в БПМ	1,6	-61...+36,4	—	—
100	А(б), II	Дренажный трубопровод от расходной емкости КП8/9-Е-001 в КП8/9-ЕД- 002	1,6	-61...+36,4	—	—
100	А(б), II	Трубопровод закачки метанола от передвижной техники в КП8/9-БПМ- 001	1,6	-61...+36,4	—	—
50	А(б), II	Трубопровод подачи пара от передвижной техники в БПМ	1,6	+150	—	—
50	А(б), II	Трубопровод откачки от КП8/9-БПМ-001 в передвижную емкость	1,6	-61...+36,4	—	—
100	А(б), II	Воздушник КП8-ЕД-002	1,6	-61...+36,4	—	—
100	А(б), II	Закачка метанола из передвижной техники в КП8/9-БПМ-001	1,6	-61...+36,4	—	—
Факельное хозяйство						
100	Б(а), I	Факельный коллектор на ГФУ	16,0	-30...+9	—	0,01... 0,079
65	Б(а), I	Трубопровод от факельного коллектора на вход в исследовательский сепаратор	16,0	-30...+9	—	0,01... 0,079
100						
65	Б(а), I	Трубопровод от исследовательского сепаратора в факельный коллектор	16,0	-30...+9	—	0,01... 0,079
100						
100	Б(а), I	Факельный коллектор на открытый конец	16,0	-30...+9	—	0,01... 0,079
25	Б(а), II	Трубопровод для подачи газа на дежурную горелку	1,6	-35...+36,4	—	—

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

Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_T , МПа	Сопротивление разрыву σ_B , МПа
Группа 4 (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	338	470
09Г2С	K48	265	470

2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов

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

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

где s_R – расчётная толщина стенки, мм;
 s_R – расчётное внутреннее избыточное давление, МПа;
 D_a – наружный диаметр трубопровода, мм;
 $[\sigma]$ – допускаемое напряжение при расчётной температуре, МПа;
 φ_y – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении.

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

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

где σ_p – предел текучести, МПа;
 σ_B – временное сопротивление разрыву, МПа;

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

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

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

где C_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учётом расчётного срока эксплуатации;
 C_1 – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;
 s_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

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

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

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

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки технологических трубопроводов

D,мм	P, МПа	[σ], МПа	δ , %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная S_R	c_1	c_2	Отбраковочная [s]	Толщина с прибавкой на коррозию	Номинальная толщина
Кусты нефтяных скважин КП8, КП9									
32	6,3	176,67	10,0	0,56	0,40	1	1,50	2,50	4
57	1,6	195,83	12,5	0,23	0,75	1	1,50	2,50	6
57	1,6	212,50	12,5	0,21	0,75	2	1,50	3,50	6
57	6,3	212,50	12,5	0,83	0,75	2	1,58	3,58	6
89	6,3	212,50	12,5	1,30	0,75	2	2,05	4,05	6
114	1,6	195,83	12,5	0,46	0,75	1	2,00	3,00	6
114	1,6	212,50	12,5	0,43	0,75	2	2,00	4,00	6
114	6,3	212,50	12,5	1,67	0,75	2	2,42	4,42	6
114	16,0	212,50	12,5	4,14	1,25	2	5,39	7,39	10
159	6,3	212,50	10,0	2,32	0,60	2	2,92	4,92	6
273	6,3	212,50	10,0	3,99	0,80	2	4,79	6,79	8
325	6,3	212,50	10,0	4,75	1,00	2	5,75	7,75	10
Метанольное хозяйство									
32	16,0	176,67	10,0	1,39	0,40	1	1,79	2,79	4
57	16,0	195,83	12,5	2,24	0,75	1	2,99	3,99	6
57	1,6	195,83	12,5	0,23	0,75	1	1,50	2,50	6
114	1,6	195,83	12,5	0,46	0,75	1	2,00	3,00	6
Факельное хозяйство									
32	1,6	176,67	10,0	0,14	0,40	1	1,50	2,50	4
76	16,0	212,50	12,5	2,76	1,00	2	3,76	5,76	8
114	16,0	212,50	12,5	4,14	1,25	2	5,39	7,39	10

2.5.3 Расчёт срока службы технологических трубопроводов

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

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

где s – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

S_R – расчетная толщина стенки трубопроводов, мм;

c_1 – прибавка на утонение стенки, мм;

V_c – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,05 мм/год для метанолопровода, трубопровода для подачи газа на дежурную горелку и реагентопровода и 0,1 мм/год для остальных труб.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	s , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	c_1 , мм	s_R , мм	$[s]^*$	V_c , мм/год	τ , лет
Кусты нефтяных скважин КП8, КП9									
32	4	6,3	265	470	0,4	0,56	1,50	0,05	52
57	6	1,6	338	470	0,75	0,23	1,50	0,05	75
57	6	1,6	372	510	0,75	0,21	1,50	0,1	37
57	6	6,3	372	510	0,75	0,83	1,50	0,1	37
89	6	6,3	372	510	0,75	1,30	2,00	0,1	32
114	6	1,6	338	470	0,75	0,46	2,00	0,05	65
114	6	1,6	372	510	0,75	0,43	2,00	0,1	32
114	6	6,3	372	510	0,75	1,67	2,00	0,1	32
114	10	16,0	372	510	1,25	4,14	2,00	0,1	67
159	6	6,3	353	510	0,60	2,32	2,50	0,1	29
273	8	6,3	353	510	0,80	3,99	2,50	0,1	32
325	10	6,3	353	510	1,00	4,75	3,00	0,1	42
Метанольное хозяйство									
32	4	16,0	265	470	0,4	1,39	1,50	0,05	42
57	6	1,6	338	470	0,75	0,23	1,50	0,05	75
57	6	16,0	338	470	0,75	2,24	1,50	0,05	60
114	6	1,6	338	470	0,75	0,46	2,00	0,05	65
114	6	1,6	265	470	0,75	0,51	2,00	0,05	65
114	6	1,6	372	510	0,75	0,43	2,00	0,1	32
Факельное хозяйство									
32	4	1,6	265	470	0,40	0,14	1,50	0,05	42
76	8	16,0	372	510	1,00	2,76	2,00	0,1	42
114	10	16,0	372	510	1,25	4,14	2,00	0,1	46
*Если расчетная толщина стенки менее отбраковочной, то в расчете берется отбраковочная, согласно Д.10 ГОСТ32388-2013									

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода - 20 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов. Возможно продление срока безопасной

эксплуатации, путем проведения ЭПБ и получения положительного заключения экспертизы, зарегистрированного в органах РТН в установленном порядке.

2.5.4 Выборка типоразмеров труб

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

Таблица 2.5 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P , МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s , мм	Тип трубы, материал
Кусты нефтяных скважин КП8, КП9						
Выкидной трубопровод от скважины до клапана-отсекателя	100	16,0	-26...+10	A(б), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя до ИЗУ	100	6,3	-35...+10	A(б), I	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Нефтегазосборный трубопровод от ИЗУ до задвижки с э/п КП8-XV-001	300	6,3	-35...+10	A(б), I	325×10	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Нефтегазосборный трубопровод от ИЗУ до камеры запуска СОД (КП9)	250	6,3	-35...+10	A(б), I	273×8	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Дренажный трубопровод от ИЗУ в дренажную емкость	50	0,05	-35...+10	A(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	100				114×6	
Трубопровод подачи ингибитора коррозии от БДР до точки врезки в НГСТ	25	6,3	-30...+32	A(б), I	32×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности K48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Трубопровод закачки ингибитора коррозии от передвижной техники в БДР	100	1,6	-30...+32	A(б), I	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Дренажный трубопровод от БДР в передвижную емкость	50	1,6	-30...+32	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Дренаж от камеры СОД до ЕД	100	0,05	-30...+32	A(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Трубопроводы обвязки оборудования	50	6,3	-35...+10	A(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
	80				89×6	
	100				114×6	
	150				159×6	Трубы электросварные прямошовные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Метанольное хозяйство						
Трубопровод подачи метанола от КП8/9-БПМ-001 к СПИ	50	16,0	-61...+36,4	A(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод подачи метанола от СПИ к скважине	25	16,0	-61...+36,4	A(б), I	32×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности K48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75
Трубопровод закачки от емкости метанола расходной в БПМ	100	1,6	-61...+36,4	A(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал
Дренажный трубопровод от расходной емкости КП8/9-Е-001 в КП8/9-ЕД-002	100	1,6	-61...+36,4	А(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод закачки метанола от передвижной техники в КП8/9-БПМ-001	100	1,6	-61...+36,4	А(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод подачи пара от передвижной техники в БПМ	50	1,6	+150	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 (версия 5.0)
Трубопровод откачки от КП8/9-БПМ-001 в передвижную емкость	50	1,6	-61...+36,4	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 (версия 5.0)
Воздушник КП8-ЕД-002	100	1,6	-61...+36,4	А(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Закачка метанола из передвижной техники в КП8/9-БПМ-001	100	1,6	-61...+36,4	А(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 4.0)
Факельное хозяйство						
Факельный коллектор на ГФУ	100	16,0	-30...+9	Б(а), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод от факельного коллектора на вход в исследовательский сепаратор	65	16,0	-30...+9	Б(а), I	76×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×10	

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал
Трубопровод от исследовательского сепаратора в факельный коллектор	65	16,0	-30...+9	Б(а), I	76×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×10	
Факельный коллектор на открытый конец	100	16,0	-30...+9	Б(а), I	114×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод для подачи газа на дежурную горелку	25	1,6	-35...+36,4	Б(а), II	32×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности K48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75

2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

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

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

- ручной электродуговой штучными электродами;
- ручной и механизированной аргонодуговой (для корневого слоя шва);
- автоматической под флюсом;
- автоматической и механизированной в защитных газах;

- автоматической и механизированной самозащитной порошковой проволокой с принудительным и свободным формированием корня шва;
- автоматической дугоконтактной.

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

- для автоматической сварки под флюсом применять сварочную проволоку Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70 и флюсы по ГОСТ 9087-81;
- для полуавтоматической сварки стыков труб применять самозащитные порошковые проволоки, аттестованные марки которых следует выбирать в соответствии с технологической картой.

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

- для сварки труб из 09Г2С и металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;
- для сварки труб из сталей повышенной коррозионной стойкости применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

- ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см² на образцах KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;
- твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 НВ₁₀ 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.

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

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

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

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

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

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

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

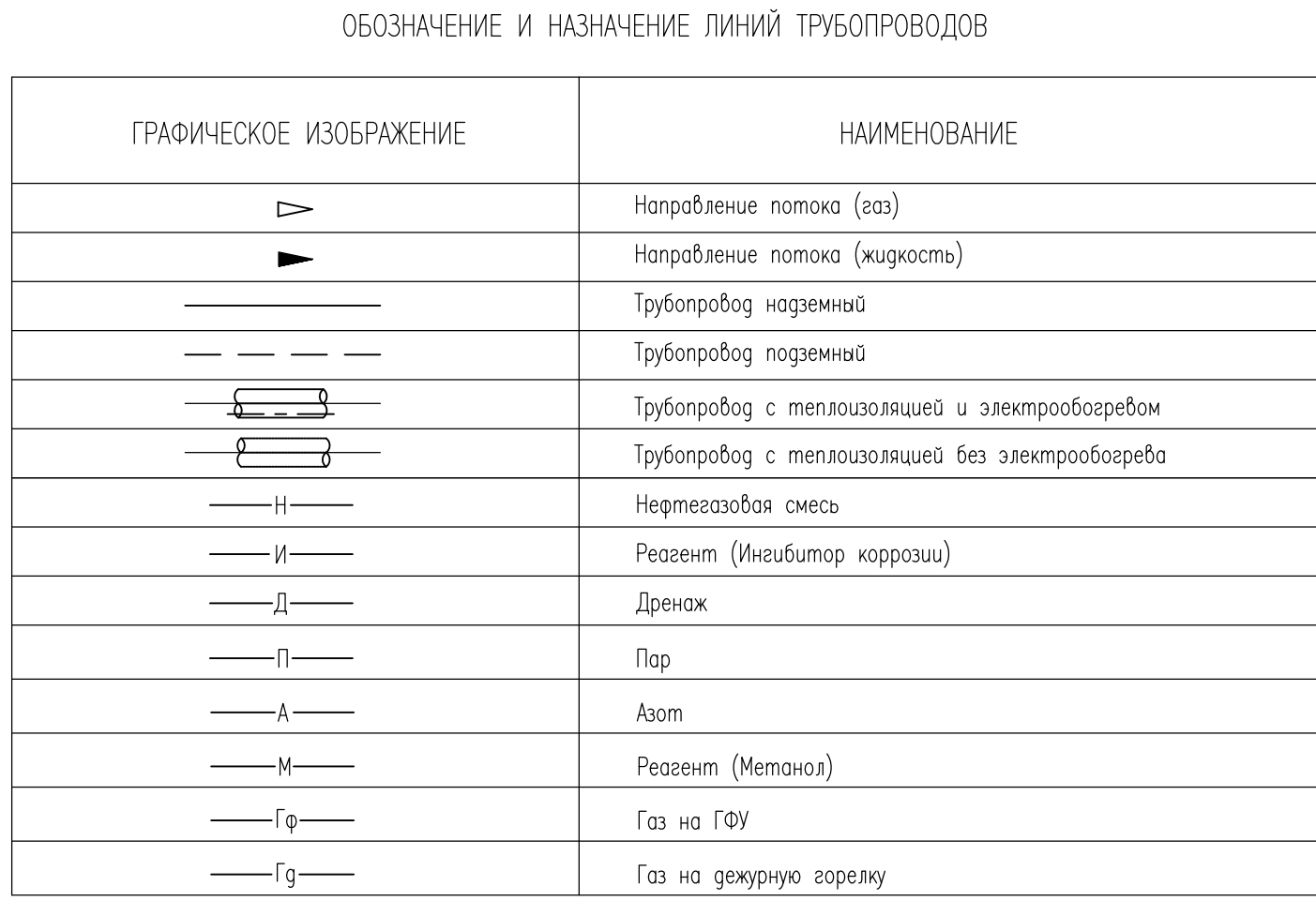
Защиту стальных подземных трубопроводов без теплоизоляции в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98 на основе термоусаживающихся лент толщиной 0,7 мм поверх битумно-полимерной мастики толщиной не менее 0,8 мм.

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

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

Контроль покрытий для защиты от почвенной коррозии, наносимых в трассовых условиях, должен выполняться согласно правилам Изготовителя и методическому документу


№М-01.07.04.01-03 с учетом требований п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по адгезии в нахлесте, адгезии к стали, прочности при ударе и сплошности.

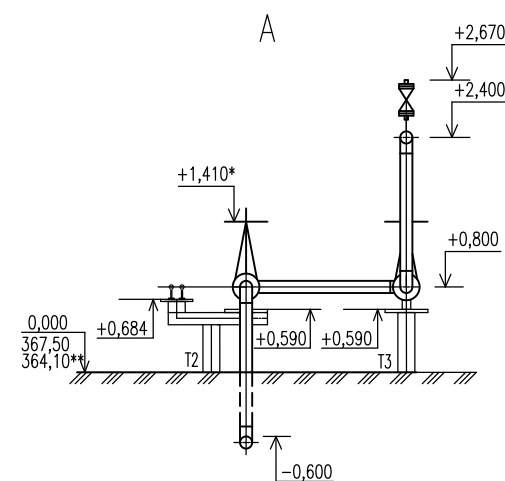
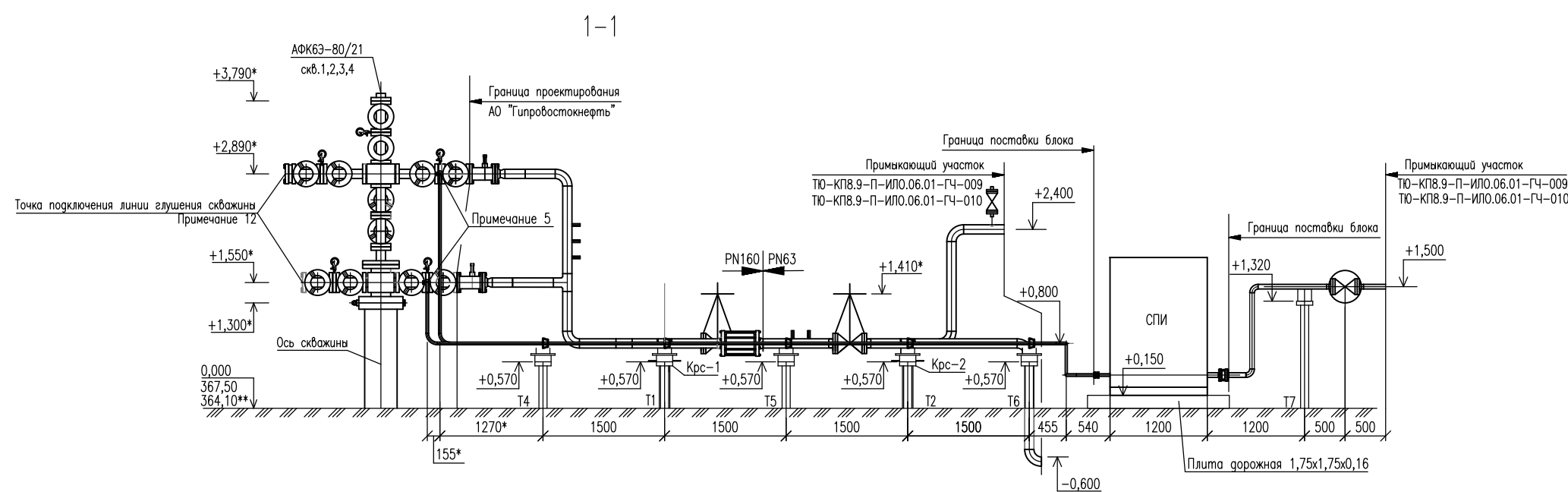
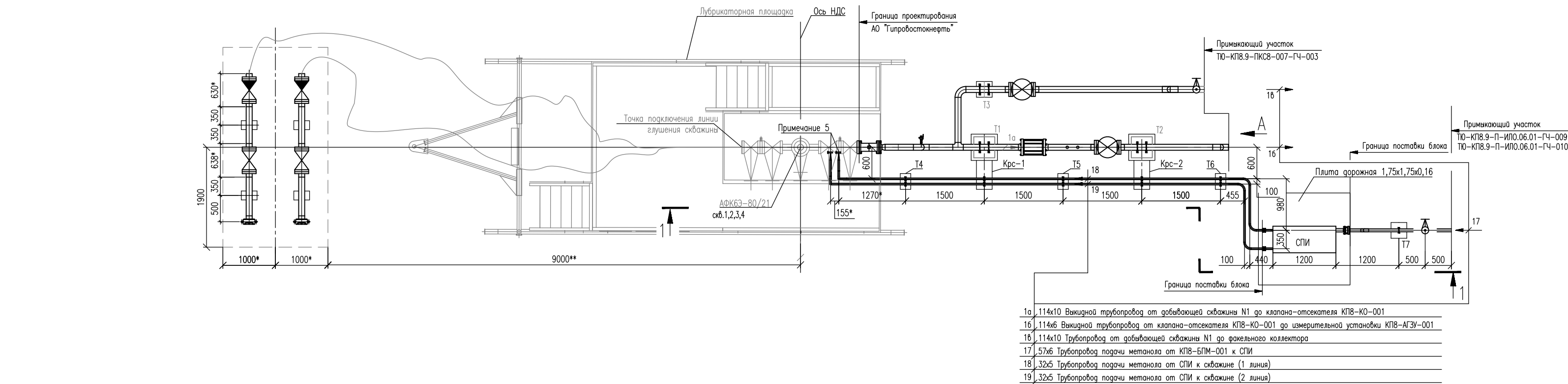


ОБОЗНАЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ	
ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
	Зондифика штурвалов типа ЗМС флажковая с ручным прибором
	Зондифика штурвалов типа ЗМС флажковая с электроприбором
	Капан регулирующий с ручным прибором
	Капан обратный устройств измерительный
	Кран шаровый
	Пробокотворный бестыпного типа с отборной трубкой
	Зондифика флажковая штурвалов (ЗМШ)
	Капан-отсекатель с электроиндикаторным дублиром
	Капан обратный флажковая
	Устройство для измерения
	Отсекатель
	Штурвал/штурвал с ответным флажком
	Переход
	Тройник с решеткой
	Тройник
	Заглушка сварное соединение
	Заглушка эллиптическая
	Объематор
	Манометр
	Датчик давления
	Термометр
	Датчик температуры
	Датчик уровня
	Счетчик газа/жидкости
	Узел контроля карозов (гравиметрический метод)


ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КПЭ-ПЭ-001...005	Пробойники вентиляционного пути с отборной трубкой	5	DN25 PN210	
КПЭ-КО-001...005	Клапан-отсекатель	5	DN100 PN160	
FE-001...010	Разоммер (металло)	10	DN10 PN160	
КПЭ-СМКГ-001	Система измерения качества и количества расхода газа	1	DN100 PN160	
КПЭ-АЭЭ-001	Измерительная установка с микроаналитическим расходомером	1	Q= 44,839 м³/сут., P=788,33 тис. ст.м.к/сут. Ррасч=6,3 МПа	
КПЭ-БЭЭ-001	Блок дозирования реагента (Индустриал корроз)	1	Объем танкового емкости бм3 Ррасч=6,3 МПа	
КПЭ-БПМ-001	Блок подачи метана	1	Объем танкового емкости бм3 Ррасч=16,0 МПа	
КПЭ-КЭ-001	Камера запыта СОД	1	DN250 PN63	
КПЭ-ЕЭ-001	Погребная дренажная емкость (дренок от КПЭ-АЭЭ-001 и КПЭ-КО-001)	1	V=8 м³; Ррасч=0,05 МПа	
КПЭ-Е-001	Емкость метанага расхода	1	V=50 м³; Ррасч=0,05 МПа	
КПЭ-ЕЭ-002	Погребная дренажная емкость (дренок от КПЭ-Е-001)	1	V=8 м³; Ррасч=0,05 МПа	
КПЭ-ГЭЭ-001	Горючелюбая распылительная установка с баллоном улавливания	1	Максимальное объём обрабатываемого газа 32228 м³, Pmax=15 МПа	
СУР	Объемная установка дозирования реагента	1	Объем технологической емкости бм3 Pрасч=15,0МПа	Из наличия (примечание 7)

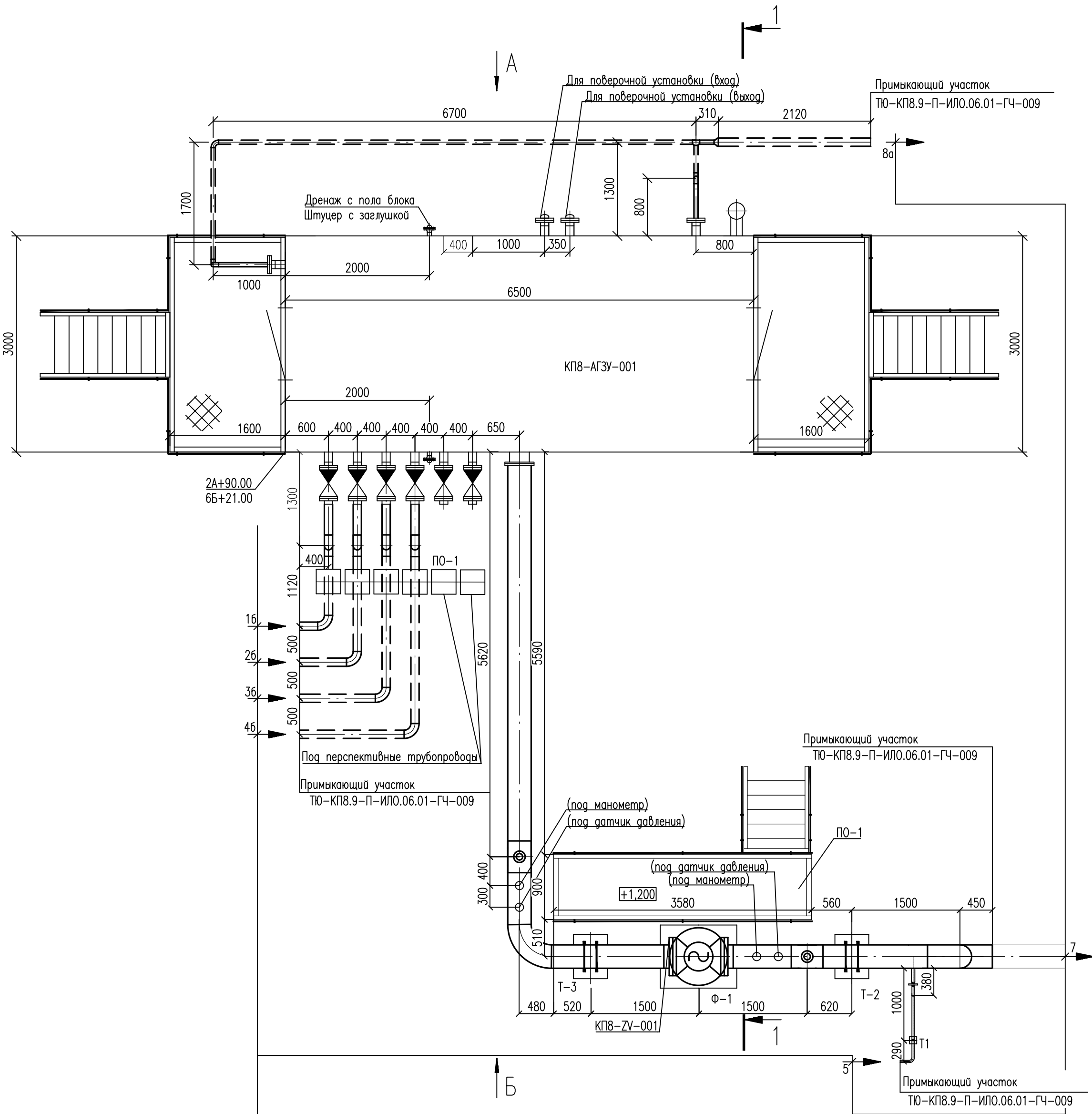
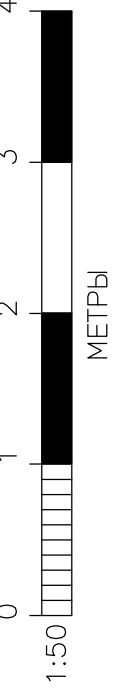
2. На основании куста преобразованного условного фотонного аппарата марки АБ 63-80-802-К10М1.
3. На основании расчёта турбулентности условного аппарата, на основании – структура. На основе условно не
4. Обоснование линий зрения системы призматический специализированный поперечной ориентации, балансирует эти
5. При минимальном расходе газа, дозировка воды составляет 148,52 мкг/м³, при кв. 9003 на период 03.02.2018, при этом
6. дозировка жаростойкости при кв. 9003 на период 03.02.2018 составляет 0,0000586 м³/м³;
7. при минимальном расходе газа, дозировка воды составляет 32228 мкг/м³, при кв. 9004 на период 10.20.2018, при этом
8. дозировка жаростойкости при кв. 9024 на период 03.02.2018 составляет 0,0000586 м³/м³;
9. Для прецизионных исследований спектров и их характеристик (материалов), предназначенных для отпечата
10. Поверхности для линий оптики (ОП) на всю серию (турбулентности) ДА25-Вендик (Материал) турбулентности/взрывчат
11. для получения точек 3/8) к интерференционным узлам с резкостью частоты R 1/2.
12. В зависимости от условий работы резкость является при КТ10 и используется на ТАС-8000 ФНМ, кусты АБМН
13. К, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750,

						ТЮ-КП8.9-П-ИЮ.06.01-ГЧ-002		
						Образец отбора ТЮ-Красного НКМ.		
						Кусты отработки №8, 9		
8	З	Зем	809.25	12.12.25				
Им.	Кол.	Им	Л	М	Погр.	Дано		
Резерв.	Кол.	Кол	Кол	Кол	Кол	Кол		
Пробур	Кол	Кол	Кол	Кол	Кол	Кол		
Геоф.стел	Дран	Дран	Дран	Дран	Дран	Дран		
Исх.мтр.	Полн	Полн	Полн	Полн	Полн	Полн		
ИП	Роб	Роб	Роб	Роб	Роб	Роб		
						Омега приращивания		
						технико-логическая		
						 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

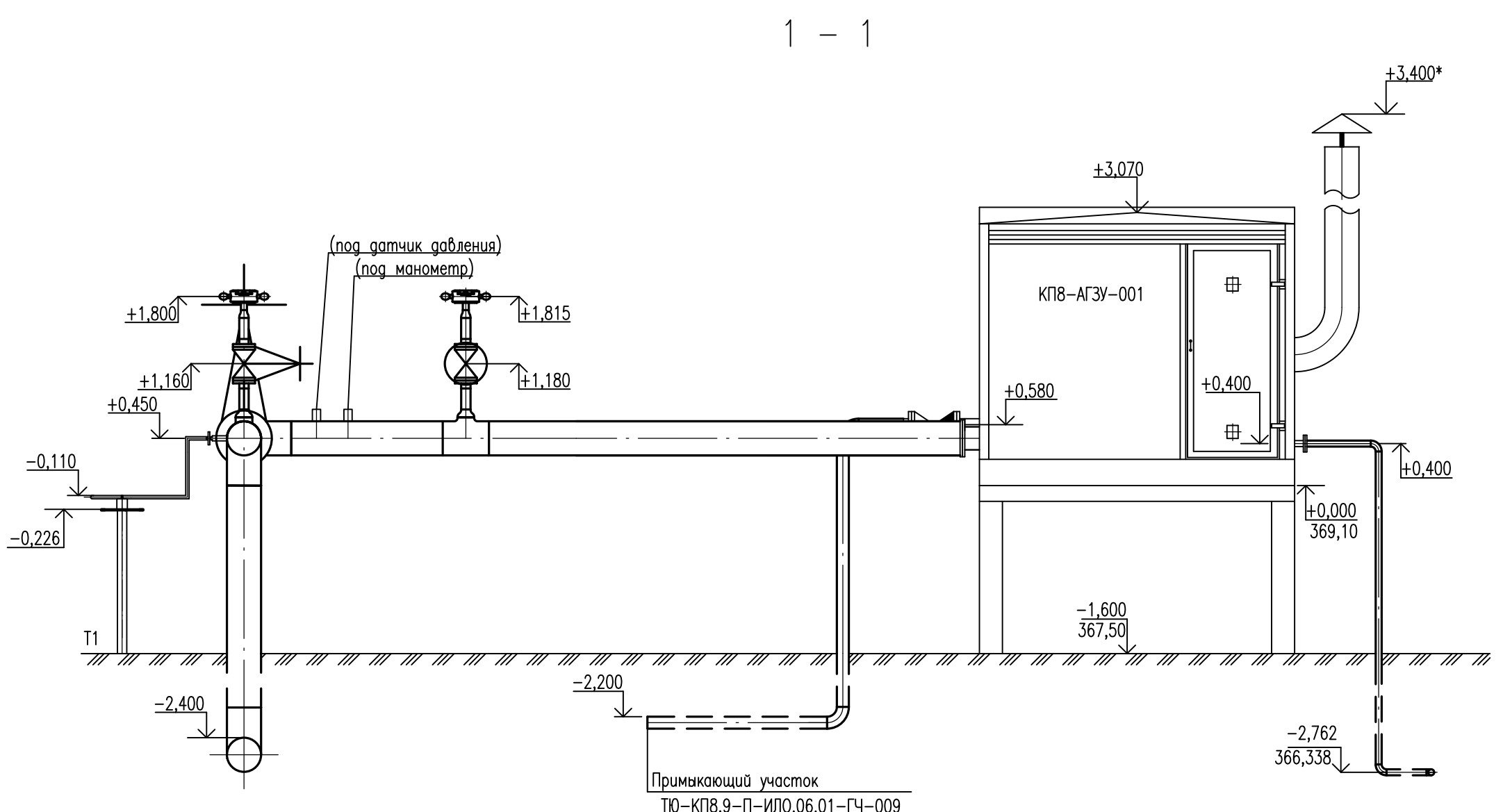
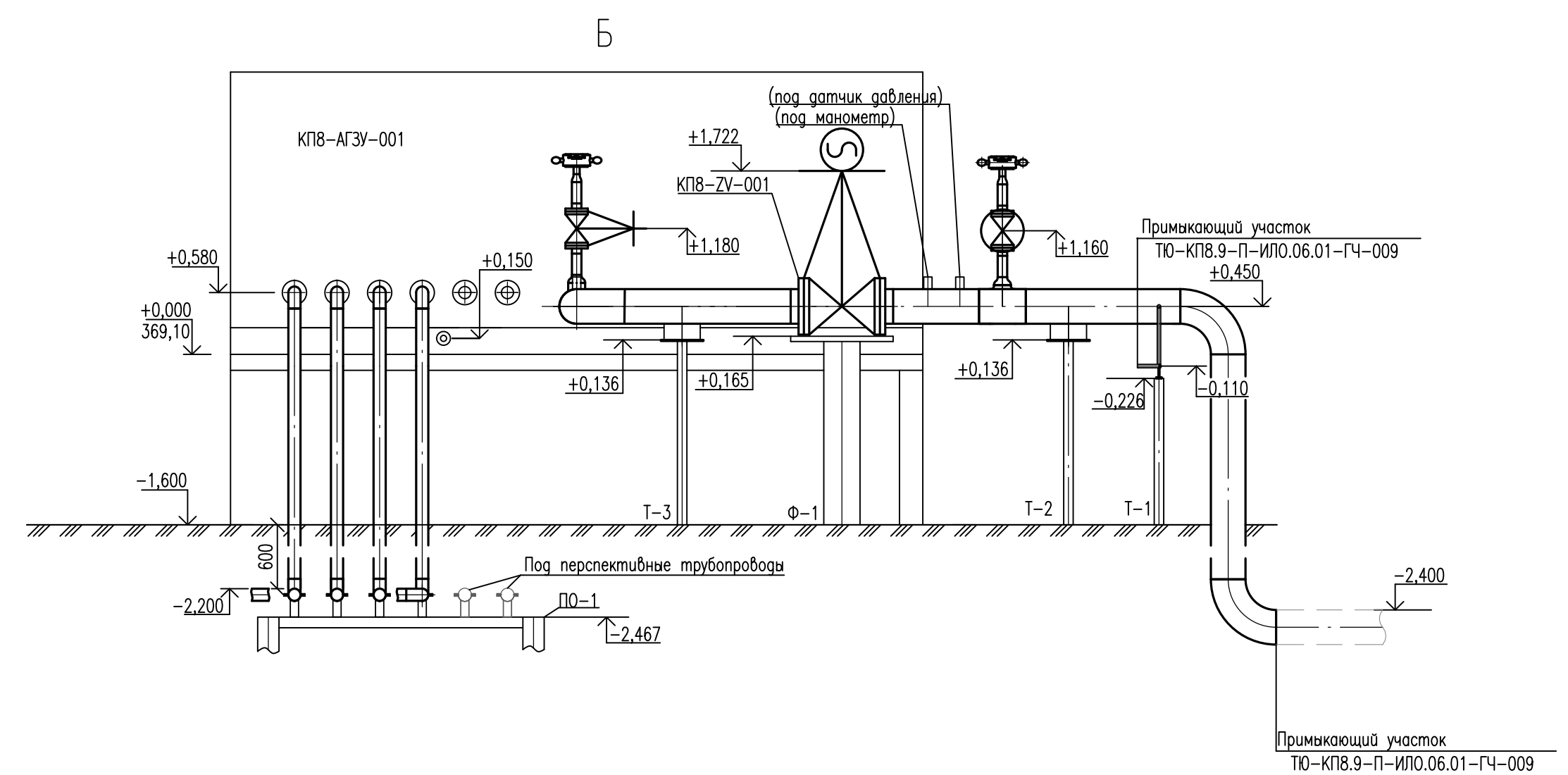
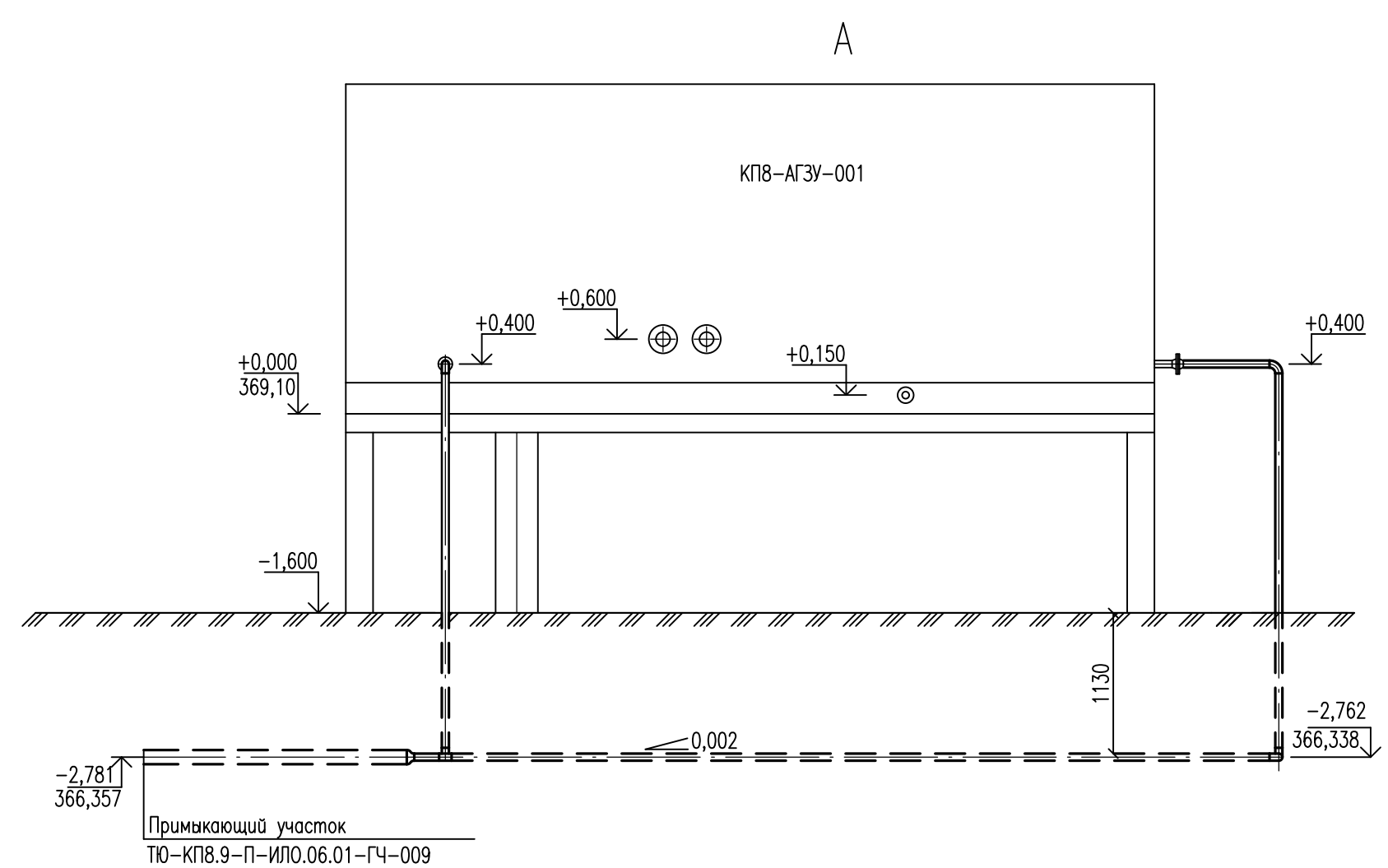


1. * Размер и описание отметки уточняются при монтаже
2. Площадка обсыпается выношенной арматурой (зубчатая площадка) на высоте А не показана. Технические решения представлены в марке КМ01.
3. Расположение добавочных склянок Н1..4 на кусте склянок Н8, Н1..5 на К19 привнесено на генеральном плане, объекту ТМ 4.2.1, марка ГП.
4. Порядок скрепы линии от СИП на АФК по ходу среды: (трубопровод DN25>вентили DN5mm>трубы3/8>фитинги для подключения трубы 3/8) к инструментальному фланцу с резьбовой частью Кс 1/2.
5. Комплекты узловых сборок для подключения к инструментальным фланцам склянок предусмотрены в поставке СИП.
6. Монтаж трубопроводной обвязки и оборудования предусмотрен на добавочных склянках Н 1-4.
7. Для трубопроводов металла DN25 прыжки трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С.
8. Для трубопроводов DN25 прыжки отвода изогнуты, со средним радиусом изгиба не менее 3DN, выполненные холодной изогнутой трубой.
9. Для прыжков изогнутой трубы от начала участка монтажа до конца участка монтажа должна быть не менее 100 мм.
10. Узел узла склянки цеховарной, с цеховарными склянками, предусматривается на 1 шт на куст и может перемещаться с использованием отметки от склянки к склянке.
10. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 367,50 на К18.
11. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 364,10 на К19.
12. ** Абсолютные отметки даны для склянки куста N9 (без ** - для склянки куста К18).

						ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-003				
8	-	Зам	9609-75	<i>Иванов</i>	12.12.25	Обустройство Тас-Юряжского НГКМ. Кусты скважин N8, 9				
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подг.	Дата	Кусты скважин N8, 9	Статус	Лист	Листов	
Разраб.		Зинков		<i>Иванов</i>	12.12.25		П		1	
Проверил		Кольцов		<i>Иванов</i>	12.12.25					
Гл. спец.		Дранкина		<i>Иванов</i>	12.12.25					
Н.контр.		Полякошина		<i>Иванов</i>	12.12.25	Технологическая обвязка нефтяных скважин. План. Разрез 1-1		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП		Робенская		<i>Иванов</i>	12.12.25					



- 16 Ø114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП8-КО-001 до замерной установки КП8-АГЗУ-001
- 26 Ø114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП8-КО-002 до замерной установки КП8-АГЗУ-001
- 36 Ø114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП8-КО-003 до замерной установки КП8-АГЗУ-001
- 46 Ø114х6 Выкидной трубопровод от клапана-отсекателя КП8-КО-004 до замерной установки КП8-АГЗУ-001
- 5 Ø32х4 Трубопровод подачи ингибитора коррозии от блока дозирования реагента КП8-БДР-001 до точки врезки в НГСТ
- 6 Ø57х6 Трубопровод для подачи пара для пропарки НГСТ
- 7 Ø325х10/8 Нефтегазосборный трубопровод от замерной установки КП8-АГЗУ-001 до т.вр.4 в НГСТ на УПНГ
- 8а Ø114х6 Дренажный трубопровод от замерной установки КП8-АГЗУ-001 в дренажную емкость КП8-ЕД-001

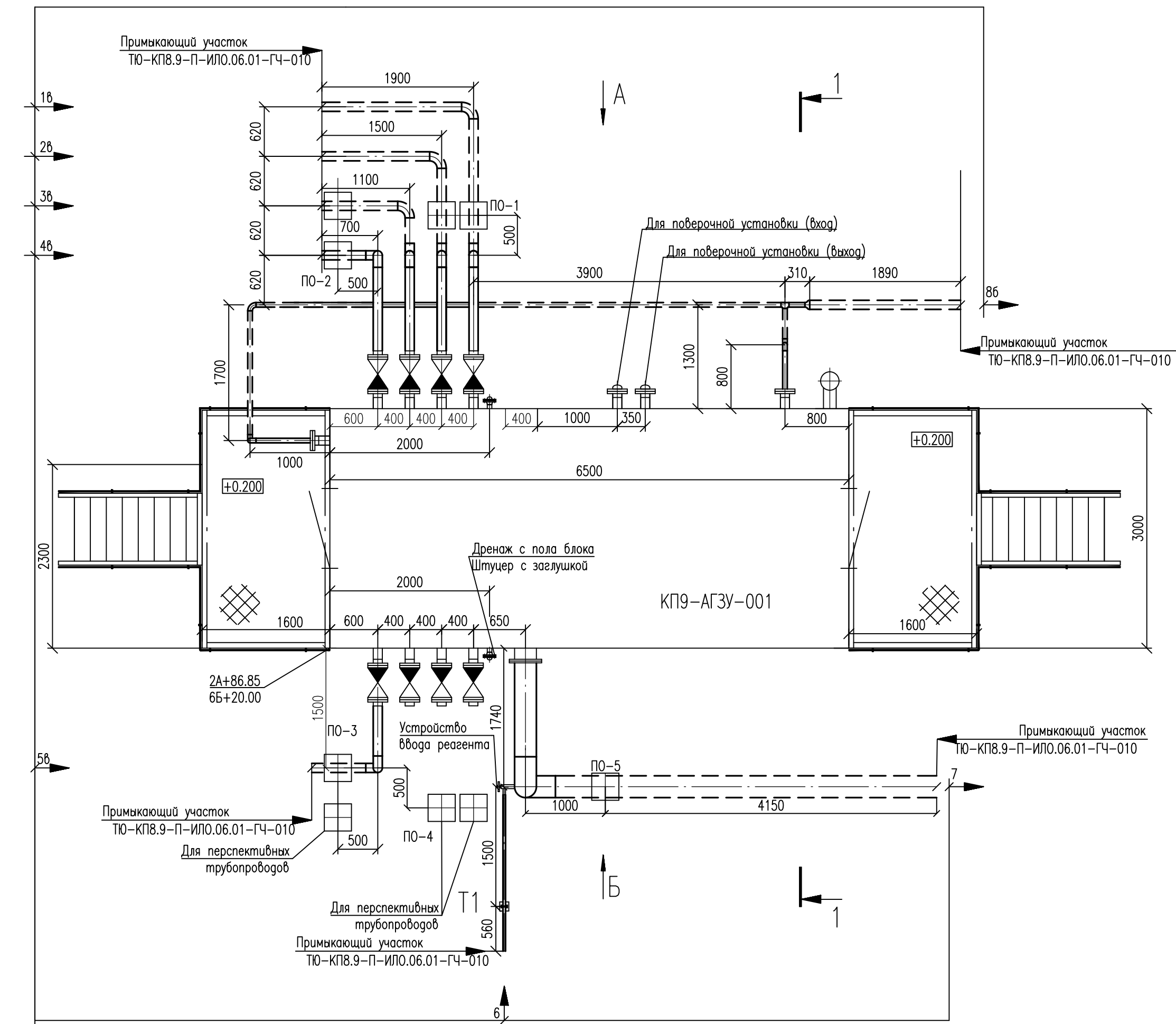
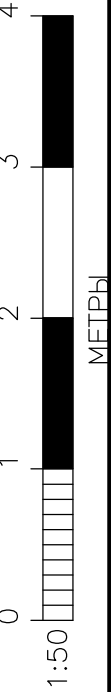


- 1. * Размер и высотные отметки уточнить при монтаже.
- 2. Расположение установки измерительной КП8-АГЗУ-001 на кусте скважин N8 приведено в генеральном плане, марка ГП, том 4.2.1
- 3. Площадка оборудования на вуде А условно не показана.
- 4. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 369,10 на КП8 (абсолютная отметка низа блока).
- 5. Наземные выкидные трубопроводы, наземные дренажные трубопроводы подлежат теплоизоляции и электрообогреву.
- 6. Отметка ввода реагента соответствует отметке оси реагентопровода от КП8-БДР-001.

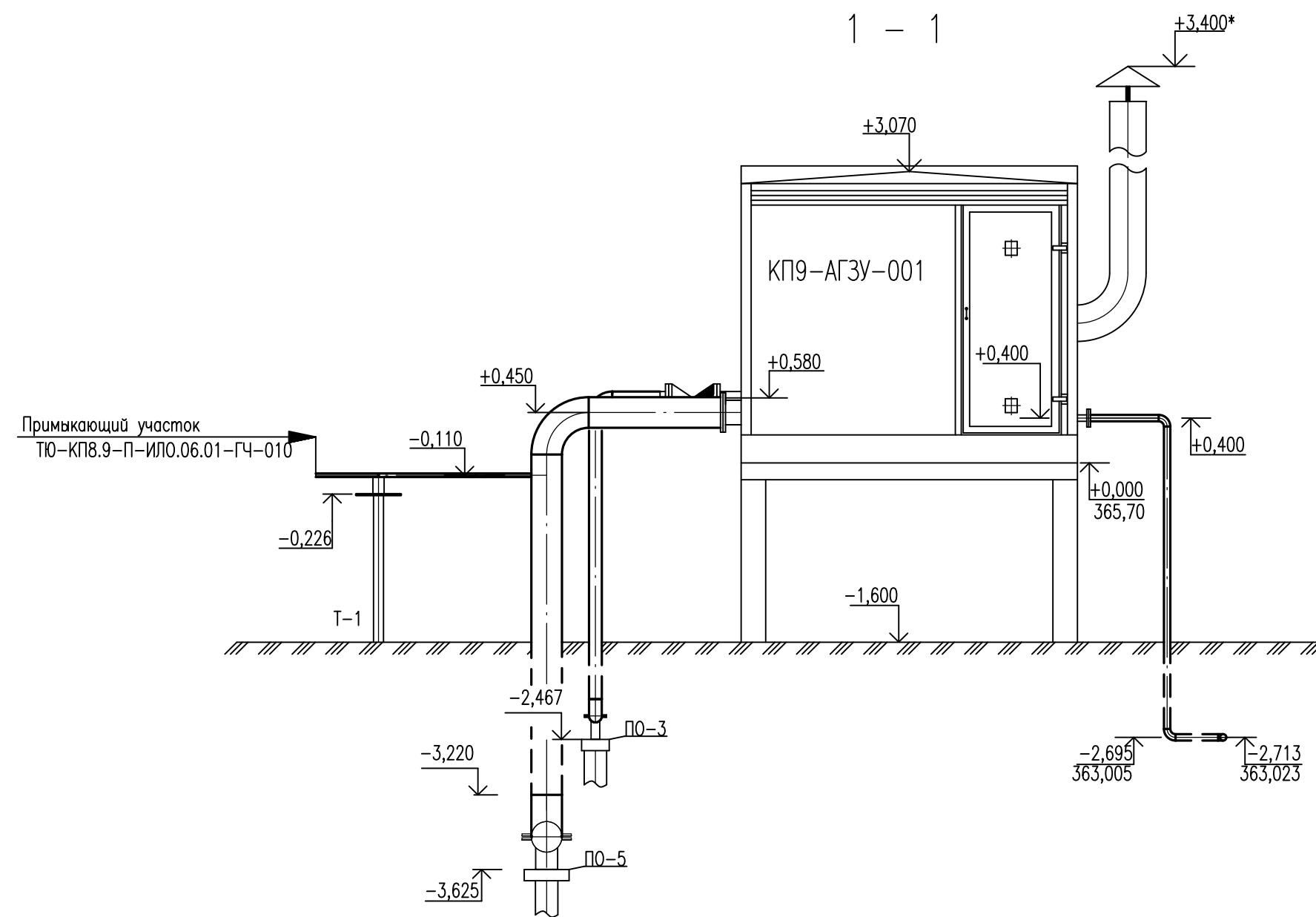
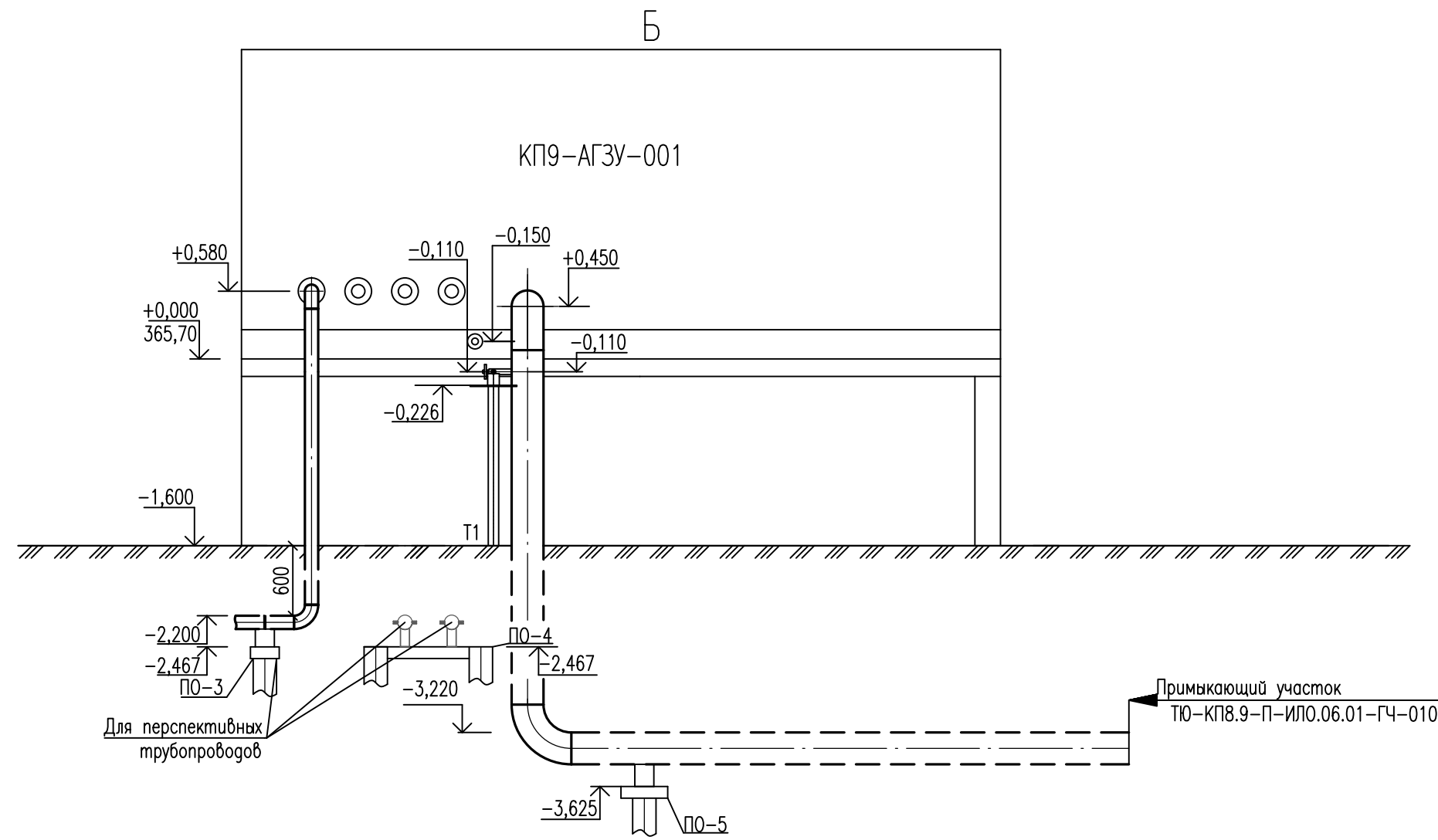
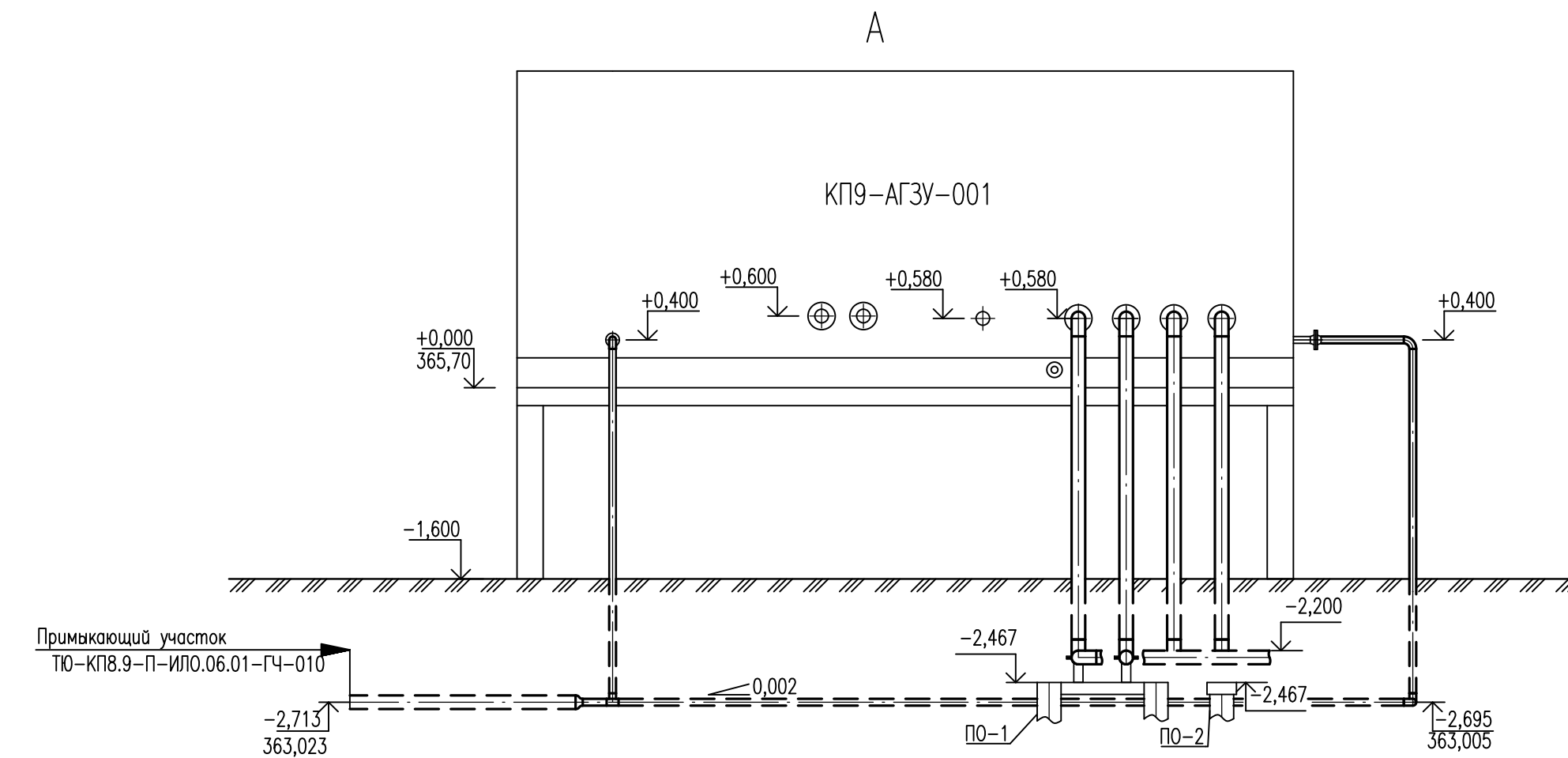
ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-004					
Обустройство Тас-Юрхского НГКМ.					
Кусты скважин N8, 9					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата
8	-	Зам	9609-25	12.12.25	
Разраб.	Клебакина	12.12.25			
Проверил	Колмаков	12.12.25			
Гл.спец.	Дринкина	12.12.25			
Групповая замерная установка.					
План. Разрез 1-1					
Н.контр.	Поликашина	12.12.25			
ГИП	Ровенская	12.12.25			

Составлено	Составлено	12.12.25	12.12.25
Получено	Получено	12.12.25	12.12.25
ОТД	ОТД	12.12.25	12.12.25
ЭТО	ЭТО	12.12.25	12.12.25
Взам. инв. N	Взам. инв. N		
Лист	Лист		
Дата	Дата		
Подп. и дата	Подп. и дата		
Млк. N подл.	Млк. N подл.		


Составлено	Составлено	12.12.25	12.12.25
ОГ.ИД.	Полк.ИД.	Васильева	Заркина
Взм. инв. N	Взм. инв. N		
Попр. и дата	Попр. и дата		
Мас. N подг.	Мас. N подг.		

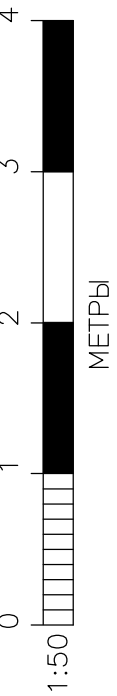


- 16, Ø114х6 Выкидной трубопровод от КП9-КО-001 до КП9-АГЗУ-001
- 26, Ø114х6 Выкидной трубопровод от КП9-КО-002 до КП9-АГЗУ-001
- 36, Ø114х6 Выкидной трубопровод от КП9-КО-003 до КП9-АГЗУ-001
- 46, Ø114х6 Выкидной трубопровод от КП9-КО-004 до КП9-АГЗУ-001
- 56, Ø114х6 Выкидной трубопровод от КП9-КО-005 до КП9-АГЗУ-001
- 6, Ø32х4 Реагентопровод от КП9-БДР-001 до т.б. в нефтегазосборный трубопровод
- 7, Ø273х8 Нефтегазосборный трубопровод от КП9-АГЗУ-001 до площадки узла запуска СОД с отключающей арматурой
- 86, Ø114х6 Дренажный трубопровод от КП9-АГЗУ-001 в КП9-ЕД-001

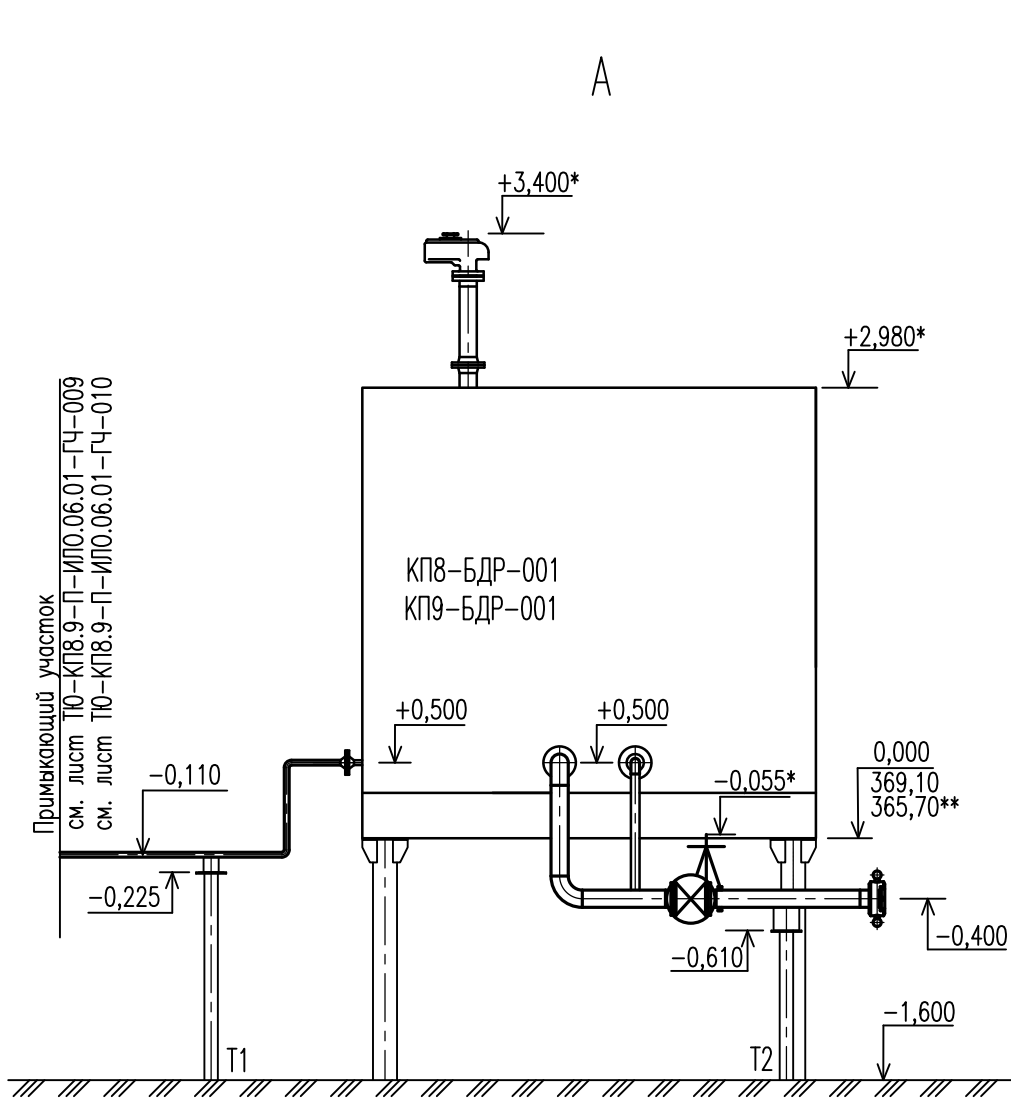
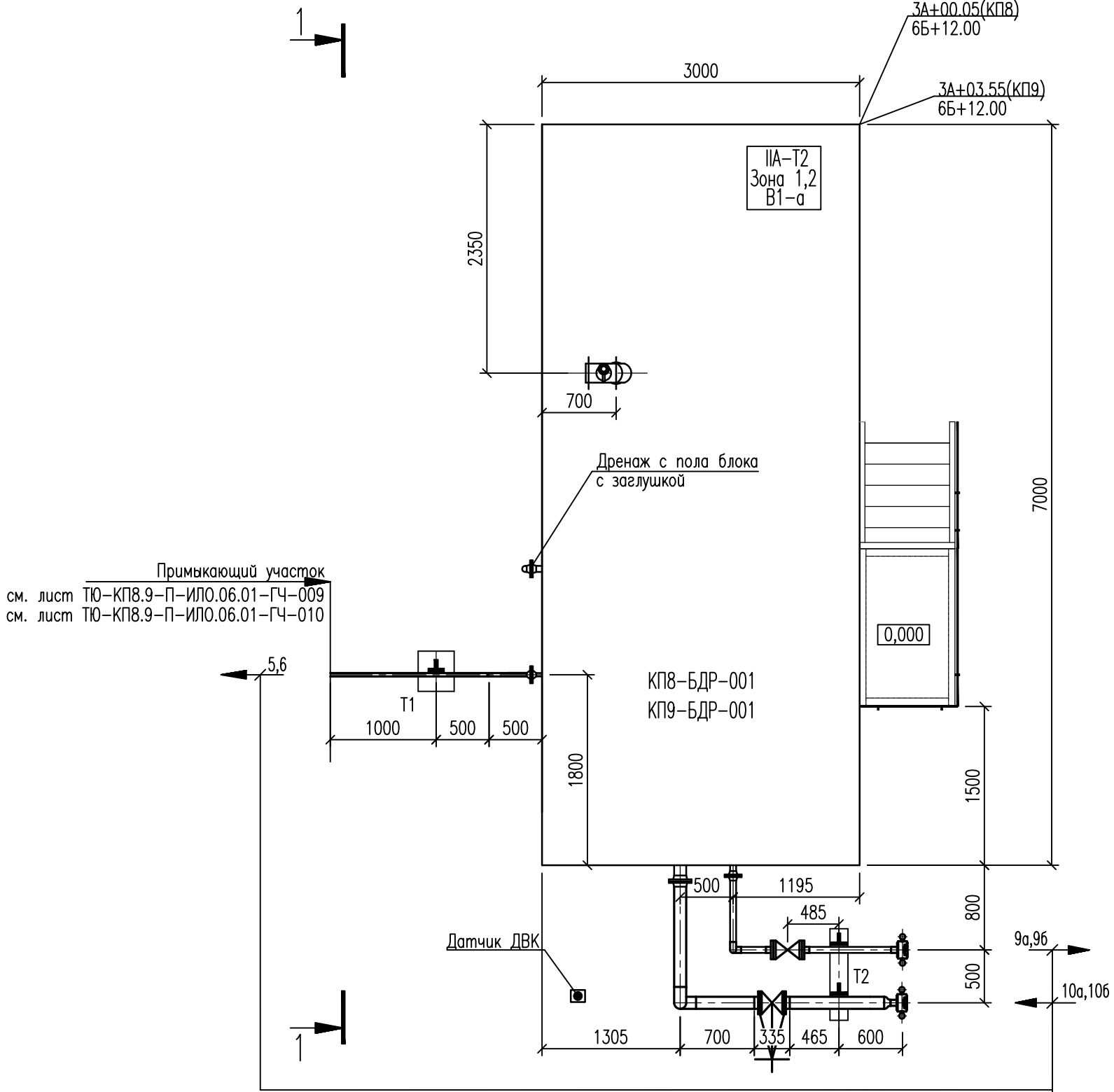


- 1. * Размер и высотные отметки уточнить при монтаже.
- 2. Расположение установки измерительной КП9-АГЗУ-001 на кусте скважин N9 приведено в генеральном плане, марка ГП, том 4.2.1
- 3. Площадка обустройства на виде А условно не показана.
- 4. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 365,70 на КП9 (абсолютная отметка низа блока).
- 5. Наземные выкидные трубопроводы, наземные дренажные трубопроводы подлежат теплоизоляции и электрообогреву.
- 6. Отметка ввода реагента соответствует отметке оси реагентопровода от КП9-БДР-001.

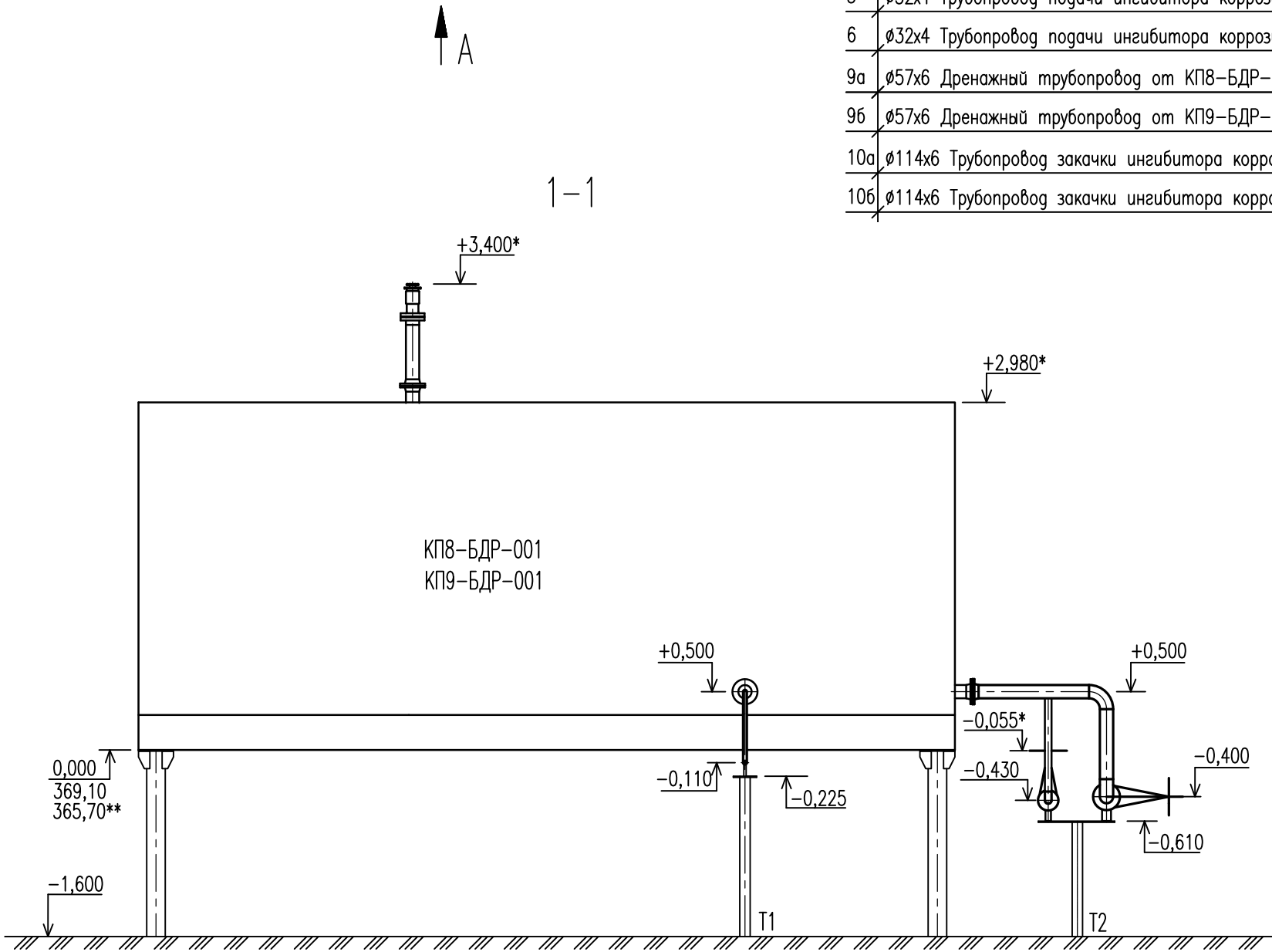
						ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-005		
8	-	Зам	9609-25	<i>Handwritten</i>	12.12.25	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N8, 9		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Погр.	Дата			
Разраб.	Зиньков			<i>Handwritten</i>	12.12.25			
Проверил	Колмаков			<i>Handwritten</i>	12.12.25			
Гл.спец.	Дранкина			<i>Handwritten</i>	12.12.25			
						Куст скважин N9.		
						Стадия	Лист	Листов
								1
						Групповая замерная установка. План. Разрез 1-1		
Н.контр.	Полякина			<i>Handwritten</i>	12.12.25	 ГИПРОВСТОКНЕФТЬ		
ГИП	Ровенская			<i>Handwritten</i>	12.12.25			




Согласовано		Зорькина		12.12.25
		Васильева		12.12.25
Согласовано		Терентьева		12.12.25
		Баурукин		12.12.25
ОГ/ИД		310		310
Взм. инв. N				
Подп. и дата				
Инв. N подл.				

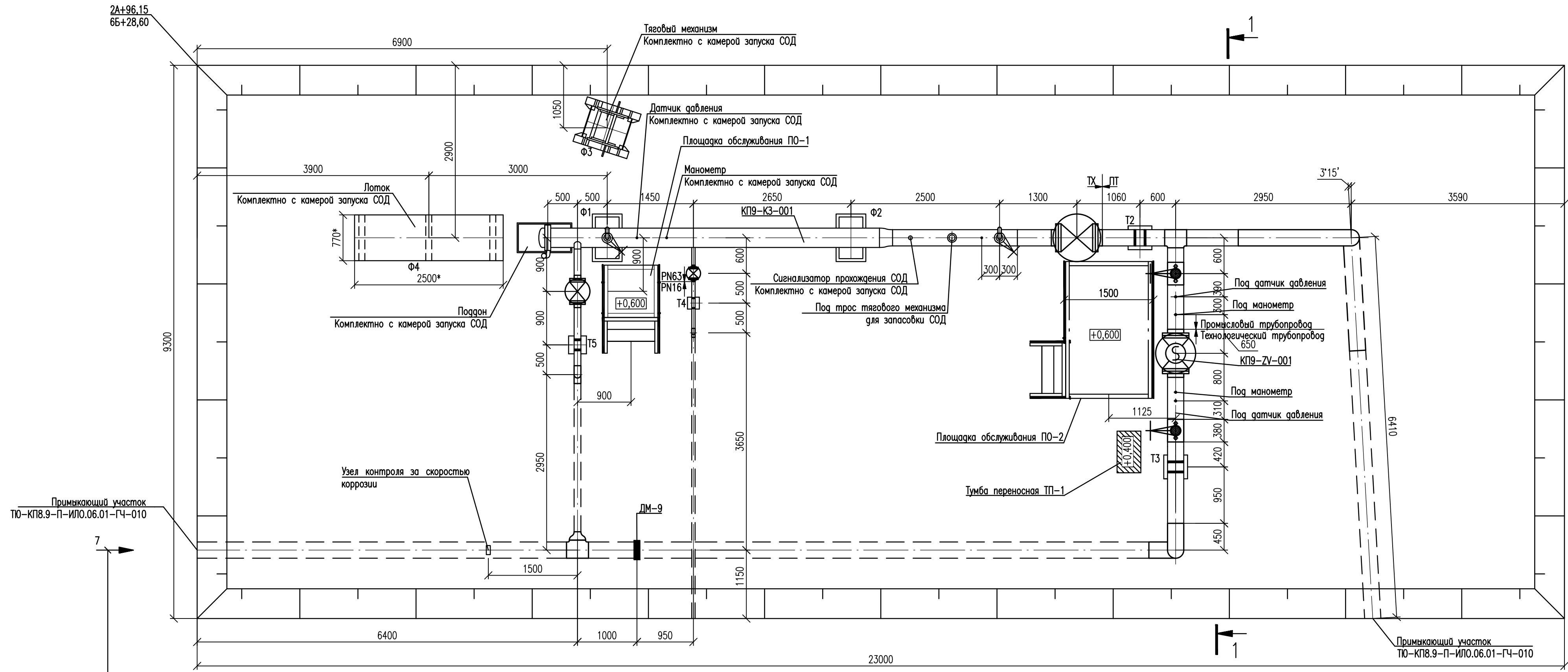
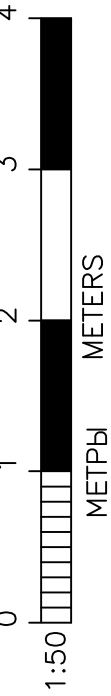


- 5 $\phi 32 \times 4$ Трубопровод подачи ингибитора коррозии от блока дозирования реагента КР8-БДР-001 до точки врезки в НГСТ
- 6 $\phi 32 \times 4$ Трубопровод подачи ингибитора коррозии от блока дозирования реагента КР9-БДР-001 до точки врезки в НГСТ
- 9а $\phi 57 \times 6$ Дренажный трубопровод от КР8-БДР-001 в передвижную емкость
- 9б $\phi 57 \times 6$ Дренажный трубопровод от КР9-БДР-001 в передвижную емкость
- 10а $\phi 114 \times 6$ Трубопровод заправки ингибитора коррозии от передвижной техники в КР8-БДР-001
- 10б $\phi 114 \times 6$ Трубопровод заправки ингибитора коррозии от передвижной техники в КР9-БДР-001

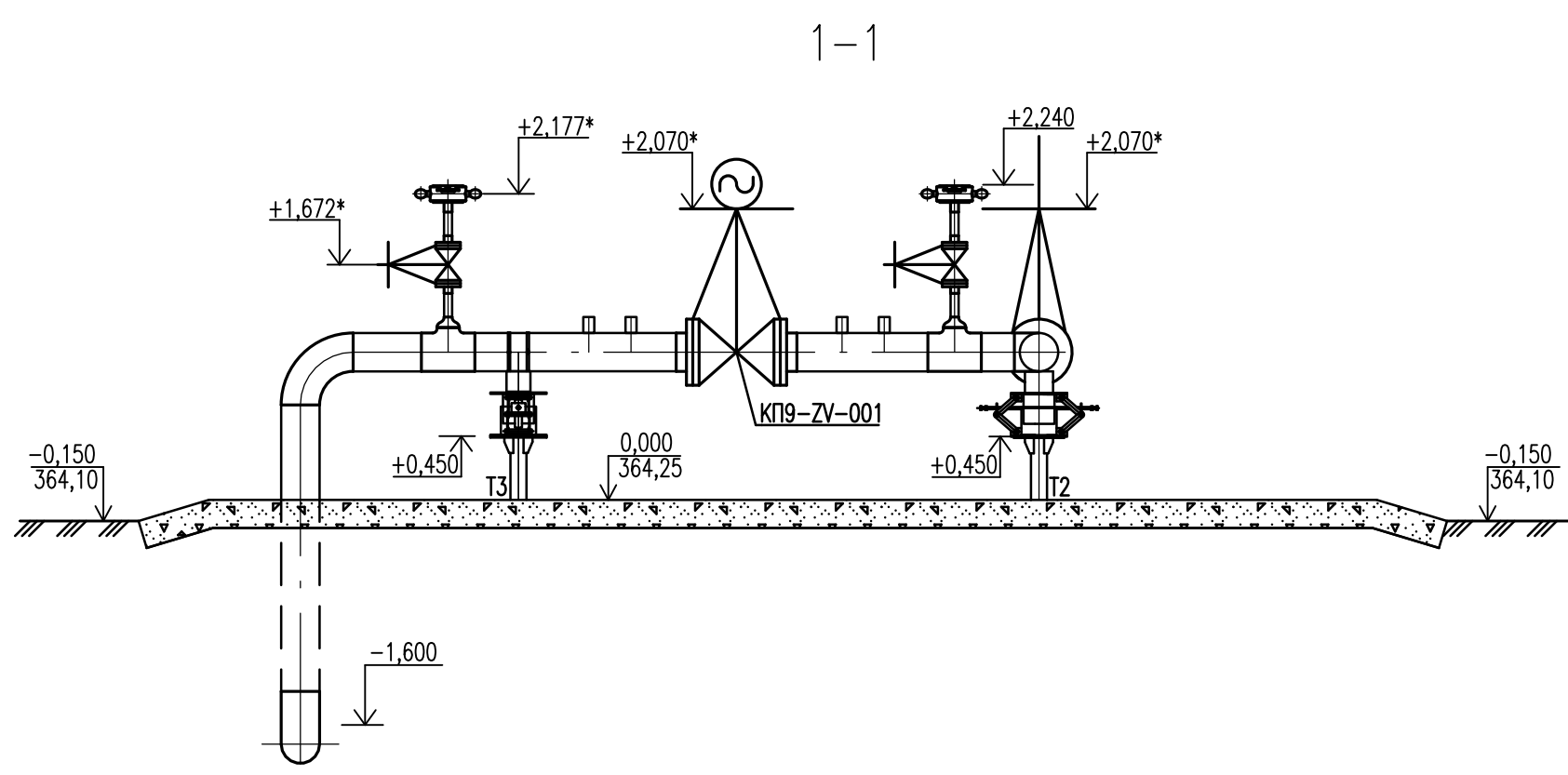
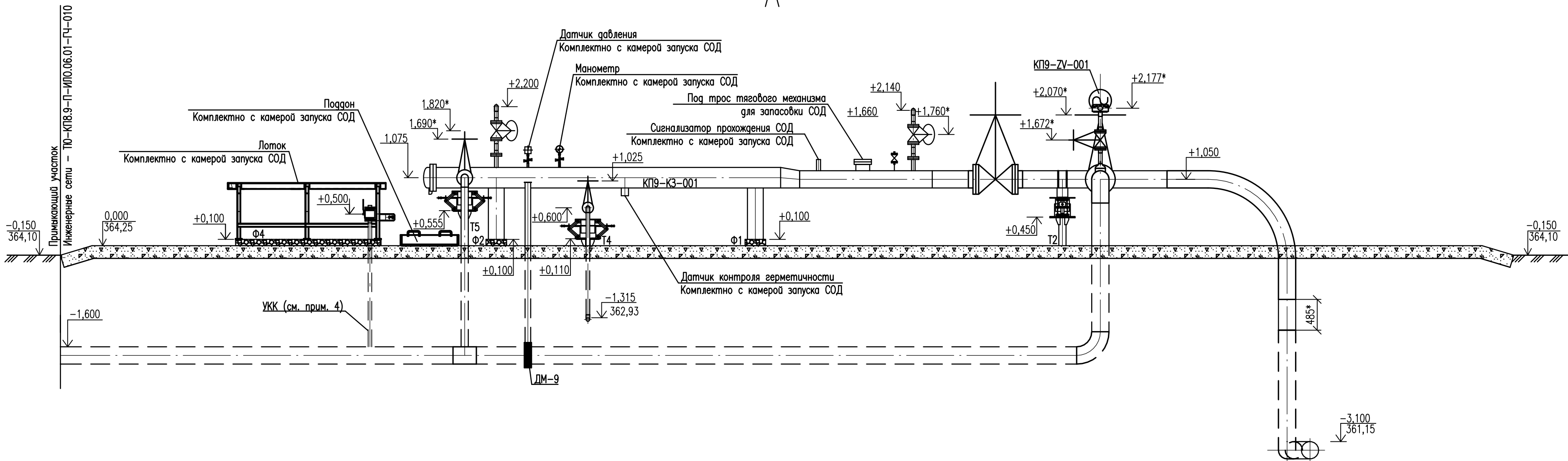


- 1. * Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
- 2. Расположение блока дозирования реагента КР8-БДР-001, КР9-БДР-001 приведено на генеральном плане, марка ГП, том 4.2.1.
- 3. Площадка обслуживания на виде А условно не показана.
- 4. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 369,10 на КР8.
- 5. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 375,70 на КР9.
- 6. ** Абсолютные отметки даны для БДР на кусте N9 (без ** - на кусте N8)
- 7. Монтажные обвязки блоков дозирования реагента: КР8-БДР-001 для КР8, КР9-БДР-001 для КР9 в проекте унифицированы, представленный чертеж применим для каждого из вышеперечисленных блоков дозирования реагента.

						ТЮ-КР8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-006								
						Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N8, 9								
8	-	Зам	9609-25	<i>Колы</i>	12.12.25	Кусты скважин N8, 9			Стадия	Лист	Листов			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата				П		1			
Разраб.		Зиньков		<i>Зи</i>	12.12.25				Блок дозирования реагента. План. Разрез 1-1. Вуз А			 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Проверил		Колмыков		<i>Кол</i>	12.12.25									
Гл. спец.		Дрынкина		<i>Др</i>	12.12.25									
Н.контр.		Полиашина		<i>Поли</i>	12.12.25									
ГИП		Ровенская		<i>Ров</i>	12.12.25									



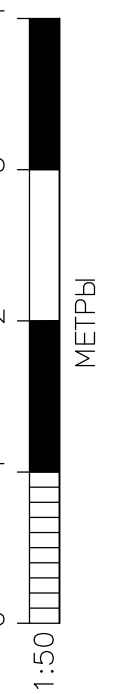
- 7 #273x8 Нефтегазосборный трубопровод от КП9-АГЗУ-001 до площадки узла запуска СОД с отключающей арматурой
- 15 #57x6 Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД до т.бр. в дренажный трубопровод от КП9-АГЗУ-001 в КП9-ЕД-001
- 16 #273x8 Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин N9 до площадки узла приема СОД в районе т.бр.5



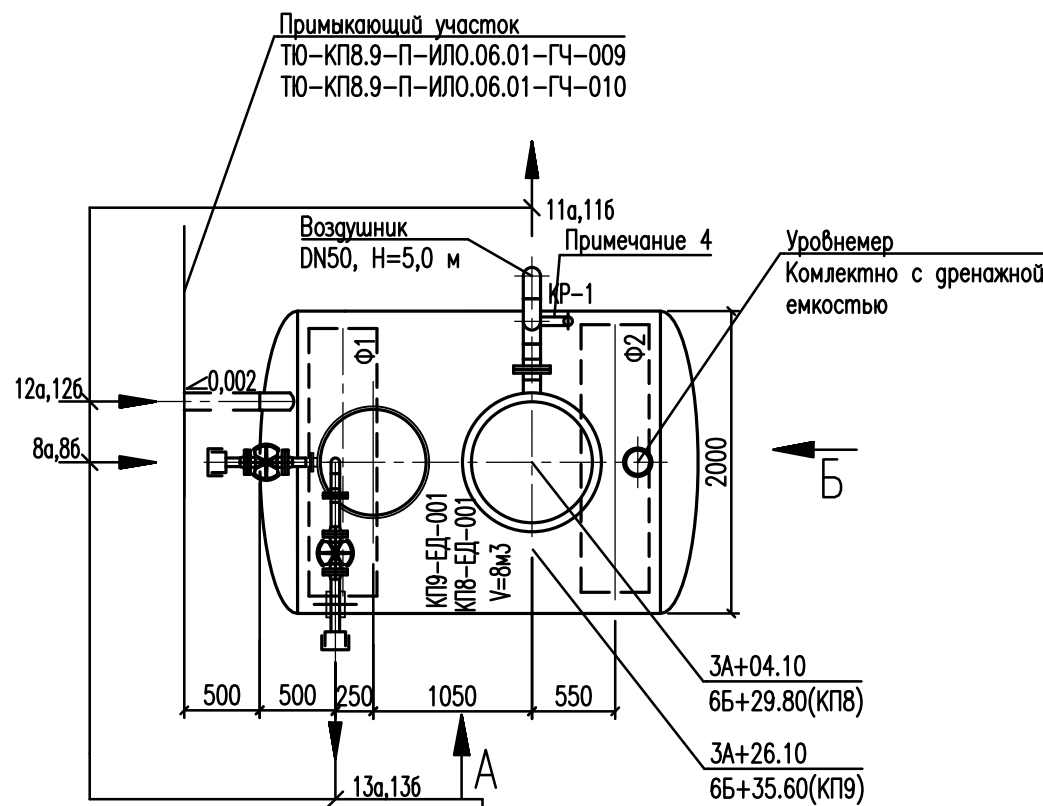
- 1. * Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
- 2. Расположение площадки узла запуска СОД и отключающей арматуры на кусте скважин N9 приведено на генеральном плане, том 4.2.1.
- 3. Исходя из величины просадки трубопровода, необходимо по месту выполнять регулировку оголовок по деформационной марке. Величина регулировки определяется по местному реперу.
- 4. УКК показан условно.
- 5. При работе всех скважин куста №9 максимальная скорость продукта в боковом отводе камеры DN100 составляет 80 м/с. Для обеспечения скорости продукта во входном трубопроводе DN100 в камеру запуска СОД не более 3м/с, то есть для обеспечения нормативной скорости на максимальный расчетный период, необходимо отключить скважины №№ 9001,9003 – 9005. Данное мероприятие позволит предотвратить возможную повышенную вибрацию трубопровода и возможный сдвиг его с опор. До запуска скважин СОД, необходимо контролировать скорость потока по данным, получаемым из ИЗУ.
- 6. Предусмотреть опорожнение камеры запуска СОД по окончании проведения работ по запуску СОД.
- 7. Опоры Т-2, Т-3, Т-4, Т-5 являются регулируемые с диапазоном регулировки 100 мм. Регулировку опор необходимо выполнять по месту, исходя из величины просадки трубопровода.

ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-007					
Обустройство Тас-Юрхского НГКМ.					
Кусты скважин N8, 9					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бародина	12.12.25			
Проверил	Колмаков	12.12.25			
Гл. спец.	Дринкина	12.12.25			
Площадка узла запуска СОД DN250 и отключающей арматуры. План.				Лист	Листов
Вуз А. Разрез 1-1.				П	1
Н. контр.	Полякишина	12.12.25			
ГИП	Ровенская	12.12.25			

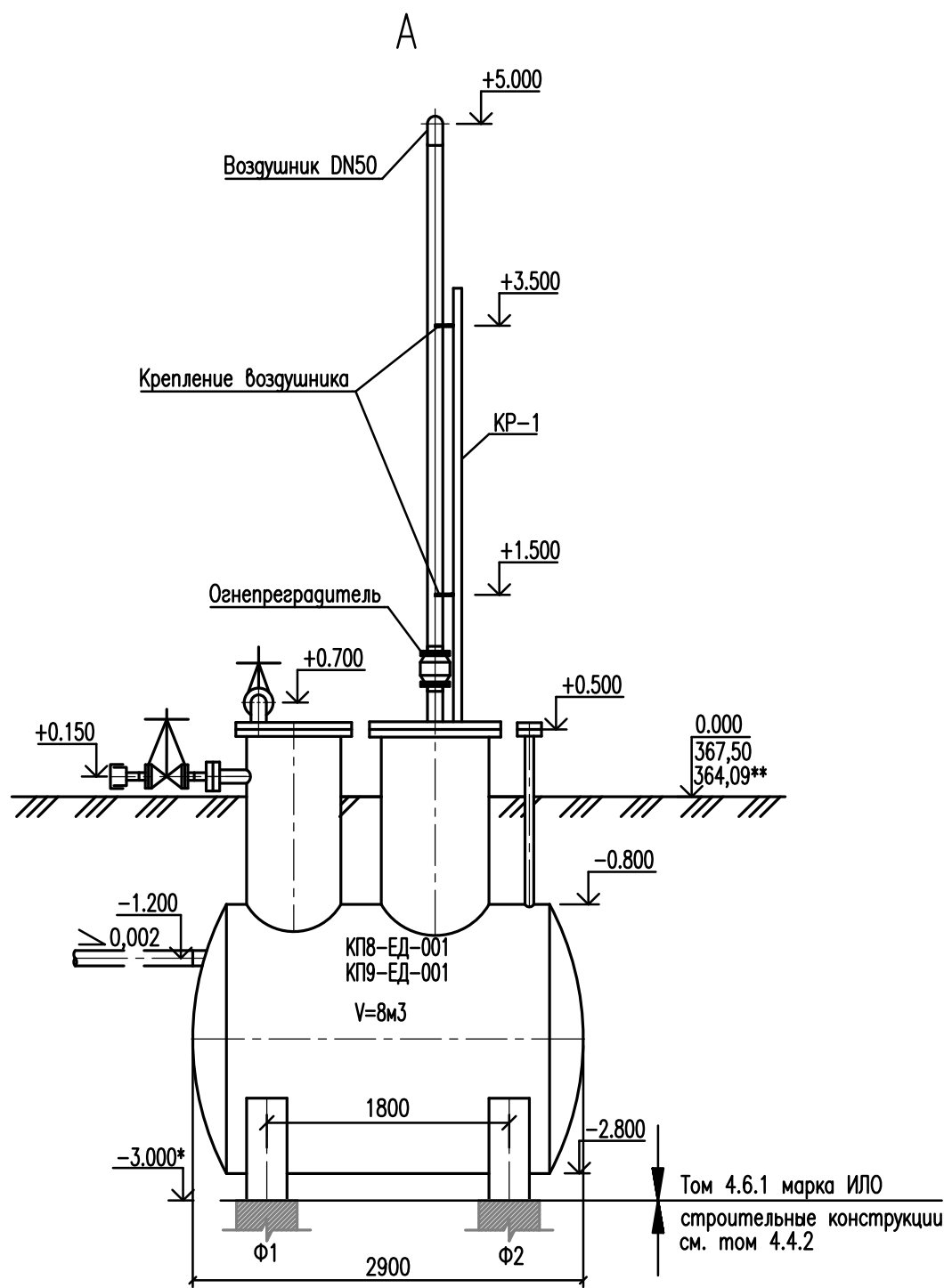
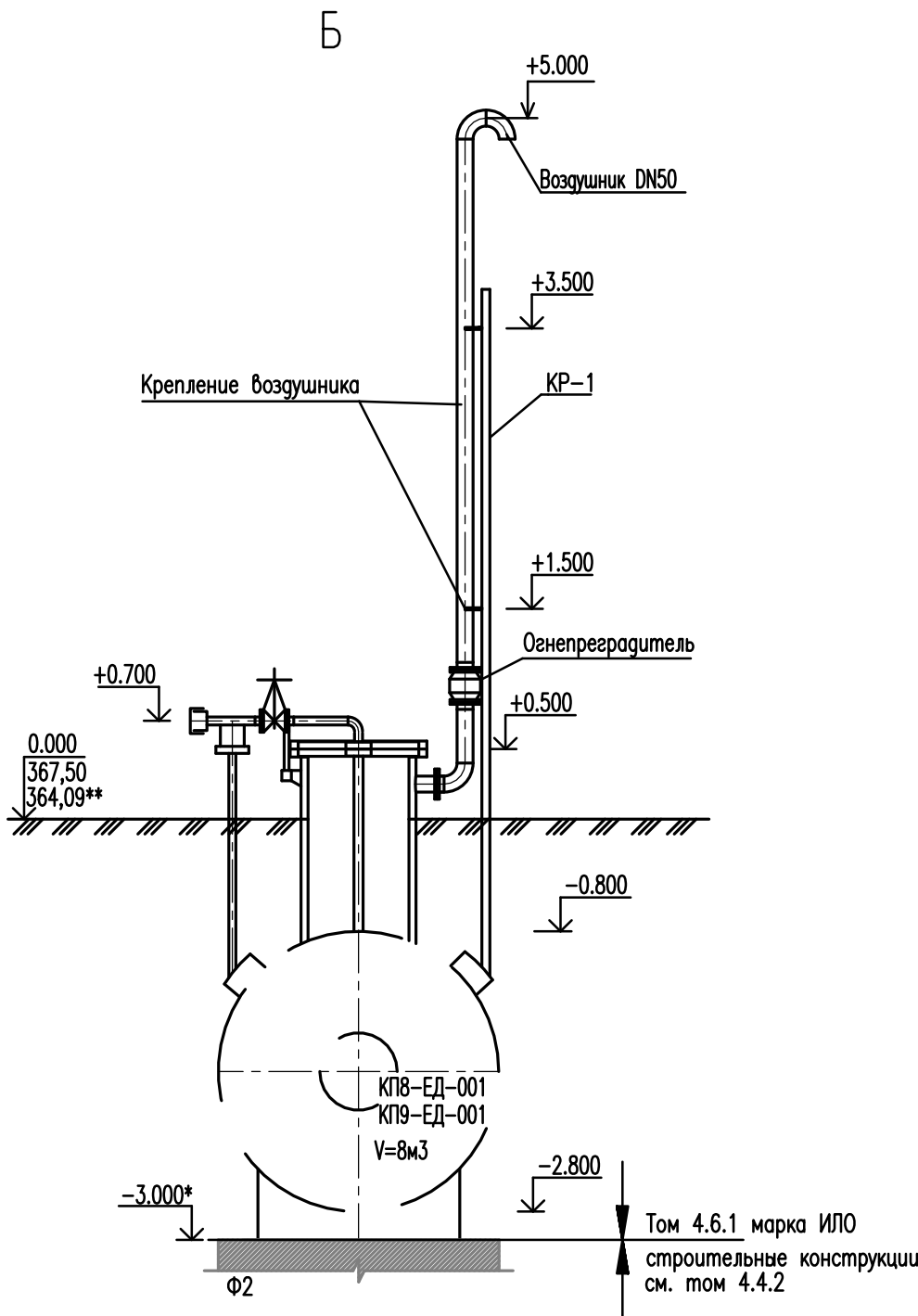
Составлено	Составлено	Зарисовка	12.12.25
Оп.д.	Оп.д.	Визуально	12.12.25
Безрисун	Безрисун	Безрисун	12.12.25
Взм. инв. N	Взм. инв. N	Взм. инв. N	Взм. инв. N
Попр. и дата	Попр. и дата	Попр. и дата	Попр. и дата
Мас. N подл.	Мас. N подл.	Мас. N подл.	Мас. N подл.



Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано			Согласовано		
			ОГД	Терентьева	12.12.25	ОАСУП	Зорькина	12.12.25
			ЗТО	Баурукин	12.12.25	ОО	Васильева	12.12.25

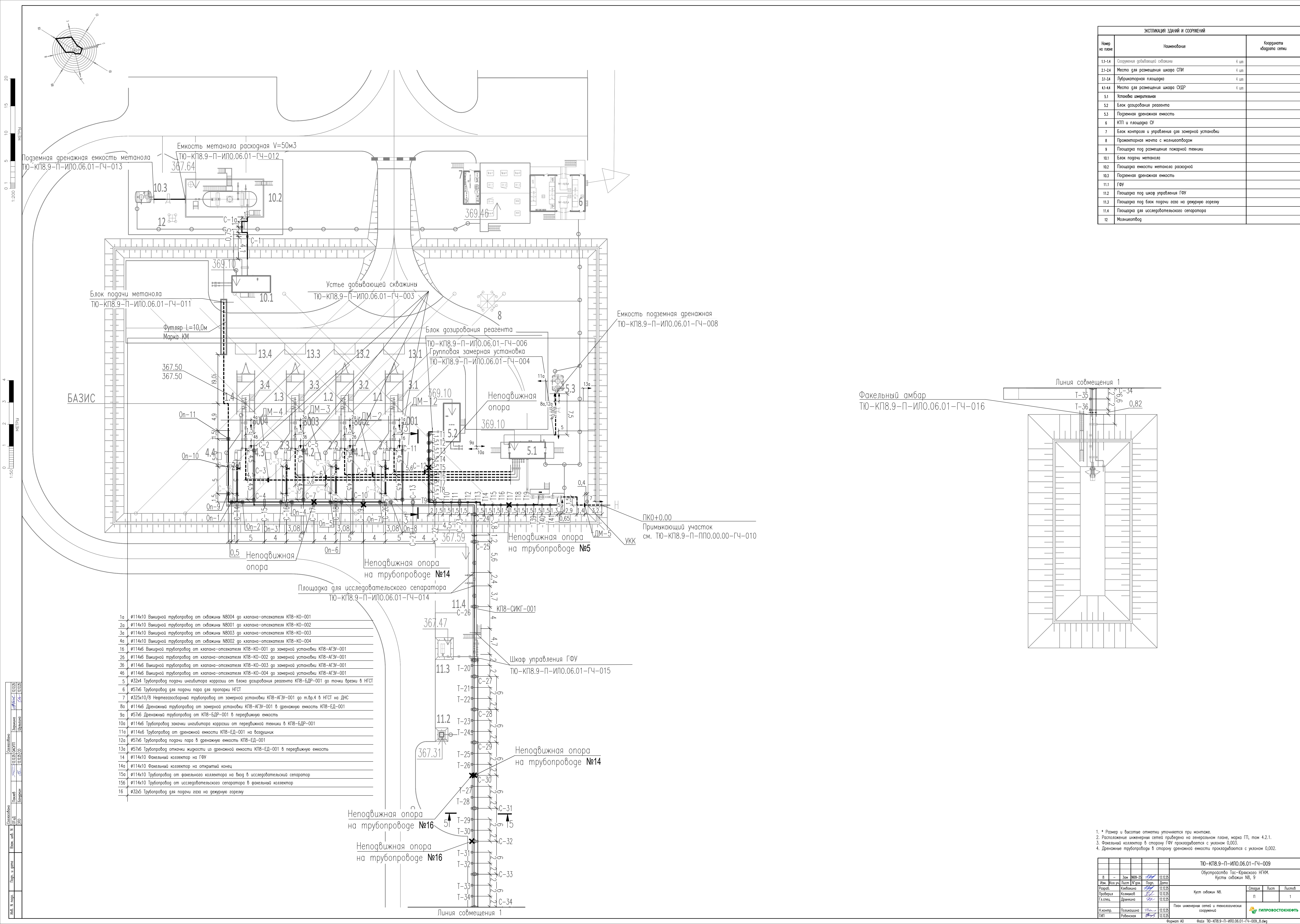


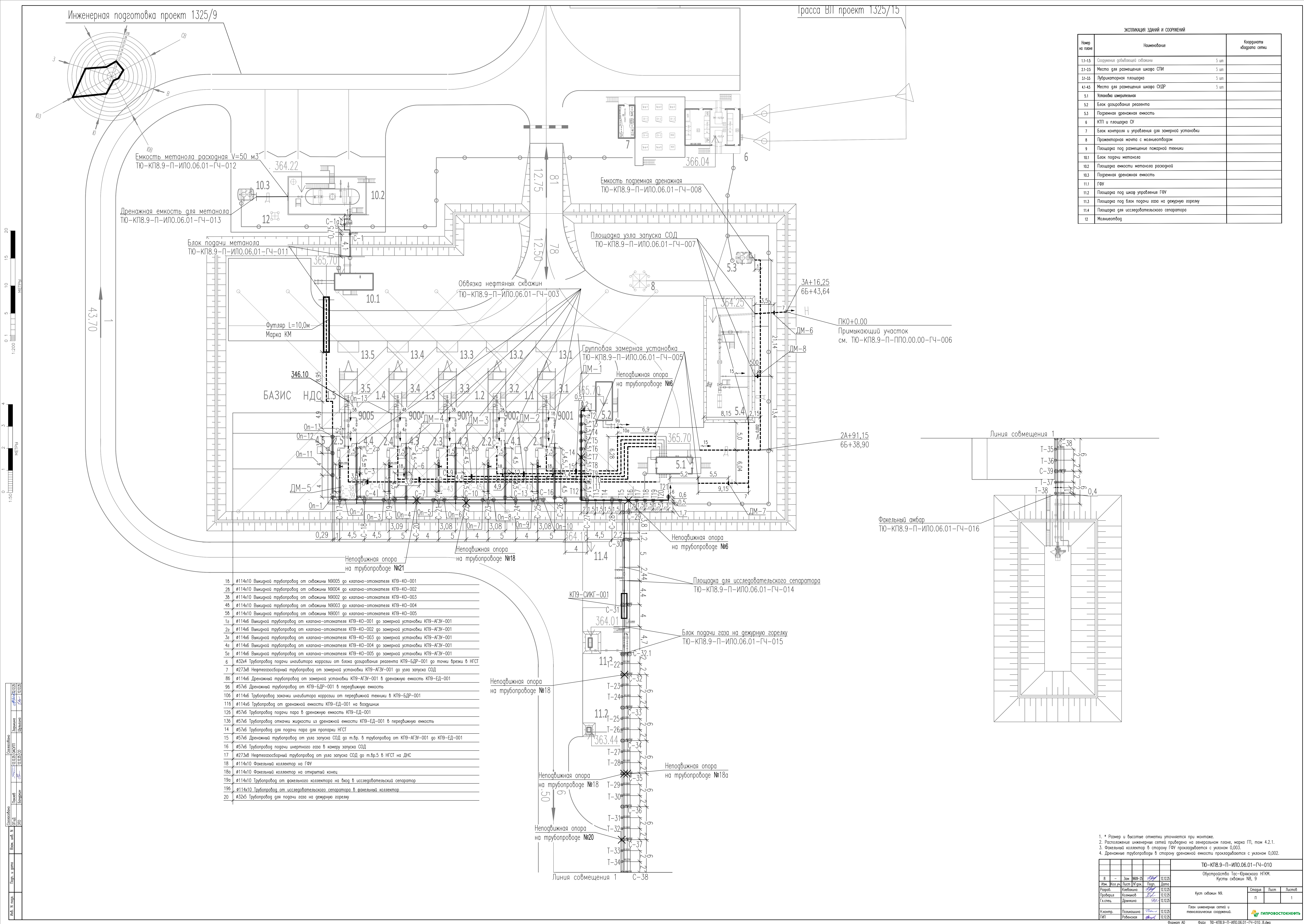
8а	Ø114х6 Дренажный трубопровод от замерной установки КП8-АГЗУ-001 в дренажную емкость КП8-ЕД-001
8б	Ø114х6 Дренажный трубопровод от замерной установки КП9-АГЗУ-001 в дренажную емкость КП9-ЕД-001
12а	Ø57х6 Трубопровод подачи пара в дренажную емкость КП8-ЕД-001
12б	Ø57х6 Трубопровод подачи пара в дренажную емкость КП9-ЕД-001
11а	Ø57х6 Трубопровод от дренажной емкости КП8-ЕД-001 на воздушник
11б	Ø57х6 Трубопровод от дренажной емкости КП9-ЕД-001 на воздушник
13а	Ø57х6 Трубопровод откачки жидкости из дренажной емкости КП8-ЕД-001 в передвижную емкость
13б	Ø57х6 Трубопровод откачки жидкости из дренажной емкости КП9-ЕД-001 в передвижную емкость



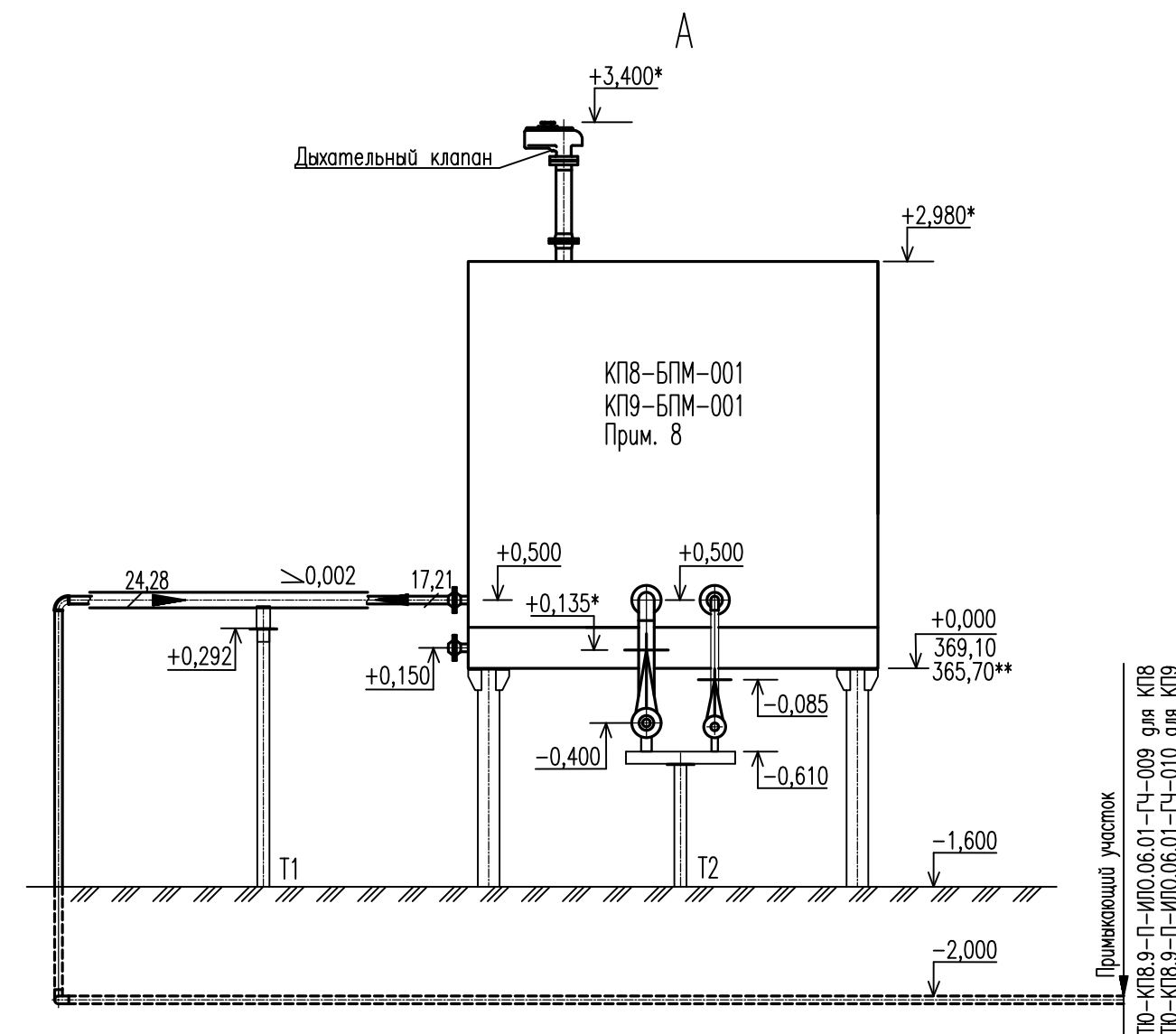
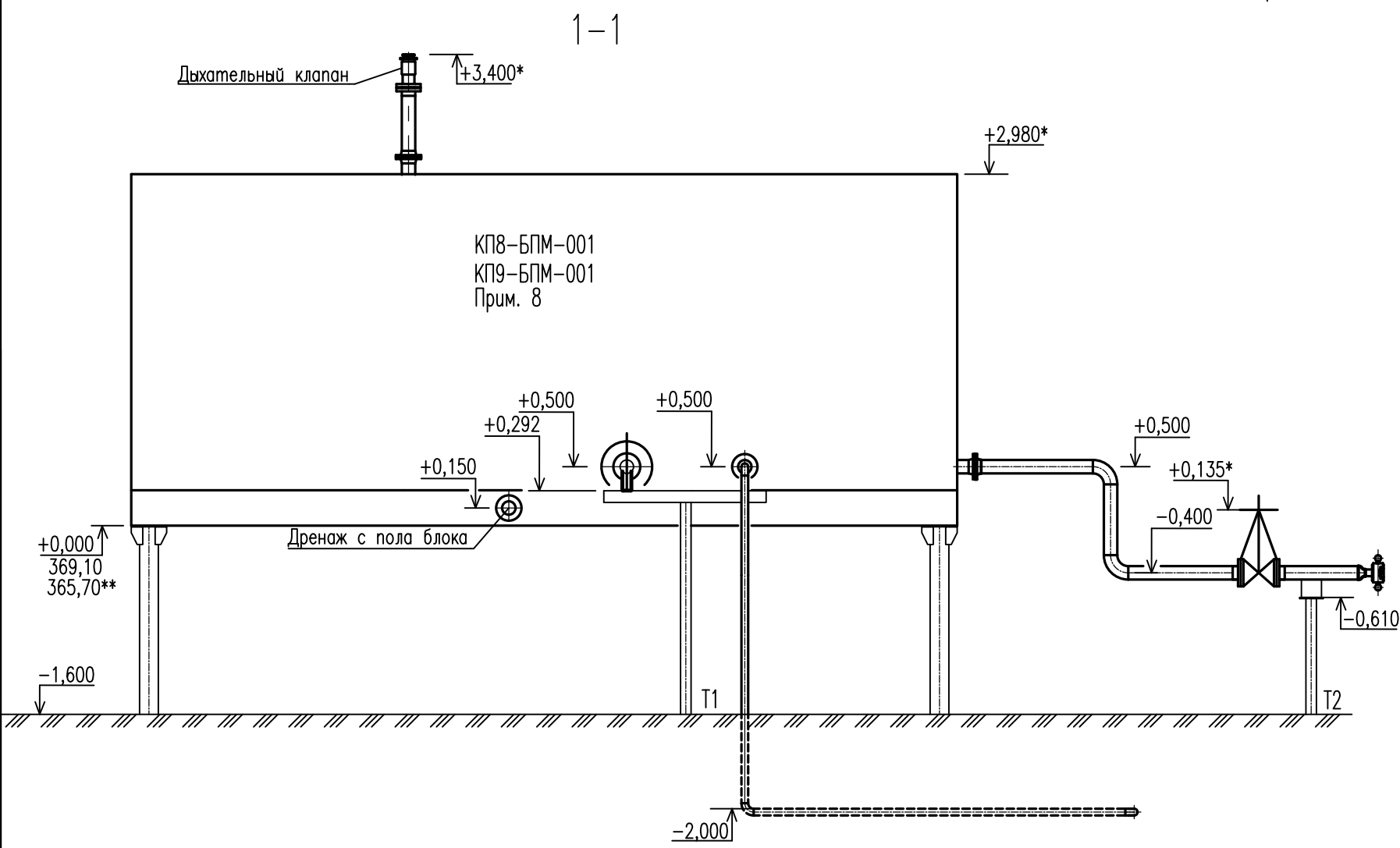
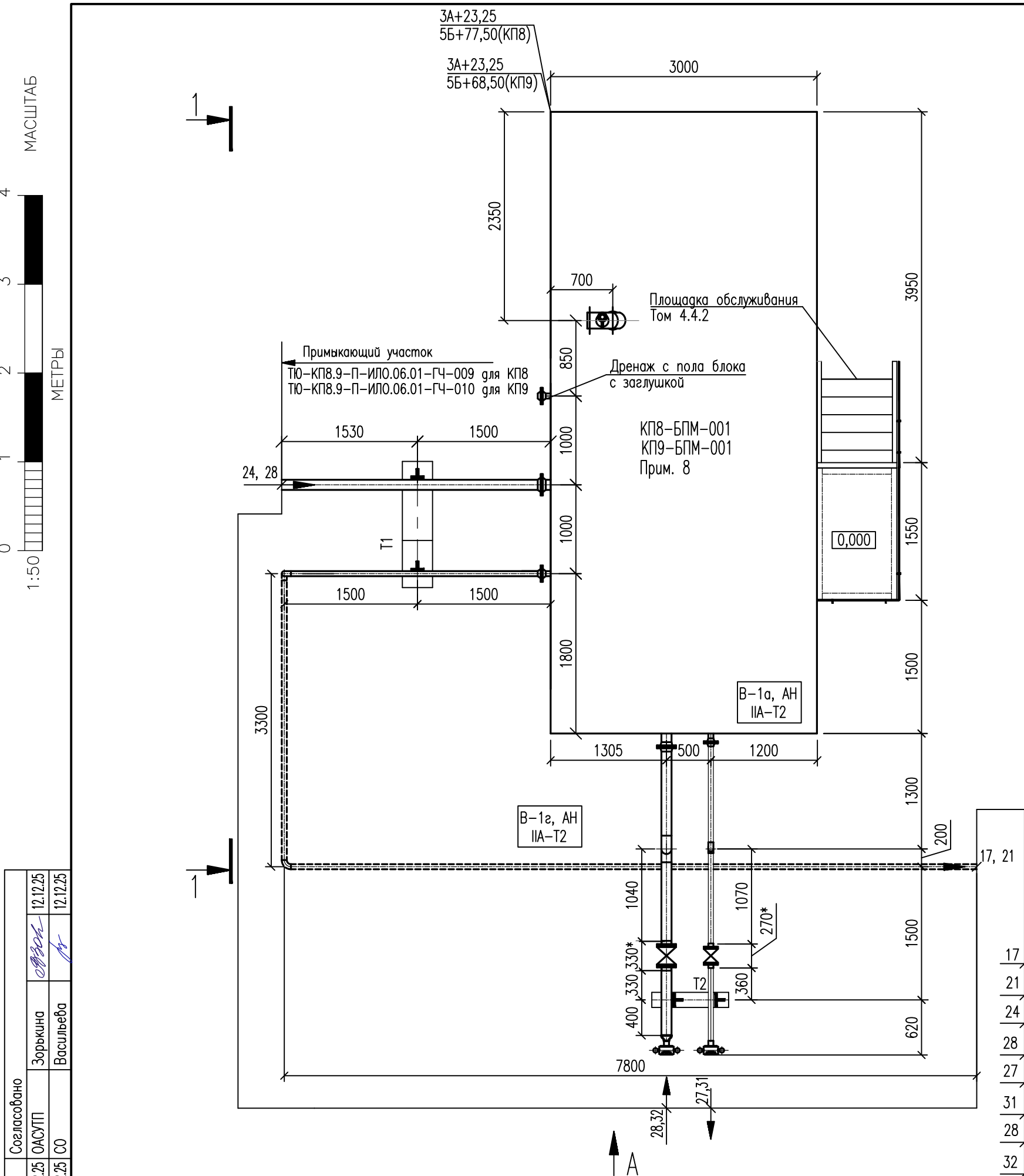
- * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
- Расположение дренажной емкости V=8 м3 приведено на генеральном плане, марка ГП, том 4.2.1.
- Стойка КР-1 идет в комплекте поставки с дренажной емкостью. Способ крепления стойки КР-1 разрабатывает Поставщик емкости.
- Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 367,50 на КП8.
- Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 364,09 на КП9.
- ** абсолютная отметка для куста N9 (без ** – на дренажной емкости куста N8).
- Монтажные обвязки емкостей: КП8-ЕД-001 для КП8, КП9-ЕД-001 для КП9 в проекте унифицированы, представленный чертеж применим для каждой из вышеперечисленных емкостей подземных дренажных.

ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-008					
Обустройство Тас-Юряхского НГКМ.					
Кусты скважин N8, 9					
8	-	Зам	9609-25	12.12.25	
Изм.	Колуч.	Лист	N'ок.	Погр.	Дата
Разраб.	Зиньков				12.12.25
Проверил	Колмыков				12.12.25
Гл. спец.	Дрынкина				12.12.25
Кусты скважин N8, 9.					
Емкость подземная дренажная V=8 м3.				Стадия	Лист
План. Вузы				П	1
Н. контр.	Поликашина				
ГИП	Ровенская				






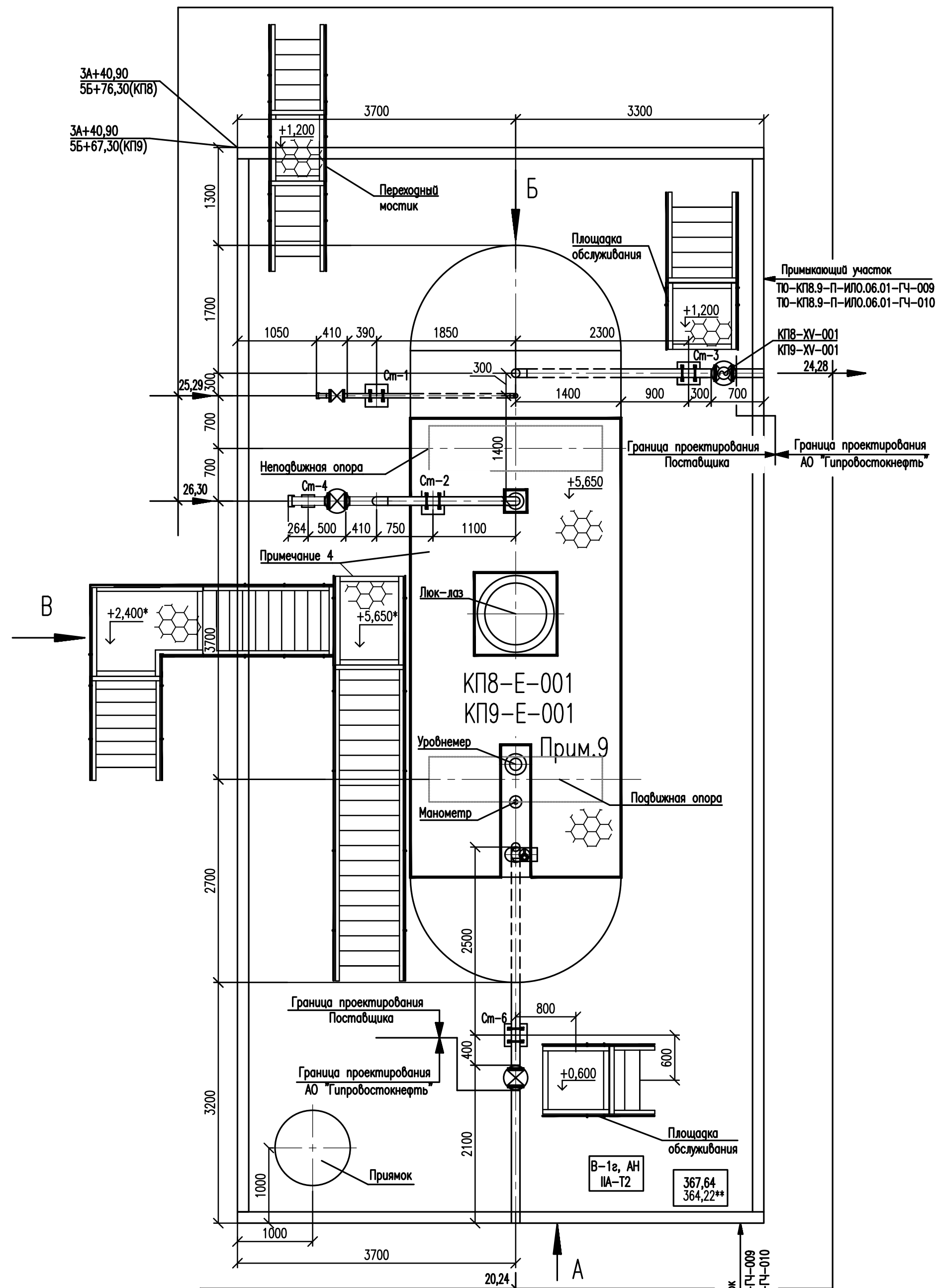
Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N	Согласовано		Согласовано			
			01.04	Терентьева	<i>Терентьева</i>	12.12.25 ОАСУП	Зорякина	12.12.25
			31.0	Бачуркин	<i>Бачуркин</i>	12.12.25 СО	Васильева	12.12.25



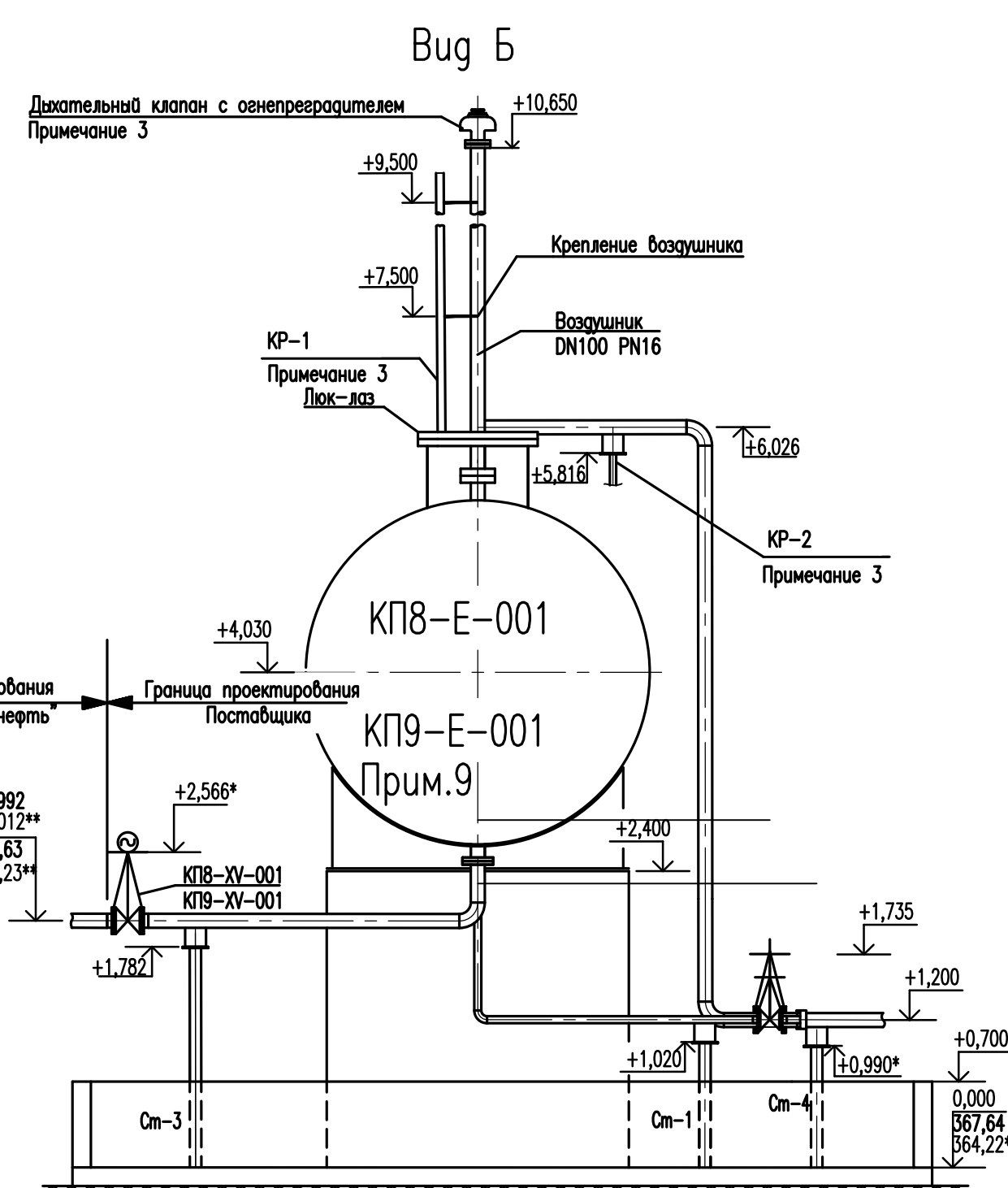
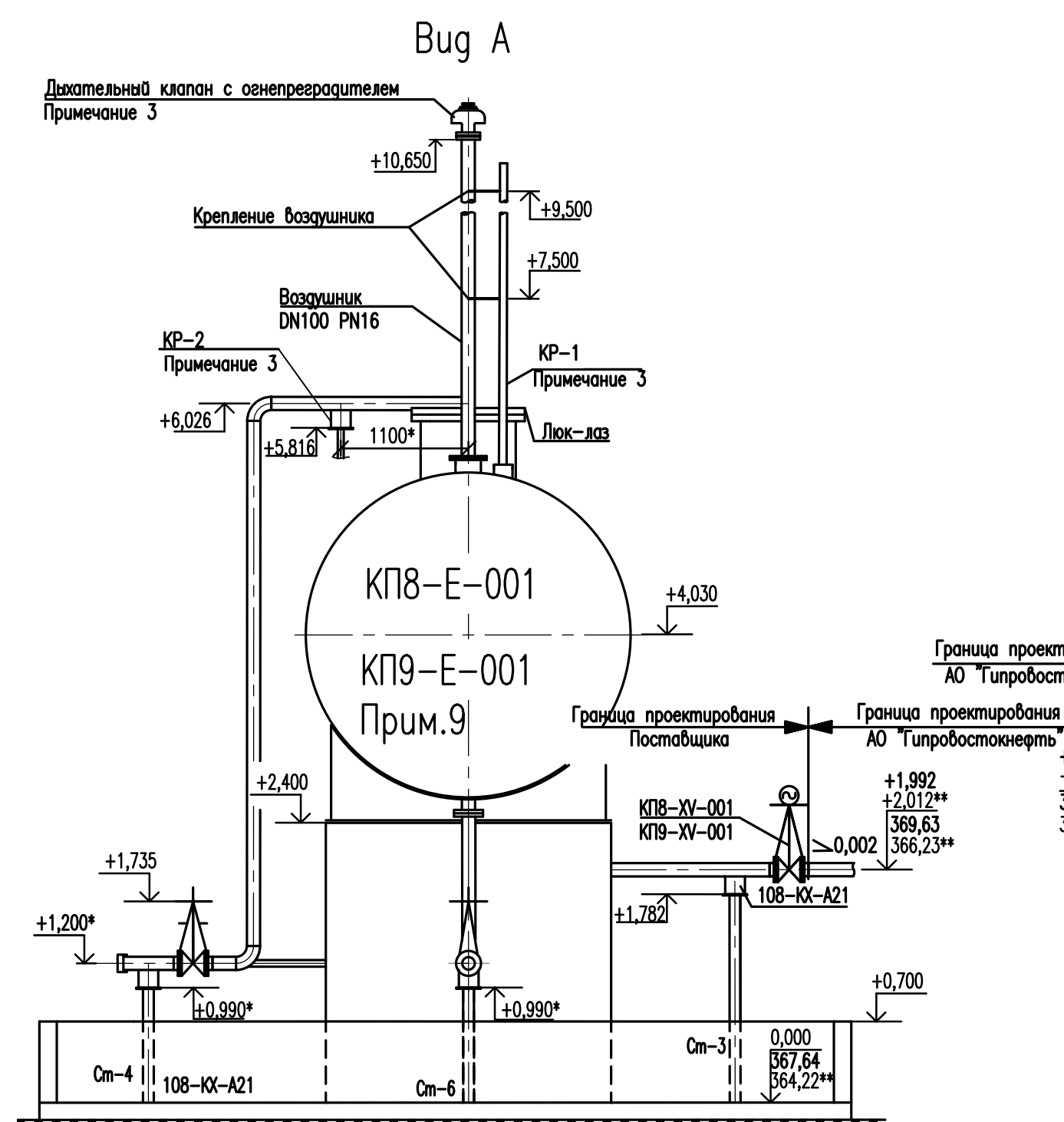
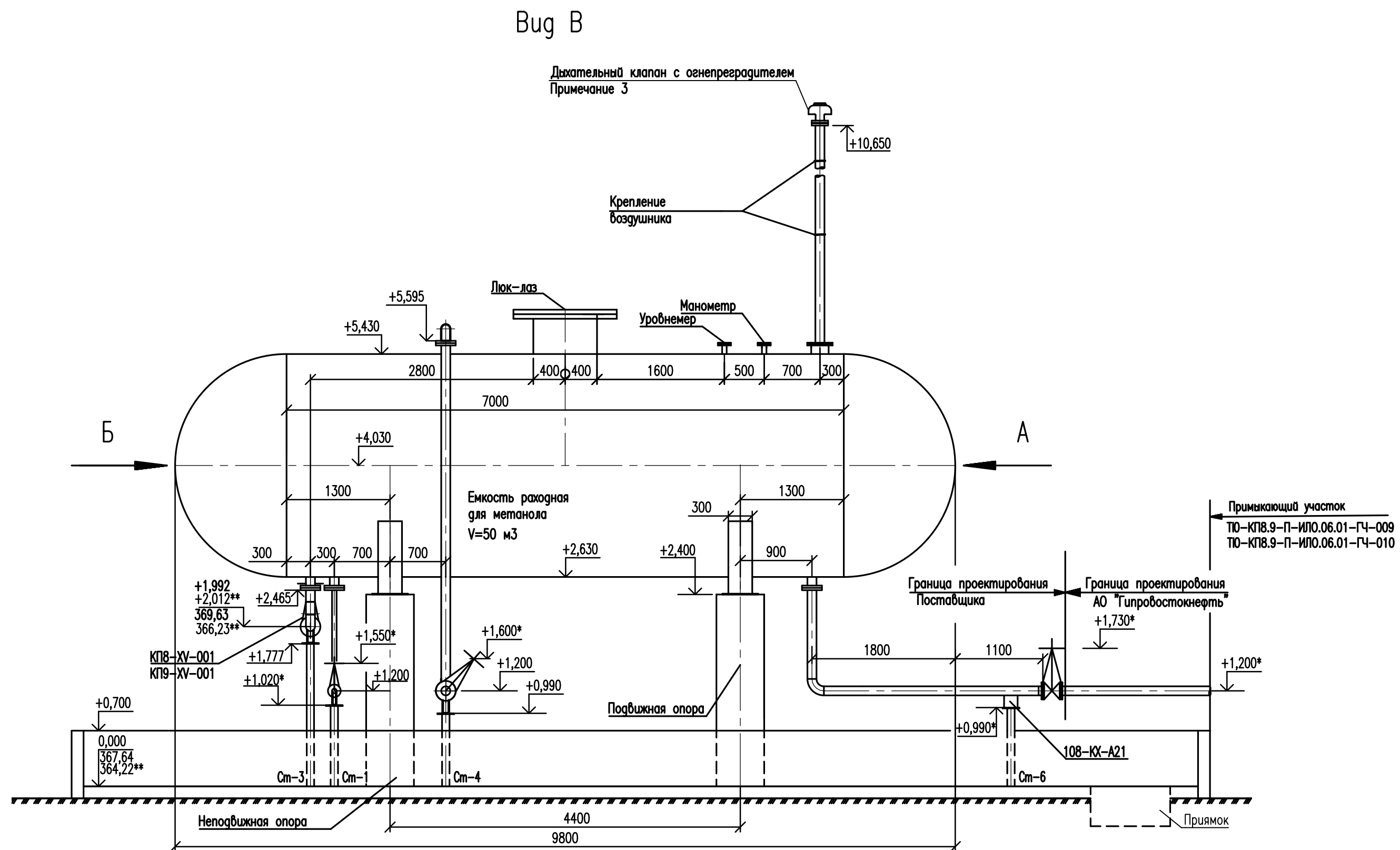
- | | |
|----|---|
| 17 | Ø57х6 Трубопровод подачи метанола от КП8-БПМ-001 к СПИ |
| 21 | Ø57х6 Трубопровод подачи метанола от КП9-БПМ-001 к СПИ |
| 24 | Ø114х6 Трубопровод заправки от емкости метанола расходной КП8-Е-001 в КП8-БПМ-001 |
| 28 | Ø114х6 Трубопровод заправки от емкости метанола расходной КП9-Е-001 в КП9-БПМ-001 |
| 27 | Ø57х6 Трубопровод откачки от КП8-БПМ-001 в передвижную емкость |
| 31 | Ø57х6 Трубопровод откачки от КП9-БПМ-001 в передвижную емкость |
| 28 | Ø114х6 Трубопровод заправки метанола от передвижной техники в КП8-БПМ-001 |
| 32 | Ø114х6 Трубопровод заправки метанола от передвижной техники в КП9-БПМ-001 |

1. * Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
2. Расположение блока подачи метанола КР8–БПМ–001, КР9–БПМ–001 приведено на генеральном плане, марка ГП01.
3. Площадка обслуживания на виле А условно не показана.
4. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 365,70 на КР9.
5. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 369,10 на КР8
6. ** Абсолютные отметки даны для БПМ на кусте N9 (без ** – на кусте N8)
7. Монтажные обвязки блоков подачи метанола: КР8–БПМ–001 для КР8, КР9–БПМ–001 для КР9 в проекте унифицированы, представленный чертеж применим для каждого из вышеперечисленных блоков подачи метанола.


						ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-011			
8	-	Но в	9609-25	<i>Р.С.</i>	12.12.25	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N8, 9			
Изм.	Колуч.	Лист	N док.	Погн.	Дата	Куст скважин N8, 9.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Зиньков			<i>Р.С.</i>	12.12.25		П		1
Проверил	Колямаков			<i>Р.С.</i>	12.12.25				
Гл. спец.	Дрынкина			<i>Р.С.</i>	12.12.25				
						Блок подачи метанола. План. Разрез 1-1. Вуг А	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н. контр.	Поликашина			<i>В.С.</i>					
ГИП	Робенская			<i>В.С.</i>	12.12.25				

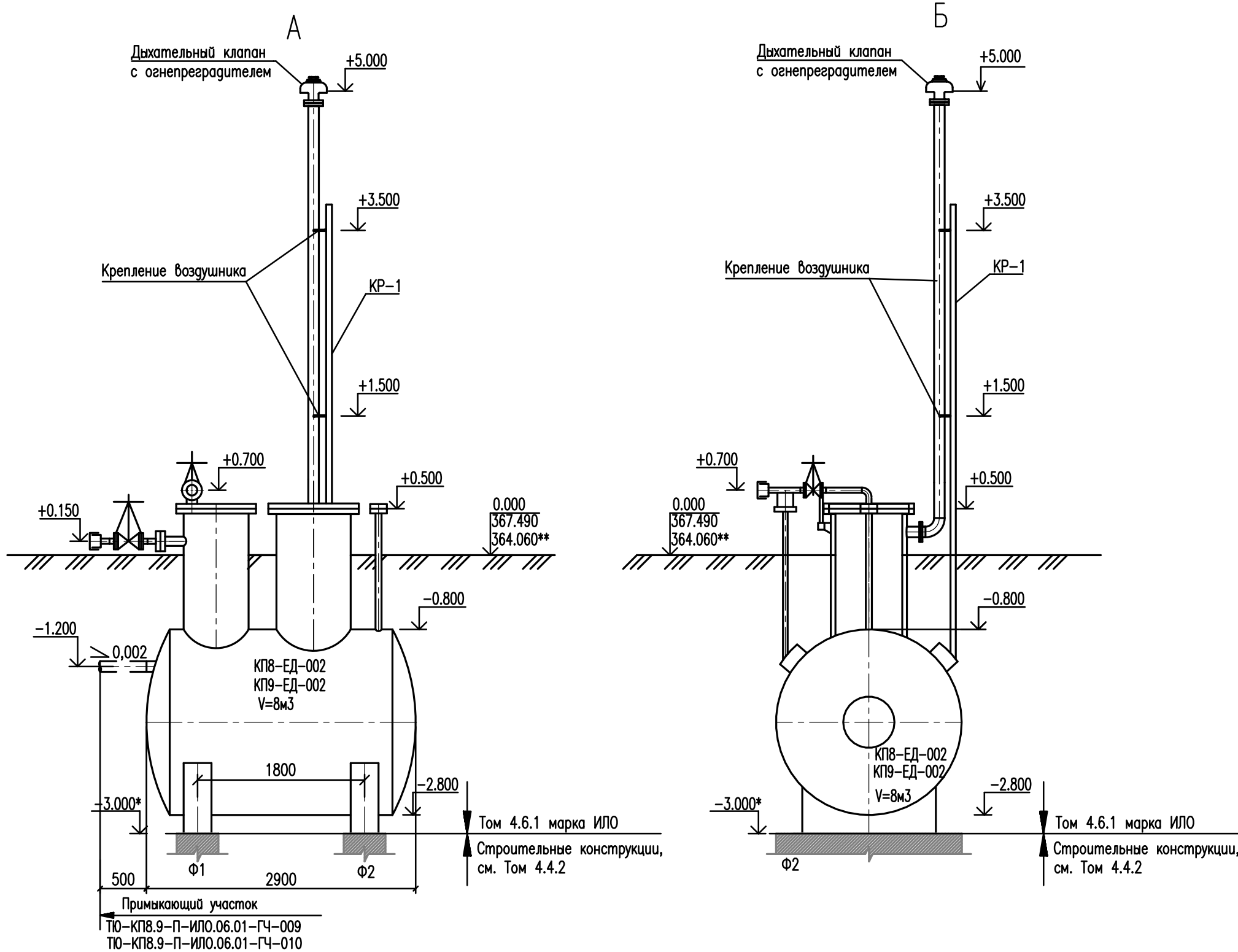
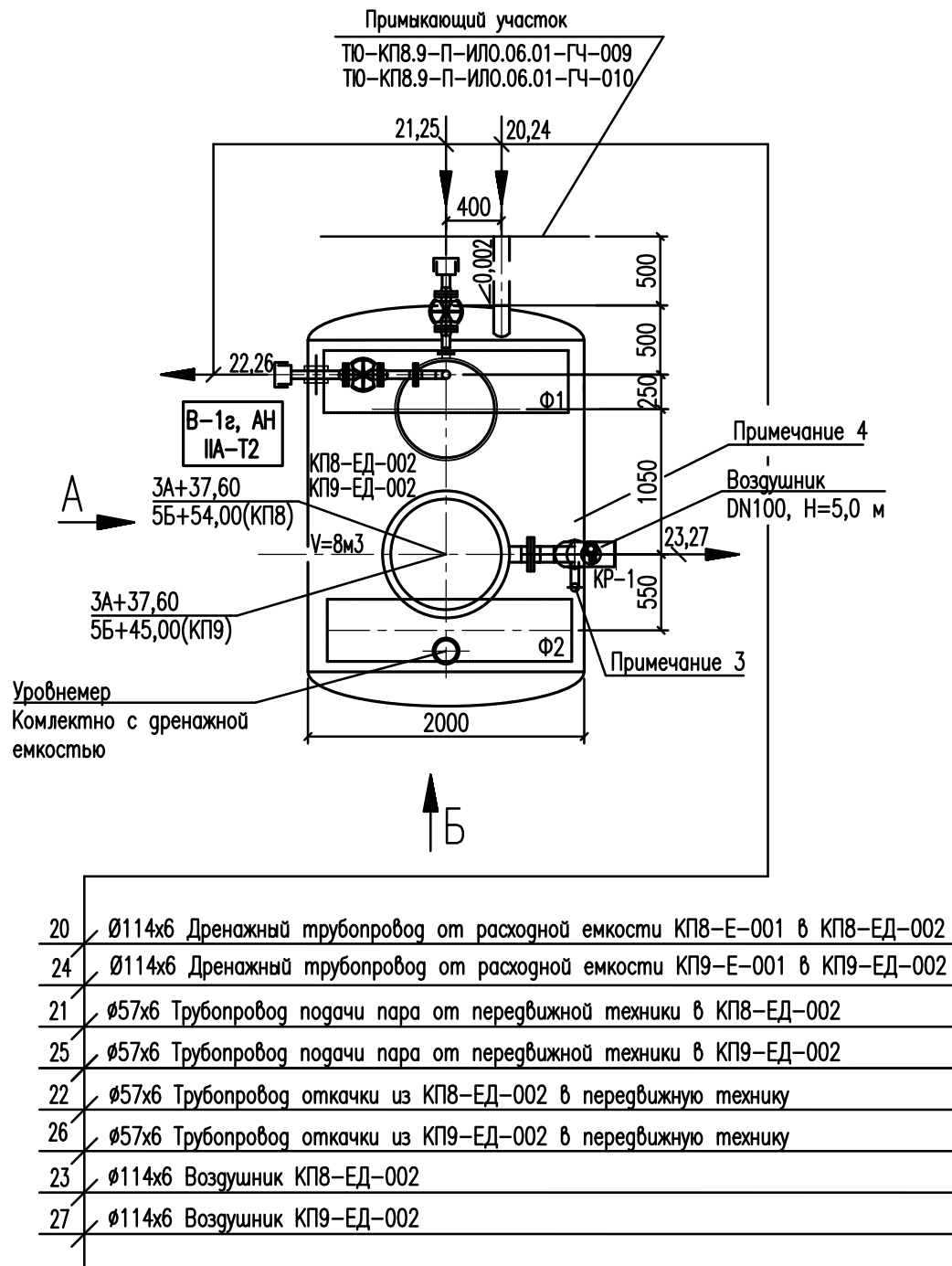


20	011466 Дренажные трубопроводы от расходной емкости К78-Е-001 в К78-ЕД-002
21	011466 Дренажные трубопроводы от расходной емкости К79-Е-001 в К79-ЕД-002
24	011466 Трубопроводы зачеканы от емкости метанола расходной К78-Е-001 в К78-БПМ-001
25	011466 Трубопроводы зачеканы от емкости метанола расходной К79-Е-001 в К79-БПМ-001
26	0576 Трубопровод подачи пара от передвижной техники в К78-БПМ-001
29	0576 Трубопровод подачи пара от передвижной техники в К79-БПМ-001
30	011466 Зачеканы метанолом из передвижной техники в К78-БПМ-001
30	011466 Зачеканы метанолом из передвижной техники в К79-БПМ-001

Примыкающий участок
ПО-КП8.9-П-ИПО.06.01-ГЧ-009
ПО-КП8.9-П-ИПО.06.01-ГЧ-010

1. * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
2. Расположение расходной емкости V=50 м³ привязано к генеральному плану, марки ГП01.
3. Стобы КР-1, КР-2 идут в комплекте поставки с расходной емкостью. Способ крепления стоков КР-1, КР-2 разработает поставщик емкости.
4. Лестница и площадка обслуживания емкости расходной метанола идет в комплекте поставки.
5. Площадка обслуживания емкости расходной метанола на разрезе условно не показана.
6. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 367,64 м на К18.
7. Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 364,22 м на К19.
8. Стобы под опору трубопровода Оп-1...-6 в комплекте поставки емкости К18-Е-001.
9. Абсолютные отметки устья для емкости расходной метанола на кусте N9 (best* – для емкости метанола расходной на кусте N8)
10. Монтажные объемы емкости: К18-Е-001 для К18, К19-Е-001 для К19 в проекте унифицированы, представленный чертеж применим для каждой вышеперечисленной емкости метанола расходной.

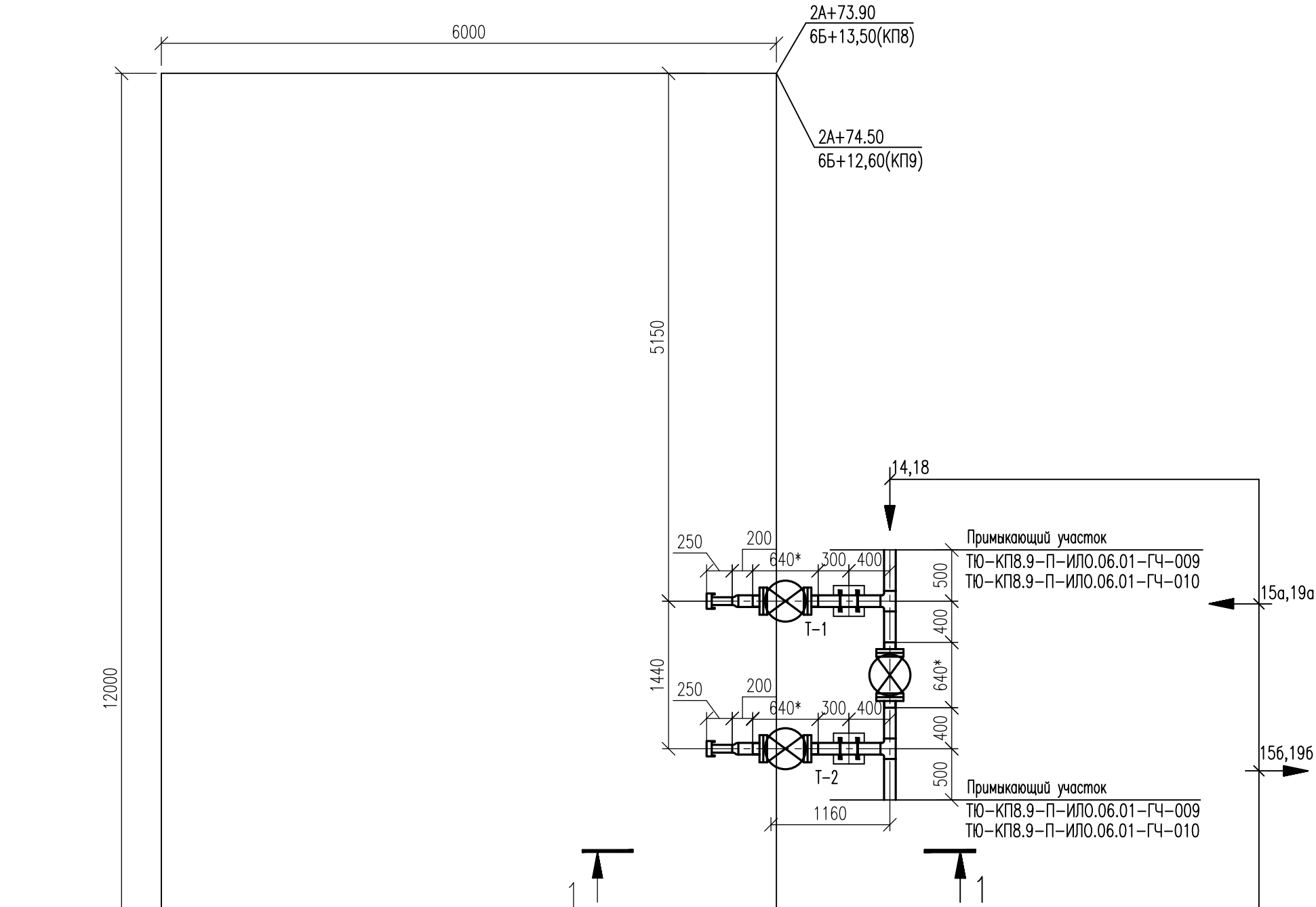
						ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-012			
						Обустройство Тас-Юржакского НГКМ. Кусты скважин N8, 9			
	8	-	Нов.	9609-25	<i>А.А.А.</i>	12.12.25			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Итог.	Погн.	Дата	Кусты скважин N8, 9.	Страница	Лист	Листов
Разраб.		Зинько		<i>Зинько</i>	12.12.25		П		1
Проверил		Колмаков		<i>Колмаков</i>	12.12.25				
Гл. спец.		Дрянкина		<i>Дрянкина</i>	12.12.25				
Н.контр.		Полякашина		<i>Полякашина</i>	12.12.25				
ГИП		Ровенская		<i>Ровенская</i>	12.12.25	метанола расходной V=50 м3. План. Визы	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		



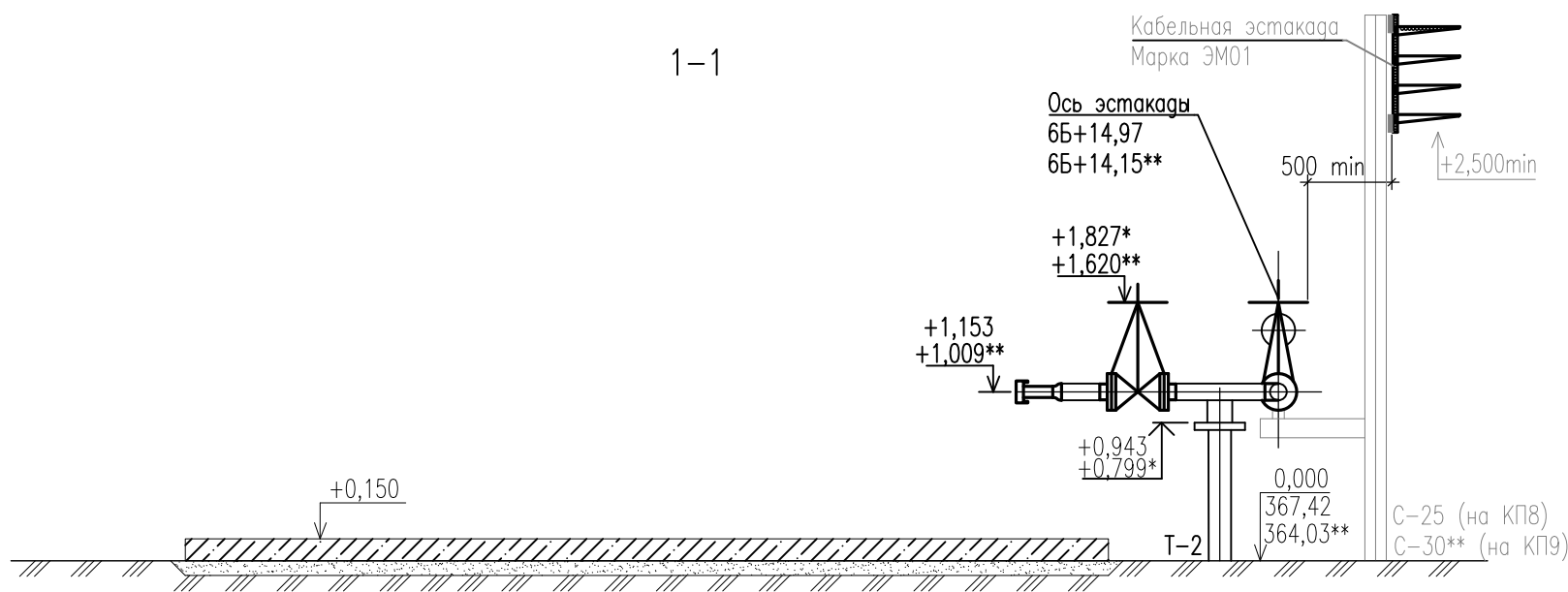
- * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
- Расположение дренажной емкости V=8 м3 приведено на генеральном плане, том 4.2.1.
- Стойка КР-1 идет в комплекте поставки с дренажной емкостью. Способ крепления стойки КР-1 разрабатывает Поставщик емкости.
- Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 367,490 на КП8.
- Условная отметка 0,000 соответствует абсолютной отметке 364,060 на КП9.
- ** – абсолютные отметки даны для дренажной емкости на кусте N9 (без ** – для дренажной емкости на кусте N8).
- Монтажные обвязки дренажных емкостей: КП8-ЕД-002 для КП8, КП9-ЕД-002 для КП9 в проекте унифицированы, представленный чертеж применим для каждой из вышеперечисленных дренажных емкостей для метанола.

							ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-013			
							Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин N8, 9			
8	-	Нов	9609-25	Р.В.	12.12.25		Куст скважин N8, 9	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Колуч.	Лист	Nгок.	Погн.	Дата					
Разраб.	Зиньков			Р.В.	12.12.25					
Проверил	Колмыков			Р.В.	12.12.25					
Гл. спец.	Дрынкина			Р.В.	12.12.25			П		1
Н. контр.	Поликашина			Р.В.	12.12.25		Подземная дренажная емкость для метанола V=8 м3. План. Вуза			
ГИП	Ровенская			Р.В.	12.12.25					


Согласовано		ОКСУП		Зорькина		12.12.25	
		Терентьева		Васильева		12.12.25	
Согласовано		ОГПД		Бауркин		12.12.25	
		ЭТО					
Инв. N подл.		Взм. инв. N		Подп. и дата			



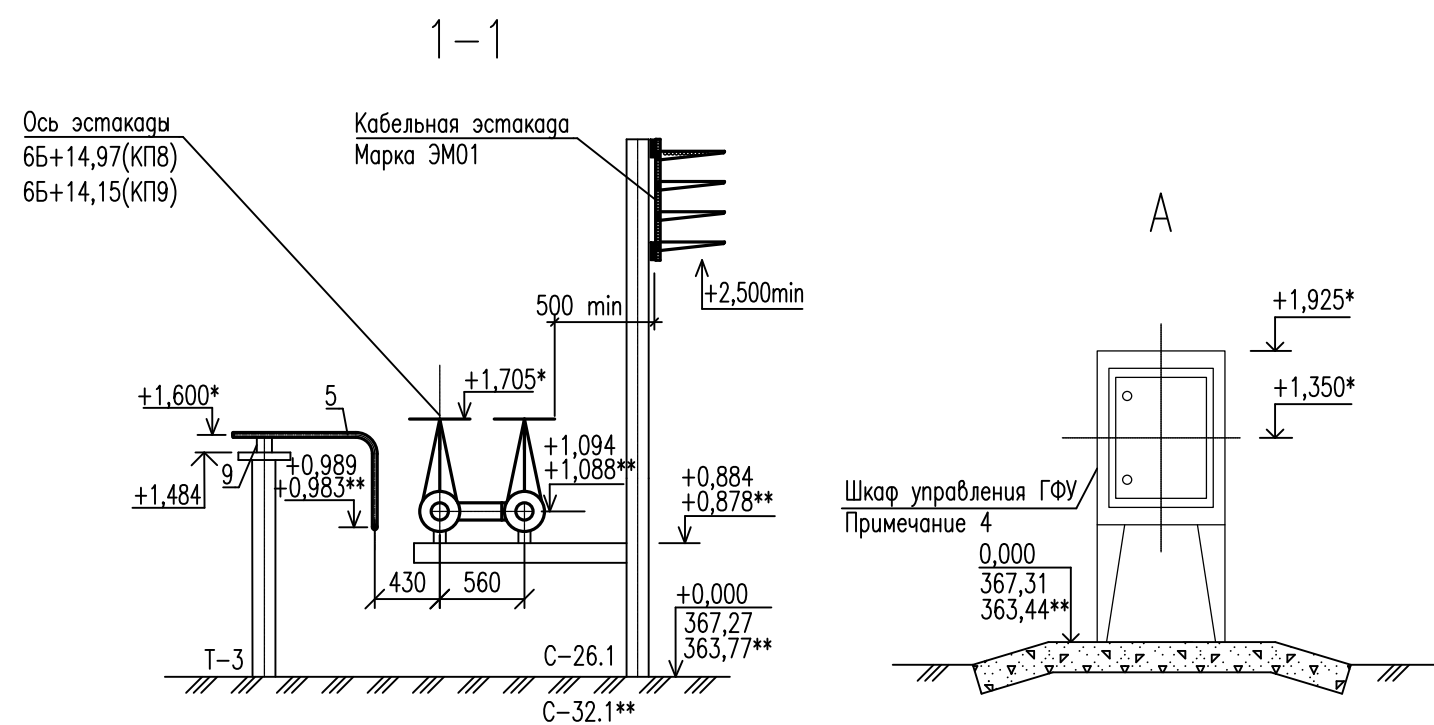
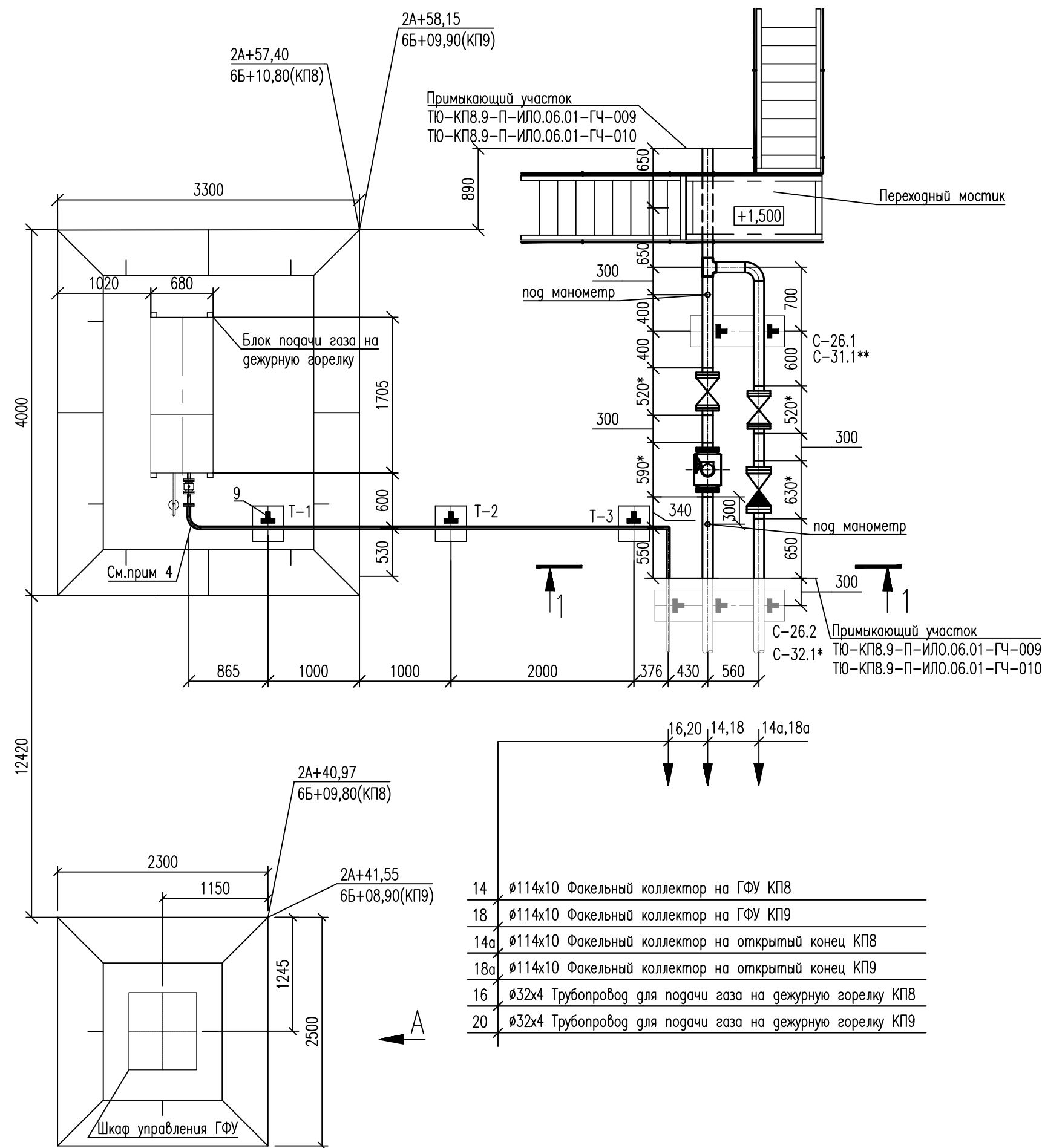
14	Ø114x10 Факельный коллектор на ГФУ КП8
18	Ø114x10 Факельный коллектор на ГФУ КП9
15а	Ø114x10 Трубопровод от факельного коллектора на вход в исследовательский сепаратор на КП8
19а	Ø114x10 Трубопровод от факельного коллектора на вход в исследовательский сепаратор на КП9
15б	Ø114x10 Трубопровод от исследовательского сепаратора в факельный коллектор на КП8
19б	Ø114x10 Трубопровод от исследовательского сепаратора в факельный коллектор на КП9




- * Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
- Расположение площадки для подключения исследовательского сепаратора приведено на генеральном плане, марка ГПО1.
- Абсолютные отметки даны для куста N9 (без** – для куста N8)
- Монтажные обвязки площадок исследовательского сепаратора для КП8 и КП9 в проекте унифицированы, представленный чертеж применим для каждой из вышеперечисленных лошадок исследовательского сепаратора.

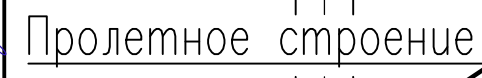
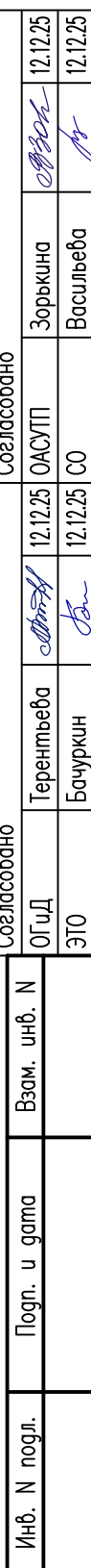
						ТЮ–КП8.9–П–ИЛО.06.01–ГЧ–014				
						Обустройство Тас–Юряхского НГКМ. Кусты скважин N8, 9				
8	–	Нов	9609–25	<i>Л.И.И.</i>	12.12.25					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата					
Разраб.	Бородина			<i>Бор.</i>	12.12.25	Куст скважин N8, 9.		Стадия	Лист	Листов
Проверил	Колмыков			<i>Кол.</i>	12.12.25			П		1
Гл. спец.	Дрынкина			<i>Др.</i>	12.12.25					
Н. контр.	Поликашина			<i>Пол.</i>	12.12.25	Площадка для исследовательского сепаратора. План. Разрез 1–1		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП	Ровенская			<i>Ров.</i>	12.12.25					


Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N	Согласовано		Согласовано	
			01.04	Терентьева	12.12.25	ОАСУП
			370	Бочуркин	12.12.25	СО
						Зоркина
						Васильева



1. * Размер уточнить при монтаже.
2. Все названные трубопроводы и запорно-регулирующая арматура предусмотрены в теплоизоляции и с электрообогревом.
3. Для труб DN 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.
4. Предустановить осевой клапан обратный с малым гидравлическим сопротивлением, необходимым при сбросе.
5. ** Абсолютные отметки даны для КП N9 (без ** – Для КП N8).
6. Монтажные обвязки блоков подачи газа на дежурную горелку для КП8 и КП9 в проекте унифицированы, представленные чертеж применим для каждого из вышеперечисленных блоков подачи газа на дежурную горелку и шкафов управления ГФУ.

						ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-015			
8	-	Нвб	9609-25	<i>К.И.И.</i>	12.12.25	Обустройство Тас-Юрского НГКМ. Кусты скважин N8, 9			
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Погн.	Дата	Куст скважин N8, 9.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Бородин	<i>Бор.</i>	12.12.25			П		1
Проверил		Колмыков	<i>Кол.</i>	12.12.25					
Гл. спец.		Дрынкина	<i>Др.</i>	12.12.25					
						Шкаф управления ГФУ и блок подачи газа на дежурную горелку. План. Разрез 1-1. Вуг А			
Н.контр.		Поликашина	<i>Поли.</i>	12.12.25		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ			
ГИП		Ровенская	<i>Ров.</i>	12.12.25					



						ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-ГЧ-016						
						Обустройство Тас–Юрских нефтег. НКМ. Кусты скважин №8, 9						
№		Ноб.	9609-75	<i>KHOF</i>	12.12.25							
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата							
Разработчик:		Бородина		<i>Tan</i>	12.12.25	Кусть скважин №8, 9.	Стадия	Лист	Листоф			
Проверил		Коляков		<i>RK</i>	12.12.25							
Гл. спец.		Дранкина		<i>DJL</i>	12.12.25							
Н. контр.		Полюшина		<i>Pau</i>	12.12.25	Факельный амбар. План. Разрез 1-1	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					
ГИП		Робенская		<i>Bouk</i>	12.12.25							

Согласовано Н.контр		28.11.25
	Ровенская	

Разрешение		Обозначение	ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01				
9609-25		Наименование объекта строительства	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9				
Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание			
8	С-001 ТЧ л.0-2 л.1-7, 1-8,1-9 л.1-15 л.1-23 л.1-23 л.1-24 л.1-25 л.1-25 л.1-33, л.1-34, л.1-37, л.1-38, л.1-39 л.1-45, л.1-46 л.1-47 л.1-87, л.1-88, л.1-89 ПрилВ ГЧ-011 ГЧ-012 ГЧ-013	Заменен. Заменен. Обновлено содержание. В п.1.4.2 добавлена информация о проектируемом метанольном и факельном хозяйствах. В п.1.4.4.1 добавлена информация о проектируемом метанольном и факельном хозяйствах. Добавлен п.1.4.4.9 о узле подключения исследовательского сепаратора. Добавлен п.1.4.4.10 о горизонтальной факельной установке. Добавлен п.1.4.4.11 о блоке подачи метанола. Добавлен п.1.4.4.12 о емкости расходной для метанола. Добавлен п.1.4.4.13 о дренажной емкости для метанола. В таблицу 1.4 добавлена информация о технологических трубопроводах проектируемого метанольного и факельного хозяйствах. В таблицу 1.6 добавлена информация о расстоянии от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кусте скважин. Откорректирован гидравлический расчет п.1.9. В таблицу 1.18 добавлена информация о характеристиках проектируемых технологических объектов обустройства месторождения. Аннулирован в связи с неактуальностью, расчет потребности в ингибиторе представлен в ТЧ. Добавлен новый лист. Куст скважин N8, 9. Блок подачи метанола. План. Разрез 1-1. Вид А Добавлен новый лист. Куст скважин N8, 9. Площадка емкости метанола расходной V=50 м3. План. Виды Добавлен новый лист. Куст скважин N8, 9. Подземная дренажная емкость для метанола V=8 м3. План. Виды	4	Приложение №1.1 к Наряд-заказу №11 от 10.09.2024 к Договору №ГНЗ-20/11018/00134/Р/06-03 от 13.04.2020 в редакции Изменения №2 от 10.09.2025			
Изм.внес	Болдырева		28.11.25	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНиГ)		Лист	Листов
Составил	Болдырева		28.11.25				
Утв.	Ровенская		28.11.25			1	2

Разрешение		Обозначение	ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01		
9609-25		Наименование объекта строительства	Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
	ГЧ-014	Добавлен новый лист. Куст скважин N8, 9. Площадка для исследовательского сепаратора. План. Разрез 1-1			
	ГЧ-015	Добавлен новый лист. Куст скважин N8, 9. Шкаф управления ГФУ и блок подачи газа на дежурную горелку. План. Разрез 1-1. Вид А			
	ГЧ-016	Добавлен новый лист. Куст скважин N8, 9. Факельный амбар. План. Разрез 1-1			

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

27 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.

28 ГОСТ 33115-2014 Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия.

29 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.

30 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

31 НПБ 104-03 Системы оповещения и управление эвакуации людей при пожарах в зданиях и сооружениях.

32 НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.

33 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.

34 Положение компании «Разработка технических требований на создание автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)» № ПЗ-04 Р-0106. Версия 1.00, ОАО НК «Роснефть».

35 Правила устройства электроустановок (шестое издание, дополненное с исправлениями, седьмое издание 1999-2003 г.г.).

36 Приказ №444 от 21.12.2021 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

37 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.

38 СО 153-34.21.122-2003, РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

39 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Приказ МЧС России от 25.03.2009 г. N 182.

40 СП 131.13330.2020 Строительная климатология.

41 СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.

42 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

43 СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, Министерство регионального развития Российской Федерации, Приказ № 608 от 27.12.2011.

44 ТУ-газ 86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов.

45 Технический регламент Таможенного союза 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

46 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

47 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

48 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

49 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 г. №534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

50 ТТТ-01.02-14 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Установка дозирования химреагентов (УДХ) в блочном исполнении.

51 ТТТ-01.02.05-02 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Измерительная установка (ИУ) в блочном исполнении.

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

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

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

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

Приложение Б**Ведомость оборудования, изделий и материалов**

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Ед. изм.	Количество
Блок дозирования реагента: – номинальная производительность одного дозирующего насоса – 0,05-40 л/ч; – давление на выходе одного дозирующего насоса - $P_{нагн.} = 63$ кгс/см ² ; – объём технологической емкости 6 м ³ .	ТТТ-01.02-14	компл.	1 (куст №8) 1 (куст №9)
Измерительная установка: – $Q_{ж} = 443,89$ т/сут (по жидкости); – $Q_{г} = 788,33$ м ³ /сут (по газу); – $P_{расч.} = 6,3$ МПа; – Кол-во подкл. скв. – 6 шт.	ТТТ-01.02.05-02	компл.	1 (куст №8)
Измерительная установка: – $Q_{ж} = 443,89$ т/сут (по жидкости); – $Q_{г} = 1249670$ м ³ /сут (по газу); – $P_{расч.} = 6,3$ МПа; – Кол-во подкл. скв. – 8 шт.	ТТТ-01.02.05-02	компл.	1 (куст №9)
Емкость дренажная подземная $V = 8$ м ³ $P_{расч.} = 0,05$ МПа	ТТТ-01.02-06	компл.	1 (куст №8) 1 (куст №9)
Камера запуска СОД DN250 PN63	ТТТ-01.02.04-03 (версия 2.0)	компл.	1 (куст №9)
Задвижка дисковая штуцерная DN100 PN160	ТТТ-01.02.05-01	шт.	8 (куст №8) 10 (куст №9)
Пробоотборник вентильного типа с отборной трубкой DN25 PN=210		шт.	4 (куст №8) 5 (куст №9)
Клапан обратный устьевой незамерзающий тройниковый DN100 PN160	ТТТ-01.02.05-01	шт.	4 (куст №8) 5 (куст №9)
Клапан отсекающий DN100 PN160 с электромагнитным дублером	ТТТ-01.02-03 (версия 2.1)	шт.	4 (куст №8) 5 (куст №9)

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Ед. изм.	Количество
Задвижка клиновая с электроприводом DN300 PN63	ТТТ-01.02-03 (версия 2.1)	шт.	1 (куст №8)
Задвижка клиновая с электроприводом DN250 PN63	ТТТ-01.02-03 (версия 2.1),	шт.	1 (куст №9)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN250 PN63	ТТТ-01.02-03 (версия 2.1)	шт.	1 (куст №9)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN100 PN63	ТТТ-01.02-03 (версия 2.1)	шт.	4 (куст №8) 6 (куст №9)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN100 PN16	ТТТ-01.02-03 (версия 2.1)	шт.	1 (куст №8) 1 (куст №9)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN80 PN63	ТТТ-01.02-03 (версия 2.1)	шт.	2 (куст №9)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN50 PN63	ТТТ-01.02-03 (версия 2.1)	шт.	1 (куст №8) 3 (куст №9)
Задвижка клиновая с ручным приводом DN50 PN16	ТТТ-01.02-03, (версия 2.1)	шт.	1 (куст №8) 1 (куст №9)
1. Блок подачи метанола. Производительность насосов дозаторов: 8,9 – 40 л/ч; Объем технологической емкости 6 м ³ , Р _{нагн.} =16,0 МПа	ТТТ-01.02-14	шт.	1 (куст №8) 1 (куст №9)
Емкость дренажная подземная для метанола V=8 м ³ ; Р _{расч} =0,05 МПа;	ТТТ-01.02-06	шт.	1 (куст №8) 1 (куст №9)
Емкость расходная для метанола V=50 м ³ ; Р _{расч} =0,05 МПа;	ТТТ-01.02-06	шт.	1 (куст №8) 1 (куст №9)
Горизонтальная факельная установка		шт.	1 (куст №8) 1 (куст №9)

Приложение В

Расчет ООО «Газпром НТЦ» в потребности ингибитора гидратообразования на скважинах кустов N8, 9

Таблица В.1 — Данные для кривой гидратообразования скв. 8001

Р, бар (изб)	111,612	41,703	20,31	10,119	4,754	1,855
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.2 — Данные для рабочей зоны скв. 8001

Р, бар (изб)	23,87	33,97	27,93	28,01	25,60	25,17	24,72	24,37	22,05	22,54	21,16	22,27	20,59	19,58	18,35	17,81	16,83	15,55	14,46	13,95	13,05
Т, °С	7,01	11,16	-7,24	-8,42	-10,41	-11,47	-11,61	-11,42	-13,87	-10,59	-7,41	4,36	10,39	10,30	10,19	10,30	10,07	7,12	5,11	3,70	1,96

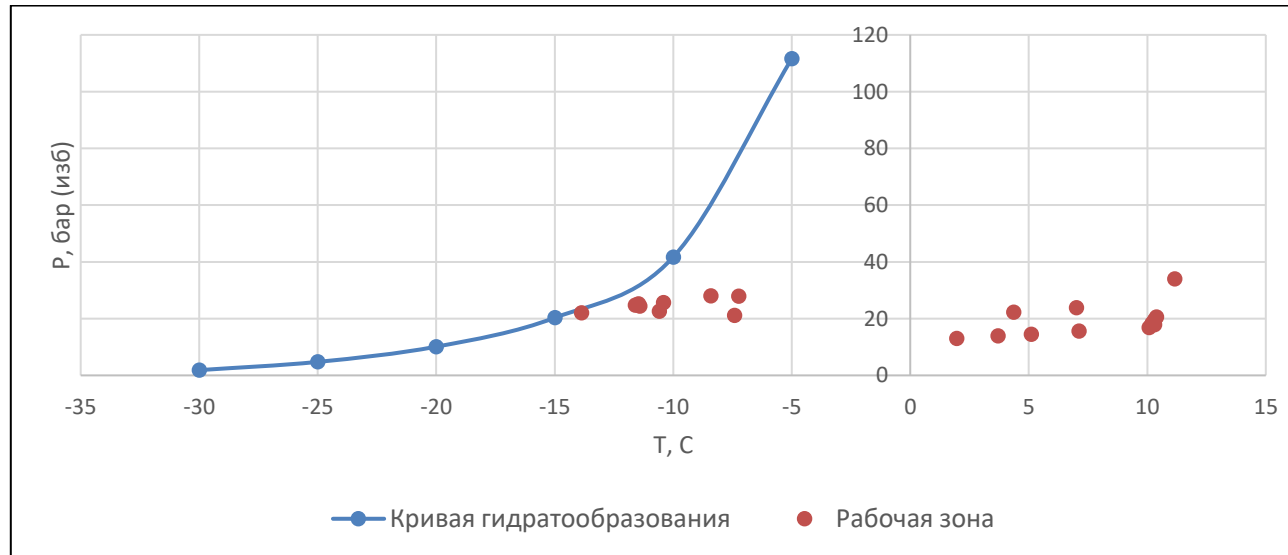


Рисунок В.1 — Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 8001

Таблица В.3 – Данные для кривой гидратообразования скв. 8002

Р, бар (изб)	110,608	41,753	20,246	10,032	4,682	1,806
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.4 – Данные для рабочей зоны скв. 8002

Р, бар (изб)	30,02	36,83	26,02	26,03	23,82	23,46	23,05	22,71	21,56	21,90	21,46	20,36	18,18	21,52	16,01	21,69	14,91	14,10	13,47	13,41	12,78
Т, °С	11,34	11,18	-4,55	-4,45	-4,18	-4,45	-2,65	-3,80	0,49	4,22	6,94	9,00	8,29	7,85	6,32	7,85	4,12	2,53	0,95	0,02	-1,10

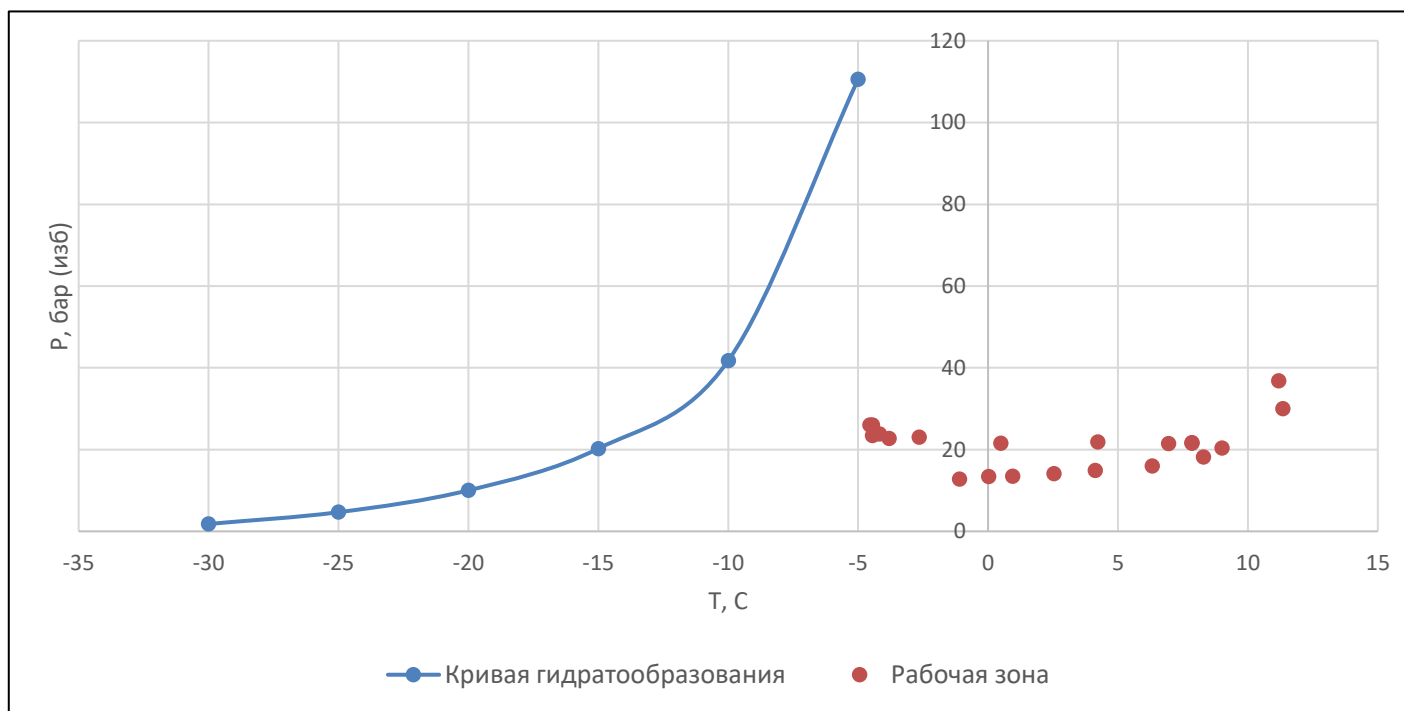


Рисунок В.2 – Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 8002

Таблица В.5 – Данные для кривой гидратообразования скв. 8003

Р, бар (изб)	1,81	4,68	10,02	20,21	41,63	110,24
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

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

Р, бар (изб)	25,52	38,06	27,39	27,25	24,81	24,35	23,85	23,44	22,11	22,50	22,11	21,11	18,98	22,11	16,69	22,11	15,23	14,28	13,56	13,45	12,82
Т, °С	1,86	11,31	-1,51	-2,25	-1,64	-3,20	-3,11	-1,50	0,70	4,59	7,29	9,24	9,19	8,99	7,15	8,99	4,70	2,87	1,36	0,32	-0,99

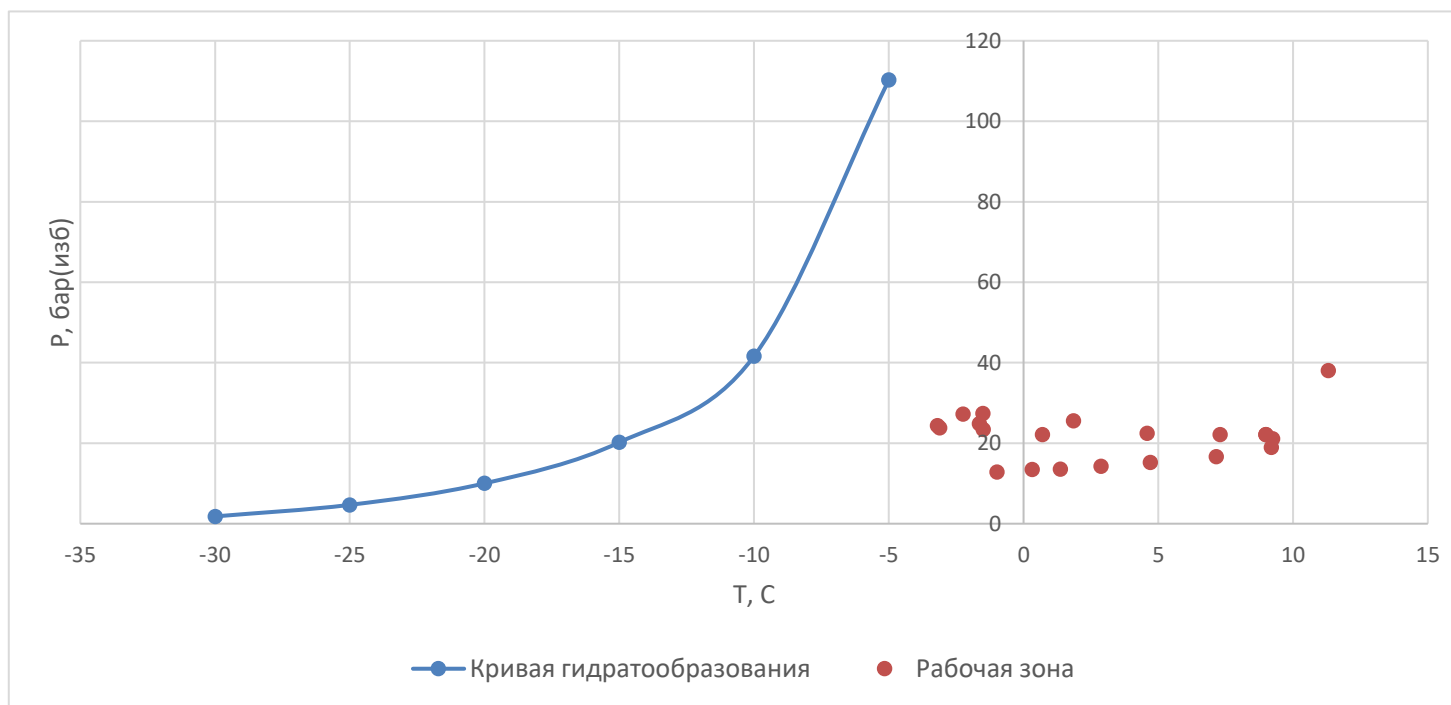


Рисунок В.3 – Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 8003

Таблица В.7 – Данные для кривой гидратообразования скв. 8004

P, бар (изб)	1,89	4,81	10,23	20,54	42,18	113,85
T, °C	-30	-25	-20	-15	-10	-5

Таблица В.8 – Данные для рабочей зоны скв. 8004

P, бар (изб)	33,38	40,87	28,01	27,83	25,26	24,79	24,31	23,93	22,18	22,54	22,29	21,68	19,43	22,40	16,95	22,27	15,50	14,45	13,66	13,51	12,83
T, °C	11,38	11,20	-8,55	-9,35	-8,39	-10,16	-8,17	-7,91	-6,41	-2,24	0,95	6,88	4,33	3,42	1,99	3,42	0,79	-0,15	-0,89	-1,20	-2,26

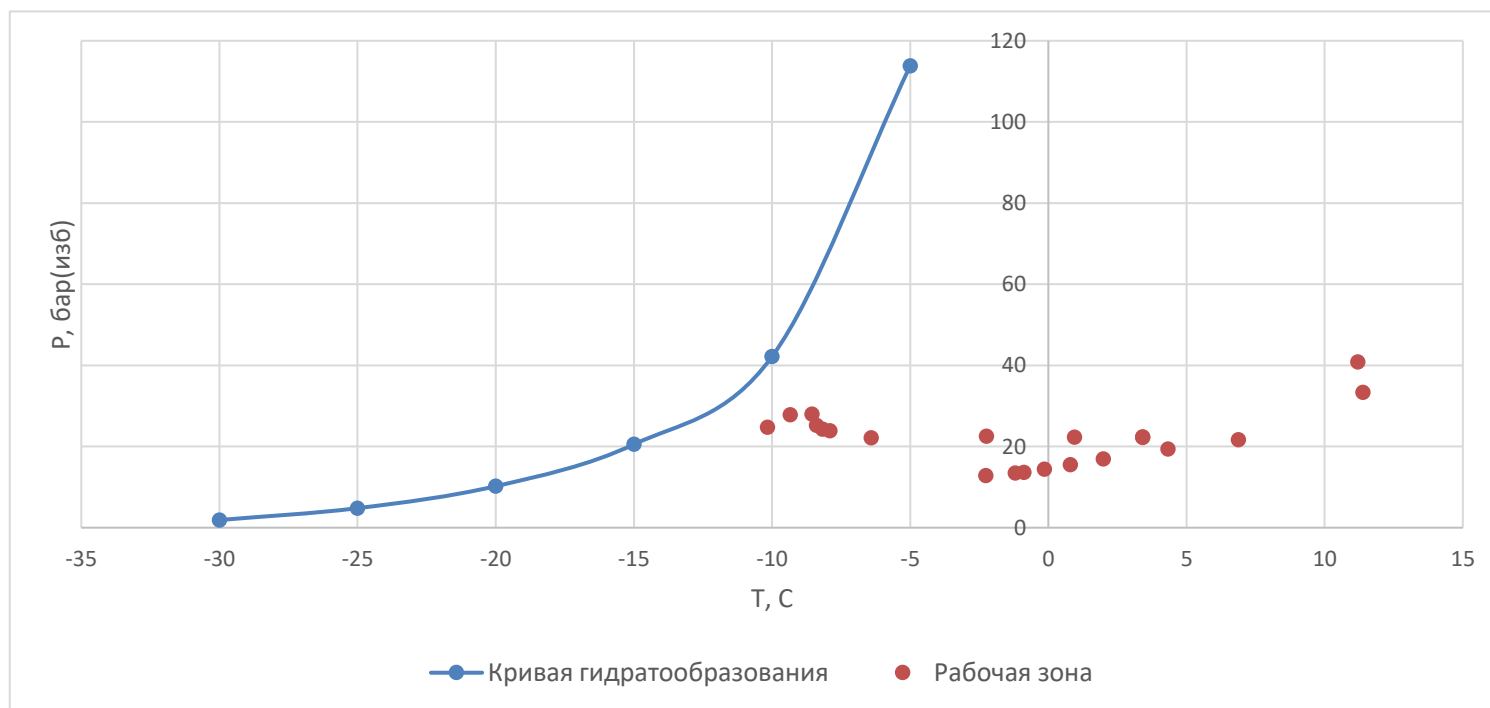


Рисунок В.4 – Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 8004

Таблица В.9 – Данные для кривой гидратообразования скв. 9001

P, бар (изб)	111,879	42,438	20,385	10,008	4,627	1,76
T, °C	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.10 – Данные для рабочей зоны скв. 9001

P, бар (изб)	32,88	47,32	38,48	38,36	34,52	35,00	34,55	34,11	32,43	30,69	29,73	30,33	27,00	25,51	23,65	22,61	21,23	19,30	17,47	16,23	14,70
T, °C	5,43	10,21	1,61	0,22	-2,48	-2,79	-3,29	-3,19	-4,38	-2,65	-0,02	6,59	9,37	9,27	8,83	8,71	8,48	8,26	6,45	4,79	2,44

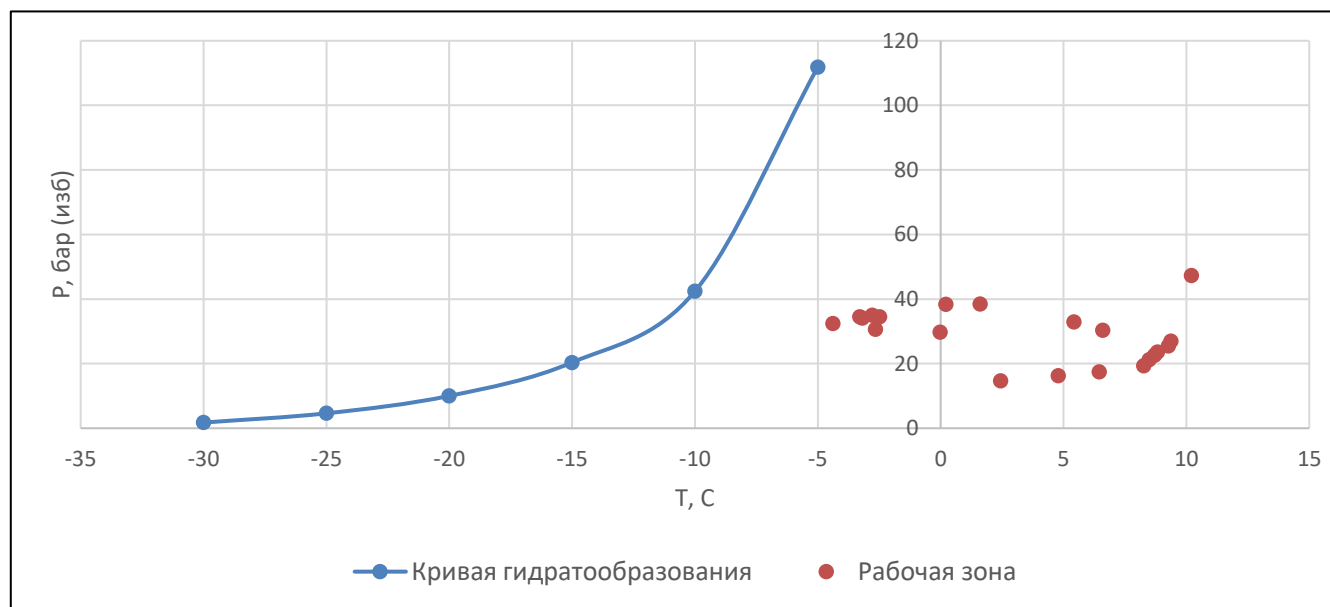


Рисунок В.5 – Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 9001

Таблица В.11 – Данные для кривой гидратообразования скв. 9002

Р, бар (изб)	110,403	41,828	20,243	10,008	4,66	1,79
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.12 – Данные для рабочей зоны скв. 9002

Р, бар (изб)	33,01	46,14	37,59	37,45	33,70	34,22	33,80	33,38	32,22	30,33	29,12	29,31	25,95	24,53	22,77	21,78	20,45	18,68	17,03	15,93	14,56
Т, °С	7,79	8,98	2,54	1,35	-0,20	-0,82	-1,19	-1,69	5,47	6,69	7,95	7,23	6,75	6,57	6,17	5,99	5,47	3,98	2,53	1,48	0,40

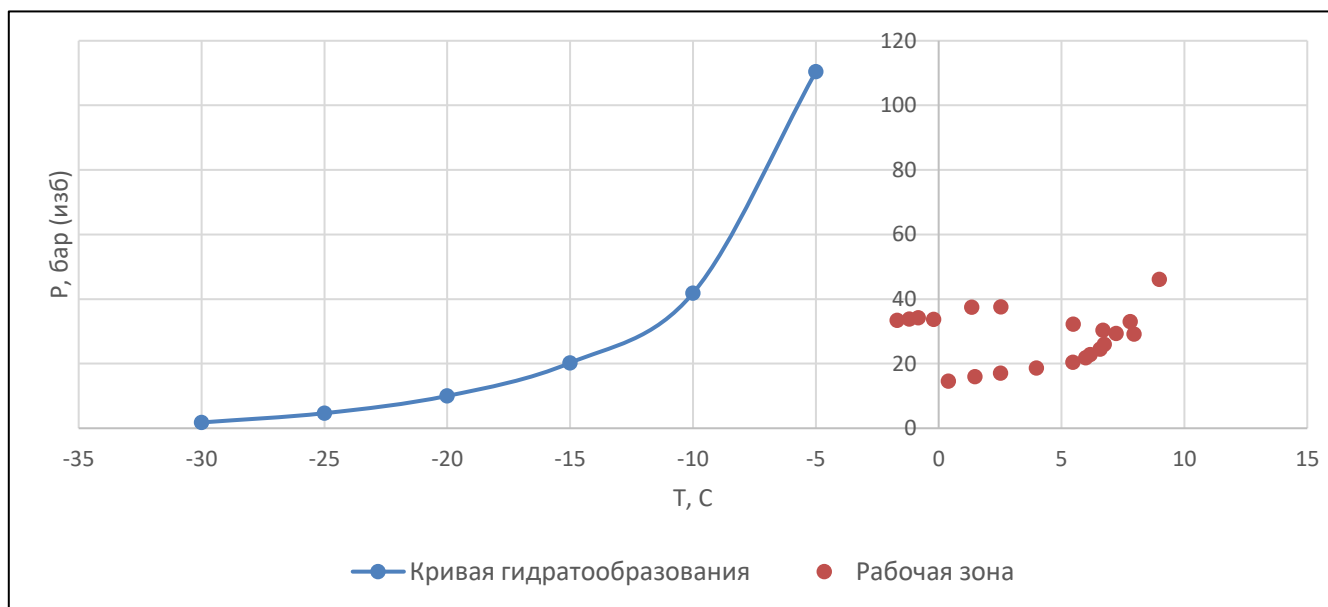


Рисунок В.6 – Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 9002

Таблица В.13 – Данные для кривой гидратообразования скв. 9003

Р, бар (изб)	113,833	43,917	19,972	9,179	3,882	1,226
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.14 – Данные для рабочей зоны скв. 9003

Р, бар (изб)	32,53	45,78	37,50	37,27	33,48	34,02	33,60	33,20	31,84	30,00	28,89	29,30	26,05	24,46	22,71	21,74	20,42	18,64	17,00	15,94	14,57
Т, °С	9,86	10,12	10,09	8,82	7,90	7,05	7,64	7,72	7,94	8,41	8,84	5,96	8,69	8,42	8,10	7,90	7,27	6,43	5,77	4,95	4,40

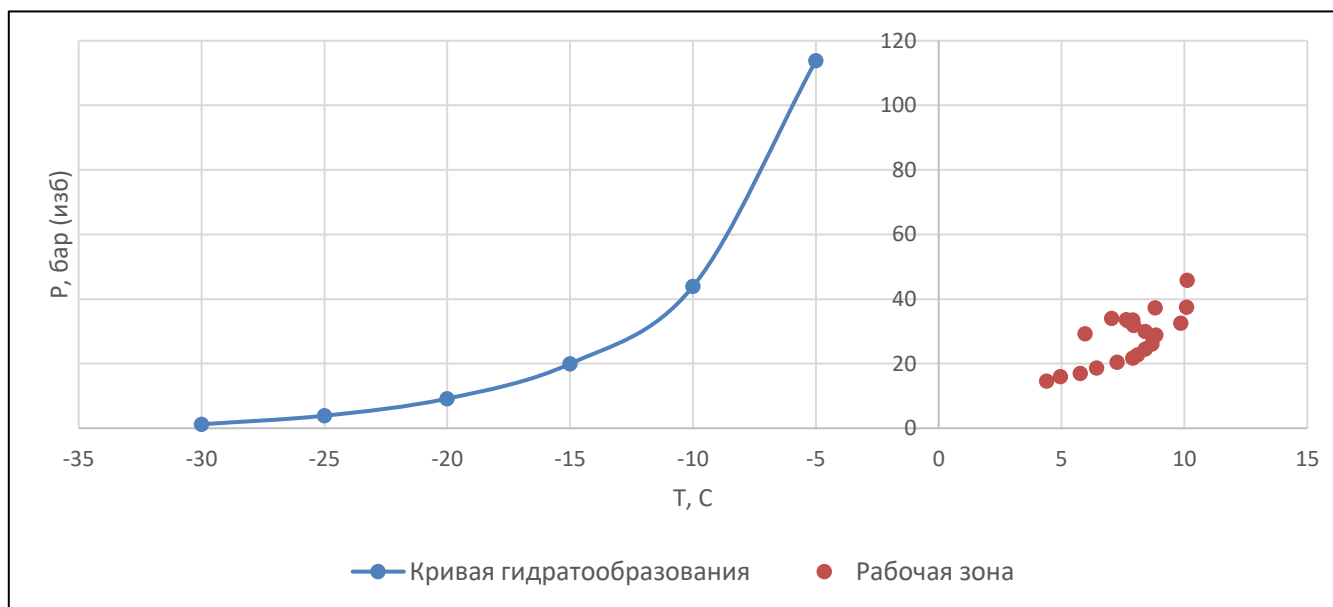


Рисунок В.7 – Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 9003

Таблица В.15 – Данные для кривой гидратообразования скв. 9004

Р, бар (изб)	112,212	42,187	20,409	10,1	4,714	1,823
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.16 – Данные для рабочей зоны скв. 9004

Р, бар (изб)	32,63	45,82	37,67	37,64	34,11	34,68	34,30	33,90	32,13	30,35	29,28	29,68	26,29	24,81	22,95	21,90	20,53	18,71	17,04	15,96	14,58
Т, °С	7,87	8,15	4,61	3,59	2,61	3,80	3,37	3,71	-5,26	-0,06	4,09	-6,90	7,04	6,77	6,13	5,83	5,15	3,68	2,11	0,98	-0,60

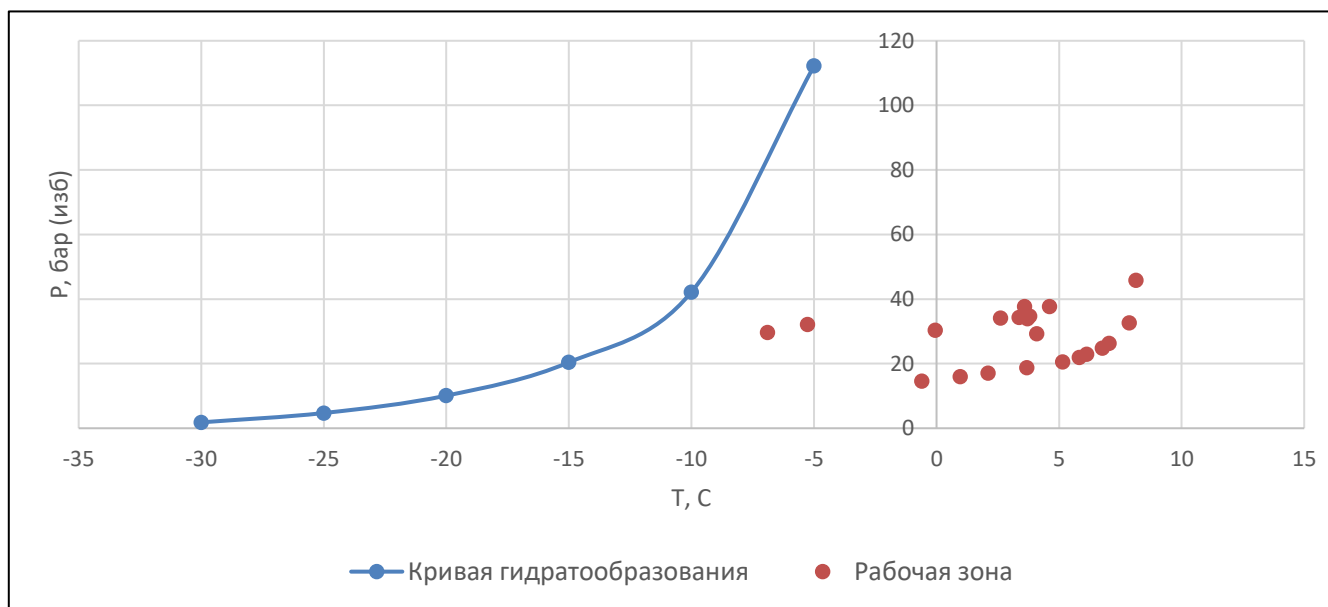


Рисунок В.8 – Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 9004

Таблица В.17 – Данные для кривой гидратообразования скв. 9005

Р, бар (изб)	113,208	43,707	20,06	9,329	4,016	1,324
Т, °С	-5	-10	-15	-20	-25	-30

Таблица В.18 – Данные для рабочей зоны скв. 9005

Р, бар (изб)	32,97	46,93	37,63	37,50	33,75	34,28	33,87	33,45	32,13	30,24	29,03	29,31	25,93	24,54	22,81	21,84	20,54	18,76	17,10	16,00	14,60
Т, °С	8,16	9,19	4,13	-0,97	-6,48	0,54	0,04	1,48	5,70	5,72	6,76	5,58	5,22	4,79	4,10	3,82	3,22	2,26	0,98	-0,02	-1,37

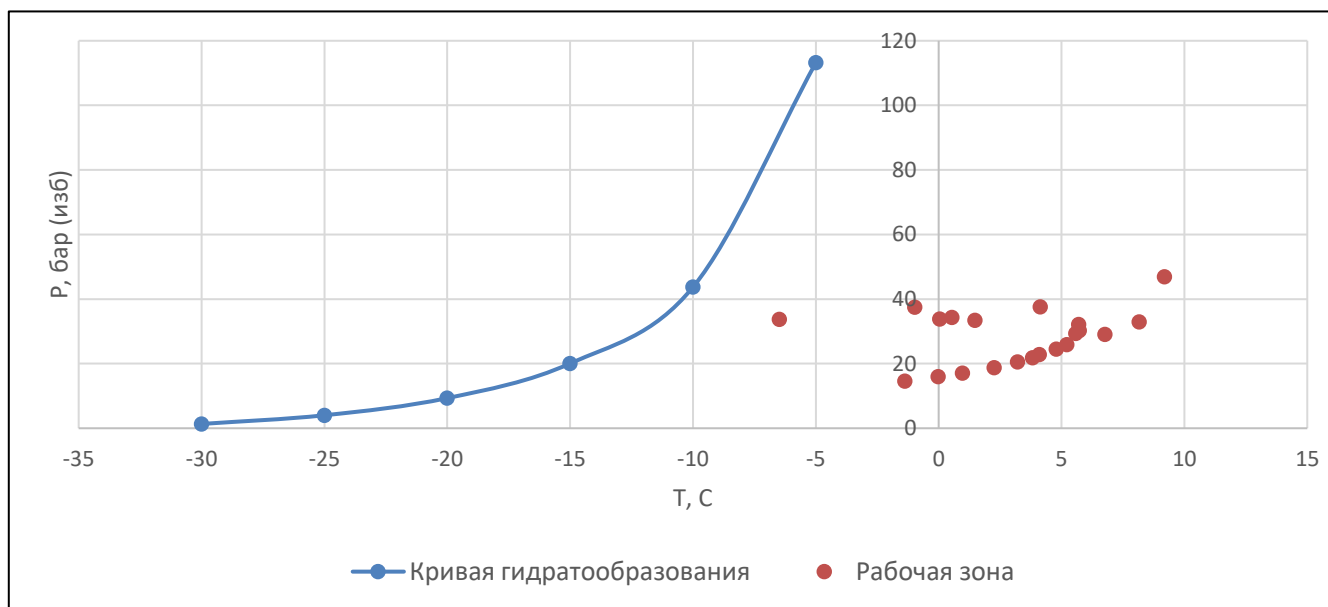


Рисунок В.9 – Кривая гидратообразования и рабочая зона скв. 9005

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

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

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 8Б, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN-Zapolyar@yandex.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746029740, ИНН 7728720448, КПП 590401001

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»

Попову Н.П.

11.06.2025

№ 11/1.2/008066

На №

от

О направлении исходных данных для ПИР

Уважаемый Николай Павлович!

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

1. Статическое давление для проектируемых скважин кустов Тас-Юряхского месторождения принять равным 120бар. Это значение давления обусловлено наличием прорывного газа из газовой шапки;

2. Диаметры выкидных трубопроводов от проектируемых скважин в соответствии с заданием на проектирование принять DN100;

3. Предварительно планируемые для применения марки насосов ЭЦН представлены в таблице 1 и могут быть заменены на аналогичные по техническим характеристикам.

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

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



ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»

Тас-Юряхское	8	8884	ВНН 5а-400-2888
--------------	---	------	-----------------

Приложение: Устьевые давления по ТЮ

С уважением,

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



Е.О. Гельман

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



**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**

Запад 567

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

Формы № 78 44

А К Т

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

Мл. инженер-исследователь: ст. геолог ИСДГРЕН А.Н.
Мл. мастер ИС Третьяков В.А.

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

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ:
постоянной арматурой АСТ БХ 210

1. Скважина оборудована
2. Испытательный интервал ПКО-80
3. Перфорация в интервале 1940-1951 м в количестве 140 отверстий, по 12,7 отх. на 1 пог. м.
4. Последний цементный мост находится в интервале 1900-1925 м
5. Насосно-компрессорные трубы спущены на глубину 1539 м
6. Скважина заполнена Г-Г БИПР у.л.в.с.с. = 1,07 г/см³
7. В результате опробования I объекта был получен приток 14,3 м³/сут

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

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

Восток 14-111

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

Формы № 78 42

А К Т

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

Мл. инженер-исследователь: ст. геолог ИС Давыкин Б.С., геолог ИС Тим -
чал Я.Н., мастер ИС Третьяков В.А.

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

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ:
постоянной арматурой АСТ БХ 210

1. Скважина оборудована
2. Испытательный интервал ПКО-105
3. Перфорация в интервале 1990,5 - 1992 м в количестве 20 отверстий, по 13,3 отх. на 1 пог. м.
4. Последний цементный мост находится в интервале 1988 м - 2004 м
5. Насосно-компрессорные трубы спущены на глубину 1947 м
6. Скважина заполнена Г-Г БИПР у.л.в.с.с. = 1,07 г/см³
7. В результате опробования I объекта был получен приток 3,6 м³/сут







Характеристика притока:
а) дебит (нефть, газ, вода, конденсат) 3,6 тыс м³/сут
б) штуцер 16,00 / 22,17 мм а) статический уровень
в) статическое давление 11,476 МПа а) пластическое давление 14,156 МПа

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

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

Согласовано			
Согласовано			

Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин

Взам. инв. №										
Подпись и дата							ТЮ-КП8.9-П-ИЛО.06.01-РР-001			
							Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9			
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Симонова				21.02.25	Кусты скважин №8, 9.		Стадия	Лист	Листов
Проверил	Федотенко				21.02.25			П	1	51
Гл. спец.	Федотенко				21.02.25					
Инв. № подл.						Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
	Н.контр.	Поликашина								
	ГИП	Жук				21.02.25				

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ	3
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
3 УСЛОВИЯ РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	3
3.1 КОНСТРУКЦИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН	3
3.2 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	4
3.3 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	5
4 РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	5
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА СКВАЖИНА-ГРУНТ	6
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ	7
5 ПРОГНОЗ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЯ	8
5.1 МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ.....	8
5.2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИН	11
6 ВЫВОДЫ.....	11
ПРИЛОЖЕНИЕ А. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	12
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ.....	13
ПРИЛОЖЕНИЕ В. УСТЬЕВЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО КУСТАМ №8,9.....	16
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. ТЕМПЕРАТУРНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ.....	22

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима грунтов приустьевых зон добывающих скважин кустовых площадок объекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №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 4.6.1 проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8,9». Расстояние между добывающими скважинами составляет 9 метров.

Конструкция скважин принята с термоизолирующим направлением 630/426.

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

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

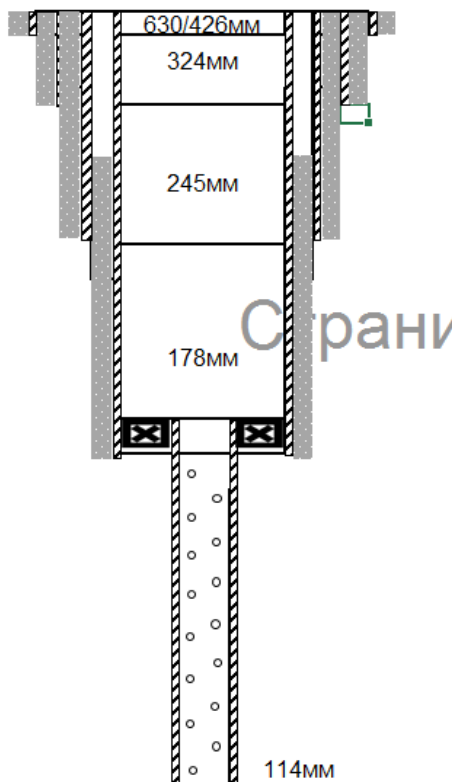


Рисунок 1 – Конструкция скважины

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

3.2 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Уренгой в соответствии с техническим отчетом ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9» и СП 131.13330.2020, а также дополнена данными климатической базы GLDAS в части суммарной солнечной радиации в районе метеостанции..

Климатические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Климатические данные

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

3.3 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9» Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

С целью анализа температурного распределения в ММГ в зоне устья скважин был выделен характерный участок между добывающими скважинами. В качестве расчетного случая выбрана ближайшая к кустовой площадке геологическая скважина 08-1 для куста скважин №8 и скважина 43 для куста скважин №9.

Начальное распределение температуры в модели принято на основании результатов замеров температуры грунта в скважине 08-1 для куста скважин №8 и скважина 43 для куста скважин №9 согласно техническому отчету о выполненных инженерно-геологических изысканиях проекта ТЮ-КП8.9-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Тас-Юряхского НГКМ. Кусты скважин №8, 9» и в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты замеров температуры грунта

№ скв	Глубина замера, м																		
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10	12	14	16	17
08-1	0,1	0,13	0,14	0,16	0,15	0,17	0,17	0,16	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,06	0,08	0,05	-0,33	-0,34	-0,31
43	-0,06	-0,08	-0,12	-0,31	-0,32	-0,31	-0,31	-0,34	-0,31	-0,33	-0,32	-0,35	-0,34	-0,34	-0,31	-0,31	-0,35	-0,37	-0,39

4 Расчетные параметры

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

4.1 Параметры для расчета теплообмена скважина-грунт

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

Коэффициент теплопередачи при турбулентном режиме движения газа определяется из выражения:

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

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

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

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

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

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°С);

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

d – внутренний диаметр трубы, м.

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

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

Таблица 3 – Параметры теплообмена скважина-грунт

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	51,6 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности солевого раствора в затрубном пространстве	0,6 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности цементного раствора	0,93 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности термокейса	0,031 Вт/м °С
Приведённый коэффициент теплоотдачи через стенку скважины	до 0,20 Вт/м ² °С
Расчетная температура продукта	-1...+11 °С (По приложению В)

4.2 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчетные коэффициенты конвективного теплообмена α уточняются в ходе расчетной процедуры. Уточнение ведется путем ступенчатого изменения коэффициентов теплообмена с целью обеспечения сходимости расчетной температуры на глубине нулевых амплитуд (принята равной 10 метрам) или положения кровли ММГ с фактическим значением согласно инженерно-геологических изысканий [7]. Расчет ведется на период 50 лет до удовлетворения условия по отсутствию динамики изменения температуры на глубине нулевых амплитуд (температура на глубине должна быть установившейся) и удовлетворения условия по температуре на глубине нулевых амплитуд (плюс 0,2 °С, минус 0,1 °С).

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

Таблица 4 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух, Вт/м ² К	14,54	14,12	14,54	15,38	15,38	14,12	13,28	12,86	13,70	14,96	14,54	14,54
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №08-1, Вт/м ² К	0,95	0,82	0,77	0,94	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,28	1,61	1,14
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. №43, Вт/м ² К	0,99	0,86	0,81	0,99	15,38	14,12	13,28	12,86	13,7	4,42	1,68	1,19

5 Прогноз теплового поля грунтов основания

5.1 Методика прогнозирования

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

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

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

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

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

где T – температура, °C;

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

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

ρ – плотность грунта, кг/м³;

L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

t – время, с;

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчетная сетка модели представлена на рисунке 2.

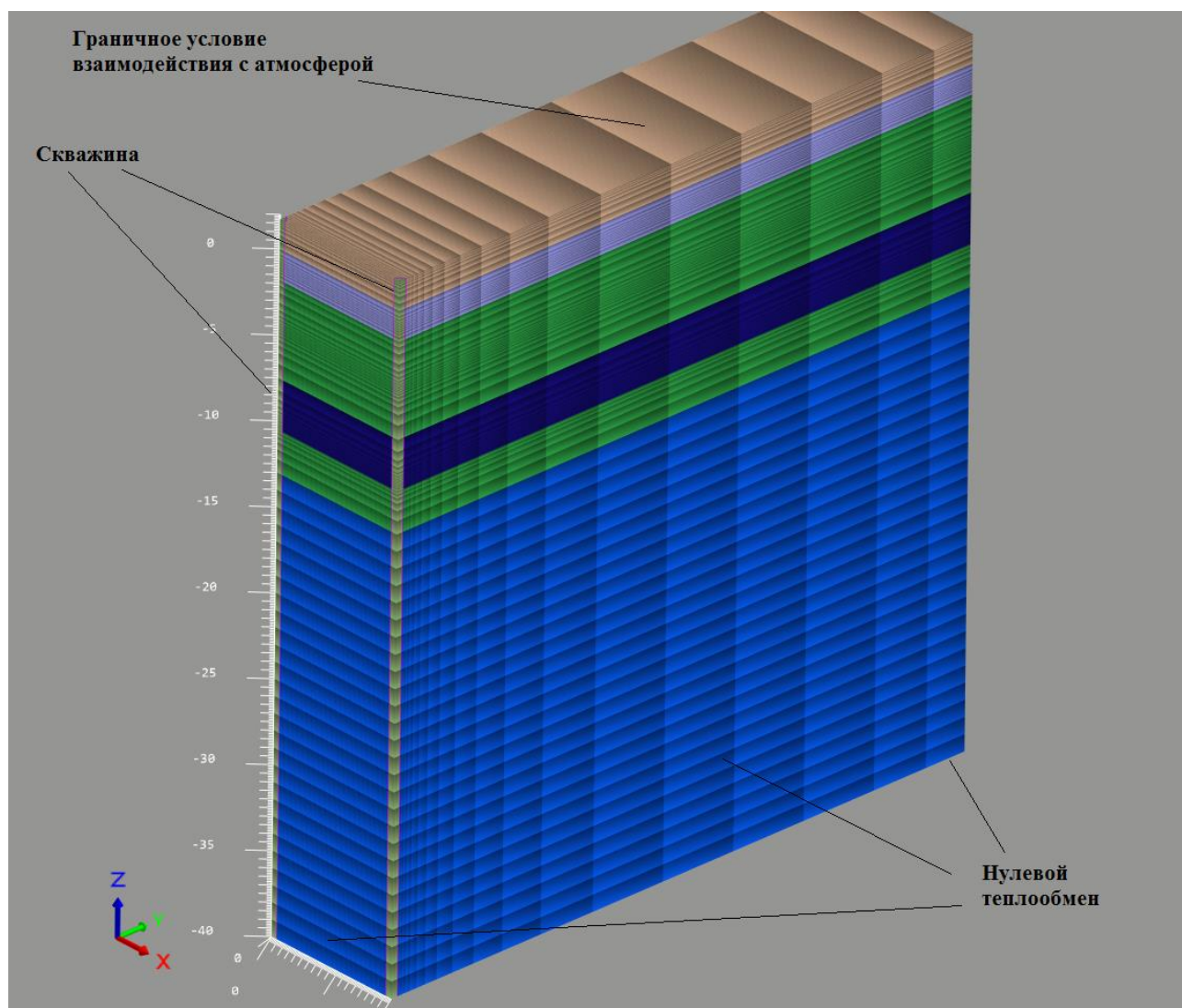


Рисунок 2 – Конечно-разностная модель расчетной области

5.2 Расчет теплового поля в окрестности скважин

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

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

Таблица 5 – Максимальный радиус растепления грунтов в приустьевой зоне скважин

Район геол. скв	Год эксплуатации / Радиус растепления, м				
	1	5	10	15	20
08-1	0,50	1,0	1,30	1,40	-
43	0,50	1,30	1,70	1,70	1,34

Радиус оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев скважин на кустовой площадке №8 и №9 с применением термоизолирующего направления не превышает 1,4 м и 1,7 м, диаметр не превышает 2,8 м и 3,4 м соответственно (при расстоянии между скважинами не менее 9 метров).

6 Выводы

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин, принятое расстояние между скважинами в 9 метров превышает 1,2 максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин (4,08 метра), что соответствует требованиям пункта 526 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

Приложение А

Список использованных источников

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

Приложение Б

Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

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

	Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ											
				209	445	448	458	438	455	435	446	449	203	101	
Влажность суммарная W_{tot} . д.е.				0,253	-	0,197	0,180	0,184	-	-	-	0,253	-	0,015	
Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослойками W_m . д.е. (г)				0,232	-	0,177	0,156	0,188	-	-	-	0,216	-	-	
Влажность мерзлого грунта за счет лед.включений. т.е. линз и прослоек льда W_i . д.е. (в)				0,041	-	0,031	0,028	0,000	-	-	-	0,038	-	-	
Влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной Т незамерзшей воды W_w . д.е. (н)				0,131	-	0,000	0,000	0,000	-	-	-	0,000	-	-	
Влажность мерзлого грунта за счет поро-вого льда. т.е. льда-цемента W_{ic} . д.е. (ц)				0,101	-	0,177	0,156	0,188	-	-	-	0,216	-	-	
Пластичность		на границе текучести WL . д.е.		0,347	-	-	-	-	-	-	-	-	0,343	-	
		на границе раскатывания Wp . д.е.		0,223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,204	-
		число пластичности Ip . д.е.		0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,14	-
Показатель текучести IL . д.е.				0,25	-	-	-	-	-	-	-	-	0,41	-	
Плотность		талого	частиц грунта P_s . г/см3	2,70	2,65	2,65	2,67	2,65	2,66	2,63	2,65	2,65	2,72	2,81	
		Мерзлого	грунта P . г/см3	1,91	-	1,88	1,85	1,84	-	-	-	1,90	-	2,53	
			сухого грунта P_d . г/см3	1,50	-	1,56	1,56	1,55	-	-	-	1,52	-	2,49	
Пористость грунта n . %				44,56	43,5	41,4	41,4	41,5	46,0	41,8	43,4	42,7	47,8	11,3	
Коэффициент пористости грунта. е. д.е.				0,81	0,77	0,71	0,71	0,71	0,85	0,72	0,77	0,75	0,92	0,13	
Льдистость суммарная I_{tot} . д.е.				0,24	-	0,36	0,32	0,32	-	-	-	0,43	-	-	
Льдистость за счет ледяных включений. т.е. линз и прослоек I_i . д.е.				0,17	-	0,30	0,27	0,32	-	-	-	0,36	-	-	
Льдистость за счет порового льда. т.е.льда-цемента I_{ic} . д.е.				0,07	-	0,06	0,05	0,00	-	-	-	0,06	-	-	
Степень заполнения льдом и незамерзшей водой пор мерзлого грунта S_r . д.е.				0,81	-	0,74	0,65	0,77	-	-	-	0,84	-	-	
Относительное содержание органического вещ-ва I_g . д.ед.				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Засоленность D_{sal} . д е				0,0003	-	0,0013	0,0017	0,0004	-	-	-	0,0014	-	-	
		Валунный	>100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Показатель по ГОСТ 25100-2020			ИГЭ										
			209	445	448	458	438	455	435	446	449	203	101
Гранулометрический состав. диаметр частиц в мм. % содержание к навеске	Галька (щебень)	40.00-80.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		20.00-40.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	гравий	10.00-20.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		5.00-10.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2.00-5.00	0,30	-	0,73	-	-	-	0,00	-	0,30	-	-
	песок	1.00-2.00	1,01	-	1,33	0,24	1,99	0,06	0,49	-	0,93	-	-
		0.50-1.00	1,86	1,67	1,87	1,08	4,05	0,80	3,36	1,30	2,12	0,90	-
		0.25-0.50	5,16	16,58	14,19	14,29	57,64	14,18	52,76	27,40	17,32	2,79	-
		0.10-0.25	13,27	67,70	68,24	48,08	27,12	55,18	27,49	60,52	65,91	4,00	-
		0.05-0.10	16,82	11,56	15,90	31,46	10,16	29,78	15,90	10,78	14,57	12,25	-
	пыль	0,01-0,05	22,70	-	-	-	-	-	-	-	-	26,98	-
		0.002 - 0.01	20,29	-	-	-	-	-	-	-	-	20,36	-
	глина	<0.002 мм	24,63	-	-	-	-	-	-	-	-	32,77	-
Степень неоднородности грансостава,Cu, д.е.			-	2,96	-	-	-	2,58	4,01	3,02	-	-	-
Коэффициент фильтрации прир. сложения. м/сут			-	4,06	-	-	-	2,99	5,38	6,56	-	-	-
Угол откоса. град.	сухой	сухой	-	35	-	-	-	36	35	32	-	-	-
	под водой	под водой	-	24	-	-	-	29	28	22	-	-	-
Относительная деформация пучения E fh.д.ед			0,0260	0,0004	0,0006	0,0007	0,0002	0,0005	0,0005	0,0003	0,0006	0,0310	-
Коэф. сжим. при оттаивании mf. МПа-1			0,225	-	0,010	0,038	0,013	-	-	-	0,046	0,071	-
Коэффициент оттаивания Ath. д.ед.			0,128	-	0,007	0,019	0,011	-	-	-	0,025	0,021	-
Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта Mf			0,023	-	-	-	-	-	-	-	-	0,034	-
Модуль деформации Мпа			34,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Предельно длительное значение эквивалентного сцепления МПа (шариковый штамп) Seq			0,105	-	0,092	0,127	0,108	-	-	-	0,089	0,101	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (грунт-металл) Raf. Мпа			0,097	-	0,114	0,116	0,113	-	-	-	0,113	0,082	-
Сопротивление срезу по поверхности смерзания (мерзлый грунт-грунт) Rsh. Мпа			0,123	-	0,144	0,160	0,152	-	-	-	0,164	0,106	-

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ										
		209	445	448	458	438	455	435	446	449	203	101
при естественной влажности	Одометрический модуль деформации. Е, Мпа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	-
	Угол внутреннего трения, градус,	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-
	Удельное сцепление, С, Мпа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,015	-
с предварительным водонасыщением	Одометрический модуль деформации. Е, Мпа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,3	-
	Угол внутреннего трения, градус,	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	-
	Удельное сцепление, С, Мпа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,016	-
По результатам статического зондирования	модуль деформации. Е, Мпа	-	18,5	-	-	-	18,1	20,0	18,5	-	14,9	-
	Угол внутреннего трения, градус,	-	30	-	-	-	30	31	30	-	21	-
	Удельное сцепление, С, Мпа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,024	-
Теплопр-сть. λ. Вт/(м°С)	мерзлый грунт	1,65	1,88	2,48	2,15	2,16	2,04	2,08	2,52	2,50	1,55	-
	талый грунт	1,48	1,65	2,22	1,92	1,92	1,78	1,85	2,29	2,28	1,47	-
Объемная теплоем-сть. Дж/м3*°С*10^-6	мерзлый грунт	2,26	1,91	2,24	2,05	2,05	1,98	2,01	2,23	2,22	2,41	-
	талый грунт	3,09	2,40	2,95	2,62	2,66	2,62	2,58	3,03	3,00	2,72	-
Коэффициент выветрелости, Kwr, д.ед.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,874
Рсж в природном состоянии Rc, Мпа		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45,54
Рсж в возд. сухом состоянии Rc, Мпа		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,95
Рсж в водонасыщенном состоянии Rc, Мпа		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,16
Коэффициент размягчаемости Ksof, д.е.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,600
Удельное электрическое сопротивление (УЭС), Ом*м		27	155	157	138	157	145	161	145	160	35	-

Приложение В
Устьевые температуры по кустам 8,9

Таблица В.1 – Устьевые температуры по кустам №8,9

Названия строк	09.2027	10.2027	11.2027	12.2027	01.2028	02.2028	03.2028	04.2028	05.2028	06.2028	07.2028	08.2028	09.2028	10.2028	11.2028	12.2028
8001																
Устьевая температура, К		283	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284
8002																
Устьевая температура, К	284	284	284	284	284	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
8003																
Устьевая температура, К	283	284	284	284	284	284	284	284	284	283	283	283	283	283	283	283
8004																
Устьевая температура, К	284	284	284	284	284	284	284	284	283	283	283	283	283	283	283	283
9001																
Устьевая температура, К	283	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	283	284	283	283	283
9002																
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282
9003																
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	282	281	281	281	281	281	281
9004																
Устьевая температура, К	283	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282
9005																
Устьевая температура, К		283	284	283	282	282	282	282	282	281	281	281	281	281	281	281

продолжение таблицы

Названия строк	01.2029	02.2029	03.2029	04.2029	05.2029	06.2029	07.2029	08.2029	09.2029	10.2029	11.2029	12.2029
8001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
8002												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
8003												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
8004												
Устьевая температура, К	283	283	283	282	282	282	282	282	282	282	282	282
9001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
9002												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	282	282	282	282	282
9003												
Устьевая температура, К	280	280	280	280	280	280	281	281	281	281	281	281
9004												
Устьевая температура, К	279	283	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
9005												
Устьевая температура, К	282	282	282	281	281	281	281	281	281	281	281	281

продолжение таблицы

Названия строк	01.2030	02.2030	03.2030	04.2030	05.2030	06.2030	07.2030	08.2030	09.2030	10.2030	11.2030	12.2030
8001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	284
8002												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
8003												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
8004												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
9001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
9002												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	282	282	283	282	282	282	282
9003												
Устьевая температура, К	281	281	281	281	282	282	282	282	282	282	282	282
9004												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	282	282	282	282	281	283	282
9005												
Устьевая температура, К	281	281	281	281	281	281	281	281	281	280	281	280

продолжение таблицы

Названия строк	01.2031	02.2031	03.2031	04.2031	05.2031	06.2031	07.2031	08.2031	09.2031	10.2031	11.2031	12.2031
8001												
Устьевая температура, К	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	283
8002												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	282	282
8003												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	282
8004												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	282	281	280	279	279	278
9001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
9002												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	281	281	281	281	281	281	281	281
9003												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282
9004												
Устьевая температура, К	282	282	277	282	282	282	282	282	282	282	282	281
9005												
Устьевая температура, К	281	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280

продолжение таблицы

Названия строк	01.2032	02.2032	03.2032	04.2032	05.2032	06.2032	07.2032	08.2032	09.2032	10.2032	11.2032	12.2032
1001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
1002												
Устьевая температура, К	282	282	282	281	281	281	281	281	281	280	280	280
1003												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	281	281
1004												
Устьевая температура, К	278	278	277	277	277	277	277	276	276	276	276	276
1005												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
1006												
Устьевая температура, К	281	281	281	281	281	281	281	281	280	280	280	280
1007												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282
1008												
Устьевая температура, К	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
1009												
Устьевая температура, К	280	280	279	279	279	279	279	279	279	279	279	279

продолжение таблицы

Названия строк	01.2033	02.2033	03.2033	04.2033	05.2033	06.2033	07.2033	08.2033	09.2033	10.2033	11.2033	12.2033
8001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
8002												
Устьевая температура, К	280	280	280	280	279	279	279	279	279	279	278	278
8003												
Устьевая температура, К	281	281	280	280	280	280	280	279	279	279	279	279
8004												
Устьевая температура, К	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	274	274
9001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283
9002												
Устьевая температура, К	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
9003												
Устьевая температура, К	282	282	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
9004												
Устьевая температура, К	281	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
9005												
Устьевая температура, К	279	279	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278

продолжение таблицы

Названия строк	01.2034	02.2034	03.2034	04.2034	05.2034	06.2034	07.2034	08.2034	09.2034	10.2034	11.2034	12.2034
8001												
Устьевая температура, К	283	283	283	283	283	283	282	282	282	281	281	281
8002												
Устьевая температура, К	278	278	278	277	277	277	277	277	277	277	277	276
8003												
Устьевая температура, К	278	278	278	278	278	278	277	277	277	277	277	277
8004												
Устьевая температура, К	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274
9001												
Устьевая температура, К	283	283	283	282	282	282	282	282	282	282	282	282
9002												
Устьевая температура, К	280	280	279	279	279	279	279	279	279	279	278	278
9003												
Устьевая температура, К	281	281	281	281	281	281	280	280	280	280	280	280
9004												
Устьевая температура, К	280	279	279	279	279	279	279	279	279	279	278	278
9005												
Устьевая температура, К	278	278	278	277	277	277	277	277	277	277	277	277

продолжение таблицы

Названия строк	01.2035	02.2035	03.2035	04.2035	05.2035	06.2035	07.2035	08.2035	09.2035	10.2035	11.2035	12.2035
8001												
Устьевая температура, К	281	280	280	280	280	280	280	279	279	279	279	279
8002												
Устьевая температура, К	276	276	276	276	276	276	275	275	275	275	275	275
8003												
Устьевая температура, К	277	276	276	276	276	276	276	276	276	275	275	275
8004												
Устьевая температура, К	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
9001												
Устьевая температура, К	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	281	281
9002												
Устьевая температура, К	278	278	278	278	278	278	278	277	277	277	277	277
9003												
Устьевая температура, К	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	279	279
9004												
Устьевая температура, К	278	278	278	278	278	278	277	277	277	277	277	277
9005												
Устьевая температура, К	277	277	277	276	276	276	276	276	276	276	276	276

продолжение таблицы

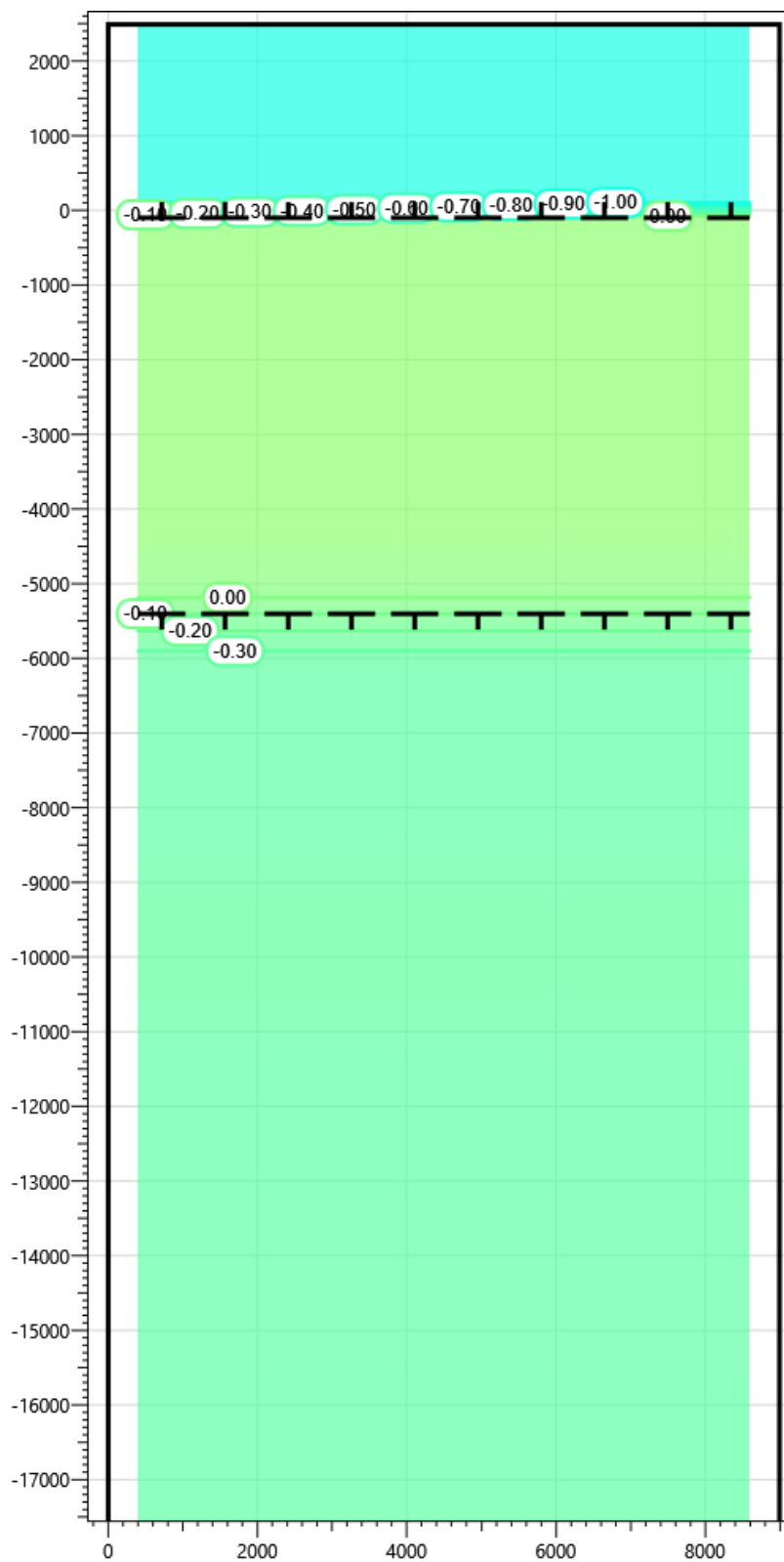
Названия строк	01.2036	02.2036	03.2036	04.2036	05.2036	06.2036	07.2036	08.2036	09.2036	10.2036	11.2036	12.2036
8001												
Устьевая температура, К	279	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	277
8002												
Устьевая температура, К	275	275	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274
8003												
Устьевая температура, К	275	275	275	275	275	275	274	274	274	274	274	274
8004												
Устьевая температура, К	273	273	273	273	272	272	272	272	272	272	272	272
9001												
Устьевая температура, К	281	281	281	281	280	280	280	280	280	280	280	279
9002												
Устьевая температура, К	277	277	277	276	276	276	276	276	276	276	276	276
9003												
Устьевая температура, К	279	279	279	279	279	279	279	279	279	279	279	279
9004												
Устьевая температура, К	277	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	275
9005												
Устьевая температура, К	276	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275

продолжение таблицы

Названия строк	01.2037	02.2037	03.2037	04.2037	05.2037	06.2037	07.2037	08.2037	09.2037	10.2037	11.2037	12.2037
8001												
Устьевая температура, К	277	277	277	277	277	277	277	276	276	276	276	276
8002												
Устьевая температура, К	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
8003												
Устьевая температура, К	274	274	274	274	274	273	273	273	273	273	273	273
8004												
Устьевая температура, К	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272
9001												
Устьевая температура, К	279	279	279	279	279	278	278	278	278	278	278	278
9002												
Устьевая температура, К	276	276	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
9003												
Устьевая температура, К	279	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278
9004												
Устьевая температура, К	275	275	275	275	275	275	275	275	274	274	274	274
9005												
Устьевая температура, К	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274

продолжение таблицы

Названия строк	01.2038	02.2038	03.2038	04.2038	05.2038	06.2038	07.2038	08.2038	09.2038	10.2038	11.2038	12.2038	01.2039	02.2039	03.2039	04.2039	05.2039
8001																	
Устьевая температура, К	276	276	276	276	275	275	275	275	275	275	275	275	274	274	274	274	274
8002																	
Устьевая температура, К	273	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	271	271
8003																	
Устьевая температура, К	273	273	273	273	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	271	271	271
8004																	
Устьевая температура, К	272	272	272	272	272	272	272	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271
9001																	
Устьевая температура, К	277	277	277	277	277	276	276	276	275	275	275	274	274	274	273	274	273
9002																	
Устьевая температура, К	275	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	273	273	273	273	273
9003																	
Устьевая температура, К	278	278	278	278	278	278	278	278	277	277	277	277	277	277	276	276	275
9004																	
Устьевая температура, К	274	274	274	274	274	274	273	273	273	273	273	273	273	273	273	272	272
9005																	
Устьевая температура, К	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	272	273	272	272	272	272	271

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

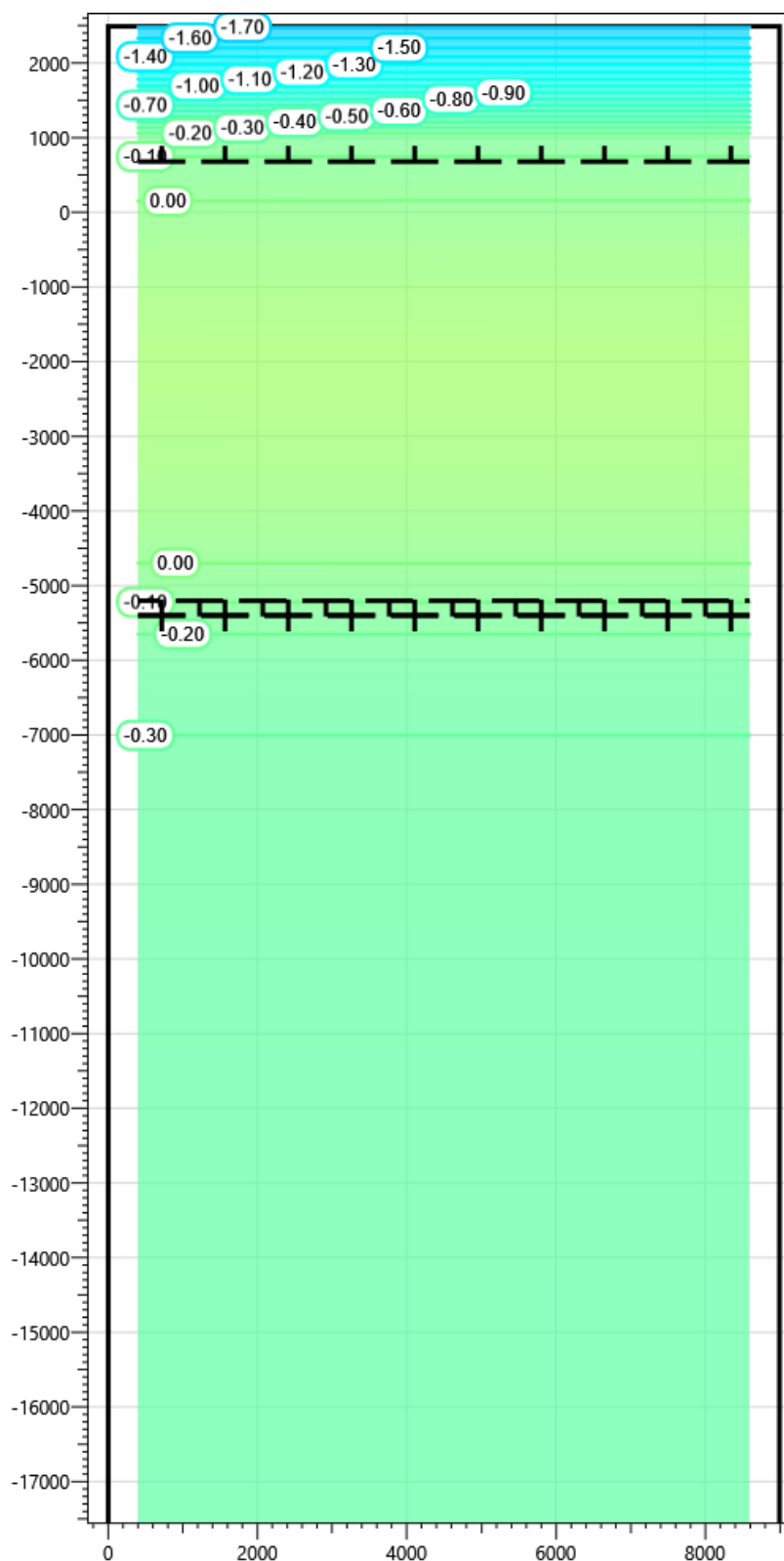


Рисунок Г.2 – Распределение температур на кусте скважин №8 на начало первого года эксплуатации (15.04.2027г.)

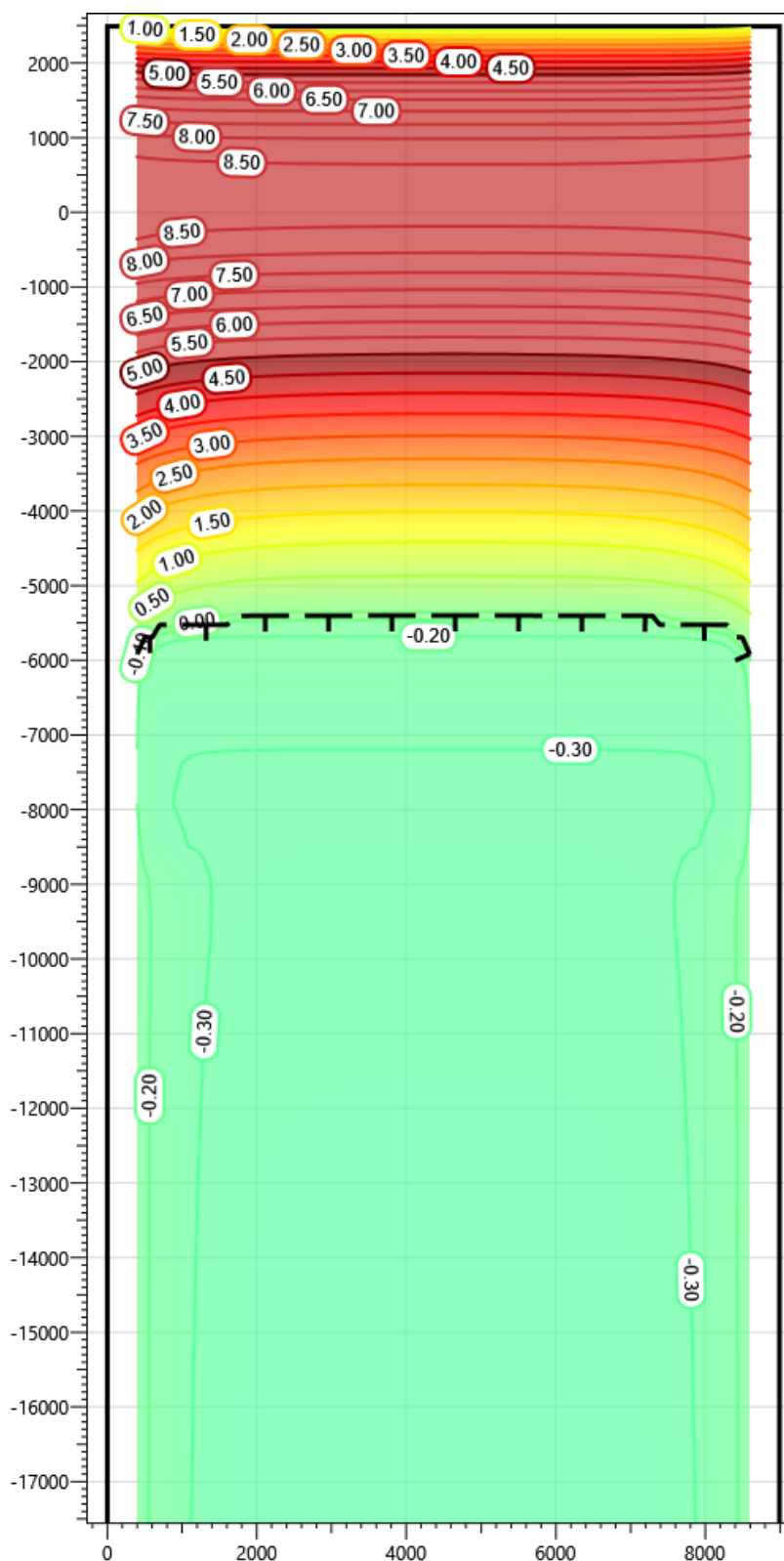


Рисунок Г.3– Распределение температур на кусте скважин №8 на конец первого года эксплуатации (15.10.2027г.)

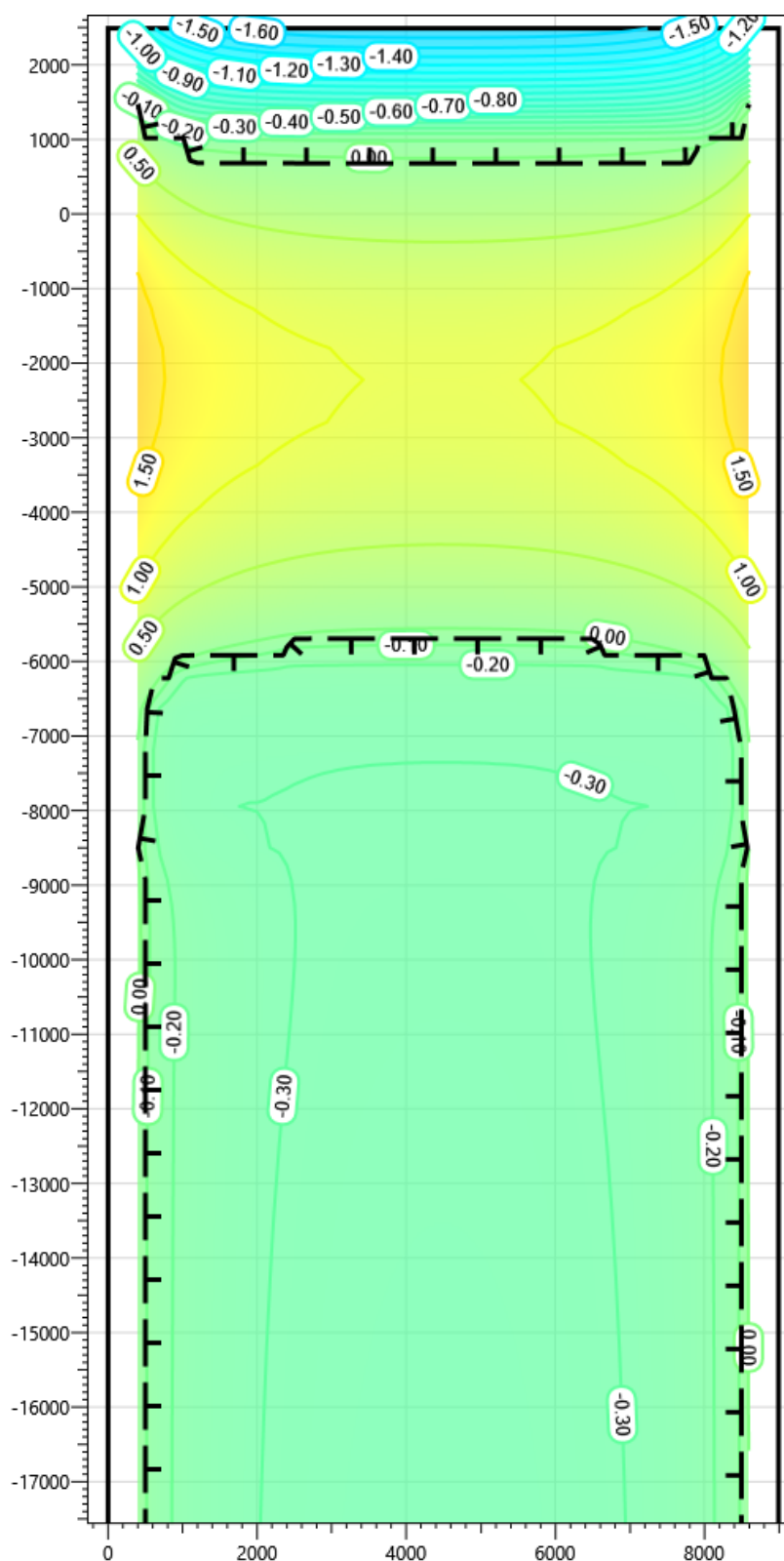


Рисунок Г.4 – Распределение температур на кусте скважин №8 на начало второго года эксплуатации (15.04.2028г.)

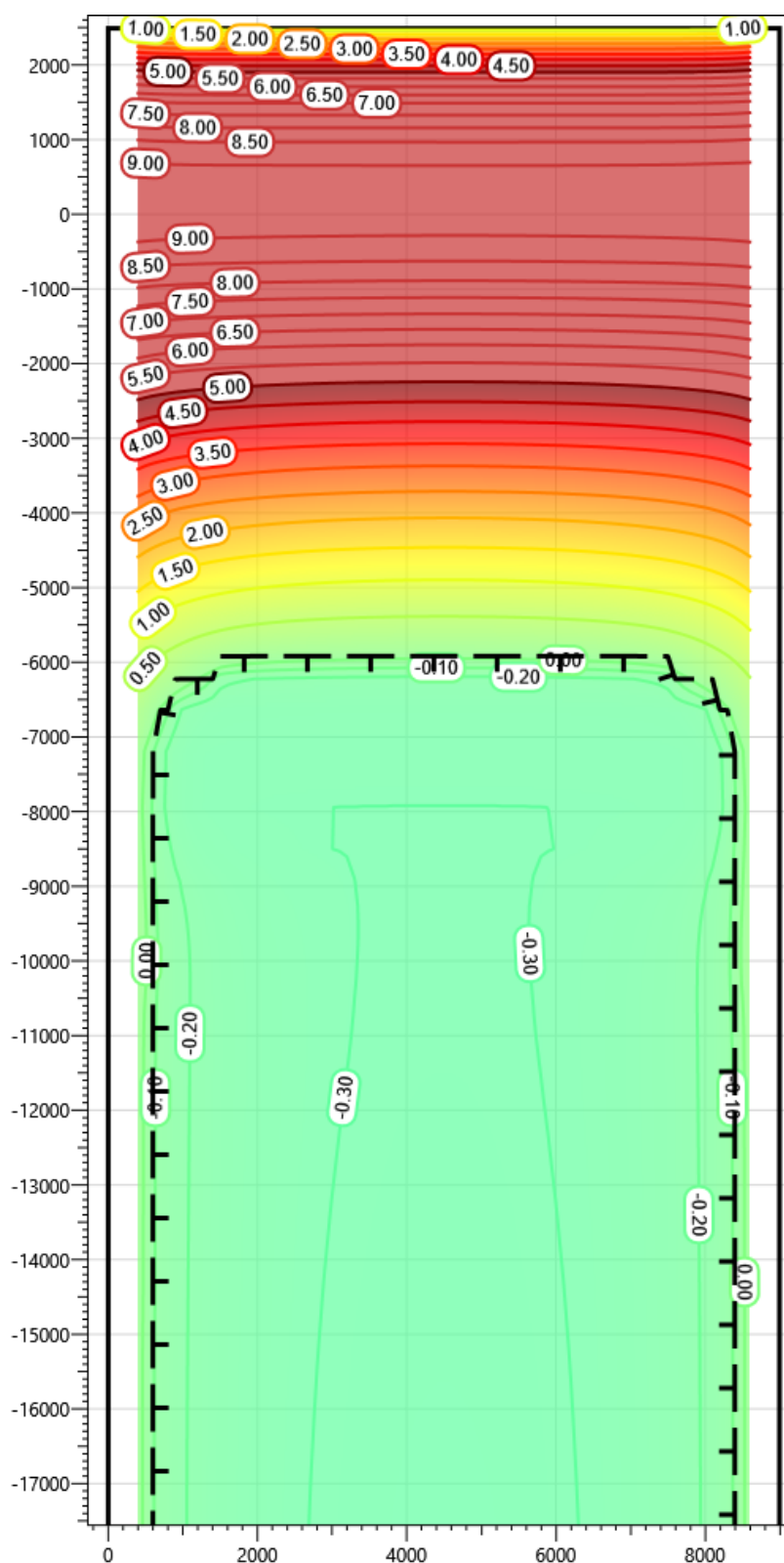


Рисунок Г.5 – Распределение температур на кусте скважин №8 на конец второго года эксплуатации (15.10.2028г.)

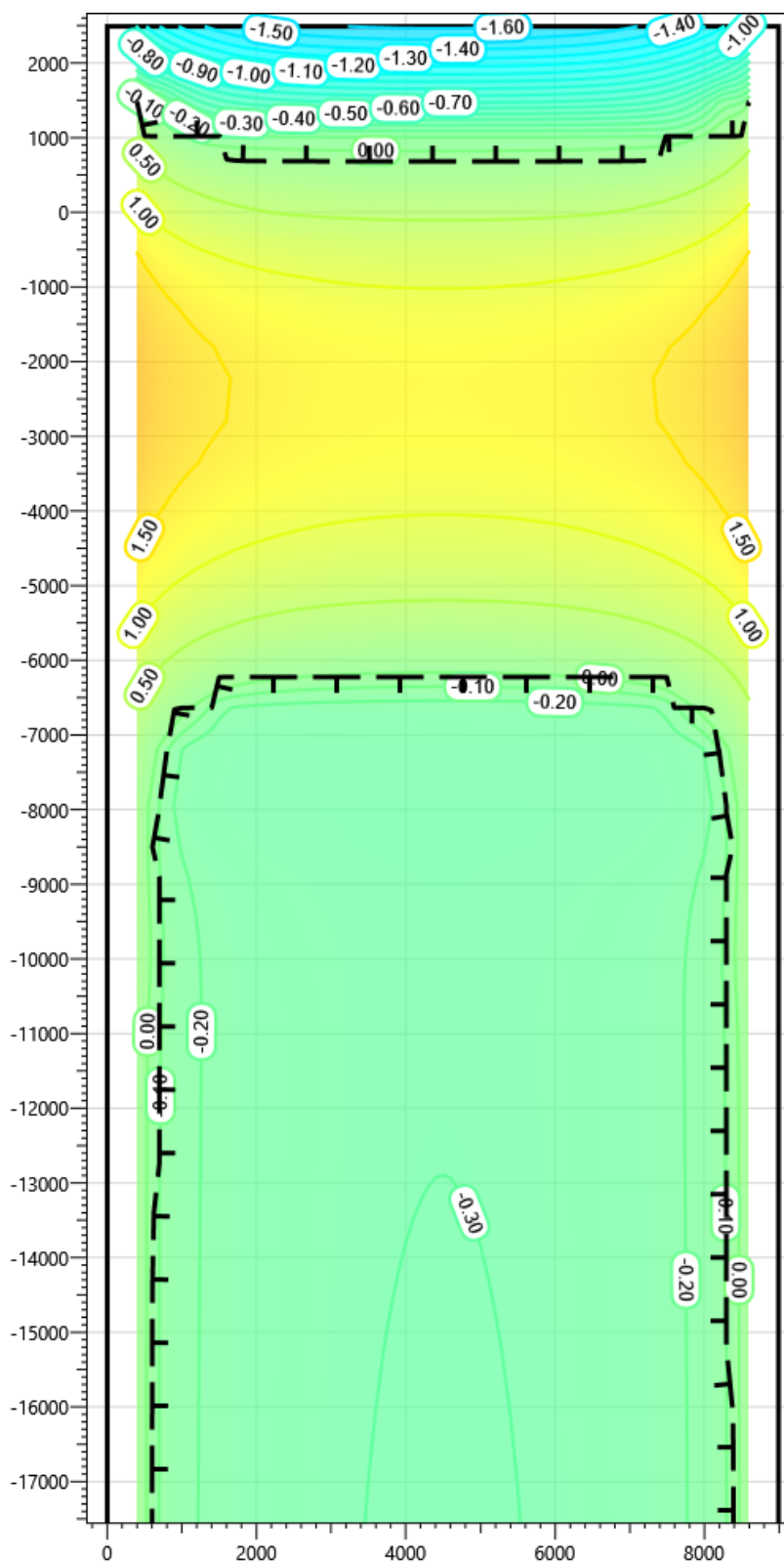


Рисунок Г.6 – Распределение температур на кусте скважин №8 на начало третьего года эксплуатации (15.04.2029г.)

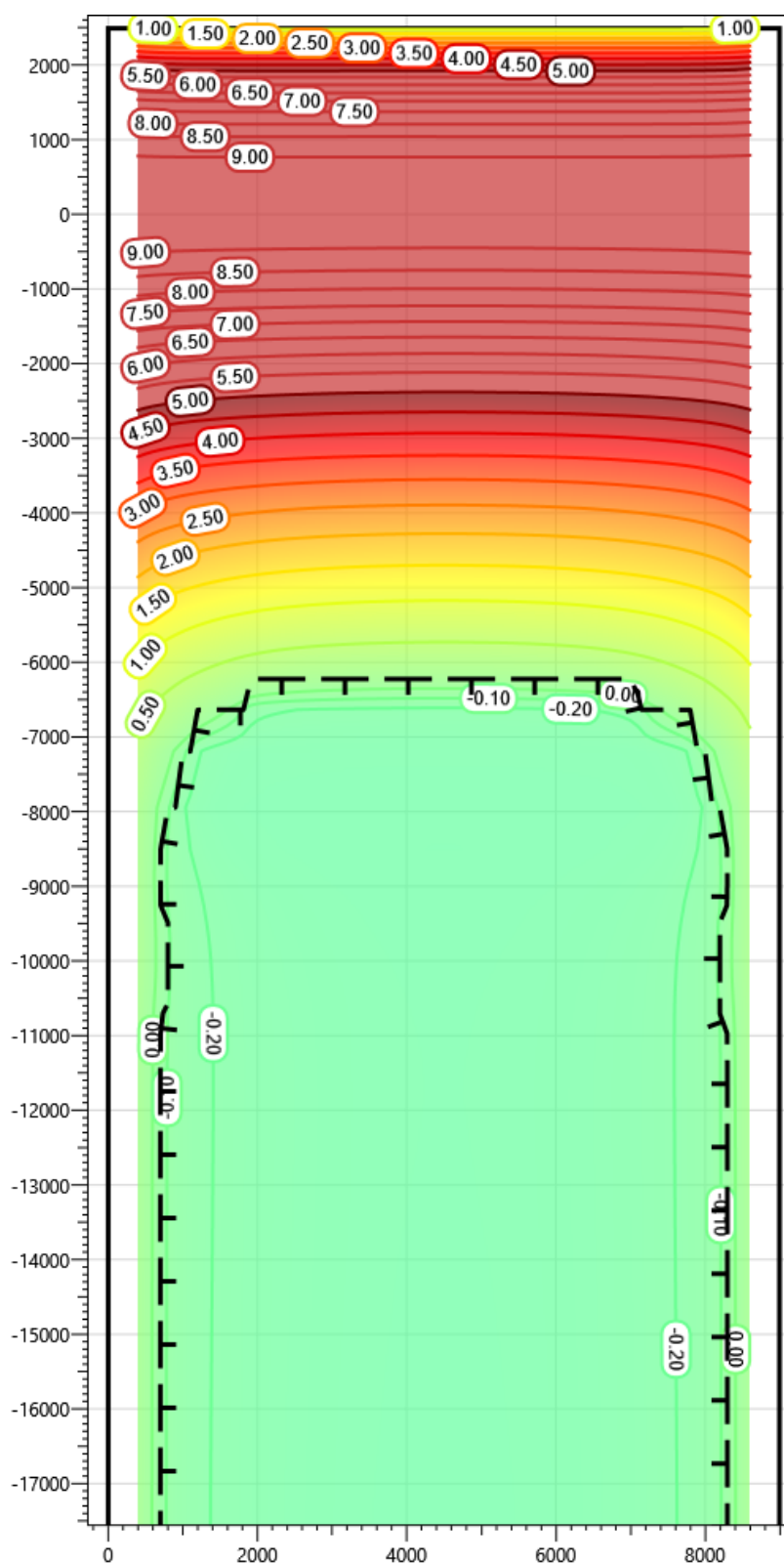


Рисунок Г.7 – Распределение температур на кусте скважин №8 на конец третьего года эксплуатации (15.10.2029г.)

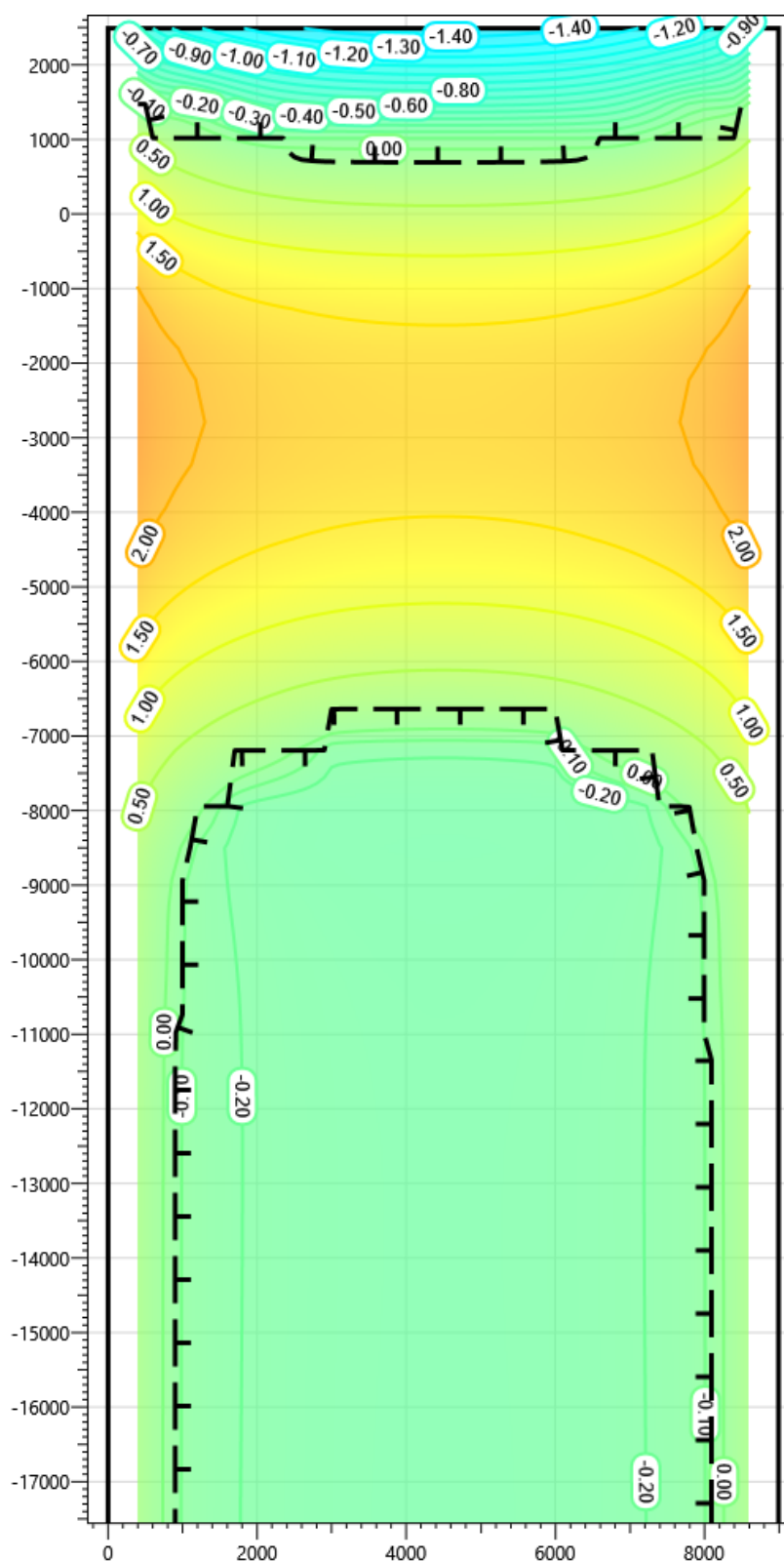


Рисунок Г.8 – Распределение температур на кусте скважин №8 на начало пятого года эксплуатации (15.04.2031г.)

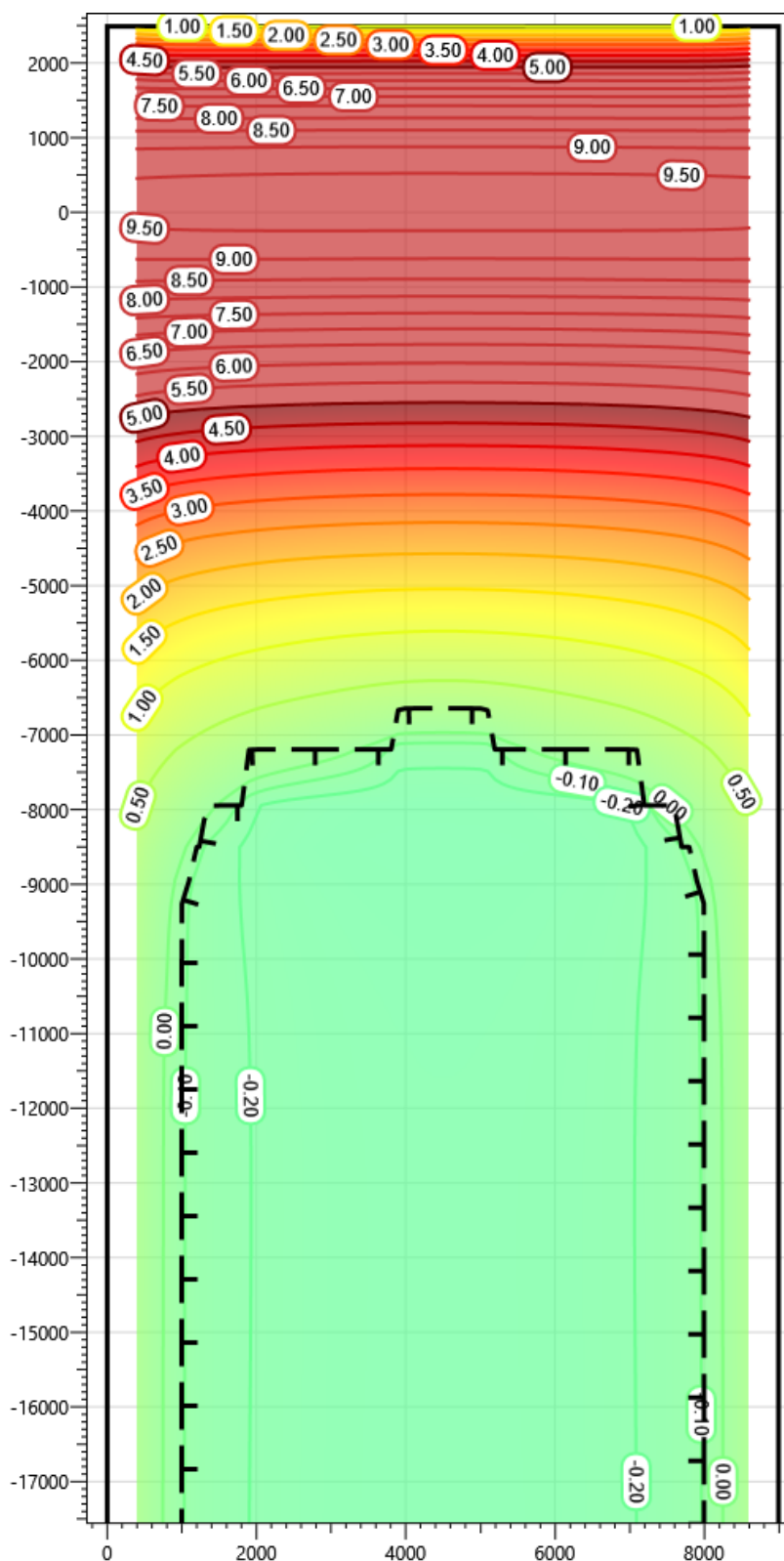


Рисунок Г.9 – Распределение температур на кусте скважин №8 на конец пятого года эксплуатации (15.10.2031г.)

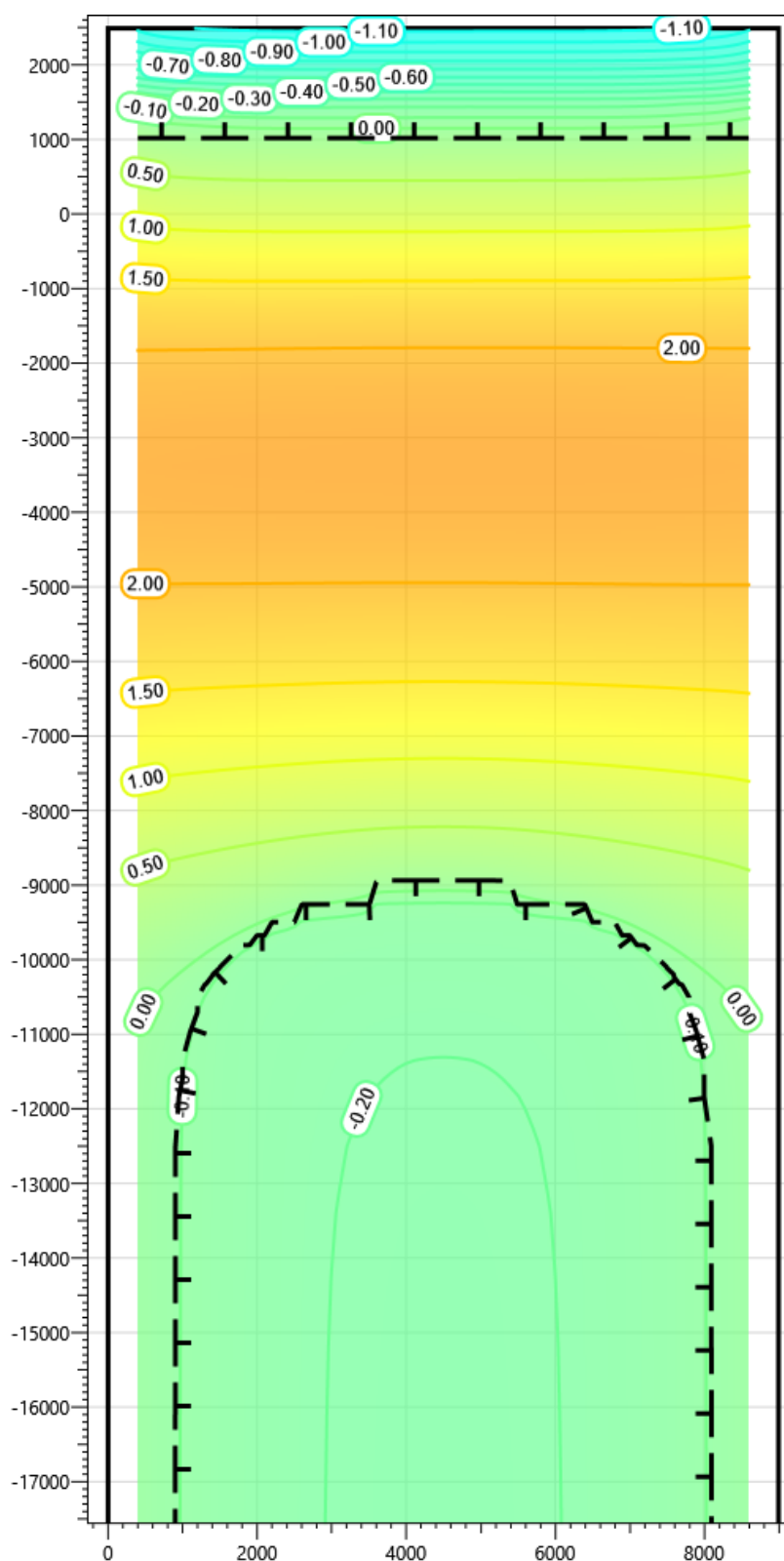


Рисунок Г.10 – Распределение температур на кусте скважин №8 на начало десятого года эксплуатации (15.04.2036г.)

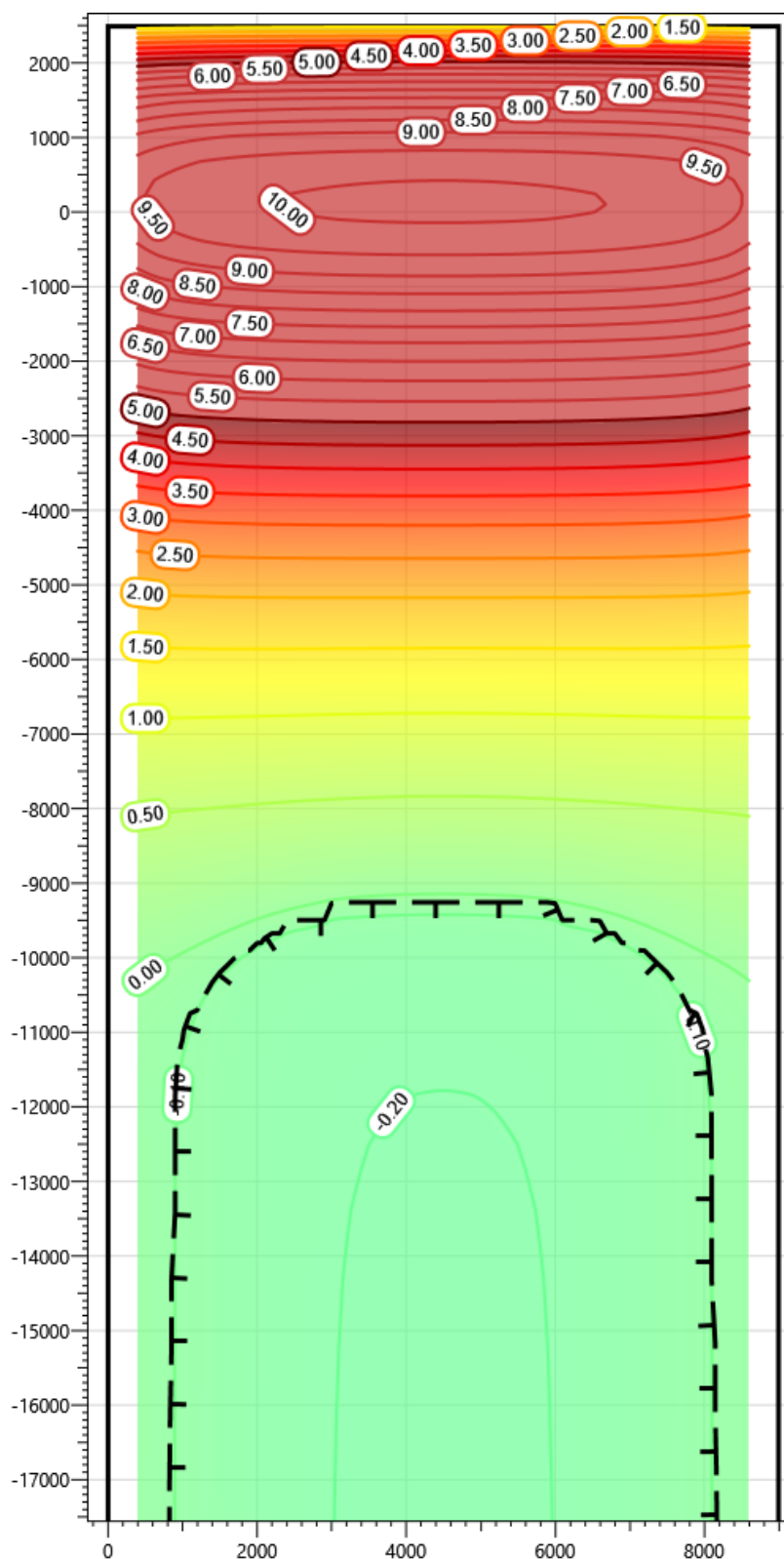


Рисунок Г.11 – Распределение температур на кусте скважин №8 на конец десятого года эксплуатации (15.10.2036г.)

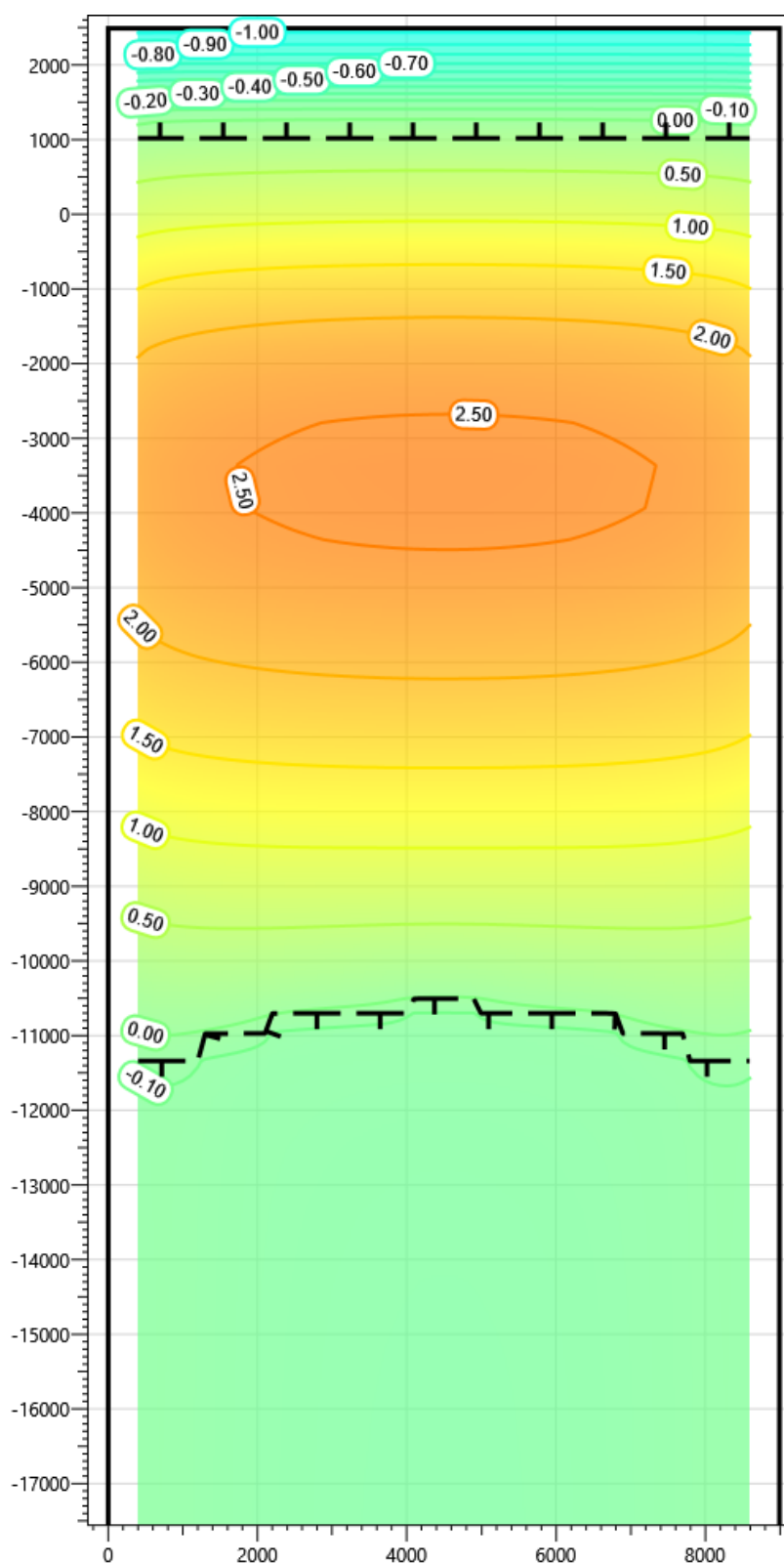
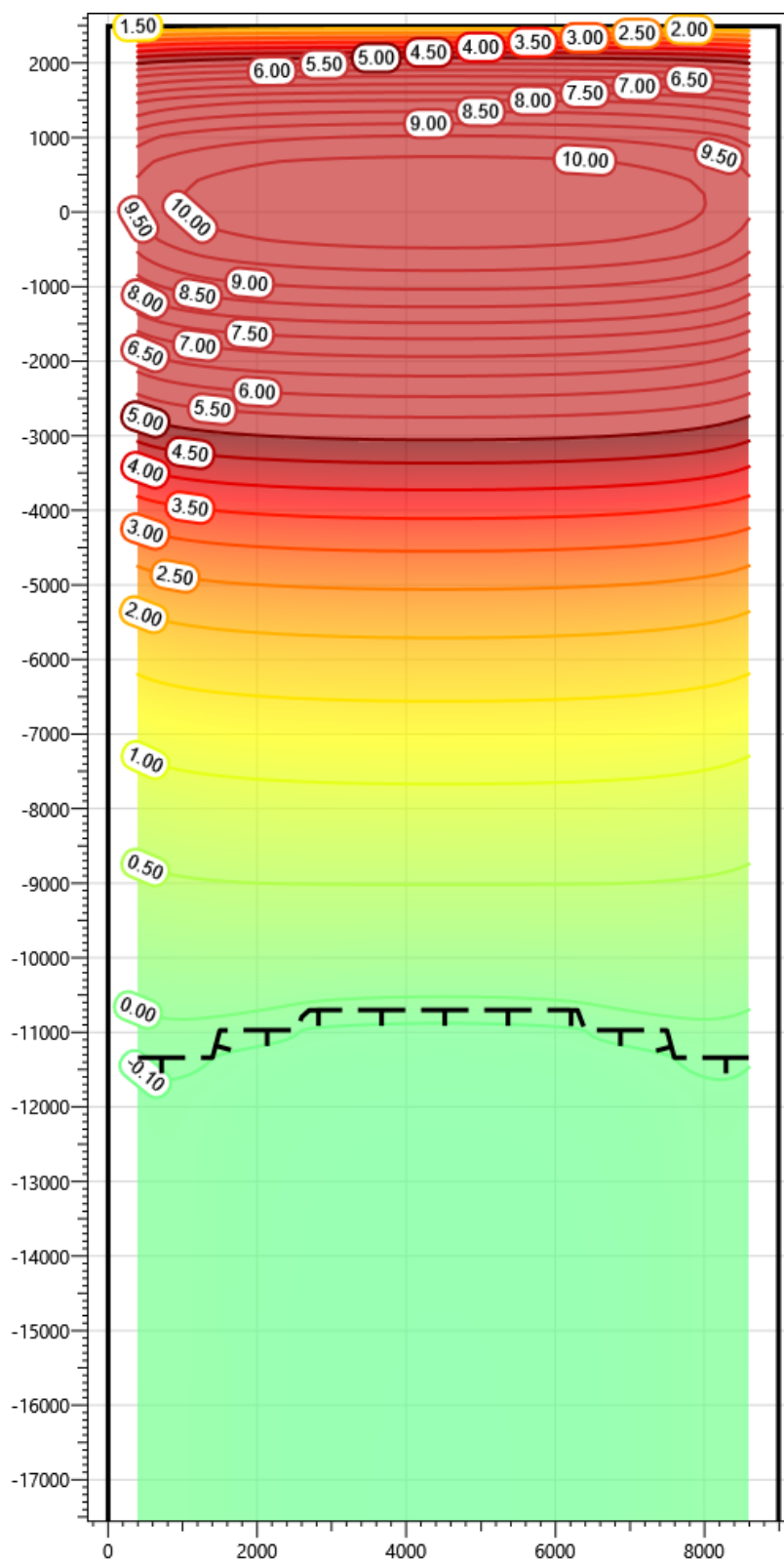


Рисунок Г.12 – Распределение температур на кусте скважин №8 на начало пятнадцатого года эксплуатации (15.04.2041г.)



**Рисунок Г.13 - Распределение температур на кусте скважин №8 на конец
пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2041г.)**

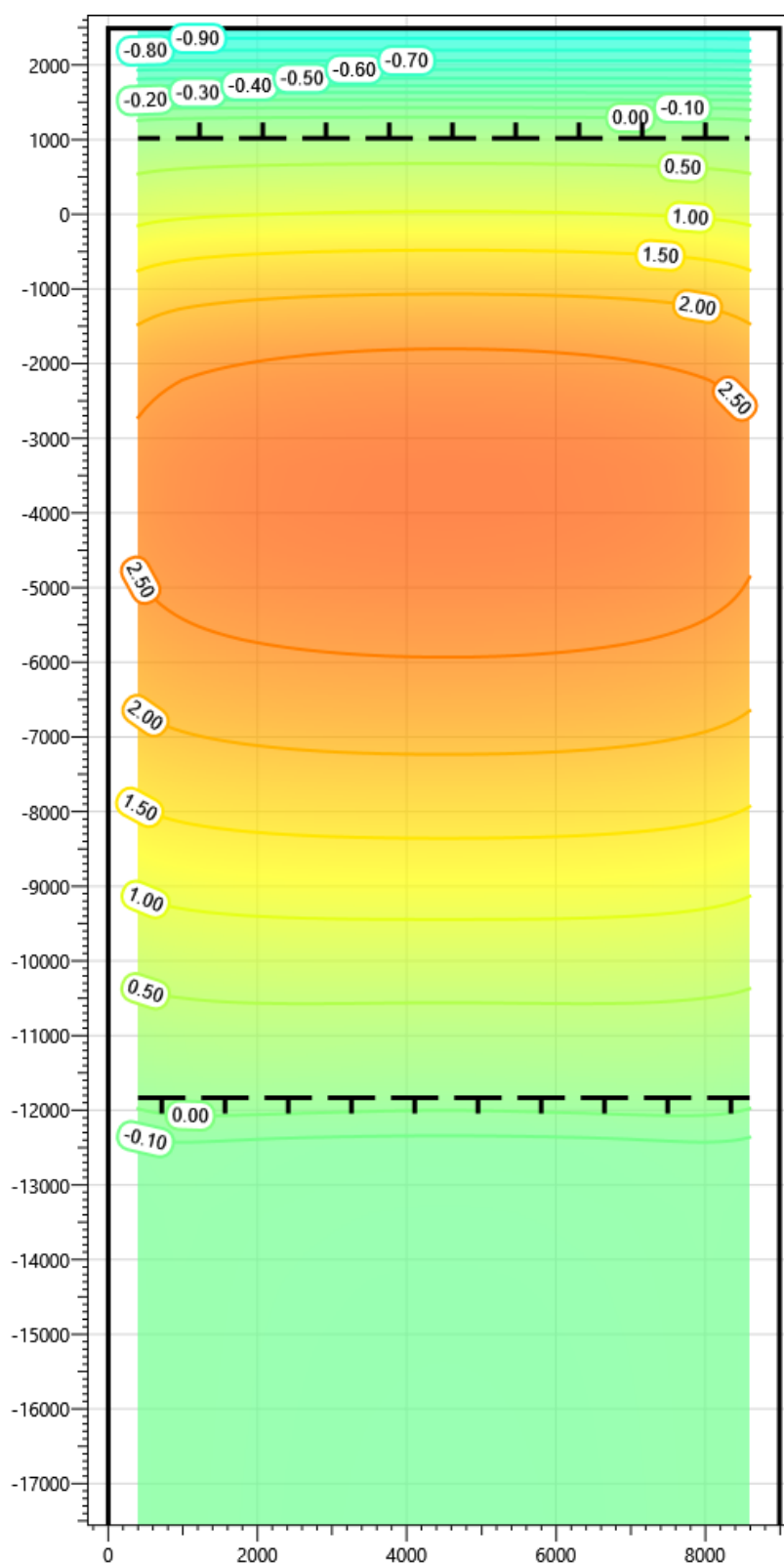


Рисунок Г.14 – Распределение температур на кусте скважин №8 на начало двадцатого года эксплуатации (15.04.2046г.)

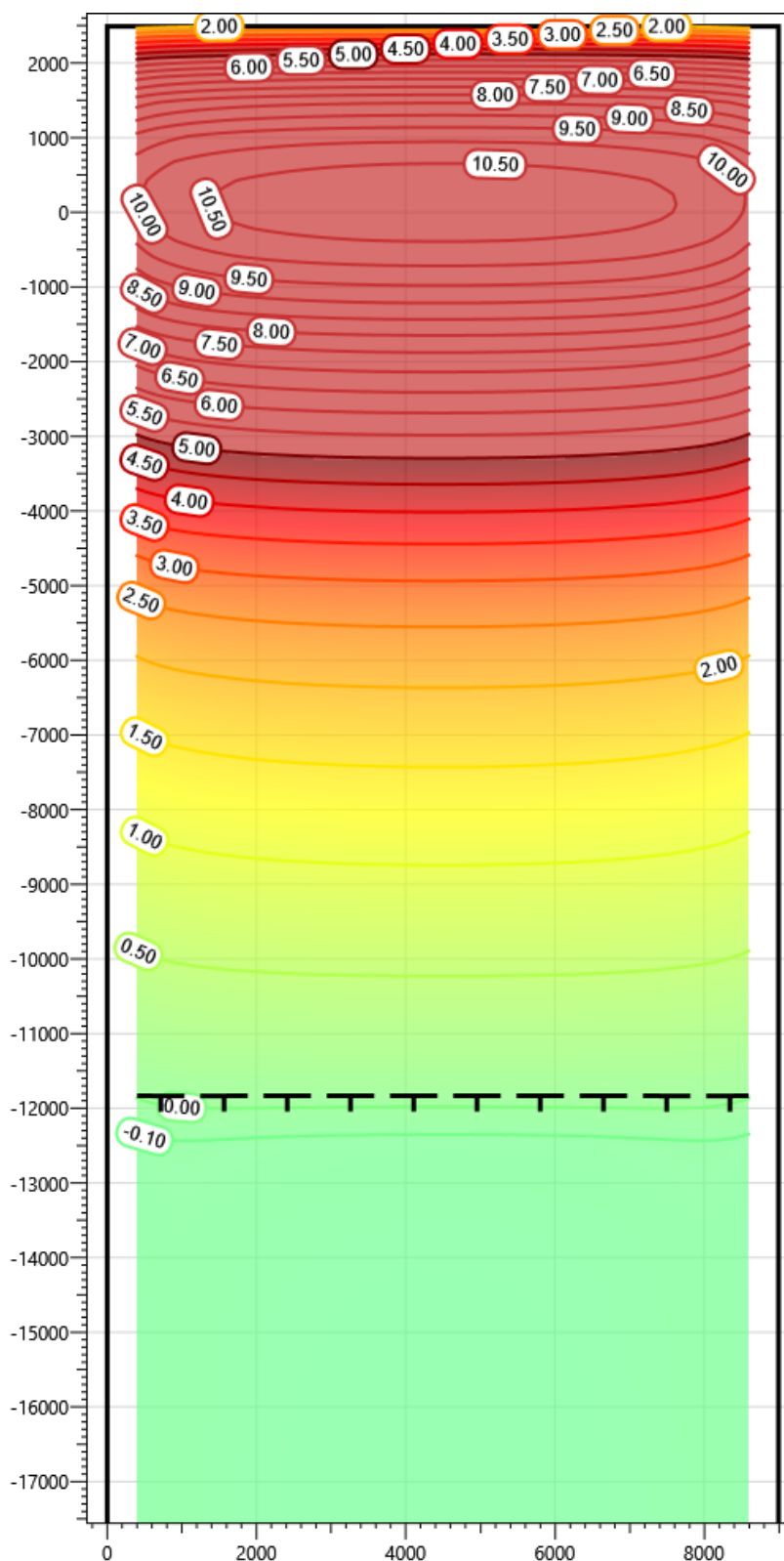


Рисунок Г.15 – Распределение температур на кусте скважин №8 на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2046г.)

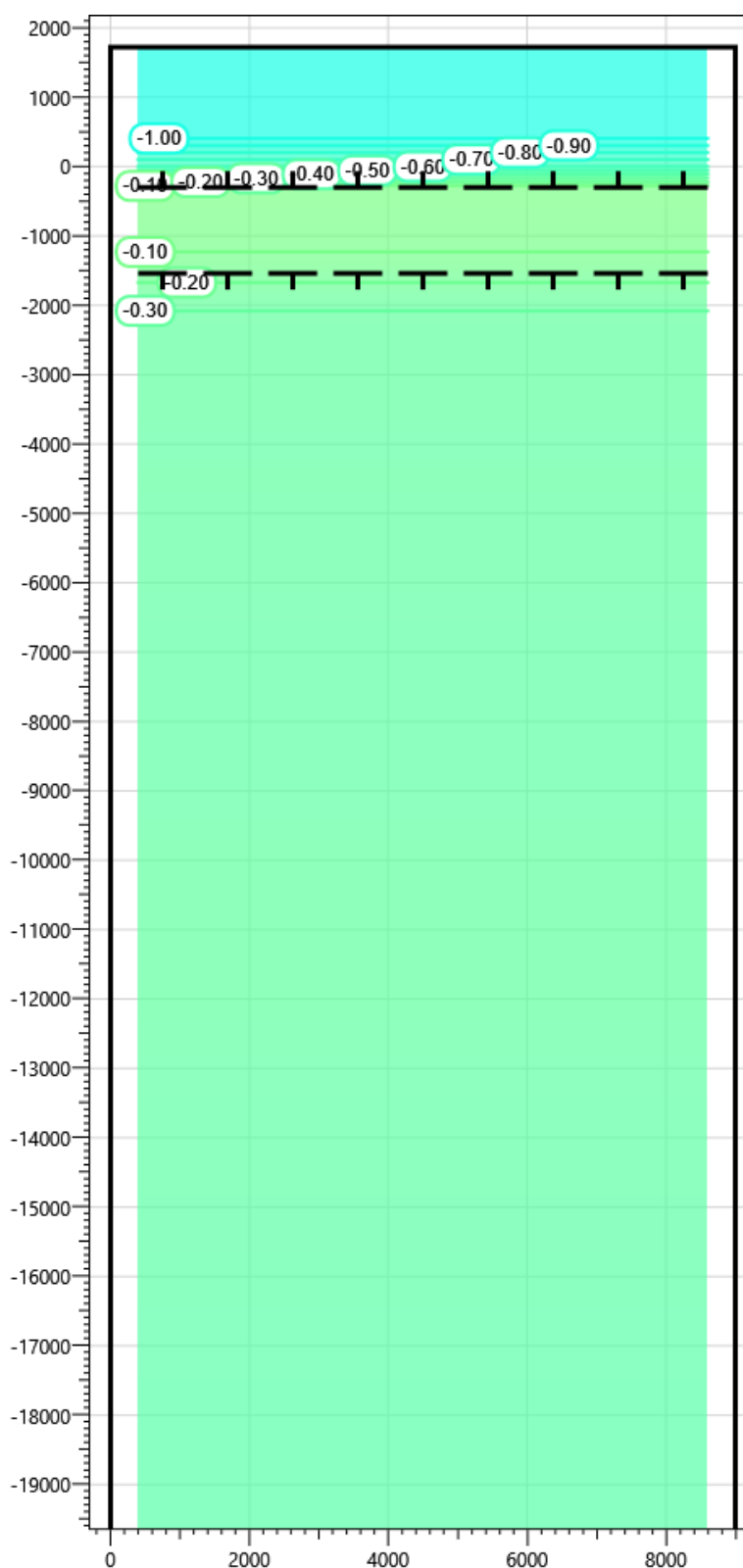


Рисунок Г.16 – Распределение температур на начало расчета (01.12.2026г.)

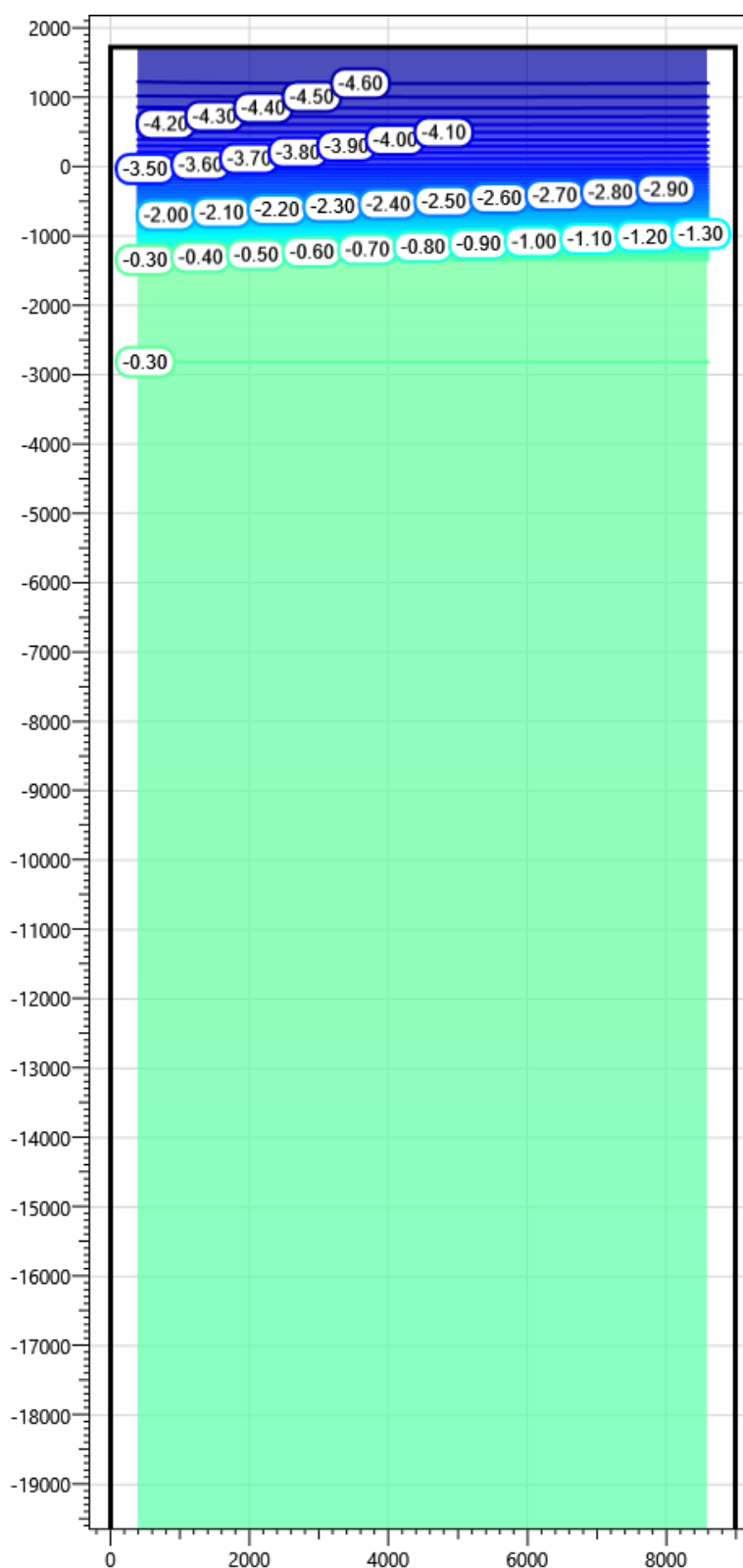


Рисунок Г.17 – Распределение температур на кусте скважин №9 на начало первого года эксплуатации (15.04.2027г.)

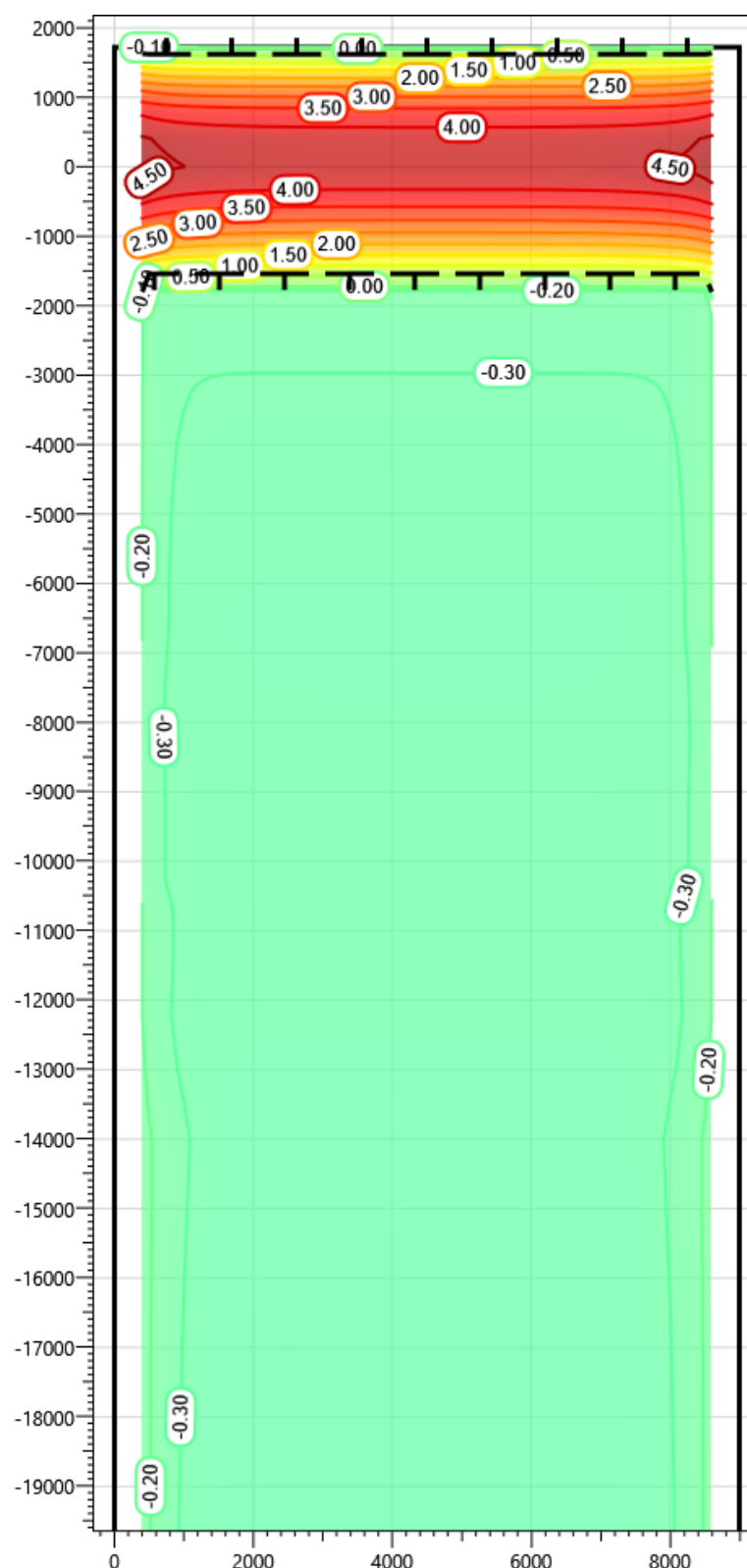


Рисунок Г.18– Распределение температур на кусте скважин №9 на конец первого года эксплуатации (15.10.2027г.)



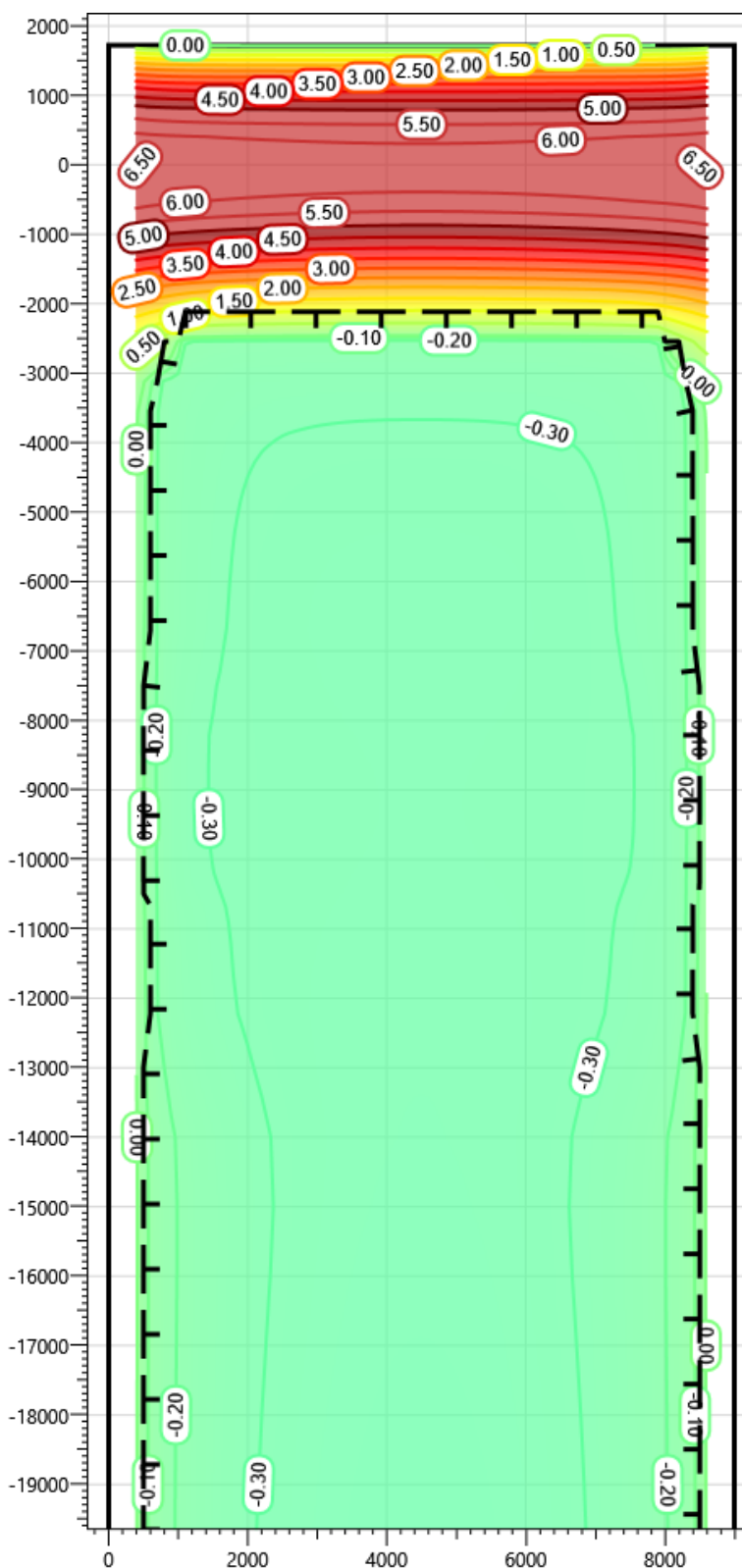


Рисунок Г.20 – Распределение температур на кусте скважин №9 на конец второго года эксплуатации (15.10.2028г.)

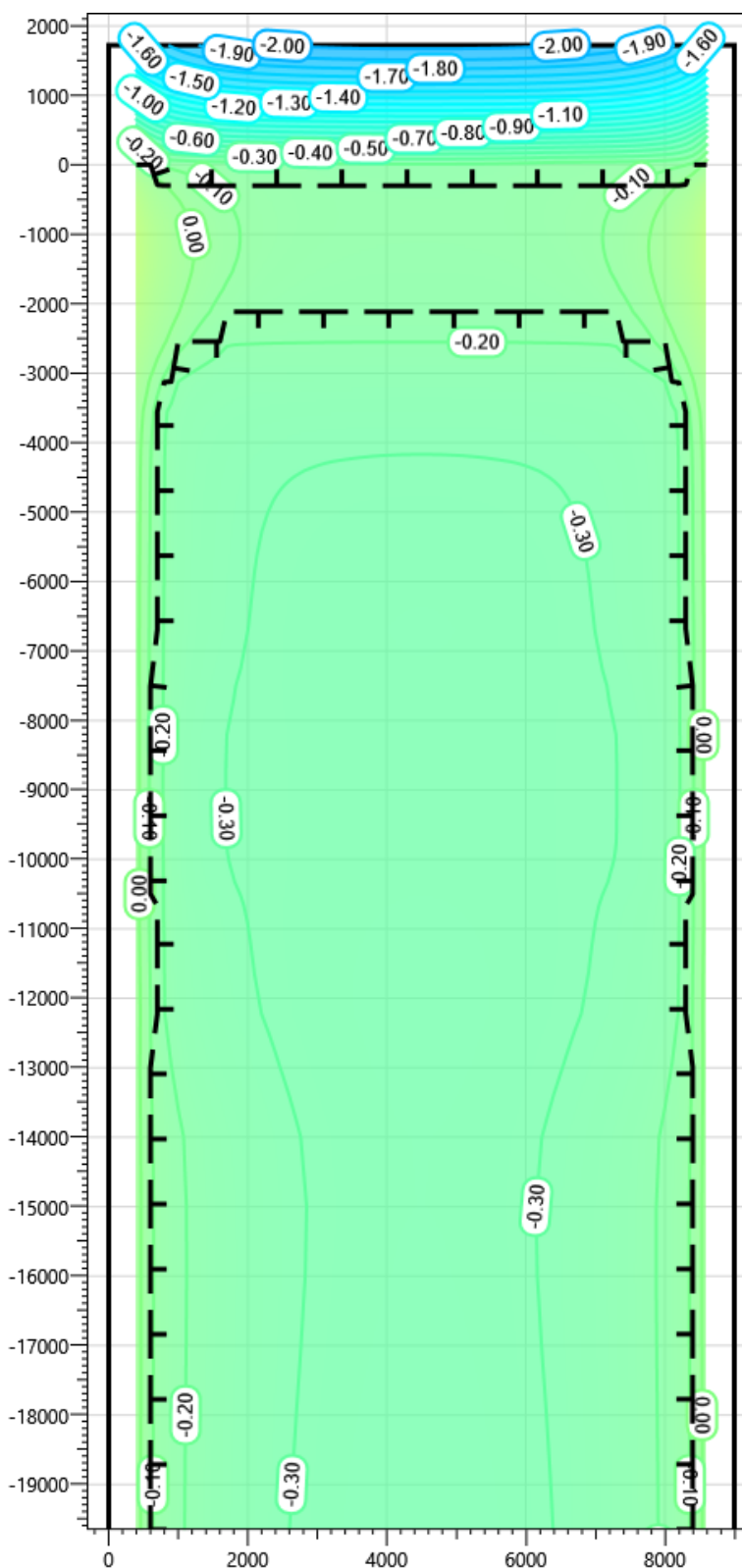


Рисунок Г.21 – Распределение температур на кусте скважин №9 на начало третьего года эксплуатации (15.04.2029г.)

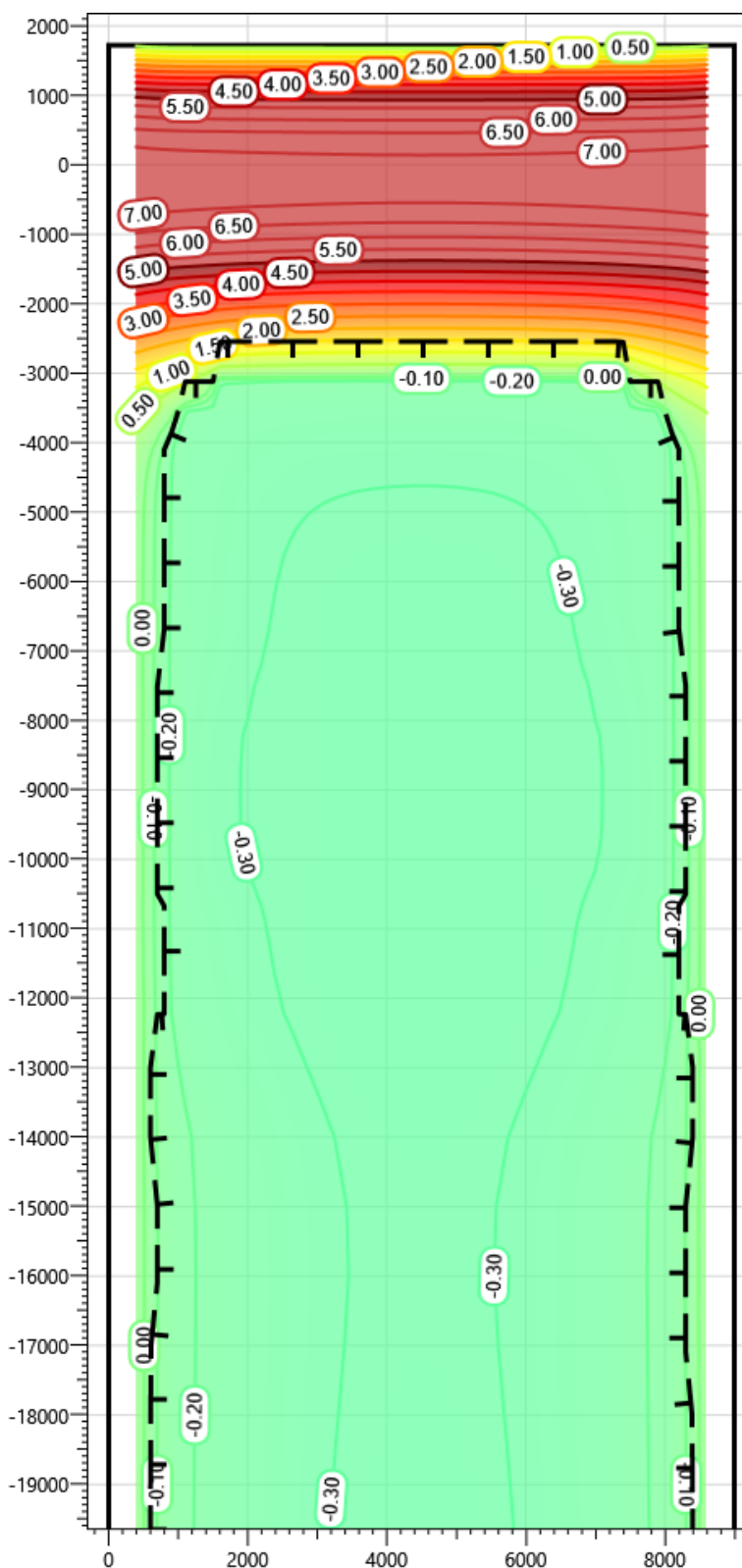


Рисунок Г.22 – Распределение температур на кусте скважин №9 на конец третьего года эксплуатации (15.10.2029г.)

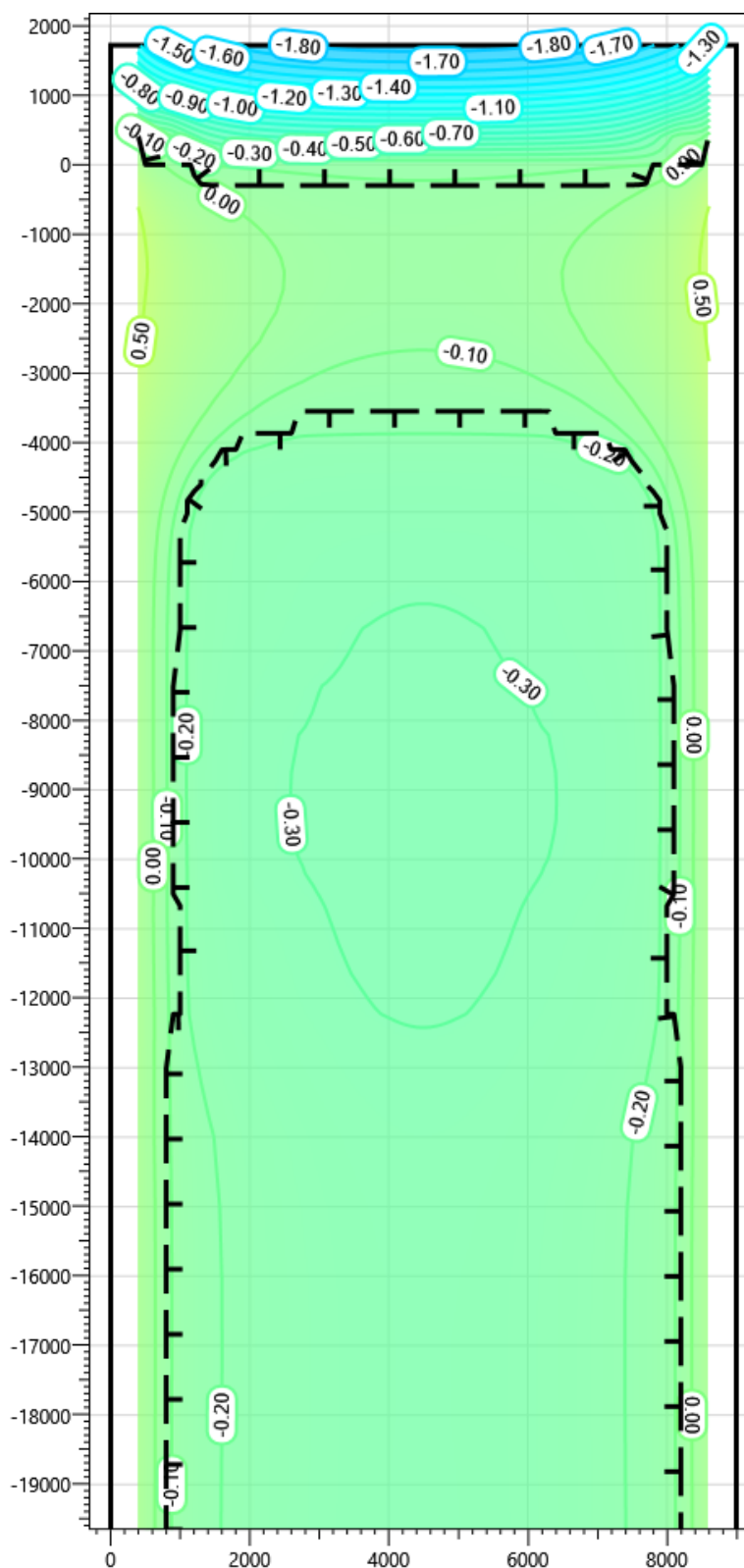


Рисунок Г.23 – Распределение температур на кусте скважин №9 на начало пятого года эксплуатации (15.04.2031г.)

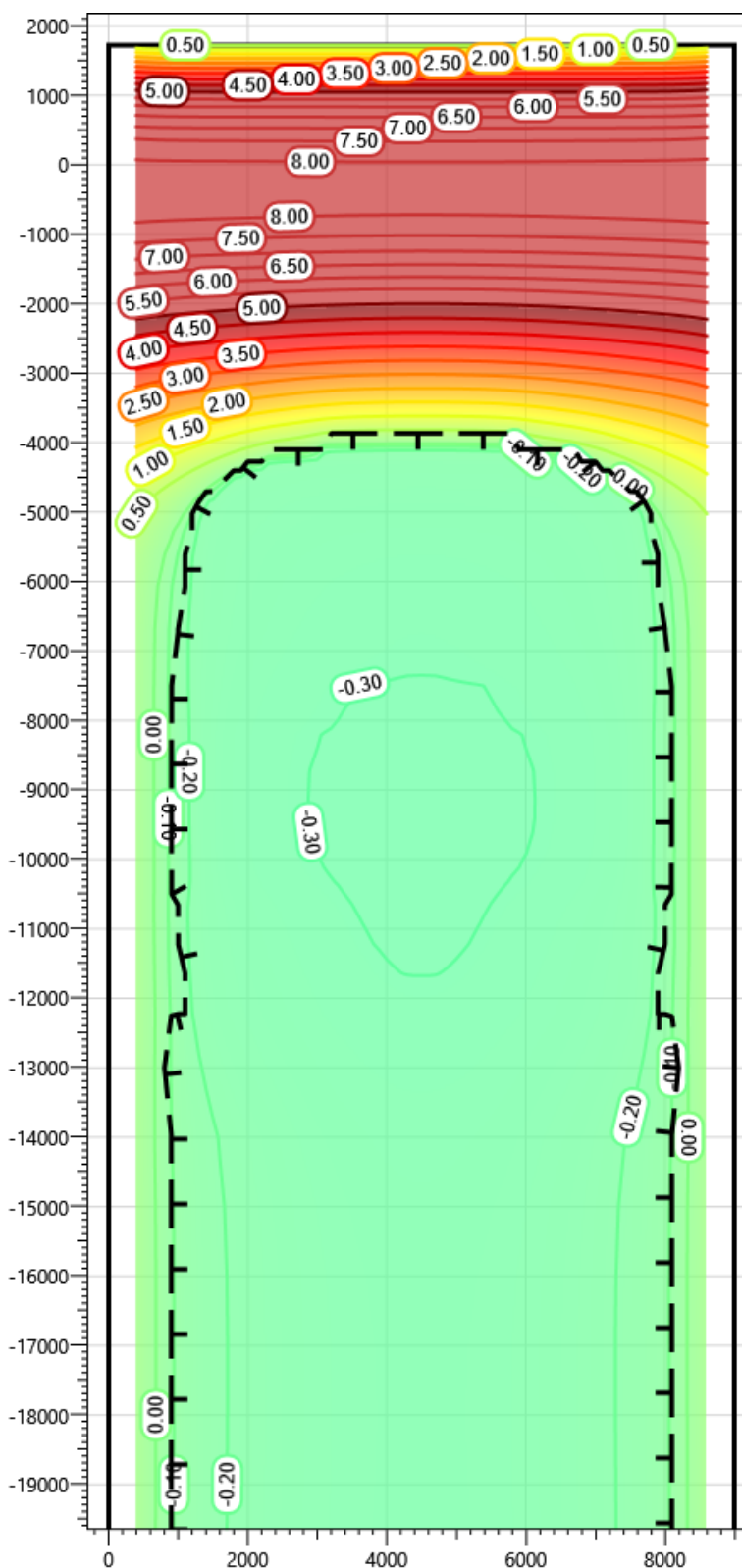


Рисунок Г.24 – Распределение температур на кусте скважин №9 на конец пятого года эксплуатации (15.10.2031г.)

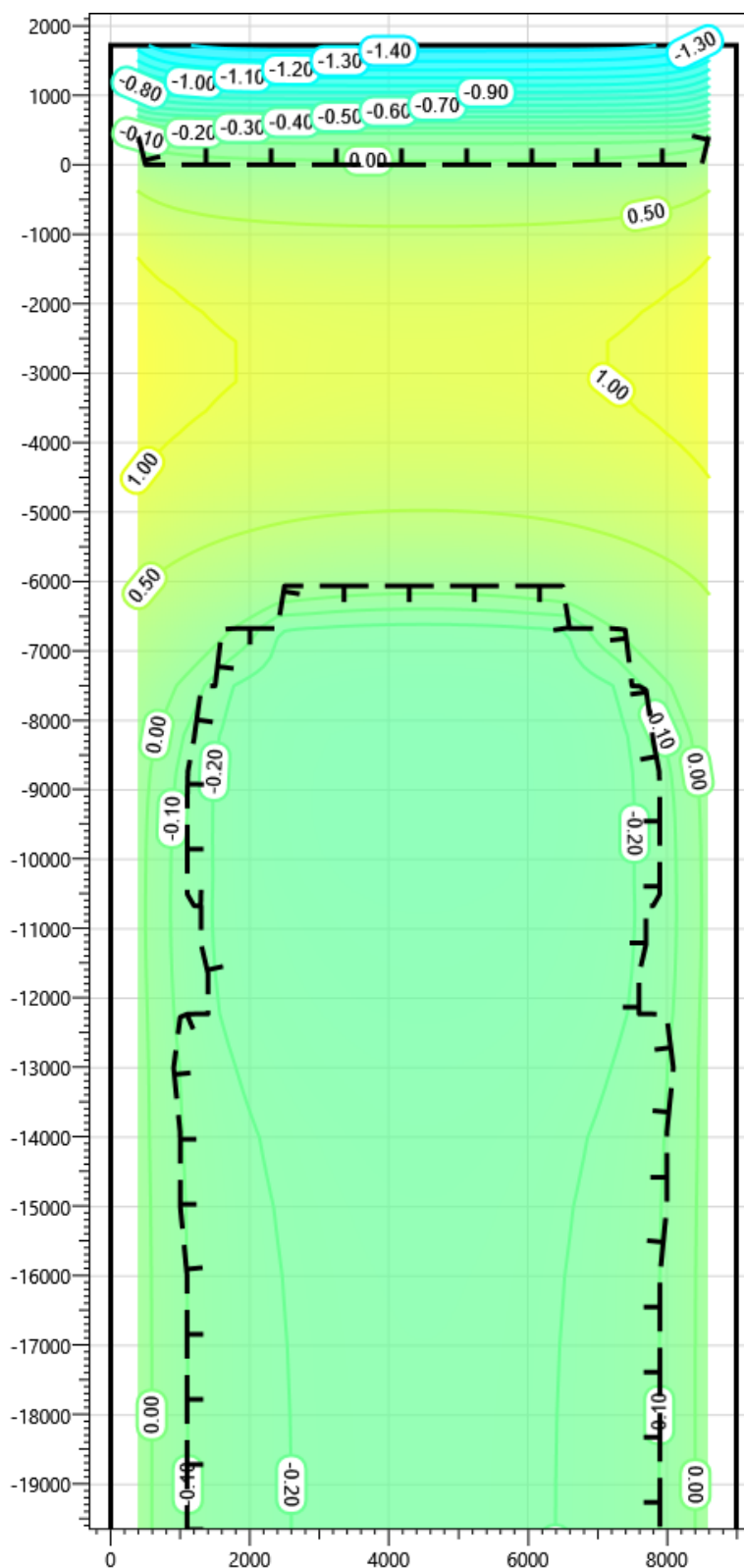


Рисунок Г.25 – Распределение температур на кусте скважин №9 на начало десятого года эксплуатации (15.04.2036г.)

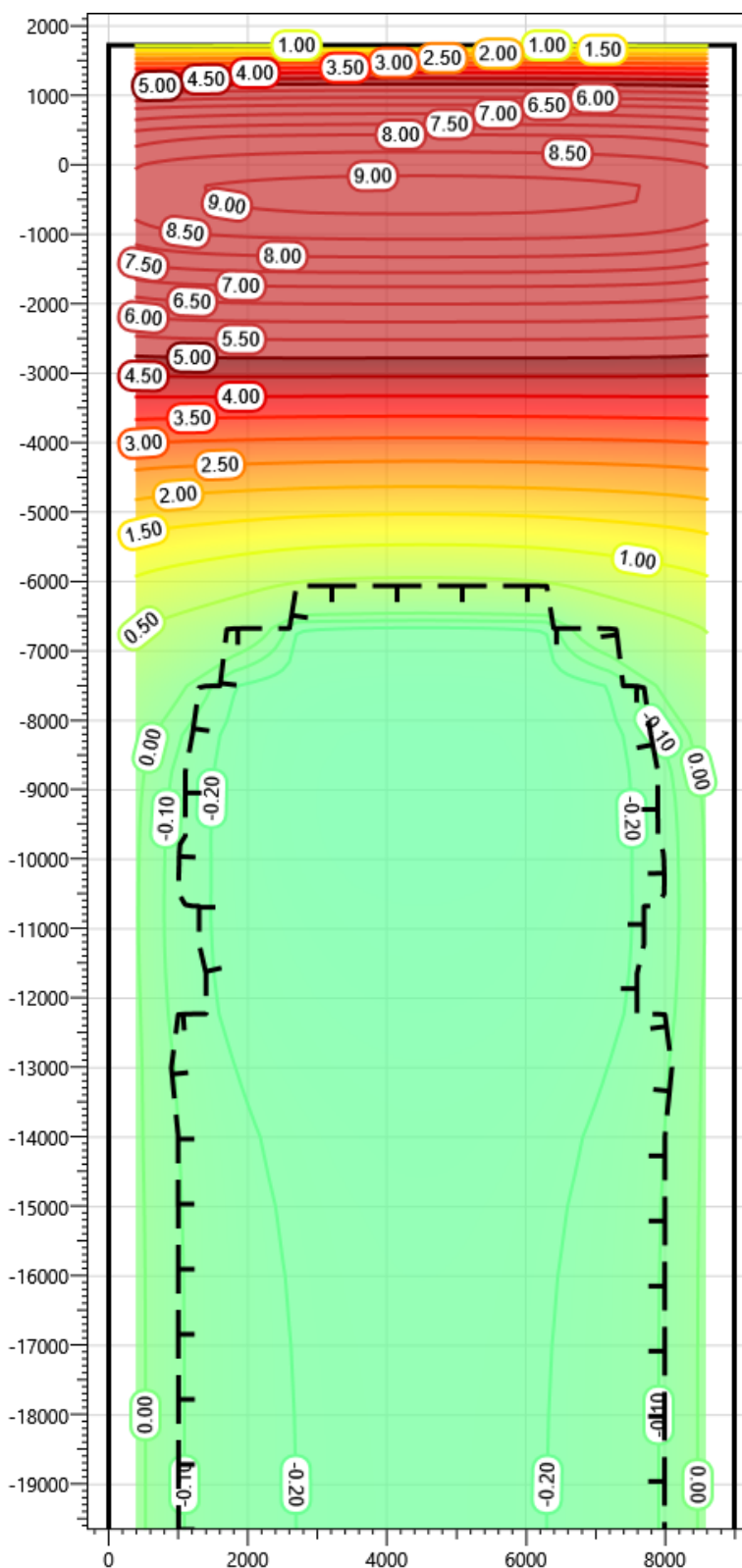


Рисунок Г.26 – Распределение температур на кусте скважин №9 на конец десятого года эксплуатации (15.10.2036г.)

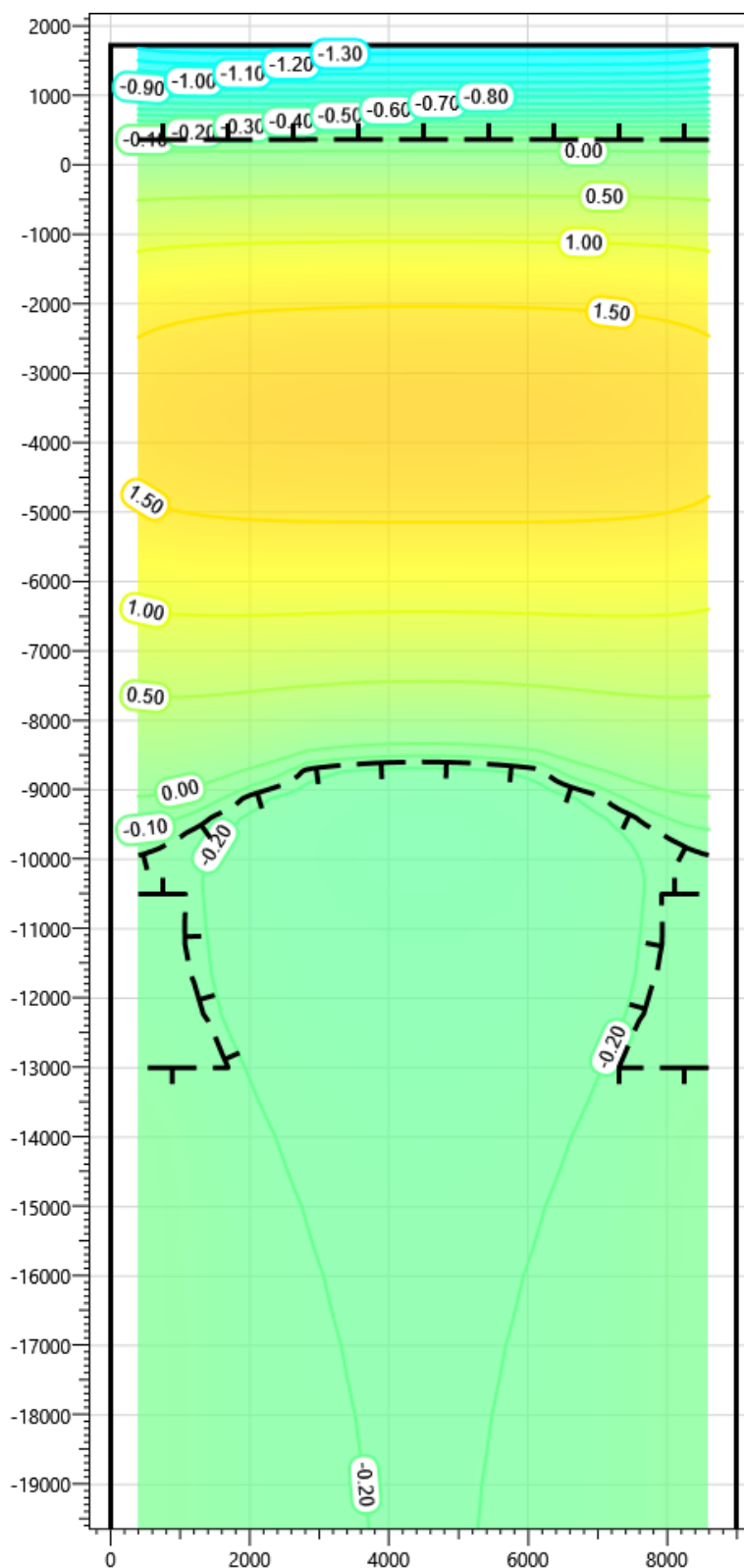


Рисунок Г.27 – Распределение температур на кусте скважин №9 на начало пятнадцатого года эксплуатации (15.04.2041г.)

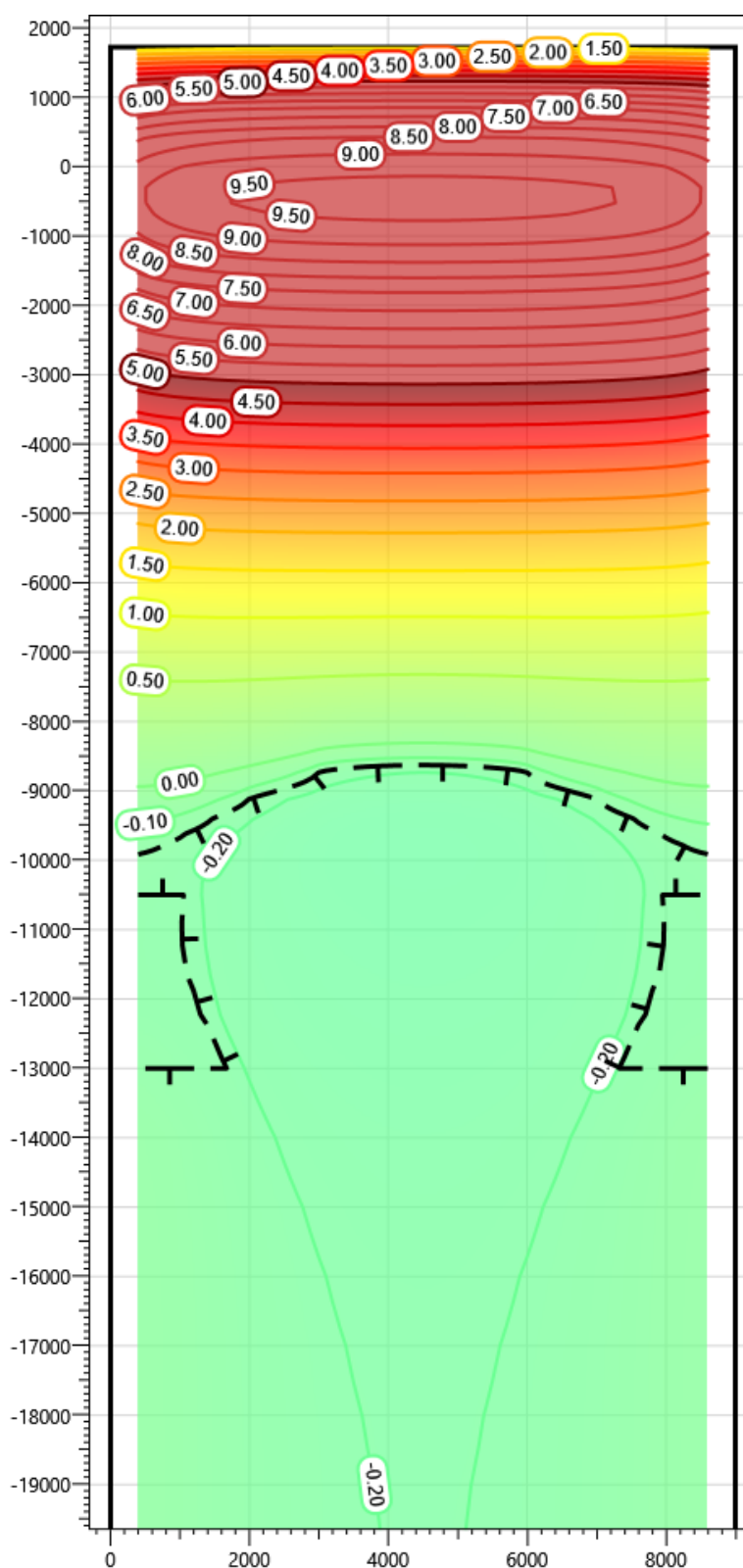


Рисунок Г.28 - Распределение температур на кусте скважин №9 на конец пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2041г.)

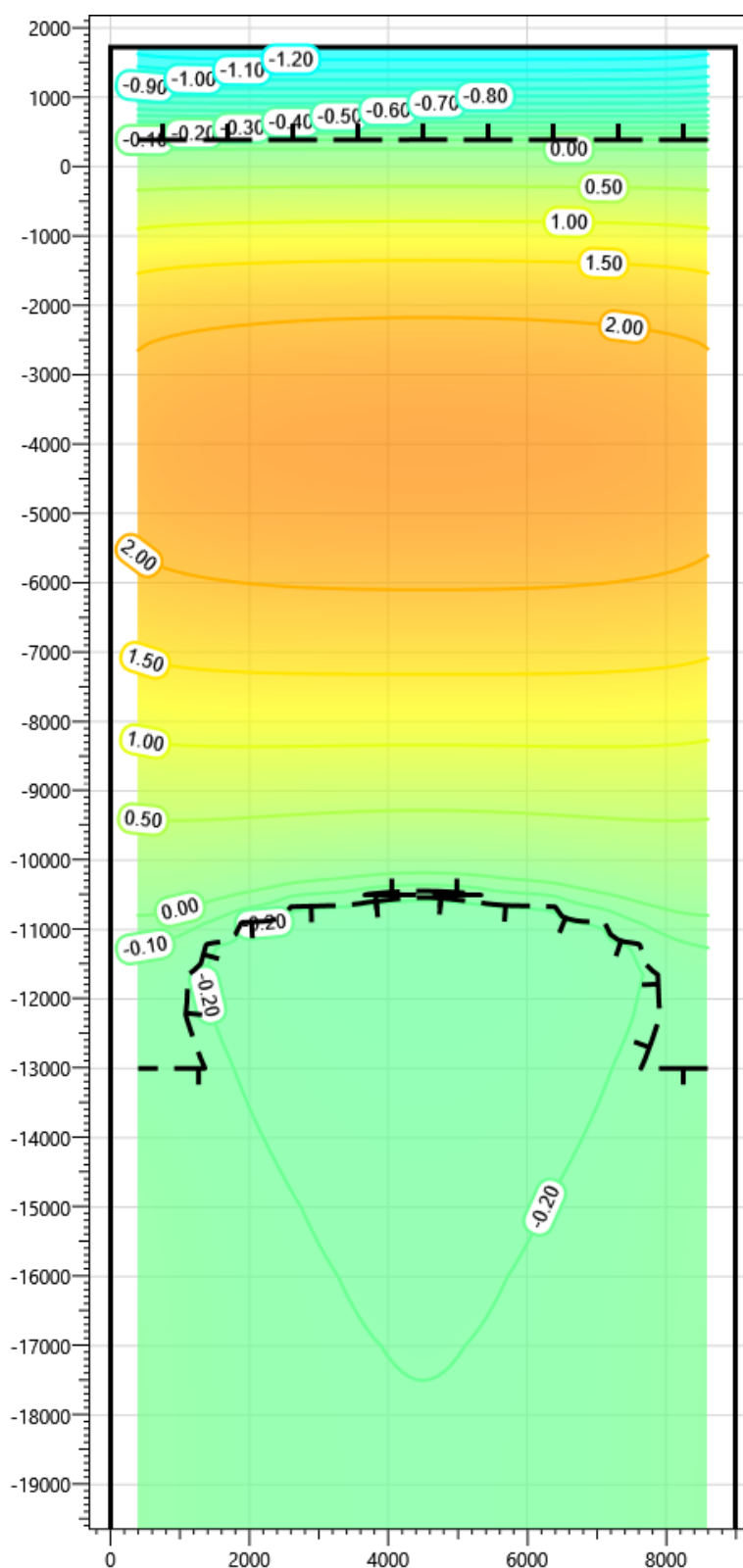


Рисунок Г.29 – Распределение температур на кусте скважин №9 на начало двадцатого года эксплуатации (15.04.2046г.)

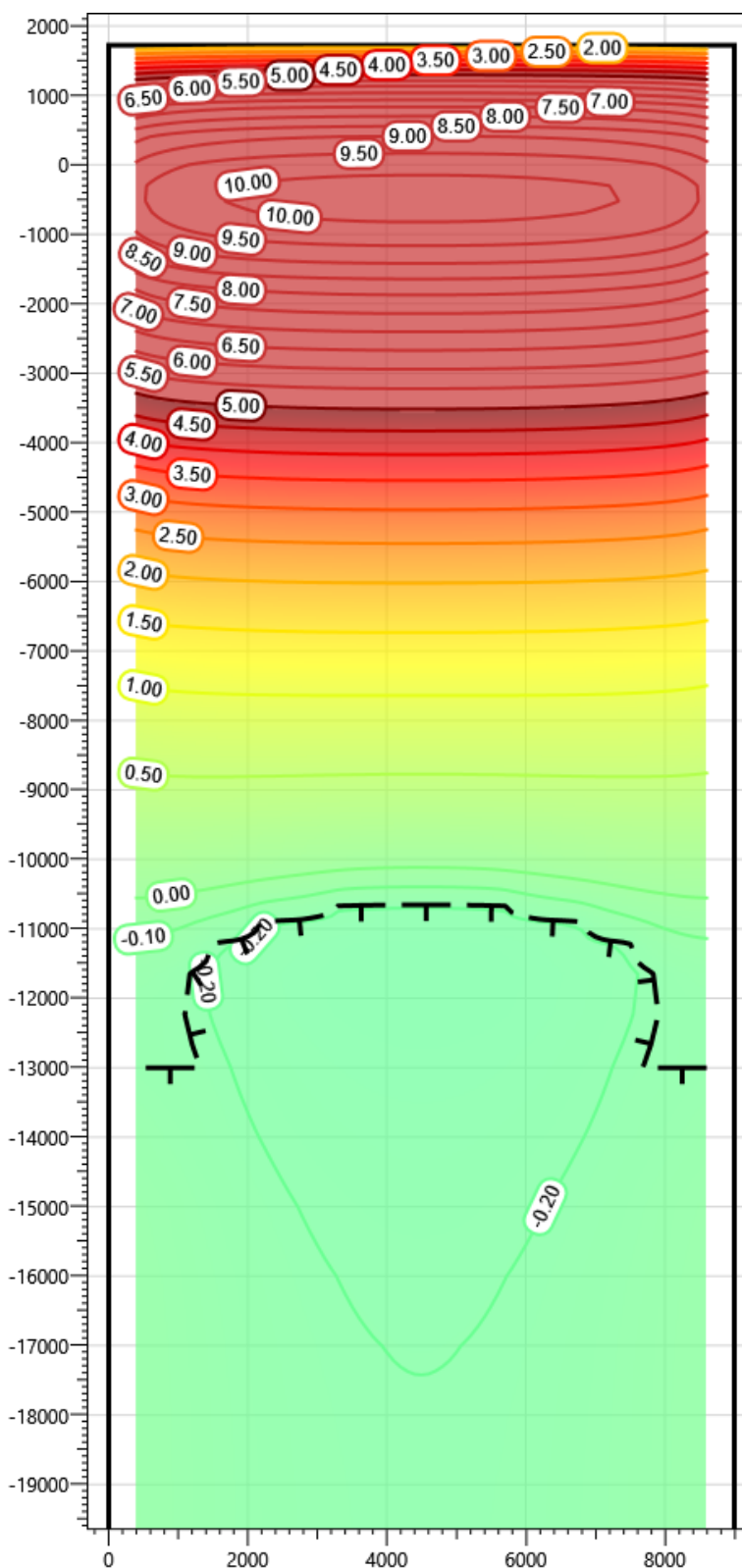


Рисунок Г.30 – Распределение температур на кусте скважин №9 на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2046г.)