



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

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

**Обустройство Чайядинского НГКМ.  
Реконструкция куста № 12, системы очистки,  
утилизации подтоварной воды и стоков.  
Реконструкция КНС на КП-12.**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Часть 6. Технологические решения**

**ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00**

**Том 4.6**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	5026-26		03.06.26



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

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

**Обустройство Чайядинского НГКМ.  
Реконструкция куста № 12, системы очистки,  
утилизации подтоварной воды и стоков.  
Реконструкция КНС на КП-12.**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Часть 6. Технологические решения**

**ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00**

**Том 4.6**

**Главный инженер**


**Н.П. Попов**

**Главный инженер проекта**

**Е.В. Ровенская**

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-С-001	Содержание тома 4.6	Изм.1,2 (Зам.)
ЧНФ1-ВНД-П-СП.06.00-СП-001	Состав проектной документации	
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-001	Часть 6. Технологические решения. Текстовая часть	Изм.1,2 (Зам.)
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-001	Принципиальная схема высоконапорного водовода откачки подтоварной воды	Изм.1
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-002	Площадка УПН. План трассы высоконапорного водовода ВЗ (начало). Разрез 1-1, 2-2, 3-3, 4-4	Изм.1
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-003	Площадка УПН. План трассы высоконапорного водовода ВЗ (окончание). Разрез 5-5, 6-6, 7-7	Изм.1
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-004	Площадка куста КП12. 3 этап строительства. План высоконапорного водовода ВЗ. Разрезы 1-1...10-10	Изм.1
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-005	Площадка КП12. БКНС-1. План. Разрезы 1-1, 2-2	Изм.1
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-006	Площадка куста КП12. Дренажная емкость. План. Разрезы 1-1, 2-2	Изм.1
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-007	Площадка куста КП12. Планы нагнетательных скважин NN 1ОПР, 3ОПР, 2ОПР, 1063, 1, 2. Разрезы 1-1, 2-2, 3-3, 4-4, 5-5, 6-6	Изм.1
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-008	Площадка куста КП12. БКНС-2 и блок фильтров. План. Виды А, Б	Изм.1
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-009	Площадка куста КП12. Существующая БКНС (реконструкция). План. Разрезы 1-1, 2-2	Изм.1
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-010	Площадка куста КП12. 4 этап строительства. План высоконапорного водовода ВЗ. Разрезы 1-1, 2-2	Изм.1

Взам. инв. №									
	Подпись и дата								
							<b>ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-С-001</b>		
2	-	Зам.	5026-26		03.06.26				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.	Федотов			03.06.26	Содержание тома 4.6	Стадия	Лист	Листов
							П		1
	Н.контр.	Ровенская			03.06.26				

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

От отдела Водоснабжения и Канализации

Начальник отдела

А.В. Федотов

От отдела металлоконструкций и прочностных расчетов:

Начальник отдела

М.А. Юдаков

Нормоконтролер

Е.В. Ровенская

## СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ .....	1-1
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1-1
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ .....	1-1
1.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ .....	1-2
1.3.1 <i>Существующее положение</i> .....	1-2
1.3.2 <i>Характеристика принятой технологической схемы в целом</i> .....	1-3
1.3.3 <i>Характеристика отдельных параметров технологического процесса</i> .....	1-6
1.3.3.1 Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды на площадке УПН (этап первый).....	1-6
1.3.3.2 Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды от границы куста скважин №12 до реконструируемой БКНС (этап первый).....	1-8
1.3.3.3 Реконструкция существующей БКНС (этап первый) .....	1-10
1.3.3.4 БКНС-2 (этап первый).....	1-11
1.3.3.5 Блок фильтров (этап первый) .....	1-11
1.3.3.6 Высоконапорный водовод от реконструируемой БКНС до устья поглощающих скважин (этап первый) .....	1-12
1.3.3.7 Обустройство устьев поглощающих скважин (этап первый) .....	1-13
1.3.3.8 БКНС-1 новая (этап второй) .....	1-14
1.3.3.9 Дренажная емкость для сброса утечек от БКНС (этап второй) .....	1-15
1.3.3.10 Трубопроводы дренажа (этап второй) .....	1-15
1.3.4 <i>Требования к организации производства</i> .....	1-16
1.4 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....	1-18
1.5 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ .....	1-19
1.6 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ .....	1-20
1.7 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ.....	1-20
1.8 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ .....	1-21
1.9 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ, ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ .....	1-21
1.10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ .....	1-21
1.11 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО .....	1-22
1.12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА (КРОМЕ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ) И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЕ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ.....	1-22
1.13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА.....	1-23
1.14 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ .....	1-24
1.15 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ .....	1-24
1.16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	1-25
1.17 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1-25
1.18 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ .....	1-25

1.19	ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	1–26
1.20	ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ.....	1–26
1.21	ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СТАТЬЕЙ 8 ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА «О ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ» .....	1–26
2	МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2–1
2.1	НАЗНАЧЕНИЕ .....	2–1
2.2	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2–1
2.2.1	<i>Технологические трубопроводы</i> .....	2–1
2.3	ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА .....	2–1
2.4	МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	2–1
2.4.1	<i>Трубы</i> .....	2–1
2.4.2	<i>Детали трубопроводов и фланцы</i> .....	2–3
2.4.3	<i>Крепежные детали</i> .....	2–3
2.4.4	<i>Запорная и регулирующая арматура</i> .....	2–3
2.5	РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2–4
2.5.1	<i>Исходные данные</i> .....	2–4
2.5.2	<i>Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов</i> .....	2–5
2.5.3	<i>Выборка типоразмеров труб</i> .....	2–6
2.6	СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2–8
2.7	АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2–9
Приложение А	Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов .....	А-1
Приложение Б	Технические условия на подключение водовода откачки подтоварной воды.....	Б-1
Приложение В	Документация на БКНС-2.....	В-1
Приложение Г	Документация на блок фильтров .....	Г-1

# 1 Технологические решения

## 1.1 Введение

В настоящем разделе решается вопрос проектирования сооружений и сетей системы поглощения для утилизации подготовленных пластовых и сточных вод Чаяндинского месторождения.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юго – западе Республики Саха (Якутия) в 170 км западнее г.Ленска, в 600 км северо – восточнее Ковыктинского газового месторождения.

В соответствии с согласованными этапами строительства вновь проектируемые сооружения и сети относятся к следующим этапам строительства:

- 1 этап строительства – все сооружения и сети на площадке УПН;
- 2 этап строительства – линейная часть высоконапорного водовода от УПН до КП-12;
- 3 этап строительства – все сооружения и сети на кустовой площадке КП-12, включая реконструкцию существующей БКНС;
- 4 этап строительства – новая БКНС на кустовой площадке КП-12 на месте реконструируемой существующей БКНС и подключение ее к сетям, а также демонтаж незадействованных объектов.

## 1.2 Исходные данные

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

- задание на проектирование по объекту «Монтаж перемычек на существующие канализационные трубопроводы, для обеспечения перекачки стоков с БОВ-50 и БОВ-80 на КНС на Куст №12 ЧНГКМ. Строительство объекта «Низконапорный водовод откачки подтоварной воды УПН-КНС Куст №12 на ЧНГКМ», утвержденного Генеральным директором Газпромнефть-Заполярье Крупенниковым В.Б., а также изменений №№1-6 к заданию на проектирование (Том 1 Приложение А);
- Изменение №7 к Заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста № 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.» (Том 1, Приложение А);
- Изменение №8 к Заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста № 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.» (Том 1 Приложение А);
- материалы проекта «Обустройство нефтяной оторочки Ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ с выделением этапа опытно-промышленных работ. Этап 1,2» (шифр 4551Э1), выполненный ОАО «ВНИПИ газдобыча» в 2015 г;
- материалы проекта «Реконструкция УПН Чаяндинского НГКМ. Фаза 1» (шифр 8765/2), выполненный «ГипроТюменНефтегаз» в 2019 г;
- материалы проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Куст скважин №12. (Реконструкция) (заказ 8740/1), выполненный «ГипроТюменНефтегаз» в 2018 г;
- материалы проекта «Реконструкция установки подготовки нефти» (шифр 9465), выполненный «ГипроТюменНефтегаз» в 2023 г;
- Технический отчет по результатам обследования технического состояния существующих строительных конструкций ЧНФ1-ВНД-ИИ-ОССК.00.00, выполненный ООО «НефтеСтройПроект» в 2024 г.
- материалы инженерных изысканий к данному проекту.

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

### **1.3 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции**

#### **1.3.1 Существующее положение**

Существующие сооружения УПН Чаяндинского месторождения по подготовке нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды, а также существующие сооружения площадки куста скважин №12, были запроектированы по проектам:

- «Обустройство нефтяной оторочки Ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ с выделением этапа опытно-промышленных работ. Этап 1,2 (шифр 4551.Э1), выполненный ОАО «ВНИПИгаздобыча», получившего положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 746-16/ГГЭ-8257/02 от 07.07.2016 г.
- «Реконструкция УПН Чаяндинского НГКМ. Фаза 1» (шифр 8765/2), выполненный «ГипроТюменНефтегаз» в 2019 г., получившего положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 14-1-1-2-0053432022 от 01.02.2022 г.;
- «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Куст скважин №12. (Реконструкция) (шифр 8740/1), выполненный «ГипроТюменНефтегаз» в 2018 г.;
- «Реконструкция установки подготовки нефти» (шифр 9465), выполненный «ГипроТюменНефтегаз» в 2023 г.

Проектом 4551Э1 были предусмотрены решения для обустройства нефтяной оторочки ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ на этапе опытно-промышленных работ (далее ОПР), в том числе проектирование площадок УПН и куста скважин №12, а именно:

- на кустовой площадке №12 на период ОПР предусматривалось три скважины – 1ОПР, 2ОПР, 3ОПР, скважины 1ОПР и 2ОПР горизонтальные добывающие, скважина 3ОПР горизонтальная нагнетательная. Для закачки минерализованной воды в скважину 3ОПР предусматривалось строительство блок-бокса насосной закачки воды в пласт с двумя герметичными насосами.
- на площадке УПН на период ОПР предусматривалось строительство площадки УПН производительностью по нефти до 380 т/сут. Сброс пластовой воды предусматривался с сооружений блока сепаратора нефтегазового 10С-2, откуда направлялась в блок дегазатора пластовой воды 10Д-1 и в теплообменник «вода-вода» 20Т-1 здания насосной промывочной воды. Далее часть воды смешивалась с пресной водой и возвращалась на установку сепарации на вход 10С-2, а часть воды направлялась на утилизации на очистные сооружения с дальнейшей термической обработкой (сжигание на ГФУ).

Проектом 8740/1 предусматривалась реконструкция куста скважин №12, а именно обустройство трех дополнительных добывающих скважин №№1057, 1058 и 1062.

Проектом 8765/2, с учетом увеличения динамики добычи нефти, была применена блочно-модульная технологическая линия подготовки нефти (далее БМУПН) с производительностью до 1,5 млн.т. нефти в год. Технологическая линия БМУПН интегрирована в объекты существующей УПН.

В составе установки БМУПН Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения предусмотрен сброс и подготовка пластовой воды с последующей закачкой в поглощающие скважины. В состав сооружений входят модуль отстойника пластовой воды (ОВК-1, ОVK-2, V=100 м<sup>3</sup>, поз. по ГП 201.15.1-201.15.2), модуль буфера-дегазатора (БДВ-1, БДВ-2, V=80 м<sup>3</sup>,

поз. по ГП 201.16.1-201.16.2), станция подпорная для воды (НВ-1, поз. по ГП 201.17), а также оперативный узел учета воды УУВ (поз. по ГП 205).

Схема подготовки пластовой воды следующая: пластовая вода из трехфазных сепараторов и электродегидраторов собирается в трубопровод пластовой воды и, после смешения с неочищенными дождевыми сточными водами от проектируемых площадочных объектов, поступает в модуль отстойников пластовой воды (ОВК-1, ОVK-2) или в случае остановки работы ОVK, в резервуары пластовой воды (РЗ, Р4). Туда же направляются неочищенные сточные воды с площадочных объектов. Из отстойников вода поступает в буферы-дегазаторы пластовой воды (БДВ-1, БДВ-2) для окончательной дегазации.

Очищенная и дегазированная пластовая вода подается на насосы модуля насосной станции НВ-1 (также входящей в состав БМУПН) и далее направляется на узел учета воды (УУВ).

Пластовая вода после очистки соответствует требованиям ОСТ 39-225-88:

- содержание механических примесей не более 50 мг/л;
- содержание нефтепродуктов не более 50 мг/л.

Далее, подготовленная пластовая вода направляется в первые годы эксплуатации УПН на утилизацию на очистные сооружения КОС, в дальнейшем на утилизацию в поглощающие скважины на кустах скважин.

Проектом 9465, в рамках реконструкции установки подготовки нефти Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения, предусмотрены технические решения по обеспечению увеличения производительности УПН до 2,4 млн.т. нефти в год. В дополнение к ранее запроектированной схеме подготовки пластовой воды предусмотрено строительство станции насосной подтоварной воды НВ-2 (поз. по ГП 272), замена насосов в станции подпорной для воды НВ-1 (поз. по ГП 201.17) с ЦНС 60-100 на ЦНС 105-98, а также строительство дополнительной измерительной линии в узле учета воды УУВ (поз. по ГП 205).

В настоящее время сооружения построены и эксплуатируются.

### **1.3.2 Характеристика принятой технологической схемы в целом**

В соответствии с п.11 Изм. №8 к заданию на проектирование режим работы разделен на три этапа:

*Этап первый* - работа высоконапорного трубопровода в режиме низконапорного трубопровода с учетом фактического напора существующего насосного оборудования станции перекачки пластовой воды, установленной на площадке УПН и реконструкции существующей БКНС на КП-12 с давлением поглощения на устье не менее 5 МПа.

В данном этапе в существующей БКНС на кустовой площадке КП-12 предусматривается замена насосных агрегатов и технологической обвязки трубопроводов.

Также для проведения пробной закачки в период опытно-промышленной эксплуатации на кустовой площадке КП-12 предусмотрена установка БКНС-2 и блока фильтра БФ.

*Этап второй* - работа высоконапорного трубопровода в режиме низконапорного трубопровода с учетом фактического напора существующего насосного оборудования станции перекачки пластовой воды, установленной на площадке УПН и строительства новой БКНС на КП-12 с давлением поглощения на устье не менее 12 МПа.

В данном этапе на месте существующей БКНС предполагается строительство новой БКНС-1.

В этапах первом и втором весь объем жидкости направляется на куст КП-12 на всас БКНС с дальнейшим распределением по поглощающим скважинам.

*Этап третий* - работа высоконапорного трубопровода в режиме высоконапорной системы поддержания пластового давления с возможностью закачки в пласт продукции с давлением поглощения на устье не менее 12 МПа. Строительство БКНС на территории УПН для обеспечения режима работы водовода в третьем этапе будет предусмотрено отдельным проектом ЧНФ1-ППД и данным проектом не решается.

В третьем этапе необходимость в БКНС на площадке кустовых скважин №12 отпадает.

В соответствии с вышеописанным в данном проекте предусматривается проектирование следующих технологических сооружений и сетей:

Существующая площадка УПН (1 этап строительства)

- участок высоконапорного водовода откачки подтоварной воды от узла учета воды УУВ (поз. по ГП 205) до границы площадки УПН (далее технологический внутренний водовод) с установкой перспективной задвижки для подключения к трубопроводу КНС бытовых стоков (поз.по ГП 155), а также перспективной задвижки для подключения трубопровода проекта ЧНФ1-ОКП.КПС;
- участок высоконапорного водовода откачки подтоварной воды от границы площадки УПН до границы с линейной частью промышленного водовода (далее технологический внешний водовод) с арматурным узлом для подключения перспективной БКНС (проект ЧНФ1-ППД).

В настоящем разделе описаны решения по технологической части водовода откачки подтоварной воды, описание решений по линейной части приведены в Томе 3.1 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения» Часть 1 «Промысловые трубопроводы».

Существующая площадка куста скважин №12 (3 этап строительства)

- участок высоконапорного водовода откачки подтоварной воды от границы куста №12 до реконструируемой БКНС;
- реконструкция существующей БКНС (поз.35 по ГП) в состав которой входит:
  - а) демонтаж существующих насосных агрегатов и трубопроводов технологических линий обвязки;
  - б) подготовка и усиление фундаментного основания и полов блок-бокса БКНС;
  - в) входной коллектор с разделением на два насосных агрегата и организацией оснащения фильтрующего элемента и запорной арматуры каждого потока;
  - г) горизонтальное насосное оборудование (ГНУ) производительностью 60 м<sup>3</sup>/ч напором 600 м.в.ст, 2шт (1 раб, 1 рез) в комплекте с запорной арматурой для исключения из работы;
  - д)учет подтоварной воды по выходу с насосного блока на общем коллекторе с выводом показаний на телеметрию;
  - е)электрооборудование (СУ, ЧРП и т.д.);
  - ж)шкаф автоматики с ЛСУ с обеспечением управления оборудованием по месту и вывод сигналов на АРМ оператора.
- БКНС-2 (для проведения пробной закачки в период опытно-промышленной эксплуатации);
- блок фильтров БФ;
- высоконапорный водовод (стволовой) от реконструируемой БКНС до распределения по поглощающим скважинам;
- трубопроводы от стволового водовода до запорной арматуры поглощающих скважин;
- перевод существующих скважин №№ 1063, 1ОПР, 2ОПР и 3 ОПР в поглощающие;
- обустройство вновь проектируемых поглощающих скважин №№1,2.

Существующая площадка куста скважин №12 (4 этап строительства)

- новая БКНС-1 в состав которой входит:
  - а)блок фильтров (3 шт) с возможностью отсечения и стравливания среды для безостановочного перехода и чистки фильтра;
  - б) горизонтальное насосное оборудование (ГНУ) производительностью 1600 м<sup>3</sup>/ч напором 1100 м.в.ст, 3шт (2 раб, 1 рез) в комплекте с запорной арматурой для исключения из работы;
  - в) учет подтоварной воды по выходу с насосного блока на общем коллекторе с выводом показаний на телеметрию;

- г) электрооборудование (СУ, ЧРП и т.д.);
- д) шкаф автоматики с ЛСУ с обеспечением управления оборудованием по месту и вывод сигналов на АРМ оператора.
- дренажная емкость для сброса утечек от БКНС;
- трубопроводы дренажа от БКНС-1 до дренажной емкости;
- трубопроводы подключения БКНС-1 к трубопроводам третьего этапа;
- демонтаж существующей БКНС.

По третьему режиму работы в данном проекте новых сооружений и сетей не предполагается. Работа системы поддержания пластового давления на кустовой площадке КП-12 будет предусмотрена посредством переключения задвижек на высоконапорном водоводе с направлением потока непосредственно к нагнетательным скважинам минуя БКНС.

Объем перекачиваемой жидкости в первом и втором этапах работы водовода принят из расчета поступления жидкости на КП-12 до 3000 м<sup>3</sup>/сут (п.11.2 изменения №8 к заданию на проектирование).

Объем перекачиваемой жидкости в третьем этапе работы водовода, с учетом перспективных направлений, согласно п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование, составляет 6000 м<sup>3</sup>/сут, при этом следует учесть, что данный расход предусматривается до точки подключения перспективных направлений, далее на куст КП-12 объем перекачиваемой жидкости составляет 1012 м<sup>3</sup>/сут (согласно письму ООО «Газпром-Заполярье» от 26.03.2026 г., Приложение Б к Тому 3.1).

Фактическое давление в начальной точке высоконапорного водовода в первом и втором этапах зависит от существующего насосного оборудования станции перекачки пластовой воды, установленной на площадке УПН (насосы ЦНС 105-98, согласно данным проекта «Реконструкция УПН Чайдинского НГКМ. Фаза 1», шифр 8765/2) и с учетом потерь и геометрических отметок в точке подключения составляет 0,92 МПа.

Необходимое давление на устье поглощающих скважин в первом этапе работы водовода составляет не менее 5 МПа (п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование).

Необходимое давление на устье поглощающих скважин во втором и третьем этапах работы водовода составляет не менее 12 МПа (п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование).

В данном проекте предусмотрена следующая схема утилизации подтоварной воды и стоков (по первому этапу работы водовода в режиме низконапорного):

Очищенные на существующих сооружениях установки БМУПН подтоварные воды и стоки существующими насосами насосной станции НВ-1 (поз.по ГП 201.17) или НВ-2 (поз.по ГП 272) проходят через существующий узел учета воды УУВ (поз. по ГП 205), на выходе из которого предусмотрено подключение к вновь проектируемому водоводу откачки подтоварной воды. Вновь проектируемый водовод прокладывается по существующим надземным эстакадам от УУВ до БКНС на кусте №12. В соответствии с результатом обследования существующей эстакады, которое приведено в Техническом отчете ЧНФ1-ВНД-ИИ-ОССК.00.00, строительные конструкции удовлетворяют требованиям по первой и второй группам предельных состояний, с учетом вновь проектируемого трубопровода. Далее очищенные подтоварные воды и стоки направляются на существующий куст скважин №12.

На существующем кусте скважин КП-12 очищенные подтоварные воды и стоки направляются в реконструируемую существующую БКНС, в которой предусмотрена установка фильтров и горизонтального насосного оборудования. Также предусматривается проектирование БКНС-2 с отдельно стоящим блоком фильтров перед ним для проведения пробной закачки в период опытно-промышленной эксплуатации, согласно п.11.9 Изм.№8 к заданию на проектирование. На реконструируемой БКНС и БКНС-2 предусмотрены замеры воды. Далее очищенные подтоварные воды и стоки по высоконапорному водоводу (стволовому) направляются на распределение в поглощающие скважины. Согласно п.11.8 Изм.№8 к заданию на проектирование, предусматривается перевод существующих добывающих скважин №1063, 1ОПР, 2ОПР и 3 ОПР в поглощение, в дополнение

предусматривается две новые поглощающие скважины. Скважина 1ОПР является резервной в соответствии с Техническими условиями (Приложение Б).

В данном проекте предусмотрена следующая схема утилизации подтоварной воды и стоков (по второму этапу работы водовода в режиме низконапорного):

На существующем кусте скважин КП-12 взамен существующей БКНС предусматривается строительство новой БКНС-1. Очищенные подтоварные воды и стоки направляются во вновь проектируемую БКНС-1 и далее по высоконапорному водоводу (стволовому) направляются на распределение в поглощающие скважины в соответствии с решениями первого этапа работы водовода.

Дренаж утечек от БКНС-1 предусматривается по дренажным трубопроводам в дренажную емкость  $V=8 \text{ м}^3$ .

В данном проекте предусматривается расчет высоконапорного водовода откачки подтоварной воды для возможности работы в высоконапорном режиме в будущем (третий этап работы). Решения по реализации третьего этапа будут выполнены отдельным проектом (ЧНФ1-ППД) и данным проектом не рассматриваются.

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

Принципиальная схема высоконапорного водовода откачки подтоварной воды по первому и второму этапам приведена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-001.

### **1.3.3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса**

Характеристика отдельных параметров технологического процесса представлена по этапам работы водовода.

#### **1.3.3.1 Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды на площадке УПН (этап первый)**

Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды на площадке УПН условно разбит на два участка:

- участок высоконапорного водовода откачки подтоварной воды от узла учета воды УУВ (поз. по ГП 205) до границы площадки УПН (далее технологический внутренний водовод) с установкой перспективной задвижки для подключения к трубопроводу КНС бытовых стоков (поз.по ГП 155), а также перспективной задвижки для подключения трубопровода проекта ЧНФ1-ОКП.КПС;
- участок высоконапорного водовода откачки подтоварной воды от границы площадки УПН до границы с линейной частью промышленного водовода (далее технологический внешний водовод) с арматурным узлом для подключения перспективной БКНС (проект ЧНФ1-ППД).

Проектирование технологической части водовода предусматривается в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные». Категория водовода - ВІ.

Вновь проектируемый водовод прокладывается по существующим надземным эстакадам на высоте от 0,50 м до 9,0 м от земли до низа трубы.

Технологический внешний водовод предусмотрен диаметром 219x10 из трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпромнефть» ТТТ 01.02.04-01 с внутренним защитным и наружным антикоррозионным покрытием. Трубы поставляются в заводской теплогидроизоляции толщиной 100 мм в оцинкованной оболочке с электрообогревом кабелем постоянной мощности. Нанесение наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия предусматривается на Заводе-Изготовителе. Изоляция сварных стыков трубопроводов предусмотрена заводскими комплектами теплогидроизоляции сварного соединения трубопровода (КТС). КТС состоит из термоусаживающейся манжеты и комплекта ППУ теплоизоляции и стального кожуха с защитой термоусаживающейся манжетой или лентой.

Соединительные детали технологического внешнего водовода приняты из бесшовной горячедеформированной трубы из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48 по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ 01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием, с применением втулок защиты сварного шва. В проекте предусмотрены приварные катушки из стали 09Г2С класса прочности не ниже К48 под установку втулок защиты сварного шва. Все соединительные детали трубопровода, рассчитаны на давление  $P_{расч}=16,0$  МПа, детали трубопровода (кроме тройников) поставляются в заводской теплоизоляции из ППУ в защитной оболочке ОЦ с электрообогревом. Для тройников теплоизоляция из ППУ в защитной оболочке ОЦ предусматривается по месту после монтажа кабеля электрообогрева.

В местах врезок спускников и воздушников на трубопроводе применяются узлы заводского изготовления с внутренним и наружным покрытием с применением втулок защиты сварного шва.

В месте размещения арматурного узла для подключения перспективной БКНС (проект ЧНФ1-ППД) предусмотрена смена давления трубопровода:

- участок от узла учета воды УУВ (поз. по ГП 205) до арматурного узла давлением 1,6 МПа;
- участок от арматурного узла до границы с линейной частью промышленного водовода давлением 16,0 МПа.

Технологический внутренний водовод предусмотрен на давление 1,6 МПа диаметром 219х6 из трубы бесшовной горячедеформированной из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним защитным покрытием.

В качестве альтернативного варианта водовод может быть выполнен из труб бесшовных горячедеформированных из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием диаметром 219×6 мм.

Электрообогрев технологического внутреннего водовода выполняется при помощи саморегулируемого греющего кабеля.

В качестве теплоизоляции технологического внутреннего водовода приняты маты из базальтового тонкого волокна (группа горючести НГ) с покровным слоем из оцинкованной стали.

Соединительные детали технологического внутреннего водовода приняты из бесшовной горячедеформированной трубы из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48 по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ 01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним покрытием, с применением втулок защиты сварного шва. В проекте предусмотрены приварные катушки из стали 09Г2С класса прочности не ниже К48 под установку втулок защиты сварного шва. Все соединительные детали трубопровода, рассчитаны на давление  $P_{расч}=1,60$  МПа.

Материальное исполнение фланцевой арматуры на участке водовода с давлением 16,0 МПа принято из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т с давлением 16,0 МПа в комплекте с ответными фланцами с катушкой под внутреннее покрытие, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Во фланцевых соединениях применяются прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020 из стали 08Х18Н10 или аналогичной.

Материальное исполнение фланцевой арматуры на участке водовода с давлением 1,6 МПа принято из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т с давлением 1,6 МПа в комплекте с ответными фланцами с катушкой под внутреннее покрытие, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Во фланцевых соединениях применяются прокладки по ГОСТ 15180-86.

В качестве опор для надземных участков трубопроводов выбраны опоры корпусные хомутовые типа КХ по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ-01.07.03-01.

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

- на образцах КСU не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°С;
- на образцах КСV не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60 °С для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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.

Покрытия должны выдерживать кратковременное повышение температуры до плюс 80°С.

Гидравлический расчет водовода на весь участок проектируемого водовода выполнен в Томе 3.1 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения» Часть 1 «Промысловые трубопроводы».

В соответствии с расчетными данными, можно сделать вывод, что для закачки в самые удаленные кусты от УПН с необходимым давлением на устье поглощающих скважин 12,0 МПа, будет достаточно давление на выходе с площадки УПН 13,86 МПа.

По решению Заказчика за расчетное давление в высоконапорном участке водовода откачки подтоварной воды принимается  $P_{расч}=16,0$  МПа.

Испытание водовода на прочность и плотность выполняется гидравлическим способом в соответствии с требованиями п.13.2 ГОСТ 32569-2013.

Давление испытания водовода от арматурного узла до границы с линейной частью промыслового водовода принято равным -  $1,43P_{расч}=1,43*16,0=22,88$  МПа.

Давление испытания водовода от узла учета воды УУВ (поз. по ГП 205) до арматурного узла принято равным -  $1,43P_{расч}=1,43*1,6=2,29$  МПа.

При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0 °С необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания.

Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Контроль сварных соединений производится в объеме 100% физическими методами.

Гидравлическая схема высоконапорного водовода приведена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-002 Тома 3.1 «Промысловые трубопроводы».

Планы водовода приведены на чертежах ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-002, ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-003 настоящего раздела.

Выбор материального исполнения и сортамента трубопроводов с расчетом на прочность, а также меры по защите от атмосферной коррозии оборудования, трубопроводов и металлоконструкций приведены разделе 2 данной записки «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

### **1.3.3.2 Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды от границы куста скважин №12 до реконструируемой БКНС (этап первый)**

Проектирование технологической части водовода от границы куста скважин №12 до реконструируемой БКНС предусматривается в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные». Категория водовода - VI.

На территории существующего куста №12 высоконапорный водовод откачки подтоварной воды условно разделен на два участка:

- участок высоконапорного водовода откачки подтоварной воды от границы куста №12 до перспективной переемычки на поглощающие скважины. В первом и втором этапах задвижка на переемычке нормально закрыта, поток направляется на БКНС, в третьем этапе задвижка на переемычке нормально открыта, а задвижка по направлению к БКНС нормально закрыта, поток направляется непосредственно в поглощающие скважины;
- участок низконапорного водовода откачки подтоварной воды от задвижки по направлению к реконструируемой БКНС до патрубков соответственно на реконструируемую БКНС и на БКНС-2. В первом этапе данный участок направляет весь поток на реконструируемую БКНС, во втором этапе на новую БКНС, в третьем этапе данный участок не рабочий.

Вновь проектируемый водовод прокладывается по существующим надземным эстакадам на высоте от 0,50 м до 5,0 м от земли до низа трубы.

Водовод от границы куста скважин №12 до БКНС предусмотрен диаметром 219х10 из трубы бесшовной горячедеформированной из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним защитным покрытием.

В качестве альтернативного варианта водовод может быть выполнен из труб бесшовных горячедеформированных из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием диаметром 219×10 мм.

Электрообогрев водовода выполняется при помощи саморегулируемого греющего кабеля.

В качестве теплоизоляции водовода приняты маты из базальтового тонкого волокна (группа горючести НГ) с покровным слоем из оцинкованной стали.

Соединительные детали водовода приняты из бесшовной горячедеформированной трубы из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48 по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ 01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним покрытием, с применением втулок защиты сварного шва. В проекте предусмотрены приварные катушки из стали 09Г2С класса прочности не ниже К48 под установку втулок защиты сварного шва. Соединительные детали трубопровода участка высоконапорного водовода откачки подтоварной воды от границы куста №12 до перспективной переемычки на поглощающие скважины рассчитаны на давление  $P_{расч}=16,0$  МПа, участка низконапорного водовода откачки подтоварной воды от задвижки по направлению к БКНС рассчитаны на давление  $P_{расч}=1,6$  МПа.

Материальное исполнение фланцевой арматуры принято из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т с давлением 16,0 МПа (участок высоконапорного водовода) и давлением 1,6 МПа (участок низконапорного водовода) в комплекте с ответными фланцами с катушкой под внутреннее покрытие, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Во фланцевых соединениях применяются прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020 из стали 08Х18Н10 или аналогичной.

В качестве опор для надземных участков трубопроводов выбраны опоры корпусные хомутовые типа КХ по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ-01.07.03-01.

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

- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°С;
- на образцах КСВ не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60 °С для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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.

Покрытия должны выдерживать кратковременное повышение температуры до плюс 80°C.

Гидравлический расчет водовода на весь участок проектируемого водовода выполнен в Томе 3.1 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения» Часть 1 «Промысловые трубопроводы».

В соответствии с расчетными данными, можно сделать вывод, что для закачки в самые удаленные кусты от УПН с необходимым давлением на устье поглощающих скважин 12,0 МПа, будет достаточно давление на выходе с площадки УПН 13,86 МПа.

По решению Заказчика за расчетное давление на участке высоконапорного водовода откачки подтоварной воды от границы куста №12 до перспективной переемычки на поглощающие скважины принимается  $P_{расч}=16,0$  МПа.

Испытание высоконапорного водовода на прочность и плотность выполняется гидравлическим способом в соответствии с требованиями п.13.2 ГОСТ 32569-2013. Давление испытания принято равным -  $1,43P_{расч}=1,43*16,0=22,88$  МПа.

За расчетное давление на участке низконапорного водовода откачки подтоварной воды от задвижки по направлению к БКНС принято максимальное давление, развиваемое существующими насосами, установленными в насосных НВ-1 и НВ-2 на площадке УПН, при закрытой задвижке со стороны нагнетания, и составляет 1,6 МПа.

Испытание низконапорного водовода на прочность и плотность выполняется гидравлическим способом в соответствии с требованиями п.13.2 ГОСТ 32569-2013. Давление испытания принято равным -  $1,43P_{расч}=1,43*1,6=2,29$  МПа.

При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0 °С необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания.

Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъёмных соединений.

Контроль сварных соединений производится в объеме 100% физическими методами.

План водовода от границы куста скважин №12 до БКНС приведен на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-004.

Выбор материального исполнения и сортамента трубопроводов с расчетом на прочность, а также меры по защите от атмосферной коррозии оборудования, трубопроводов и металлоконструкций приведены разделе 2 данной записки «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

### **1.3.3.3 Реконструкция существующей БКНС (этап первый)**

В соответствии с п.11.2 Изм.№8 к заданию на проектирование, предусмотрена реконструкция существующей БКНС (поз. 35 по ГП) на кустовой площадке КП-12. Реконструкция выполняется согласно представленной Заказчиком РКД 4551РД7.00.Р и включает в себя:

- демонтаж существующих насосных агрегатов типа НЦСГ-Е-5-2000-К-УХЛ2 -2 шт;
- демонтаж трубопроводов технологических линий обвязки, включая установленные на них задвижки, обратные клапана, клапана регулирующие, сетчатые фильтры, вентили, манометры и т.д.;
- подготовка и усиление фундаментного основания и полов блок-бокса (подробнее в Томе 4.4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения»);

- установка нового горизонтального насосного оборудования (типа ГНУ) производительностью 60 м<sup>3</sup>/ч напором 600 м.в.ст (1 раб, 1 рез.);
- обвязка насосных агрегатов всасывающими и напорными трубопроводами, в том числе сетчатыми фильтрами на каждом всасывающем коллекторе, запорной арматурой, клапана обратного на каждом напорном коллекторе, а также необходимыми приборами КИПиА;
- установка датчика расхода воды на общем коллекторе с выводом показаний на телеметрию;
- электрооборудование (подробнее в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения»);
- шкаф автоматизации (подробнее в Томе 3.2 «Автоматизационная система управления технологическими процессами»).

Компоновка реконструируемой существующей БКНС представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-009.

#### **1.3.3.4 БКНС-2 (этап первый)**

БКНС-2 предназначена для создания необходимого давления на забое поглощающих скважин для проведения пробной закачки в период опытно-промышленной эксплуатации (согласно п.11.9 Изм.№8 к заданию на проектирование).

БКНС-2 принята по документации Заказчика (Приложение В), с насосными установками типа ГНУ (1 раб., 1 рез.) с общей производительностью  $Q=13,3$  м<sup>3</sup>/ч, при напоре  $H=1530$  м, мощностью  $N=160$  кВт и подпорными насосами с расходом  $Q=13,3$  м<sup>3</sup>/ч, при напоре  $H=40$  м в. ст. (1 раб. 1 рез.).

БКНС-2 представляет собой блочно-модульное здание полной заводской готовности габаритными размерами 12000х5000х3000 с системами отопления, освещения, вентиляции и грузоподъемными механизмами.

Режим работы БКНС-2 круглосуточный, расчетное время работы 8760 часов в год.

Оборудование БКНС-2 - в коррозионностойком и ремонтно-пригодном исполнении.

Здание БКНС-2 устанавливается на плоское бетонное основание и закрепляется анкерными болтами.

БКНС также оборудуются системами контроля и управления работой технологического оборудования, отопления, вентиляции, пожарной сигнализации.

Система контроля и управления в БКНС предусматривает:

- работу станций без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- ручное/местное и дистанционное управление насосами, вентиляторами, электрообогревателями, задвижками;
- автоматическое срабатывание всех электрических защит и аварийной сигнализации.

Компоновка БКНС -2 представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-008.

#### **1.3.3.5 Блок фильтров (этап первый)**

Блок фильтров (БФ) предназначен для дополнительной очистки воды перед БКНС-2 от мехпрмесей.

Блок фильтров принят по документации Заказчика (Приложение Г), в который входят: сами фильтры, локальная система управления (шкаф ЛСУ), система электроснабжения, комплект запасных изделий и принадлежностей.

Пропускная способность БФ – 21 м<sup>3</sup>/ч, при номинальном давлении – 4 МПа, климатическое исполнение – ХЛ1, категория по взрывопожарной и пожарной опасности – Д, толщина фильтрации 100 мкм.

Компоновка Блока фильтра с обвязочными сетями с БКНС-2 представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-008.

### **1.3.3.6 Высоконапорный водовод от реконструируемой БКНС до устья поглощающих скважин (этап первый)**

Проектирование высоконапорного водовода от БКНС до устья поглощающих скважин на кустовой площадке №12 предусматривается в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные». Категория водовода - VI.

Высоконапорный водовод условно разделен на два участка:

- высоконапорный водовод (стволовой) от реконструируемой БКНС до распределения по поглощающим скважинам;
- трубопроводы от стволового водовода до запорной арматуры поглощающих скважин.

Вновь проектируемый водовод прокладывается по существующим надземным эстакадам на высоте от 0,50 м до 5,0 м от земли до низа трубы.

Высоконапорный водовод (стволовой) предусмотрен диаметром 219x10 из трубы бесшовной горячедеформированной из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним защитным покрытием.

В качестве альтернативного варианта водовод может быть выполнен из труб бесшовных горячедеформированных из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием диаметром 219×10 мм.

Высоконапорный водовод от стволового до устья поглощающих скважин предусмотрен диаметром 89x6 из трубы бесшовной горячедеформированной из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним защитным покрытием.

Электрообогрев водоводов выполняется при помощи саморегулируемого греющего кабеля.

В качестве теплоизоляции водоводов приняты маты из базальтового тонкого волокна (группа горючести НГ) с покровным слоем из оцинкованной стали.

Соединительные детали водовода приняты из бесшовной горячедеформированной трубы из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48 по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ 01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним покрытием, с применением втулок защиты сварного шва. В проекте предусмотрены приварные катушки из стали 09Г2С класса прочности не ниже К48 под установку втулок защиты сварного шва. Соединительные детали трубопровода рассчитаны на давление  $P_{расч}=16,0$  МПа.

Материальное исполнение фланцевой арматуры принято из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т с давлением 16,0 МПа в комплекте с ответными фланцами с катушкой под внутреннее покрытие, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Во фланцевых соединениях применяются прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020 из стали 08Х18Н10 или аналогичной.

В качестве опор для надземных участков трубопроводов выбраны опоры корпусные хомутовые типа КХ по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ-01.07.03-01.

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

- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°С;
- на образцах КСВ не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60 °С для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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.

Покрытия должны выдерживать кратковременное повышение температуры до плюс 80°C.

Работа высоконапорного водовода в первом этапе предусматривается на номинальное давление горизонтального насосного оборудования в реконструируемой БКНС 6,0 МПа, во втором этапе на номинальное давление горизонтального насосного оборудования в новой БКНС-1 11,0 МПа, в третьем этапе на давление насосов БКНС на площадке УПН (проект ЧНФ1-ППД) не менее 13,86 МПа.

За расчетное давление в высоконапорном водоводе принято максимальное возможное давление по второму этапу, развиваемое вновь проектируемыми насосами, установленными в новой БКНС-1, при закрытой задвижке со стороны нагнетания, и составляет 15,3 МПа. По решению Заказчика за расчетное давление в высоконапорном водоводе принимается  $P_{расч}=16,0$  МПа.

Испытание высоконапорного водовода на прочность и плотность выполняется гидравлическим способом в соответствии с требованиями п.13.2 ГОСТ 32569-2013. Давление испытания принято равным -  $1,43P_{расч}=1,43*16,0=22,88$  МПа.

При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0 °C необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания.

Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъёмных соединений.

Контроль сварных соединений производится в объеме 100% физическими методами.

План высоконапорного водовода от реконструируемой БКНС до устья поглощающих скважин приведен на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-004.

Выбор материального исполнения и сортамента трубопроводов с расчетом на прочность, а также меры по защите от атмосферной коррозии оборудования, трубопроводов и металлоконструкций приведены разделе 2 данной записки «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

### **1.3.3.7 Обустройство устьев поглощающих скважин (этап первый)**

В данном проекте предусматривается обустройство устьев шести поглощающих скважин на кусте №12:

- четыре существующие скважины (№1ОПР, №20ПР, №30ПР, №1063) - переводом из добывающих,
- две скважины (№1, №2) - вновь проектируемые.

Строительство вновь проектируемых скважин, проектирование скважинного оборудования, к которому относится устьевая арматура, трубная колонна и вся конструкция скважин, а также все виды работ, связанные с бурением скважин, не входит в объем проектирования данного проекта.

Для обеспечения требований пожарной безопасности на период бурения дополнительных скважин №№ 1,2 существующие эксплуатируемые скважины, расположенные на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 метров от бурящейся скважины, будут временно законсервированы.

На момент ввода объекта в эксплуатацию будут завершены работы по бурению скважин, кустовая площадка освобождена от бурового оборудования и привышечных сооружений, выполнены работы по рекультивации нарушенных земель.

В целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и других работах) пользователь недр (заказчик) или его

представитель разрабатывает и утверждает положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке.

Максимальная приемистость поглощающих скважин принята по данным Заказчика и составляет:

- для каждой из скважин №№1ОПР, 3ОПР, 1063, 1,2 – 700 м<sup>3</sup>/сут;
- для скважины №2ОПР – 450 м<sup>3</sup>/сут.

Расстояние между вновь проектируемыми скважинами принято 9 м с учетом возможного растепления грунтов.

В соответствии с п.11.8 Изм.№8 к заданию на проектирование, рабочее давление на устье поглощающих скважин должно быть не менее 12 МПа.

В состав технологических сооружений устья каждой поглощающей скважины входят:

- фонтанная арматура с приборами для контроля давления (не входит в объем проектирования);
- места под ремонтный агрегат и передвижные мостки – 2 шт.;
- расходомер;
- обвязочные трубопроводы с установленными на них приборами и запорно-регулирующей арматурой: пробоотборник, кран шаровый дроссельный, обратный клапан, клапан-регулятор расхода, манометр, датчик давления, датчик температуры, арматуры для опорожнения.

Опорожнение производится в инвентарные поддоны ремонтных бригад.

Для возможности обслуживания технологического оборудования ко всем площадкам предусмотрены подъезды.

Категория площадок устьев поглощающих скважин по взрывопожарной и пожарной опасности – В-1г.

Обвязка устьев поглощающих скважин представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-007.

### **1.3.3.8 БКНС-1 новая (этап второй)**

БКНС-1 предназначена для создания необходимого давления на забое поглощающих скважин, при работе водовода от УПН до куста скважин №12 по второму этапу (режим низконапорного водовода) и выполняется в соответствии с ТТТ-01.02-20 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Блочная насосная перекачивающая станция, оборудованная горизонтальными насосными установками (ГНУ)».

БКНС-1 запроектирована по опросному листу ЧНФ1-ВНД-ТХ01-ОЛ-004, с насосными установками типа ГНУ с расходом  $Q=66,67$  м<sup>3</sup>/ч, при напоре  $H=1100$  м, мощностью  $N=400$  кВт (2 раб. 1 рез.). При необходимости (недостаточном давлении перед насосами типа ГНУ) в БКНС-1 предусматриваются подпорные насосы с расходом  $Q=66,67$  м<sup>3</sup>/ч, при напоре  $H=40$  м в. ст. (2 раб. 1 рез.).

В соответствии с п.11.2 Изм. №8 к заданию на проектирование, на всасывающих трубопроводах ГНУ предусмотрена установка фильтров с возможностью отсечения и стравливания среды для безостановочного перехода и чистки фильтров.

БКНС-1 представляет собой блочно-модульное здание полной заводской готовности с 3-мя установками ГНУ (2 раб. 1 рез.), с системами отопления, освещения, вентиляции и грузоподъемными механизмами, при этом:

- максимальная производительность БКНС -3200 м<sup>3</sup>/сут при напоре 1100 м в. ст.;
- категория блок-боксов БКНС с ГНУ по взрывопожарной и пожарной опасности – Д;
- категория блок-боксов БКНС с РУ, ЧП, БТ по взрывопожарной и пожарной опасности – В;
- климатическое исполнение – ХЛ1 по ГОСТ 15150-69;
- система управления ГНУ - с частотными преобразователями;

- на напорном трубопроводе предусмотрен расходомер;
- на приемном трубопроводе к каждому насосному агрегату типа ГНУ предусмотрен фильтр.

Режим работы БКНС-1 круглосуточный, расчетное время работы 8760 часов в год.

Оборудование БКНС-1- в коррозионностойком и ремонтно-пригодным исполнениях.

Здание БКНС-1 устанавливается на металлическом постаменте (платформе), приподнятом над землей на 1,5 м.

Здание БКНС-1 предусматривается с грузоподъемными механизмами для производства ремонтных работ.

БКНС также оборудуются системами контроля и управления работой технологического оборудования, отопления, вентиляции, пожарной сигнализации.

Система контроля и управления в БКНС предусматривает:

- работу станций без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- ручное/местное и дистанционное управление насосами, вентиляторами, электрообогревателями, задвижками;
- автоматическое срабатывание всех электрических защит и аварийной сигнализации.

Компоновка БКНС -1 представлена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-005.

БКНС-1 устанавливается на месте существующего блок-бокса насосной закачки воды в пласт (поз.по ГП 35), который подлежит демонтажу.

План подключения новой БКНС-1 к инженерным сетям приведен на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-010.

### **1.3.3.9 Дренажная емкость для сброса утечек от БКНС (этап второй)**

Для сбора утечек от новой БКНС-1 предусматривается строительство полузаглубленной дренажной емкости объемом 8 м<sup>3</sup> по опросному листу ЧНФ1-ВНД-ТХ01-ОЛ-005.

Емкость предусматривается с опорами, на раме (для установки на фундаменты), с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием в тепловой изоляции из негорючих материалов, с электрообогревом.

Емкость оборудуется насосом типа НВ-Д-1М Q=12,5 м<sup>3</sup>/ч, H=32 м, N=2,6 кВт; (1 раб., 1 рез. на складе).

Включение и отключение насоса осуществляется автоматически по уровню стоков в емкости, стоки откачиваются на прием насосов БКНС-1.

Категория площадки дренажной емкости по взрывопожарной и пожарной опасности – не взрывоопасная.

Компоновка емкости приведена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-006.

### **1.3.3.10 Трубопроводы дренажа (этап второй)**

Трубопроводы дренажа предназначены для сбора утечек от новой БКНС-1 в дренажную емкость V=8 м<sup>3</sup> и откачки их на всас БКНС-1. Трубопровод от БКНС-1 до дренажной емкости самотечный (безнапорный), трубопровод от дренажной емкости до врезки в водовод –напорный.

Трубопроводы дренажа предусмотрены диаметром 89х6 из трубы бесшовной горячедеформированной из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним защитным покрытием.

Трубопроводы дренажа прокладываются надземно на вновь проектируемых отдельно стоящих стойках.

Электрообогрев трубопроводов дренажа выполняется при помощи саморегулируемого греющего кабеля.

В качестве теплоизоляции трубопроводов дренажа приняты маты из базальтового тонкого волокна (группа горючести НГ) с покровным слоем из оцинкованной стали.

Соединительные детали водовода приняты из бесшовной горячедеформированной трубы из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48 по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ 01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним покрытием, с применением втулок защиты сварного шва. В проекте предусмотрены приварные катушки из стали 09Г2С класса прочности не ниже К48 под установку втулок защиты сварного шва. Все соединительные детали трубопровода, рассчитаны на давление  $P_{расч}=1,6$  МПа.

Материальное исполнение фланцевой арматуры принято из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т с давлением 1,6 МПа в комплекте с ответными фланцами с катушкой под внутреннее покрытие, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Во фланцевых соединениях применяются прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020 из стали 08Х18Н10 или аналогичной.

В качестве опор для надземных участков трубопроводов выбраны опоры корпусные хомутовые типа КХ по требованиям ПАО «Газпромнефть» ТТТ-01.07.03-01.

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

- на образцах КСУ не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°С;
- на образцах КСВ не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60 °С для труб из сталей группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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.

Покрытия должны выдерживать кратковременное повышение температуры до плюс 80°С.

Безнапорный трубопровод следует испытывать на герметичность в течение 24 часов, Значение гидростатического давления в трубопроводе при его испытании должно быть 0,04 МПа.

За расчетное давление в напорном трубопроводе дренажа принято давление на участке низконапорного водовода откачки подтоварной воды, и составляет 1,6 МПа.

Испытание напорного трубопровода дренажа на прочность и плотность выполняется гидравлическим способом в соответствии с требованиями п.13.2 ГОСТ 32569-2013. Давление испытания принято равным -  $1,43P_{расч}=1,43*1,6=2,29$  МПа.

При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0 °С необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить опорожнение трубопроводов после испытания.

Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Контроль сварных соединений производится в объеме 100% физическими методами.

План трубопроводов дренажа приведен на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-004.

### **1.3.4 Требования к организации производства**

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

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

На каждом предприятии организация производства зависит от особенностей отрасли, вида выпускаемых изделий, 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.

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 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».

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

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

- досягаемость - рациональная планировка рабочего места предполагает такое размещение всех технических средств и рабочих материалов, которое позволяет работать без лишних движений, приводящих к утомлению и лишним затратам времени;
- обзорность;
- изолированность;
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения при эксплуатации машин и механизмов;
- достаточные физические, зрительные и слуховые связи между персоналом и оборудованием;
- оптимальное размещение оборудования, главным образом средств отображения информации и органов управления, благодаря которому обеспечивается удобное положение человека при работе;
- четкое обозначение органов управления, элементов системы обозначения информации, других элементов оборудования, которые нужно находить опознавать, и которыми работник должен манипулировать;

- необходимое естественное и искусственное освещение для выполнения оперативных задач и технического обслуживания оборудования;
- обеспечение комфорта в производственных помещениях (температурный режим, допустимый уровень акустических шумов, создаваемых оборудованием рабочего места);
- наличие необходимых инструкций и предупредительных знаков, предостерегающих об опасности и указывающих на необходимые меры предосторожности при работе.

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 сбора 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 (Постановление 2464).

Источниками квалифицированных кадров для комплектования персонала могут быть высшие и средние специальные заведения, а также функционирующие предприятия отрасли, на которых проводятся (или ранее проведены) сокращения кадров. Рациональная организация производства является обязательным условием эффективной работы системы транспорта нефти, поскольку создает благоприятные возможности для высокопроизводительной работы трудового коллектива, выпуска продукции хорошего качества, полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего развития личности в процессе труда. Организация производства – это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления – в отрасли в регионе, на предприятии.

#### **1.4 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд**

Основные показатели по сооружениям, потребность в электроэнергии приведены в Таблице 1.1.

**Таблица 1.1- Основные показатели по сооружениям, потребность в электроэнергии**

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Характеристика
<b>Этап первый</b>			
1.1	Реконструируемая БКНС	м <sup>3</sup> /сут	1440

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Характеристика
	БКНС-2 Блок фильтров	м <sup>3</sup> /сут м <sup>3</sup> /сут	320 504
1.2	Режим работы		непрерывный (в автоматическом режиме)
1.3	Габаритные размеры сооружений (L×B×H) Реконструируемая БКНС БКНС №2 Блок фильтров	мм	13300×9250×4950 12000×5000×3000 3000x3200
1.4	Нагрузки по мощностям		
	Мощность реконструируемой БКНС (без учета освещения, отопления и вентиляции):		
	- установленная	кВт	200
	- расчетная (потребляемая)	кВт	139,2
	Мощность БКНС-2 (без учета освещения, отопления и вентиляции):		
	- установленная	кВт	320
	- расчетная (потребляемая)	кВт	160
Этап второй			
2.1	БКНС-1	м <sup>3</sup> /сут	3200
2.2	Режим работы		непрерывный (в автоматическом режиме)
2.3	Габаритные размеры сооружений (L×B×H) БКНС №1 Площадка дренажной емкости сбора утечек от насосов Емкость дренажная V=8м <sup>3</sup> (полузаглубленная) с насосом Типа НВ-Д-1М Q=12/5 м <sup>3</sup> /ч H=32м	мм мм мм	28400×14000×5190 5000 x5600 Ø=2000, L=3200, H=1600
2.4	Мощность БКНС-1 (без учета освещения, отопления и вентиляции):		
	- установленная	кВт	1200
	- расчетная (потребляемая)	кВт	800
2.5	Мощность насосов дренажной емкости		
	- установленная	кВт	2,6
	- расчетная (потребляемая)	кВт	2,6

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

На существующей площадке УПН имеется оперативный узел учета воды УУВ (поз. по ГП 205), который обеспечивает учет всех подтоварных вод и стоков, направляемых на закачку в поглощающий пласт.

Также на существующей кустовой площадке №12, в соответствии с п.11.2 Изм.№8 к заданию на проектирование, предусматривается учет подтоварной воды в реконструируемой БКНС, БКНС-1, БКНС-2 и по направлению каждой скважины с выводом показаний на телеметрию.

### 1.6 Описание источников поступления сырья и материалов

В качестве источника сырья для системы поглощения предусматривается использование пластовых и других сточных вод, образующихся на площадке УПН, после подготовки на существующей установке БМУПН.

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

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

Объем перекачиваемой жидкости в первом и втором этапах принят из расчета поступления жидкости на КП-12 до 3000 м<sup>3</sup>/сут (п.11.2 изменения №8 к заданию на проектирование).

Объем перекачиваемой жидкости в третьем этапе, с учетом перспективных направлений, согласно п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование, составляет 6000 м<sup>3</sup>/сут, при этом следует учесть, что данный расход предусматривается до точки подключения перспективных направлений, далее на куст КП-12 объем перекачиваемой жидкости составляет 1012 м<sup>3</sup>/сут (согласно письму ООО «Газпром-Заполярье» от 26.03.2026 г., Приложение Б к Тому 3.1).

Физико-химические свойства воды, закачиваемой в поглощающие скважины, должны обеспечивать продолжительную устойчивую приемистость скважин.

В соответствии с требованиями ОСТ 39-225-88 пластовая вода должна содержать:

- механических примесей не более 50 мг/л;
- нефтепродуктов не более 50 мг/л.

Температура перекачиваемой среды, согласно п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование, составляет от плюс 5 до плюс 70 градусов, при тепловых обработках внутренней полости трубопровода до плюс 80 градусов. Совместимость размещаемых и пластовых вод – совместимы, снижение приемистости – меньше 20%.

Перекачиваемая среда – подтоварная вода с подтвержденными высокоагрессивными свойствами, согласно отчета о научно-исследовательской работе 9465-нир-к1, выполненным ПАО «Гипротюменьнефтегаз» в 2022 г. Качественный состав перекачиваемой подтоварной воды представлен в таблице (Таблица 1.2).

Необходимое давление на устье поглощающих скважин в первом этапе составляет не менее 5 МПа (п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование).

Необходимое давление на устье поглощающих скважин во втором и третьем этапах составляет не менее 12 МПа (п.11.4 изменения №8 к заданию на проектирование).

**Таблица 1.2- Качественный состав подтоварной воды**

№ п/п	Шифр пробы	Наименование показателей	Единицы измерения	Результаты испытаний
1	№432 (подтоварная вода с 10Р)	Сульфат-ион	мг/дм <sup>3</sup>	1512
		Хлорид-ион		33242
		Гидрокарбонат-ион		281
		Барий		0
		Стронций		186
		Кальций		11280
		Натрий+Калий		4801

	Магний		2340
	Железо		100
	Общая минерализация		53742
	рН	ед	4,61
	КВЧ	мг/дм <sup>3</sup>	504,8
	Плотность при 20 °С	кг/дм <sup>3</sup>	1,041

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

Сооружения и сети, предусмотренные в проекте, обеспечивают количественные и качественные характеристики технологических процессов и оборудования для стабильной закачки подготовленной пластовой воды в поглощающий горизонт месторождения.

Гидравлический расчет водовода на весь участок проектируемого водовода выполнен в Томе 3.1 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения» Часть 1 «Промысловые трубопроводы».

Гидравлическая схема высоконапорных водоводов приведена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ТКР.01.00-ГЧ-002 Тома 3.1

Принципиальная схема высоконапорного водовода откачки подтоварной воды приведена на чертеже ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-001.

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

При обустройстве месторождения применяется оборудование, материальное исполнение которого рассчитано на использование в климатических условиях месторождения и при установленных давлениях.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на площадке устья поглощающих скважин предусмотрено следующее вспомогательное оборудование:

- место под ремонтный агрегат – 2 шт.;
- место под передвижные мостки – 2 шт.;
- переходные мостики через эстакады.

Для возможности обслуживания технологического оборудования ко всем площадкам предусмотрены подъезды.

Здания БКНС-1, БКНС-2 предусматриваются с грузоподъемными механизмами для производства ремонтных работ.

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

В процессе эксплуатации объектов системы поглощения возможны разрывы трубопроводов в результате коррозии и дефектов монтажа.

Для предупреждения негативных последствий аварийных ситуаций предусматривается комплекс мероприятий с применением ресурсосберегающих технологий, включающий:

- соблюдение технологических параметров средствами автоматизации с сигнализацией об отключении параметров работы оборудования, предупреждающей обслуживающий персонал о возможности возникновения аварийного режима работы;

- применение наружной антикоррозионной изоляции поверхности стальных трубопроводов;
- тщательное выполнение работ по строительству сооружений и трубопроводов системы поглощения с проведением гидравлических испытаний на плотность и прочность трубопроводов перед сдачей в эксплуатацию;
- применение труб с толщиной стенки не ниже расчетной.

### **1.11 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно**

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 проектируемых объектов приведена в Томе 3.3 Часть 3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

### **1.12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий) и решений, направленных на обеспечение соблюдение нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях**

Технологический процесс закачки подтоварной воды и стоков в поглощающие скважины связан с таким опасным фактором как высокое давление.

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 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 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.

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 проектируемых трубопроводов при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

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

Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника представлены в Томе 3.3 Часть 3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

### **1.14 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе**

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

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

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе приведено в Томе 3.2 «Автоматизированная система управления технологическими процессами» настоящего проекта.

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

Проектируемые технологические сооружения предназначены для утилизации очищенной подтоварной воды и стоков и представляют собой единый герметичный процесс.

Дренажная емкость для сбора утечек от насосов ГНУ предназначена для приема и перекачки утечек от насосов (утечки представляют собой очищенные подтоварные воды) с естественной вентиляцией через воздушник.

Согласно отчета о научно-исследовательской работе 9465-нир-к1, выполненным ПАО «Гипротюменьнефтегаз» в 2022 г., в сточной воде содержатся только неструктурируемые минеральные и взвешенные вещества (сульфаты, хлориды, взвешенные вещества и т.д), не обладающие летучестью при естественных температурах хранения. Качественный состав перекачиваемой подтоварной воды представлен в таблице (Таблица 1.2, Том 4.6). Ввиду отсутствия в подтоварной воде нефтепродуктов и органических растворителей, межфазный переход загрязняющих веществ из жидкого состояния в газообразное физически невозможен. Время нахождения стоков в дренажной емкости исключает развитие анаэробных процессов и гниения, ведущих к образованию сероводорода или метана.

КНС промстоков (Том 4.5.5) предназначена для приема и перекачки условно чистых производственно-дождевых стоков (с учетом смешения соленых стоков от насосной станции промывочной воды и дождевых стоков с существующих КНС) с естественной вентиляцией через воздушник.

Перечисленные выше проектируемые сооружения не являются источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, т.е. в период эксплуатации проектируемых сооружений выбросы загрязняющих веществ в атмосферу отсутствуют.

### **1.16 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду**

Полное отсутствие вредных выбросов в окружающую среду в период эксплуатации достигается комплексом мероприятий и технологических решений, в том числе:

- полная герметизация технологических процессов;
- изготовление, монтаж и эксплуатация оборудования, арматуры и трубопроводов, с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемых продуктов, а также требований действующих нормативно-технических документов;
- контроль технологического процесса при помощи автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий персонала.

### **1.17 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 при периодической зачистке;
- 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 Разделе 7 «Мероприятия по охране окружающей среды».

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

Для выполнения задачи по энергетической эффективности предусмотрено:

- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- выбор типа оборудования, труб, фланцевых соединений, прокладок и крепежных изделий в соответствии с транспортируемой средой, температурой, давлением;
- выбор оптимального варианта прокладки трассы, что приводит к сокращению длин трубопроводов (уменьшение металлоемкости и затрат на перекачку и электрообогрев трубопроводов);
- выбор оптимального диаметра трубопроводов, что приводит к уменьшению металлоемкости и затрат на перекачку и электрообогрев;
- проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- трубопроводы и арматура запроектированы с теплоизоляцией и электрообогревом, что позволяет поддерживать рабочие температуры продуктов и предотвращать замерзание продукта;
- предусмотрена защита оборудования и трубопроводов от коррозии, что сокращает вероятность аварийных порывов (свищей), что позволяет избежать потери сырья;
- все трубопроводы выполнены на сварке;
- контроль качества сварных соединений выполняется согласно ГОСТ 32569-2013 и других действующих нормативных документов.

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

При выборе типа контрольно-измерительных приборов для измерения расхода должны учитываться следующие условия:

- перекачиваемая среда (смесь пластовых и сточных вод);
- расход воды;
- давление;
- температура перекачиваемой среды от +5 до +80°С.

### **1.20 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов**

Технологические регламенты по эксплуатации сооружений для закачки пластовых и сточных вод будут разработаны, в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами, после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

### **1.21 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»**

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

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

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

### **2.1 Назначение**

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов проекта «Обустройство Чайядинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12».

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

### **2.2 Общие положения**

#### **2.2.1 Технологические трубопроводы**

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

### **2.3 Характеристика района**

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 36 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

### **2.4 Материальное исполнение**

#### **2.4.1 Трубы**

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

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- 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  $H_2S$  в количестве до 297,5 мг/л,  $CO_2$  в количестве до 14,1 мг/л. Коррозионная агрессивность данных сред согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как среднеагрессивная.

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб повышенной коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа принята равной 0 мм для труб с внутренним покрытием.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- за минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 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 максимальную температуру транспортируемого продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред, рекомендаций НТД, а также с учетом требований к техническим решениям для проектирования трубопроводов приняты:

– **Основной вариант:** трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 класса прочности не ниже К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием.

– **Альтернативный вариант:** трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 класса прочности не ниже К48 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием.

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

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

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

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

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

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°C;
- на образцах KCV не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60 °C 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.

**Основной вариант:** для трубопроводов с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием применять соединительные детали трубопроводов из стали группы 2 по ТТТ-01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием.

**Альтернативный вариант:** для трубопроводов с внутренним покрытием применять соединительные детали трубопроводов из стали группы 2 по ТТТ-01.02.04-02 и стали 09Г2С с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием, с применением втулок защиты сварного шва. Предусмотреть приварные катушки из стали 09Г2С класса прочности не ниже К48 под установку втулок защиты сварного шва. Длина катушки принимается в соответствии с длиной защитной втулки, но не менее 100 мм и не более 600 мм. Катушка приваривается до нанесения внутреннего покрытия.

Для изготовления узлов подключения спускников, воздушников и других врезок на трубопроводах с внутренним покрытием применять узлы заводского изготовления с внутренним покрытием с применением втулок защиты сварного шва.

Для трубопроводов с внутренним покрытием применять фланцы приварные встык из стали 09Г2С с внутренним силикатно-эмалевым или эпоксидным антикоррозионным покрытием с применением эмалированного подкладного кольца или втулок защиты сварного шва соответственно.

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

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

Для трубопроводов с давлением 16,0 МПа применить прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020 из стали 08Х18Н10 или аналогичной.

Для трубопроводов с давлением 1,6 МПа применить спирально-навитые прокладки тип Д по ГОСТ Р 52376-2005.

## 2.4.3 Крепежные детали

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

## 2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых сталей с

внутренним покрытием необходимо применять арматуру из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т. Детали затворных элементов выполнить из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т.

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 с внутренним покрытием, прокладками и крепёжными изделиями из легированной коррозионностойкой стали. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

## 2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

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

### 2.5.1 Исходные данные

Исходные данные для расчёта 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, мг/л	
					H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
20	В, I	ВЗ – Водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 (участок водовода в пределах площадки УПН и в пределах площадки Куста №12)	16,0	+5...+65 (при тепловых обработках до +80)	297,5	14,1
25						
32						
50						
80						
100						
150						
200						
250						
20	В, I	ВЗ – Водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 (участок водовода в пределах площадки УПН и в пределах площадки Куста №12)	1,6	+5...+65 (при тепловых обработках до +80)	297,5	14,1
25						
32						
50						
80						
100						
150						
200						
250						

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

**Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб**

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа	Сопротивление разрыву $\sigma_B$ , МПа
Группа 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:

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

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

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

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

- где  $\sigma_p$  – предел текучести, МПа;  
 $\sigma_m$  – временное сопротивление разрыву, МПа;

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

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

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

- где  $C_2$  – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (РД 39-0147103-362-86) с учётом расчётного срока эксплуатации;  
 $C_1$  – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;  
 $s_{min}$  – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5,6 ГОСТ 32388-2013.

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

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

Толщина стенки технологических трубопроводов принималась с учётом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых

труб. Результаты расчёта и выбора толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 2.3.

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

D, мм	P, МПа	[σ], МПа	δ, %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная $s_R$	$C_1$	$C_2$	Отбраковочная [s]	Номинальная S	Принятая
25	16,0	176,67	10,0	1,08	0,3	0	1,38	2,50	3,0
32	16,0	176,67	10,0	1,39	0,3	0	1,69	2,50	3,0
38	16,0	176,67	10,0	1,65	0,3	0	1,95	2,50	3,0
57	16,0	195,83	12,5	2,24	0,75	0	2,99	3,00	6,0
89	16,0	195,83	12,5	3,49	0,75	0	4,24	4,50	6,0
114	16,0	195,83	12,5	4,47	0,75	0	5,22	5,50	6,0
159	16,0	195,83	12,5	6,24	1,00	0	7,24	8,00	8,0
219	16,0	195,83	12,5	8,60	1,25	0	9,85	10,00	10,0
273	16,0	195,83	12,5	10,71	1,75	0	12,46	13,00	14,0
25	1,6	176,67	10,0	0,11	0,3	0	1,00	2,50	3,0
32	1,6	176,67	10,0	0,14	0,3	0	1,50	2,50	3,0
38	1,6	176,67	10,0	0,17	0,3	0	1,50	2,50	3,0
57	1,6	195,83	12,5	0,23	0,75	0	1,50	3,00	6,0
89	1,6	195,83	12,5	0,36	0,75	0	2,00	4,00	6,0
114	1,6	195,83	12,5	0,46	0,75	0	2,00	5,00	6,0
159	1,6	195,83	12,5	0,65	0,75	0	2,50	5,00	6,0
219	1,6	195,83	12,5	0,89	0,75	0	2,50	5,00	6,0
273	1,6	195,83	12,5	1,11	1,00	0	3,00	6,00	8,0

### 2.5.3 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.4. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

**Таблица 2.4 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов**

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
<b><u>Основной вариант</u></b>						

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
ВЗ – Водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 (участок водовода в пределах площадки УПН и в пределах площадки Куста №12)	20	16,0	+5...+65 (при тепловых обработках до +80)	В, I	25×3*	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В класса прочности К48 по ГОСТ 32528-2013 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием
	25				32×3*	
	32				38×3*	
	50				57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием
	80				89×6	
	100				114×6	
	150				159×8	
	200				219×10	
	250				273×14	
ВЗ – Водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 (участок водовода в пределах площадки УПН и в пределах площадки Куста №12)	20	1,6	+5...+65 (при тепловых обработках до +80)	В, I	25×3*	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В класса прочности К48 по ГОСТ 32528-2013 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием
	25				32×3*	
	32				38×3*	
	50				57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием
	80				89×6	
	100				114×6	
	150				159×6	
	200				219×6	
	250				273×8	
<b><u>Альтернативный вариант</u></b>						
ВЗ – Водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 (участок водовода в пределах площадки УПН и в пределах площадки Куста №12)	20	16,0	+5...+65 (при тепловых обработках до +80)	В, I	25×3*	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В класса прочности К48 по ГОСТ 32528-2013 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием (в составе узлов)
	25				32×3*	
	32				38×3*	
	50				57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием
	80				89×6	
	100				114×6	
	150				159×8	
	200				219×10	
	250				273×14	
ВЗ – Водовод откачки подтоварной воды УПН – КНС Куст №12 (участок водовода в пределах площадки УПН и в пределах площадки Куста №12)	20	16,0	+5...+65 (при тепловых обработках до +80)	В, I	25×3*	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В класса прочности К48 по ГОСТ 32528-2013 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием (в составе узлов)
	25				32×3*	
	32				38×3*	
	50				57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности не ниже К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 с внутренним эпоксидным антикоррозионным покрытием
	80				89×6	
	100				114×6	
	150				159×6	
	200				219×6	
	250				273×8	

\*Трубы номинальным диаметром менее DN50 заказываются в составе узлов заводского изготовления

## **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.

Основные особенности процессов сборки и сварки труб, обусловлены принятым типом изолирующей конструкции зоны сварного стыка изнутри. Применительно к использованию для этих целей эмалированных подкладных колец или защитных втулок, специфика производства сварочно-монтажных работ становится обусловленной, в основном, принятой технологией монтажа этих эмалированных подкладных колец или втулок соответственно, которая регламентирована соответствующими НД на эти изделия.

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

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

Для ручной дуговой сварки труб из 09Г2С и металлоконструкций применять электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75.

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 ГОСТ 34667.2-2020.

Трубная продукция (трубы и соединительные детали трубопроводов) линейных водоводов поставляется в заводской теплогидроизоляции с нанесением наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия на Заводе-Изготовителе. Нанесение антикоррозионного покрытия трубопроводной арматуры и емкостного оборудования, выполняется на Заводе-Изготовителе.

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения ЛКП и подготовить их согласно требованиям инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску. Степень очистки поверхности не менее Sa2,5 или St3 согласно ГОСТ 34667.4-2020. 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 (без заводской ППУ) 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;

Покрытия должны выдерживать кратковременное повышение температуры до плюс 80°C.

Для трубопроводов принимаются трубы и детали трубопроводов с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием на основе эпоксидных материалов с кольцами эмалированными стальными подкладными, с целью защиты сварного шва и околошовной зоны. В качестве альтернативного решения защиту от коррозии внутренних сварных стыков трубопроводов обеспечивать применением защитных втулок.

## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требований к их содержанию».
- 2 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- 3 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- 4 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- 5 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 г. №534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
- 6 СП 131.13330.2020 Строительная климатология;
- 7 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
- 8 ГОСТ Р 21.101-2026 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.
- 9 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 10 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
- 11 ГОСТ Р 71918-2024 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.
- 12 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше.
- 13 ГОСТ 33260-2015 Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов;
- 14 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия;
- 15 ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка;
- 16 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры;
- 17 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры;
- 18 ГОСТ 2246-70 Проволока стальная сварочная. Технические условия;
- 19 ГОСТ 9087-81 Флюсы сварочные плавные. Технические условия;
- 20 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы;
- 21 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования;
- 22 ГОСТ 8734-75 Трубы стальных бесшовные холоднодеформированные. Сортамент;
- 23 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция;
- 24 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция;
- 25 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция;
- 26 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция;


- 27 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования;
- 28 ГОСТ 34655-2020 Арматура трубопроводная. Прокладки овального, восьмиугольного сечения, линзовые стальные для фланцев арматуры. Конструкция, размеры и общие технические требования;
- 29 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия;
- 30 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
- 31 ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень окисления и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий.
- 32 ISO 12944-2:1998 Лаки и краски – Защита стальных конструкций от коррозии системам защитной окраски – Часть 2: Классификация сред.

## Приложение Б

### Технические условия на подключение водовода откачки подтоварной воды

Утверждаю:

И.о. начальника управления  
инфраструктуры  
ООО «Газпромнефть-  
Заполярье»

 Э.Е. Логинов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 г.

#### Технические условия на подключение водовода откачки подтоварной воды.

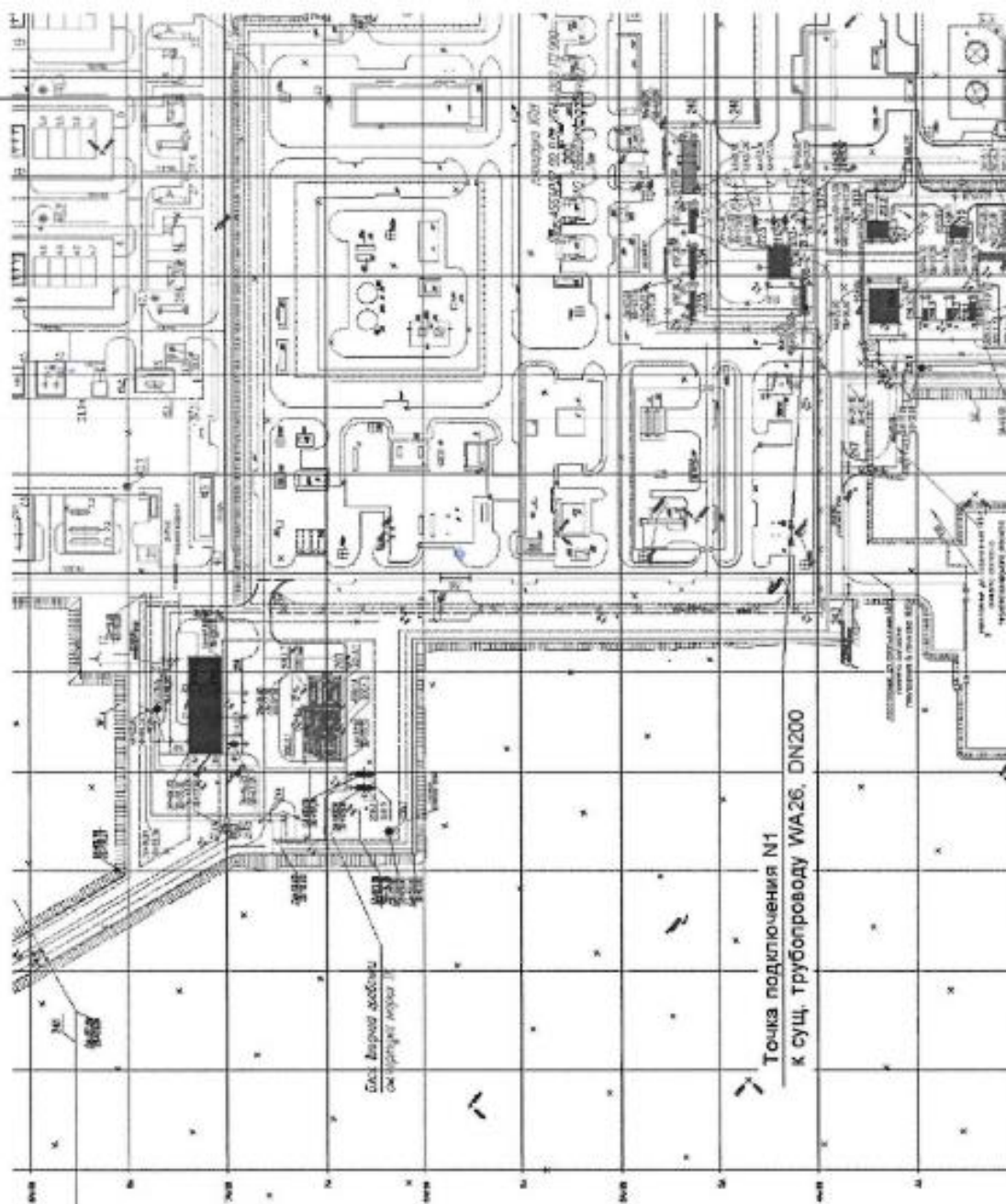
1. Подключение высоконапорного водовода откачки подтоварной воды на существующей площадке УПН предусмотреть на выходе из узла учета воды УУВ (поз.205 по ГП) в существующий «напорный трубопровод пластовой воды в систему ППД в поглощающую скважину (WA26)»:
  - точка подключения №1 в соответствии с приложениями 1,2;
  - диаметр и материал трубы в точке подключения – 219x8 сталь 09Г2С;
  - максимальный расход 6000 м<sup>3</sup>/сут;
  - давление в точке подключения – до 1,4 МПа;
  - качество подтоварной воды в соответствии с требованиями ОСТ 39-225-88:
    - механических примесей не более 50 мг/л
    - нефтепродуктов не более 50 мг/л;
  - предусмотреть теплоизоляцию и электрообогрев трубопровода;
  - трубопровод проложить по существующим эстакадам.
2. Подключение высоконапорного водовода на существующей площадке куста №12 в существующие скважины (1063, 1ОПР, 2ОПР и 3ОПР) предусмотреть:
  - точки подключения №2, №3, №4, №5 в соответствии с приложением 3;
  - диаметр и материал трубы в точке подключения – присоединение к фланцу фонтанной арматуры 65x21ф по ГОСТ 28919-91;
  - максимальный объем закачки для скважин 1063, 1ОПР, 3ОПР - 700 м<sup>3</sup>/сут, для скважины 2ОПР-450 м<sup>3</sup>/сут;
  - давление на устье поглощающих скважин – не менее 12,0 МПа;
  - тип фонтанной арматуры – АФКЭ6-65x21 К1 ХЛ
  - предусмотреть теплоизоляцию и электрообогрев трубопровода;
  - перед закачкой в каждую скважину предусмотреть установку расходомера с передачей сигнала в операторную;
  - скважина 1ОПР – резервная;
  - трубопровод проложить по существующим эстакадам.
3. Срок действия технических условий – три года.

#### Приложения:

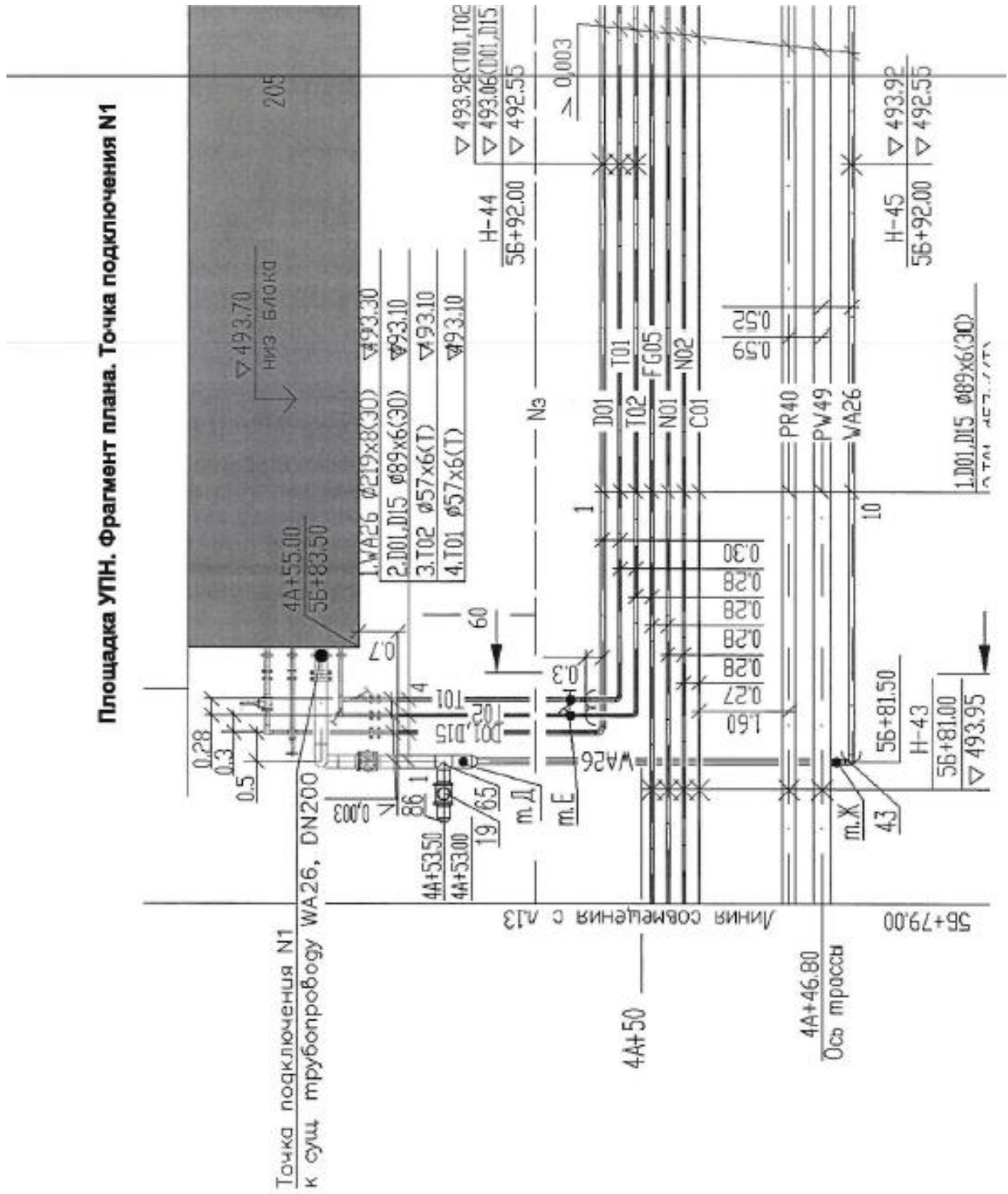
1. Приложение 1. Площадка УПН. Общее положение точка N1.
2. Приложение 2. Площадка УПН. Фрагмент плана. Точка подключения N1.
3. Приложение 3. Площадка КП12. Общее положение. Точки подключения N 2,3,4,5.

**Приложение 1.**

**Площадка УПН. Общее положение точка N1.**



**Приложение 2.**





**Приложение В**  
**Документация на БКНС-2**

<b>EAC</b>

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ <b>«КУПЕР»</b>
<b>ПАСПОРТ</b>
<b>ТА 1001.185.01.04.18ПС</b>
<b>БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ</b>
<b>БКНС 2x400-2000</b>
<b>ТУ 28.13.1-002-57244727-2017</b>
Соответствует требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования" ( декларация о соответствии ЕАЭС №РУД- RU.АД-09.В.00811)
г. Альметьевск, 2018



**БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ**

**1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ**

1.1. Наименование – Блочная Кустовая Насосная Станция (далее БКНС).

1.2. Назначение - БКНС предназначена для закачки вод поверхностных, подземных источников и нефтепромысловых очищенных сточных вод в скважины с целью поддержания пластового давления нефтяных месторождений, утилизации попутной воды.

1.3. Обозначение – БКНС 2х400-2000

Заводской № 185.01.04.18  
номер, зарегистрированный в ООО «КУПЕР»

Изготовлен апрель 2018  
месяц год

Предприятие-изготовитель – ООО «Купер», 423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Р.Фахретдина, 60 В

**2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ**

Обозначение горизонтальной насосной установки	<u>400-2000</u>
Количество ГНУ, шт	<u>2 (две)</u>
Производительность номинальная, м <sup>3</sup> /сут (м <sup>3</sup> /час)	<u>320 (13,3)*</u>
Номинальное давление нагнетания, МПа	<u>15,3*</u>
Условный проход патрубков БКНС, мм:	
- всасывающего	<u>100</u>
- нагнетающего	<u>80</u>
Напряжение питающей сети, кВ	<u>0,4</u>
Габаритные размеры БКНС, мм	<u>12000x5000x3000</u> (длина x ширина x высота)
Масса БКНС, т	<u>28</u>

\* Требуемое давление на выкиде 20МПа и расход 400 м<sup>3</sup>/сут достигается при частоте вращения 3460об/мин (58Гц)



## БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ

### 3. КОМПЛЕКТАЦИЯ

Комплект поставки БКНС:

- 1) Блок бокс с системами отопления, освещения, вентиляции и грузоподъемными механизмами, состоящий из 2 отсеков;
- 2) Горизонтальная насосная установка – 2ед
- 3) Приемный трубопровод;
- 4) Напорный трубопровод;
- 5) Дренажная система;
- 6) Система управления с частотным преобразователем.
- 7) Система охранно-пожарной сигнализации.

Комплект эксплуатационной документации:

- паспорт БКНС 2х400-2000
- руководство по эксплуатации БКНС 2х400-2000
- паспорт на электродвигатель;
- руководство по эксплуатации на электродвигатель;
- руководство по эксплуатации системы управления;
- паспорта на вспомогательные изделия;

### 4. СРОКИ СЛУЖБЫ И ХРАНЕНИЯ

- 4.1. Срок службы БКНС – не менее 20 лет при соблюдении всех требований по эксплуатации, хранения и транспортировки.
- 4.2. Ресурсы и сроки службы комплектующих изделий, входящих в состав, определяются в соответствии с паспортами на них или действуют гарантии предприятий-изготовителей.
- 4.3. Гарантийный срок эксплуатации с использованием ЗИП - 12 месяцев со дня ввода ее в эксплуатации, но не более 18 месяцев со дня отгрузки при соблюдении Заказчиком условий транспортировки, хранения и эксплуатации согласно руководства по эксплуатации.
- 4.4. При нарушении правил эксплуатации завод изготовитель снимает с себя ответственность за выполнение гарантийных обязательств.



## БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ

4.5. При обнаружении несоответствий продукции установленным требованиям в течение гарантийного срока, расследование и составление акта о несоответствии производится Заказчика с участием представителей поставщика.

### 5. КОНСЕРВАЦИЯ

5.1 Все механически обработанные и не окрашенные поверхности деталей, резьбы подготовлены и законсервированы по варианту временной защиты ВЗ-1 ГОСТ 9.014-78.

5.2 Резьбовые соединения защитного заземления защищены от коррозии в соответствии с ГОСТ 10434-82.

5.3 Насосные секции ГНУ залиты консервационной жидкостью.

5.4 Срок хранения до переконсервации не более 12 месяцев. Все комплектующие БКНС, у которых нарушилась консервация при сборке блока, либо демонтированные для транспортирования, необходимо законсервировать повторно.

5.5. Приемный и выкидной патрубки закрыты транспортными заглушками.

### 6. СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УПАКОВЫВАНИИ

6.1. БКНС № 185.01.04.18 упакована ООО «Купер» согласно требованиям действующей нормативной технической документации.

6.2. Вся эксплуатационная документация на БКНС упакована в пакеты из полиэтиленовой пленки ГОСТ 10354-82 и передается Заказчику при проведении приемки БКНС.

6.3. Демонтируемые комплектующие изделия упакованы в ящики по ГОСТ 5959-80, которые закреплены в технологическом отсеке блока. В ящики вложены упаковочные листы с описью комплектующих изделий.

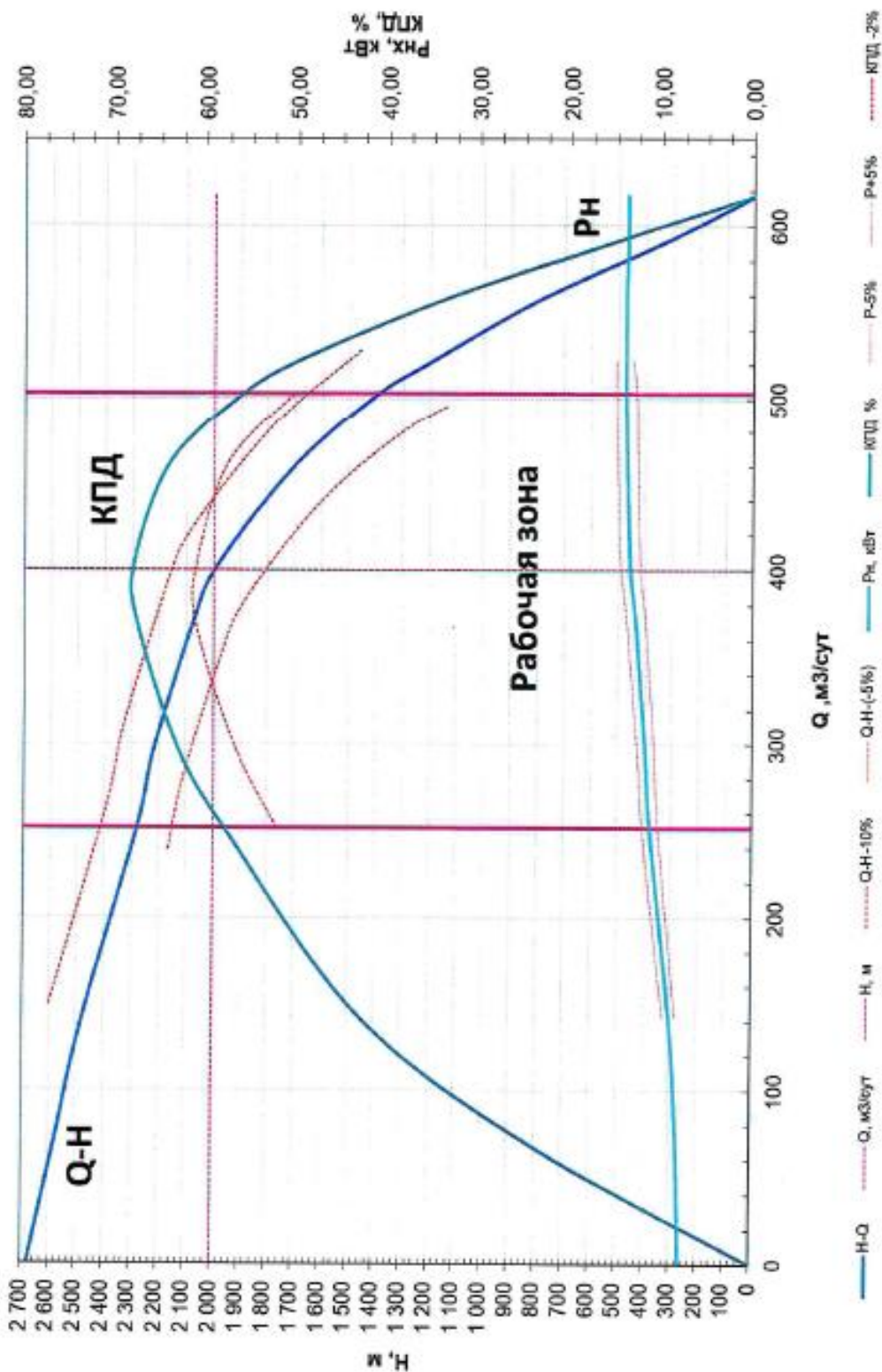




ООО «Купер», Россия, Татарстан, Альметьевск, Р.Фахретдина, 60 В  
 +7 (8553) 31 84 74, 31 81 35, e-mail: info@kupercompany.com  
 www.kupercompany.com

Приложение №1

Напорная характеристика насоса  
 с рабочими ступенями ТА1002 z=140  
 ГНУ400-2000 n=3460об/мин f=58Hz p=1006 кг/м<sup>3</sup>  
 Рдв.=160 кВт с ПЧ



Приложение №2.

КАРТА технологических уставок БКНС 2 x 400-2000

№	Наименование параметра	Тип первичного датчика, датчика канала АСЦПАЗ	Установленные значения сигнализации, блокировки				Воздействие блокировки	Примечания
			сигнализация		блокировка			
			min	max	min	max		
1	Термометр сопротивления полевая сторона эл.двиг, °С	Pt100	5	95	5	95	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	
2	Термометр сопротивления статор эл.двиг, °С	Pt100	5	95	5	95	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	
3	Термометр сопротивления рабочая сторона эл.двиг, °С	Pt100	5	95	5	95	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	
4	Температура узла разгрузки °С	TСМУ 205Ех-М	5	97	5	97	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	
5	Контроль кожуха муфты	ISB AT41A-21-5LP.000	-	-	-	-	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	

№	Наименование параметра	Тип первичного датчика, датчика канала АСнПАЗ	Установленные значения сигнализации, блокировки				Воздействие блокировки	Примечания
			сигнализация		блокировка			
			min	max	min	max		
6	Вибрация насосного агрегата, мм/с	ВК-310С	-	7,1	-	7,1	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов нагорной линии.	
7	Расход насосного агрегата, м <sup>3</sup> /час* (при 50Гц)	Метран 305 ПР Ду 80/100мм	9	12	9	18	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов нагорной линии.	Значение информативного характера, зависит от частоты вращения
8	Давление приемного трубопровода, МПа	Метран-150TG3(0...1,6МПа)	0,015	1,6	0,015	1,6	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов нагорной линии.	
9	Манометр давления приемного трубопровода, МПа	ДМ 8008-ВУ-1,6 МПа М20*1,5						

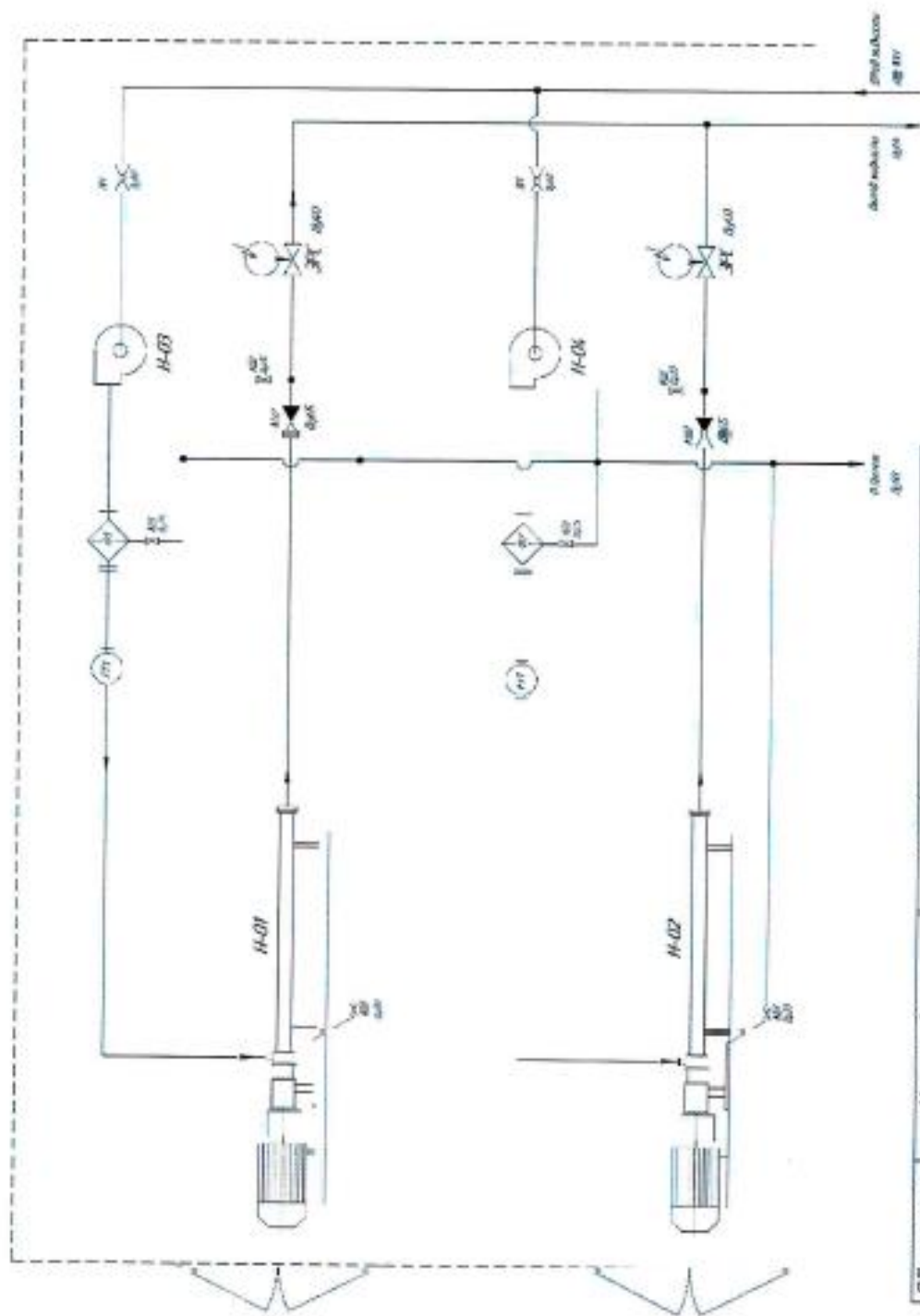
№	Наименование параметра	Тип первичного датчика, датчика канала АС/ПАЗ	Установленные значения сигнализации, блокировки				Воздействие блокировки	Примечания
			сигнализация		блокировка			
			min	max	min	max		
10	Температура БКНС, °С	ТСПУ 205Ex-M/16/АГ07-1/КВМ15/11070 /- 50...+50/50мм/6мм м/1,0/ГП	5	45	5	45	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	
11	Загазованность помещения, 0..100 % ПКР	СГОЭС (метан)	----	20	----	50	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	
12	Перепад давления на омыльтрах, кПа	Метран-150CD5(0...400кПа)	----	20	----	20	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	

№	Наименование параметра	Тип первичного датчика, датчи са канала АСИПАЗ	Установленные значения сигнализации, блокировки				Воздействие блокировки	Примечания
			сигнализация		блокировка			
			min	max	min	max		
13	Температура насосной секции, °С	ТПУ 0504Ех/М2-Н/И2К/Λ2ГИ+С/И 07 0/-50...+200 С / В / ГП термозонд ТС 1288/13 БГ /Pt100/-50...+200 °С /126/d6 мм +КРМ* 200	5	±0	5	80	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие загорно-регулирующих клапанов непорной линии.	
14	Давление нагнетания насоса, МПа*	Метран-150TG4*0...25МПа )	10	16,8	10	16,8	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие загорно-регулирующих клапанов непорной линии.	Значение инфрмативного характера, записант от плотности жидкости и частоты
15	Манометр давления нагнетания насоса	ДМ 80*8-ВУ-16 МПа И20*1,5						

№	Наименование параметра	Тип первичного датчика, датчика канала АСИПАЗ	Установленные значения сигнализации, блокировки				Воздействие блокировки	Примечания
			сигнализация		блокировка			
			min	max	min	max		
16	Давление общего нагнетательного трубопровода, МПа	Метран-75G4(0..25 МПа) S 22 G 2 M4 EMRA КОЗ	14,2	21	14,2	21	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	
17	Манометр давления общего нагн. трубопровода, МПа	ДМ 8008-ВУ-25 МПа М20*1,5						
18	Давление маслонасоса узла разгрузки, кПа	Метран-150TG3(0...1МПа)	50	300	50	300	Запрет на запуск. Останов насоса, закрытие запорно-регулирующих клапанов напорной линии.	

\* Примечание – Значения параметров РГТ4..6 РГТ3,7, РГТ4 являются изменяемыми от частоты вращения. Данные указанные в таблице приведены для частоты вращения двигателя 50Гц и плотности жидкости 1000кг/м<sup>3</sup>.

Приложение №3.



## **Приложение Г**

### **Документация на блок фильтров**



**Общество с ограниченной ответственностью  
«АВТОМАТИЗАЦИЯ-МЕТРОЛОГИЯ-ЭКСПЕРТ»**

ОКПО 88090790

УТВЕРЖДЕН

АМЭ 049.00.00.00.000 ПС-ЛУ

**УТВЕРЖДАЮ**

Главный инженер-

заместитель генерального директора

АО «Мессояханефтегаз»

\_\_\_\_\_ Г.Р. Насыбуллин

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**БЛОК ФИЛЬТРОВ БФ-4,0-0021-ХЛ1-С6**

**ТУ 3667-001-0184662370-2015**

**АО «МЕССОЯХАНЕФТЕГАЗ»**

**ПАСПОРТ**

**АМЭ 049.00.00.00.000 ПС**

**Уфа 2018 г.**

**СОДЕРЖАНИЕ**

1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ .....	3
2	СОСТАВ БФ .....	4
2.1	Технологическая часть .....	4
2.2	Система электроснабжения .....	5
3	СХЕМА БФ .....	6
4	ПАРАМЕТРЫ ПОТОКА И СРЕДЫ .....	7
5	УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ .....	8
6	ПОДГОТОВКА К ПУСКУ .....	9
7	ПОРЯДОК ПУСКА .....	10
8	ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, РЕМОНТ И ПОВЕРКА .....	11
9	СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ .....	12
10	СРОКИ СЛУЖБЫ, ХРАНЕНИЯ И ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ .....	13
11	УПАКОВКА .....	14
12	ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ .....	15
	ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ .....	16



АМЭ 049.00.00.00.000 ПС

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Блок фильтров, далее по тексту БФ предназначен для очистки воды от механических примесей перед закачкой в пласт.

Месторасположение БФ: Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тазовский р-н, куст скважин №301 Восточно-Мессояхского месторождения.

Поставщик: ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ»

Разработчик документации: ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ»

Эксплуатирующая организация: АО «МЕССОЯХАНЕФТЕГАЗ».

Дата ввода в эксплуатацию \_\_\_\_\_ М.П.  
(число, месяц, год)

Климатические условия района эксплуатации БФ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района эксплуатации БФ

Наименование показателя	Значение показателя
Строительно-климатическая зона района строительства и подрайон в соответствии СП 131.13330	Северная строительно-климатическая зона, подрайон 1Г
Абсолютная минимальная температура окружающего воздуха	минус 53 °С
Абсолютная максимальная температура окружающего воздуха	плюс 32 °С
Район и расчетное значение веса снегового покрова согласно СП 20.13330	V район, 3,2 кПа
Район и нормативное значение ветрового давления согласно СП 20.13330	III район, 0,38 кПа
Зона влажности согласно СП 131.13330	высокая
Сейсмичность района строительства согласно СП 14.13330	5 баллов



АМЭ 049.00.00.00.000 ПС

## 2 СОСТАВ БФ

В состав БФ входят:

- технологическая часть, скомплектованная из компонентов серийного, отечественного и импортного производства;
- локальная система управления (шкаф ЛСУ), основными компонентами которого являются:
  - ✓ промышленный логический контроллер ОВЕН ПЛК110-220.60.P-M;
  - ✓ источник бесперебойного питания (ИБП);
- система электроснабжения;
- комплект запасных изделий и принадлежностей.

Электроснабжение силового оборудования БФ осуществляется от сети переменного трехфазного и однофазного тока 380 В, 50 Гц.

Для подключения электрооборудования БФ оборудован клеммными коробками.

### 2.1 Технологическая часть

В соответствии со схемой гидравлической принципиальной АМЭ 049.00.00.00.000 ГЗ в состав технологической части входит:

- входной и выходной трубопровод Ду80;
- линии фильтров №1 и №2;
- байпасная линия Ду80.

Основные технические данные приведены в руководстве по эксплуатации АМЭ 049.00.00.00.000 РЭ.

Перечень установленных средств измерений в соответствии со схемой гидравлической принципиальной АМЭ 049.00.00.00.000 ГЗ приведен в таблице 2.



Таблица 2 - Средства измерения БФ

Наименование средства измерения, заводской №	Обозначение и наименование документа на средство измерения		Метрологические характеристики
Преобразователь давления измерительный 3051 CD 4 A 0 2 A 1 B H2 B1A1003 Диапазон измерений от 0 до 400 кПа. Обозначение на схеме PUI1, PUI2 Зав. №4048946 Зав. №4048947	Свидетельство об утверждении типа СИ	RU.C.30.059.A №58222/1	Предел допускаемой основной приведенной погрешности ±0,075 % Дополнительная приведенная погрешность от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С ±0,027 % от Pв
	Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011	RU C-US.AA87.B.00534 серия RU №0459293	
	Сертификат соответствия ТР ТС 020/2011	RU C-US.AB72.B.00915 серия RU №0119306	
	Методика поверки	МП 4212-021-2015	
	Паспорт с отметкой о поверке	СПГК.5234.000.00 ПС, версия 6.3	
	Руководство по эксплуатации	00809-0107-4007, ред. BA	
	Краткое руководство по установке	00825-0107-4007, ред. DC	
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2-6,0МПа-0,6. Диапазон измерений от 0 до 6,0 МПа Обозначение на схеме PG1, PG2 Зав. № 181119 Зав. № 181121	Свидетельство об утверждении типа СИ	RU.C.30.004.A № 44076	Пределы допускаемой основной погрешности ±0,6 %
	Сертификат соответствия ГОСТ 2405-88, ГОСТ Р 52931-2008	РОСС RU.AB51.H02145	
	Сертификат безопасности	СДС.ТТПБ.1.00054	
	Методика поверки	5ШО.283.421 МП	
	Паспорт с отметкой о поверке	5Ш2.830.865ПС	
	Руководство по эксплуатации	5Ш2.830.865РЭ	

## 2.2 Система электроснабжения

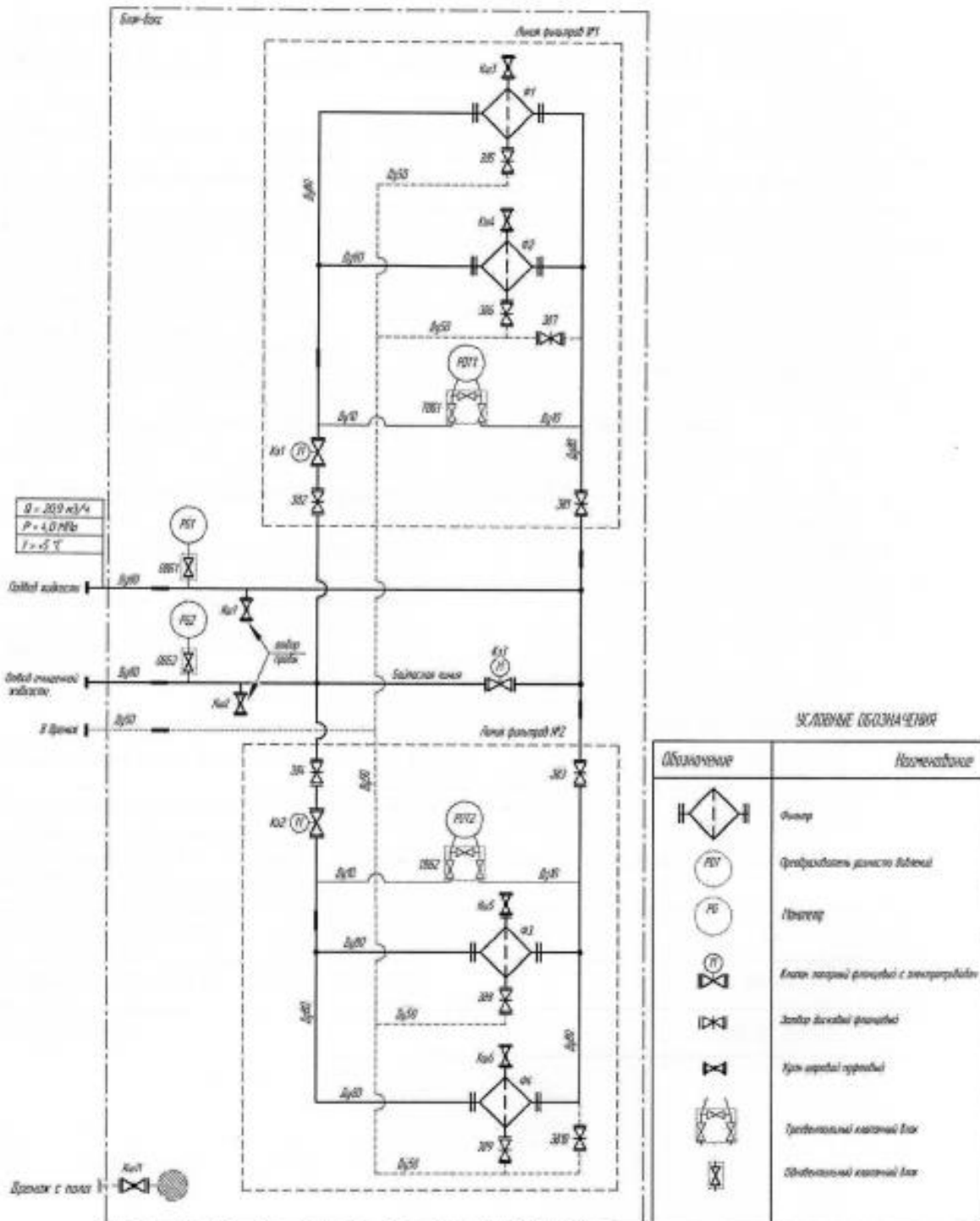
Электроснабжение БФ соответствует следующим требованиям:

- категория объекта по электропитанию I категория
- электропитание вторичной аппаратуры ~ 380 В, 50 Гц;
- система заземления TN-S.

Для подключения электрооборудования БФ оборудован промежуточными клеммными коробками, установленными на стене блок-бокса. Прокладка кабелей выполнена в коробах согласно разделу 7 ПУЭ.



3 СХЕМА БФ



#### 4 ПАРАМЕТРЫ ПОТОКА И СРЕДЫ

Рабочая среда – вода системы ППД.

Физико-химические показатели воды приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Физико-химические показатели воды

Наименование показателя	Значение показателя
Рабочий диапазон температуры воды, °С	от +5 до +32
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1006
Содержание ТВВ не более, мг/л	10
Размеры ТВВ не более, мкм	1
Тип воды по В.А. Сулину	хлоридно-кальциевый

Основные технические характеристики БФ приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Основные параметры режима работы БФ

Наименование показателя	Значение показателя
Максимальный объемный расход воды, м <sup>3</sup> /ч	21
Номинальное давление, МПа	4,0
Исполнение	Закрытое, блок-бокс обогреваемый
Климатическое исполнение БФ по ГОСТ 15150	ХЛ1
Уровень ответственности зданий и сооружений по техническому регламенту № 384 - ФЗ	Нормальный
Категория здания по взрывопожарной опасности	Д
Степень огнестойкости	IV
Температура воздуха в помещении БФ, °С	не ниже +5
Электропитание	380 В; 50 Гц



## 5 УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

Конструкция БФ соответствует требованиям ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», ПУЭ, Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», постановление Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 года №401.

Электрооборудование БФ соответствует требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности», ПУЭ.

По способу защиты человека от поражения электрическим током БФ относится к первому классу защиты по ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

Рабочие места БФ соответствуют требованиям ГОСТ 12.2.061-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам».

Окраска арматуры, оборудования, трубопроводов произведена в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки» и Руководством по использованию фирменного стиля АО «МЕССОЯХАНЕФТЕГАЗ» от февраля 2016 г.

Эргономические показатели соответствуют требованиям ГОСТ 12.2.049-80 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования».

Монтаж и эксплуатация блока должны осуществляться в соответствии с требованиями настоящего руководства по эксплуатации, «Правил эксплуатации электроустановок потребителей», Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и проектом привязки».

Проект привязки предусматривает наружный контур заземления блок-бокса и рамы БФ.

Проектом привязки на конкретном месте эксплуатации предусматривается молниезащита в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Если БФ расположен в радиусе действий молниезащиты других объектов, устройство специальной молниезащиты не обязательно.

Монтаж и демонтаж технологического оборудования должны производиться после полного стравливания давления.



## **6 ПОДГОТОВКА К ПУСКУ**

Монтаж, пуско-наладочные работы, настройка, регулирование и опробование БФ проводятся на месте эксплуатации специалистами, имеющими допуск к вышеперечисленным работам.

Подготовку изделия к пуску осуществить согласно руководству по эксплуатации АМЭ 049.00.00.00.000 РЭ, ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», «Правилам устройства электроустановок» далее ПУЭ, а также Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».



## 7 ПОРЯДОК ПУСКА

Пуск в работу БФ осуществить в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации АМЭ 049.00.00.00.000 РЭ, схемой гидравлической принципиальной АМЭ 049.00.00.00.000 ГЗ, электрическими схемами соединений из комплекта документации технологического блока и проекта привязки.

Перед началом работы необходимо изучить инструкции по эксплуатации всего оборудования, приборов, входящих в состав БФ. Пуск в работу всех комплектующих приборов осуществить согласно указаниям в паспортах, технических описаниях на эти изделия.

До и после выполнения монтажных работ производить контроль значений сопротивления изоляции электрических цепей. Сопротивление изоляции электрических цепей относительно корпуса (земли) и между собой должно быть не менее 2,0 МОм при температуре  $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$  и относительной влажности от 30 до 80 %.

Значение сопротивления между заземляющим болтом (винтом, шпилькой) и каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью блока, которая может оказаться под напряжением, не должно превышать 0,1 Ом согласно ГОСТ 12.2.007.0-2001 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

Особое обратить внимание на правильную подачу воды в приборы (по стрелке и в соответствии с паспортами на эти приборы и оборудование).

После монтажа должно быть проведено гидравлическое испытание технологических линий согласно ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», ОСТ 26.260.18-2004 «Блоки технологические для газовой и нефтяной промышленности. Общие технические условия».

После гидравлических испытаний технологические линии повторно продуть сжатым воздухом.

Подключение первичных преобразователей к вторичным приборам производить в соответствии со схемой электрических соединений.

Проверить надежность крепления фланцевых, муфтовых и штуцерных соединений в БФ.



АМЭ 049.00.00.00.000 ПС

## **8 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, РЕМОНТ И ПОВЕРКА**

Техническое обслуживание БФ направлено на обеспечение безотказной работы и сохранность его основных технических характеристик при эксплуатации.

Сроки и порядок устранения обнаруженных неисправностей определяются персоналом обслуживающей и эксплуатирующей организаций.

Государственную поверку средств измерений производят с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации на каждое средство измерения.



АМЭ 049.00.00.00.000 ПС

### 9 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Настоящее свидетельство о приемке составлено на основании приемочных испытаний на БФ зав.№ 049.

БФ зав.№ 049 признан годным для эксплуатации.

Начальник отдела качества:

  
личная подпись

**КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА  
ПРОШЕА  
ООО «АМЭ»  
ЖУРАВЛЕВ А.В.**

  
расшифровка подписи

Дата выпуска \_\_\_\_\_ М.П.  
(месяц, год)



АМЭ 049.00.00.00.000 ПС

**10 СРОКИ СЛУЖБЫ, ХРАНЕНИЯ И ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ**

Срок службы БФ - не менее 20 лет.

Предельный срок службы покупных изделий в соответствии с сопроводительной документацией.

Гарантийный срок эксплуатации БФ 24 месяца со дня ввода в эксплуатацию, но не более 36 месяцев с момента отгрузки потребителю.



АМЭ 049.00.00.00.000 ПС

## 11 УПАКОВКА

БФ зав.№ 049 перед отправкой подвергнут консервации.

Дата консервации 28.06.18 г.

Срок консервации 18 мес

Консервацию произвел \_\_\_\_\_

Изделие после консервации принял \_\_\_\_\_



*Кутелинский С.А.*

*Таймачкова Ю.Г.*

Перед консервацией БФ следует очистить от загрязнений, обновить краску, смазать неокрашенные части оборудования солидолом или другой, аналогичной по свойствам, смазкой.

Консервацию проводить согласно ГОСТ 9.014-78 «Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования» и СП 28.13330.2012 «Защита строительных конструкций от коррозии».



## 12 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

БФ зав.№ 049 может транспортироваться любым видом транспорта, в соответствии с нормами и правилами, действующими на данном транспорте. Выдерживает транспортирование, в части воздействия климатических условий, в соответствии с группой 7 по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды», в части воздействия механических факторов – с группой Ж по ГОСТ 23216-78 "Изделия электрические. Хранение, транспортирование, консервация, упаковка. Общие требования и методы испытаний".

Транспортная маркировка должна соответствовать ГОСТ 14192-96 "Маркировка грузов".

Во время погрузо-разгрузочных работ должна применяться специальная траверса и БФ не должен подвергаться резким ударам.

БФ должен храниться на открытом воздухе, на ровной площадке, обеспечивающей сток воды.

Условия хранения системы в части воздействия климатических факторов внешней среды должны соответствовать условиям хранения 7 по ГОСТ 15150-69 "Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды".

Предельный срок хранения и транспортирования блоков без переконсервации 18 месяцев с момента консервации.

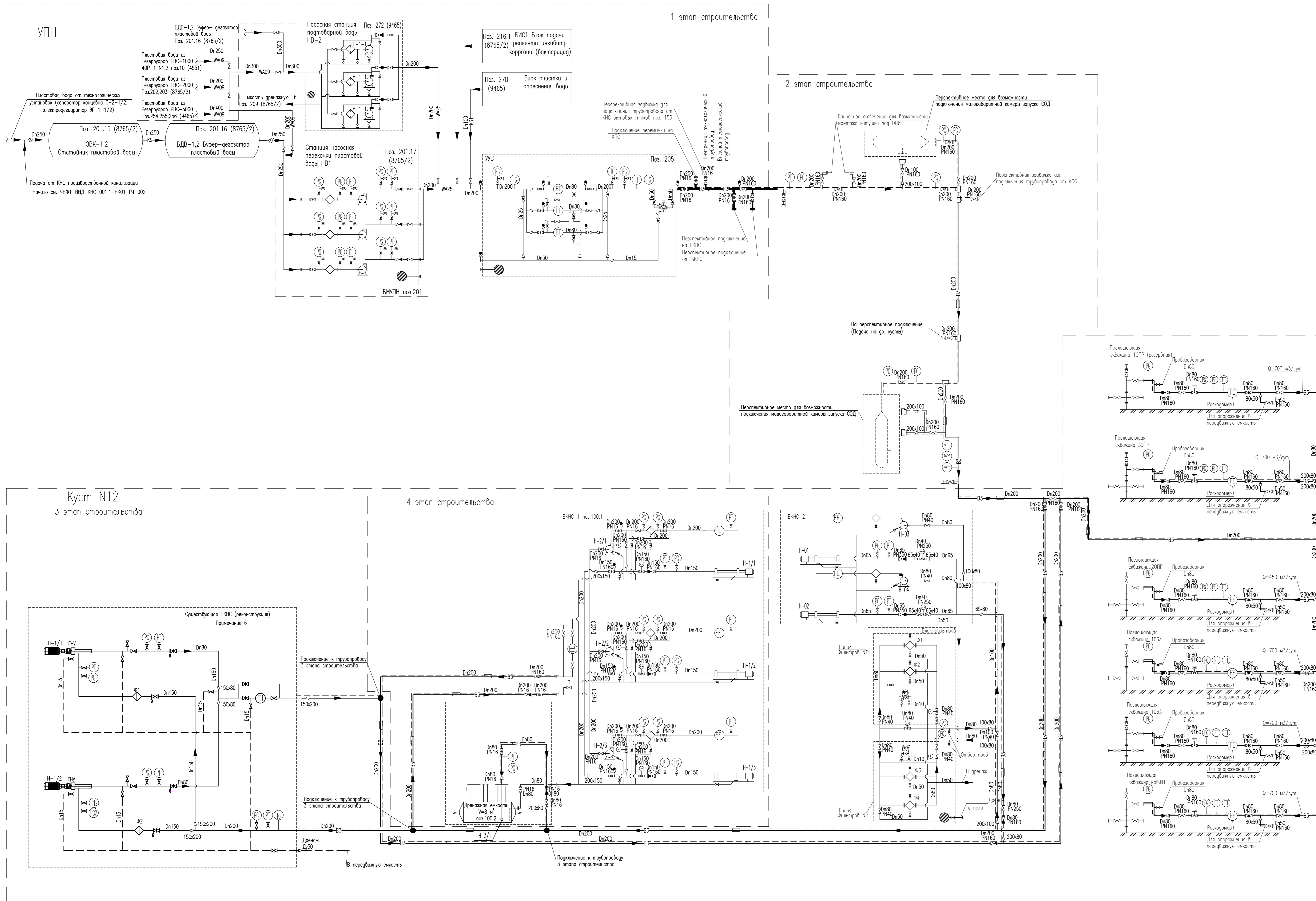


ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Применение
Сооружения 3 этапа строительства				
Реконструкция оу.БКНС				
H-1/1,2	Насосы типа ГРУ	2	Q=60 м <sup>3</sup> /ч, H=600 м, N=250 кВт	1 роб. 1 рес.
Выбор проектируемые объекты				
БКНС-2	Блок бакс КНС в составе:	1	БКНС 2x400-2000	
H-01, H-02	Насосы типа ГРУ	2	Q=16,67 м <sup>3</sup> /ч, H=2000 м, N=160 кВт	1 роб. 1 рес.
H-03, H-04	Подпорные насосы	2	Q=16,67 м <sup>3</sup> /ч, H=40 м	1 роб. 1 рес.
БКНС в составе:				
Ф1...Ф4	Фильтры	4	V=0,05 м <sup>3</sup> , P=4,0 МПа	
Сооружения 4 этапа строительства				
Выбор проектируемые объекты				
БКНС-1	Блок бакс КНС в составе:	1	ЧНФ1-ВНД-ТХ01-0П-004	
H-1/1...3	Насосы типа ГРУ	3	Q=66,67 м <sup>3</sup> /ч, H=1100 м, N=400 кВт	1 роб. 1 рес.
H-2/1...3	Подпорные насосы	3	Q=66,67 м <sup>3</sup> /ч, H=40 м	1 роб. 1 рес.
ЕД-1	Дренажная емкость для сбора утечек от насосов ГРУ с насосом:	1	V=8 м <sup>3</sup> (ЧНФ1-ВНД-ТХ01-0П-005)	
H-3/1	Полупогружной насос типа НБ-Д-1М	2	Q=12,5 м <sup>3</sup> /ч, H=32 м, N=2,6 кВт	1 роб. 1 рес. на скваж.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
— K9 —	Трубопровод ластовой воды неочищенной
— K9' —	Трубопровод ластовой воды очищенной
— WA09 —	Вода ластовая на насосе
— WA25 —	Вода подготовленная на узел учета
— K31 —	Канализация производственная напорная
— B3 —	Высоконапорная водовод отмени подготовленной воды
—	Защелка обратная для фланцев арматура
—	Забудка с ручным приводом
—	Забудка с электроприводом
—	Клапан-регулятор расхода
—	Обратный клапан
—	Шаровый кран расщеливающий
—	Фильтр
—	Бастрозвмное соединение
—	Тролик с решеткой
—	Расходомер
—	Манометр
—	Термометр
—	Датчик давления
—	Датчик температуры
—	Узел контроля скорости коррозии
—	Преобразователь для забор проб
—	Преобразователь клапанный блок
—	Преобразователь разности давлений
—	Выбор проектируемый, либо заменяемый трубопровод
—	Существующий трубопровод
—	Трубопровод в тепловой изоляции с электрообогревом



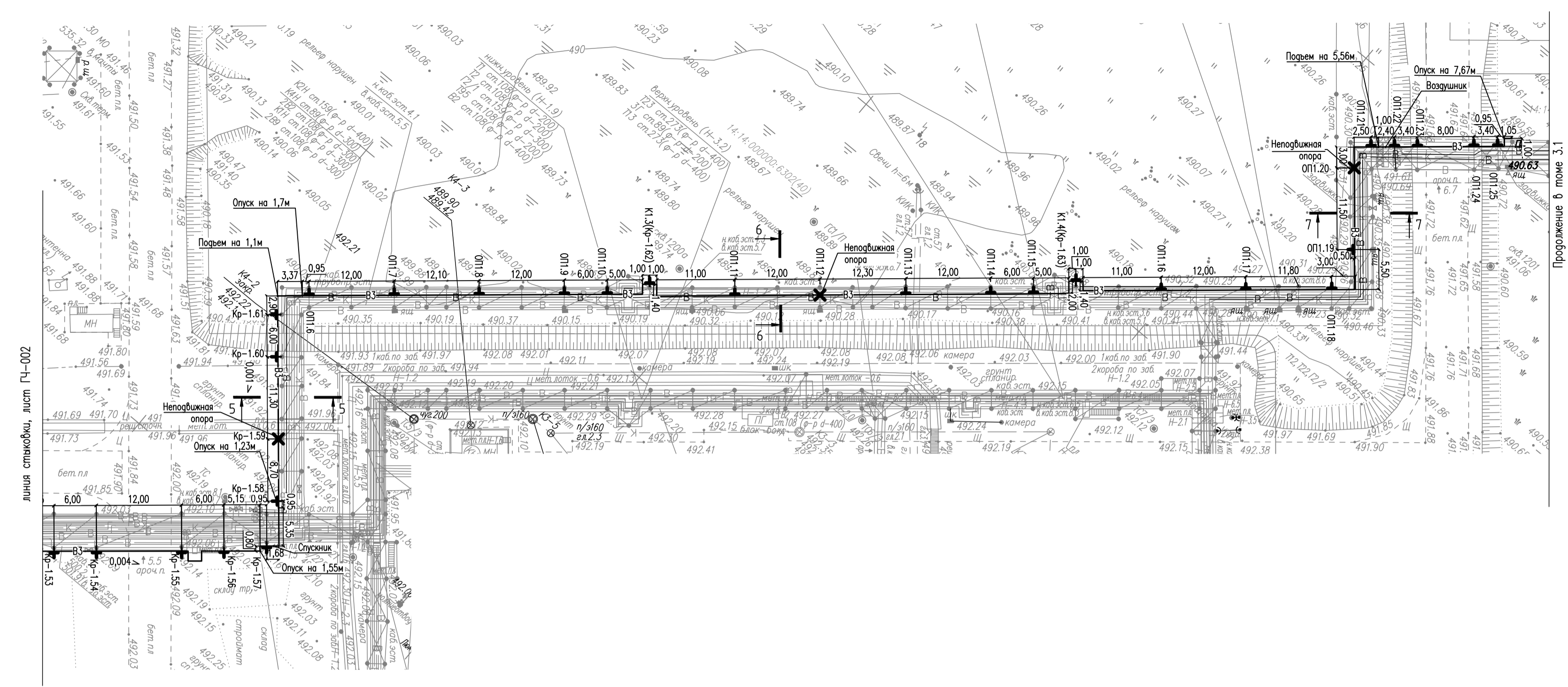
1. Блок бакс БКНС-1 (поз. 100.1) поставляется комплектом согласно ЧНФ1-ВНД-ТХ01-0П-004;
2. Дренажная емкость ЕД-1 (поз. 100.2) поставляется комплектом согласно ЧНФ1-ВНД-ТХ01-0П-005;
3. Максимальная пропускная способность каждой скважины указана по данным Заказчика;
4. Участок борозды за пределами площадок УПН и Куста N12 привезен условно. Данная участок привезен в том 3.1
5. Давление (РН) на схеме указано в кгс/см<sup>2</sup>;
6. При строительстве новой БКНС (4 этап строительства) существующая БКНС подлежит демонтажу

ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-001			
1	—	Зем. 2287,28	0,0000
Иск. Работы	Лист	ИЛО.06.00	0,0000
Резерв	Возврат	Лист	0,0000
Принципиальная схема высоконапорного водовода отмени подготовленной воды			
Исполн:	Робинава	0,0000	
ГП:	Робинава	0,0000	
Формат А0		Файл ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-001_1.dwg	



1:500  
0 5 10 15 20  
МЕТРЫ

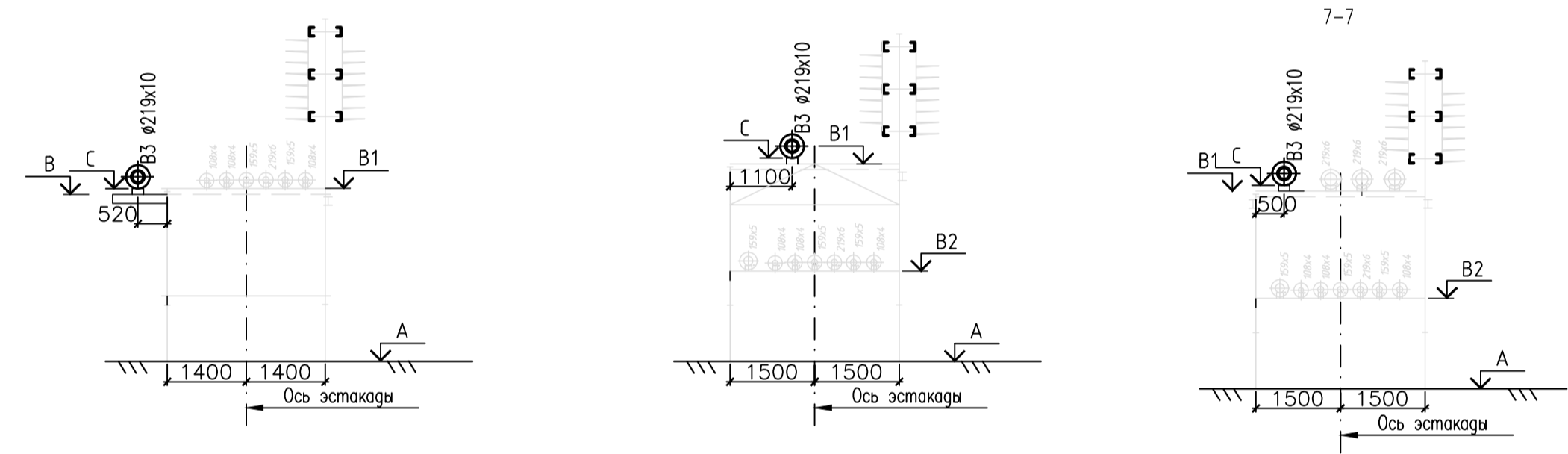
Согласовано  
Согласовано  
Мик. N подг.  
Подп. и дата  
Взак. инб. N



5-5

6-6

7-7



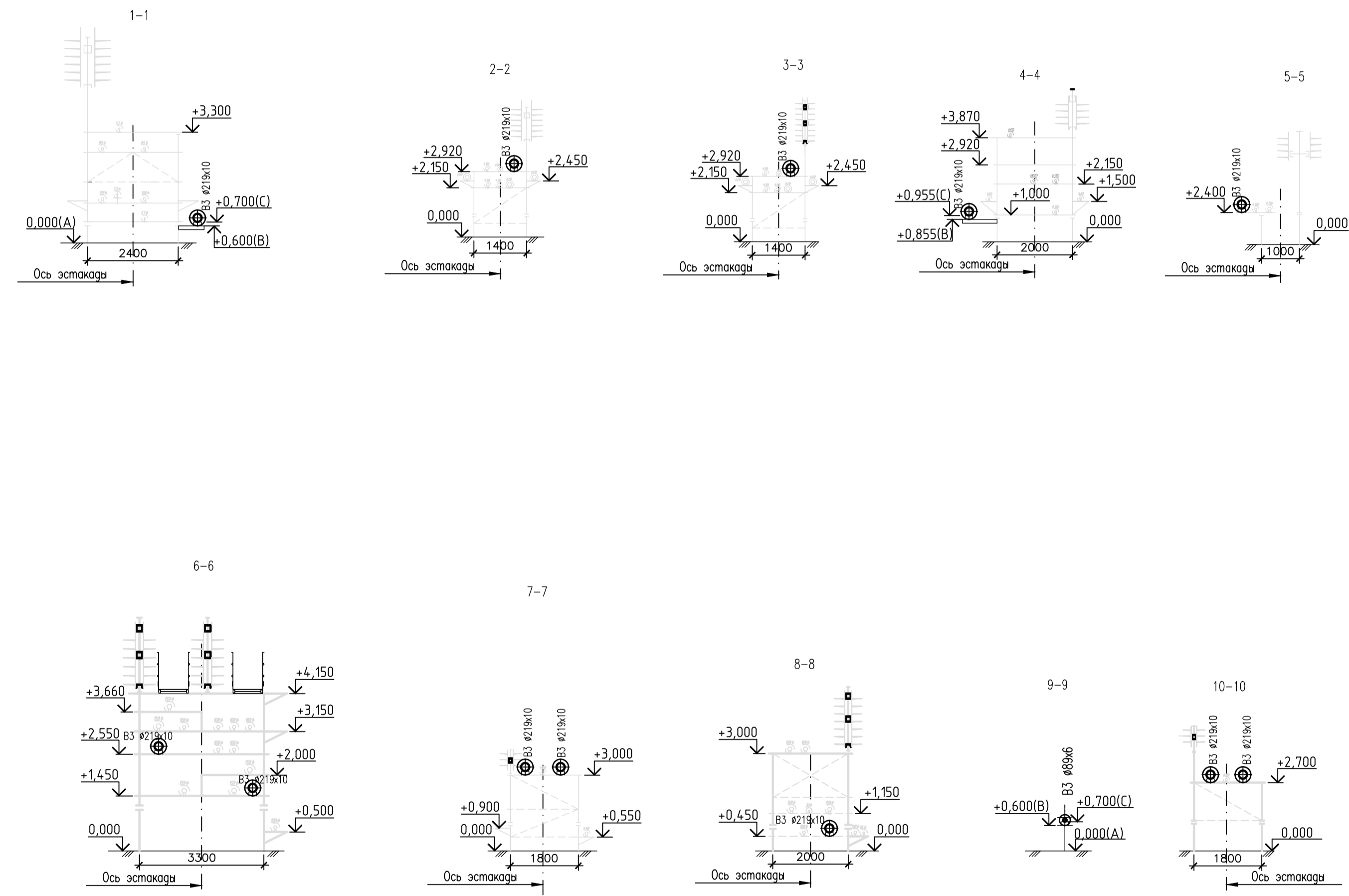
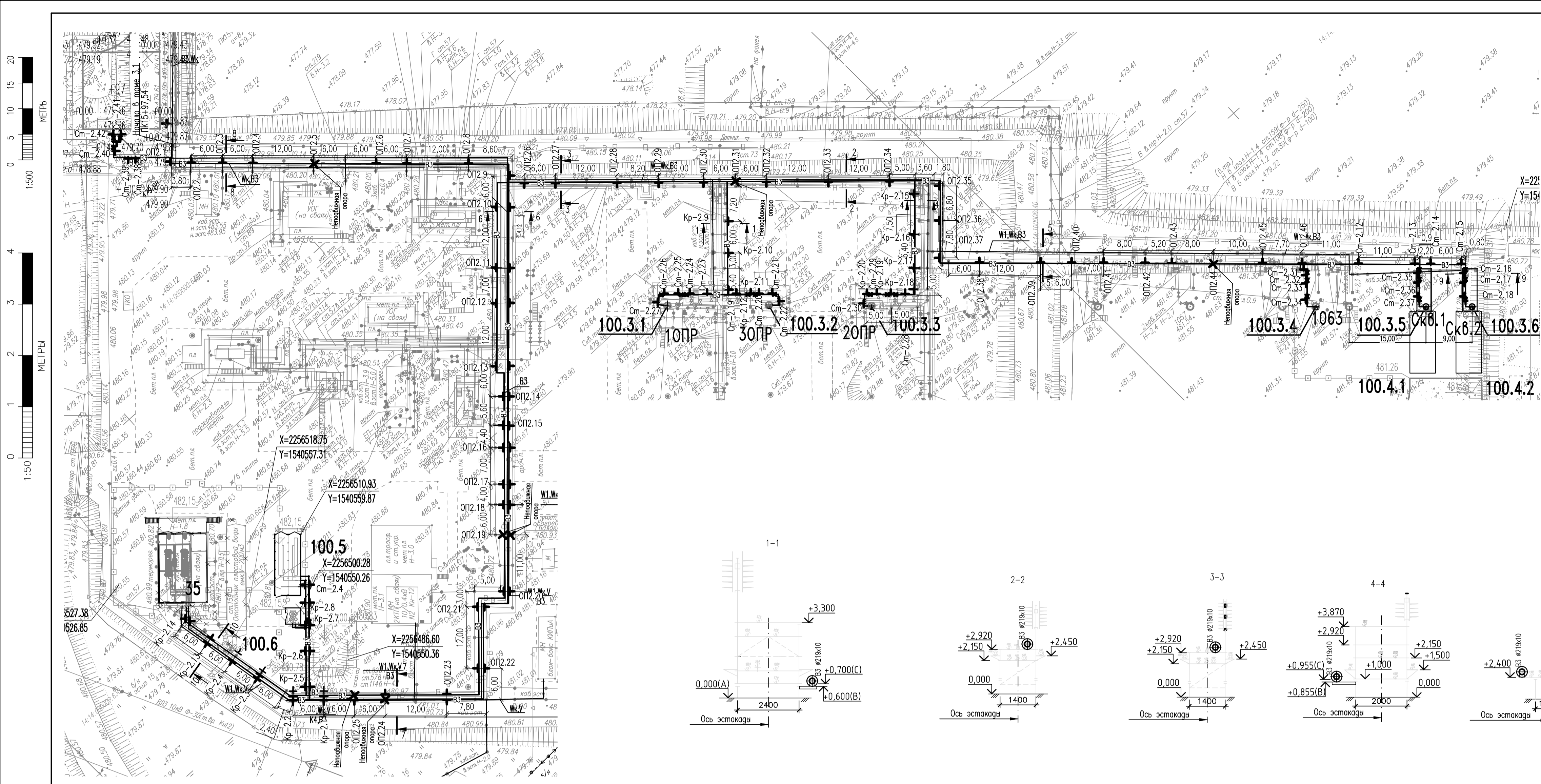
№ Стойки	Отметка площадки/земли, А	отм. стр. констр., В	отм. суц. констр., В1	отм. суц. констр., В2	отм. верха опоры, С	номер свай по обследованию
Кр-1.53	492,040	496,794	492,790	495,040	496,894	900-901
Кр-1.54	492,060	496,770	497,760	-	496,870	898-899
Кр-1.55	492,080	496,722	497,780	-	496,822	896-897
Кр-1.56	492,070	496,731	495,070	494,070	496,831	894-895
Кр-1.57	492,070	495,287	495,070	494,070	495,387	891-892
Кр-1.58	492,030	494,030	494,030	-	494,130	-
Кр-1.59	492,070	494,039	494,820	-	494,139	884-885
Кр-1.60	491,910	494,050	494,660	-	494,150	878-879
Кр-1.61	490,270	494,056	493,570	-	494,156	873-875
ОП1.6	490,150	-	493,450	491,150	493,550	873-874
ОП1.7	490,080	-	493,380	491,080	493,480	869-870
ОП1.8	490,110	-	493,410	491,110	493,510	863-864
ОП1.9	490,100	-	493,400	491,100	493,500	859-860
ОП1.10	489,870	-	493,170	490,870	493,270	857-858
К1.3(Кр-1.62)	489,880	493,180	493,180	490,880	493,280	854-855
ОП1.11	489,760	-	493,060	490,760	493,160	850-851
ОП1.12	490,010	-	493,310	491,010	493,410	846-847
ОП1.13	490,130	-	493,430	491,130	493,530	840-841
ОП1.14	490,150	-	493,450	491,150	493,550	836-837
ОП1.15	490,130	-	493,430	491,130	493,530	834-835
К1.4(Кр-1.63)	490,200	493,500	493,500	491,200	493,710	831-832
ОП1.16	490,380	-	493,680	491,380	493,780	827-828
ОП1.17	490,300	-	493,600	491,300	493,700	823-824
ОП1.18	490,300	-	493,600	491,300	493,700	817-818
ОП1.19	490,290	-	493,590	491,290	493,690	811-812
ОП1.20	490,360	-	493,660	491,360	493,760	805-806
ОП1.21	490,450	-	493,750	491,450	493,850	803-805
ОП1.22	490,670	-	499,310	496,920	499,410	801-802
ОП1.23	491,560	-	499,310	497,810	499,410	799-800
ОП1.24	491,530	-	499,310	497,780	499,410	797-798
ОП1.25	490,710	-	499,310	496,960	499,410	795-796

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
— ВЗ —	Высоконапорный водовод отдачи подтоварной воды
— X —	Неподвижная опора
⊥	Подвижная опора

1. План трассы выполнен на основании данных инженерных изысканий фирмы АО "ДОНГИС".
2. Сечения трассы водовода ВЗ отображены в направлении потока.
3. Опора на конце трассы ВЗ предусмотрена в томе 3.1.

ИЗМЕНЕНИЯ				Формат А1		
1	-	Зам.	2287-26	07.04.26	ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-003	
Изм.	Колуч.	Лист	№рок.	Подп.	Дата	Обустройство Чагоднического НГКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.
Разраб.	Федотов			07.04.26	Стация	Лист
					П	1
Н.контр.	Ровенская			07.04.26	Площадка УПН. План трассы высоконапорного водовода ВЗ (окончание).	
ГИП	Ровенская			07.04.26	Разрез 5-5, 6-6, 7-7	



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
— ВЗ —	Высоконапорный водовод отдачи подтоварной воды
⊗	Неподвижная опора
⊕	Подвижная опора
⊗	Задвижка

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Проектируемые сооружения	
	2 этап	
100.7	КПЭ скин-эффекта	
	3 этап	
100.3.1-100.3.3	Устье позиционирующей скважины с трубопроводной обвязкой (10ПР, 20ПР, 30ПР, 10БЗ)	4 шт.
100.3.5-100.3.6	Устье позиционирующей скважины с трубопроводной обвязкой (N1, N2)	2 шт.
100.4.1-100.4.2	Площадка под приемные мостки, совмещенная с площадкой под ремонтный агрегат	2 шт.
100.5	БКНС-2 (2x400-2000 (МН ГНУ))	
100.6	Блок фильтров (БФ-4,0-0021-ХП1-С6 (МН блок фильтров))	
	4 этап	
100.1	БКНС-1	
100.2	ЕД-1 (Емкость дренажная, V=8м3)	
	Существующие сооружения	
35	БКНС	

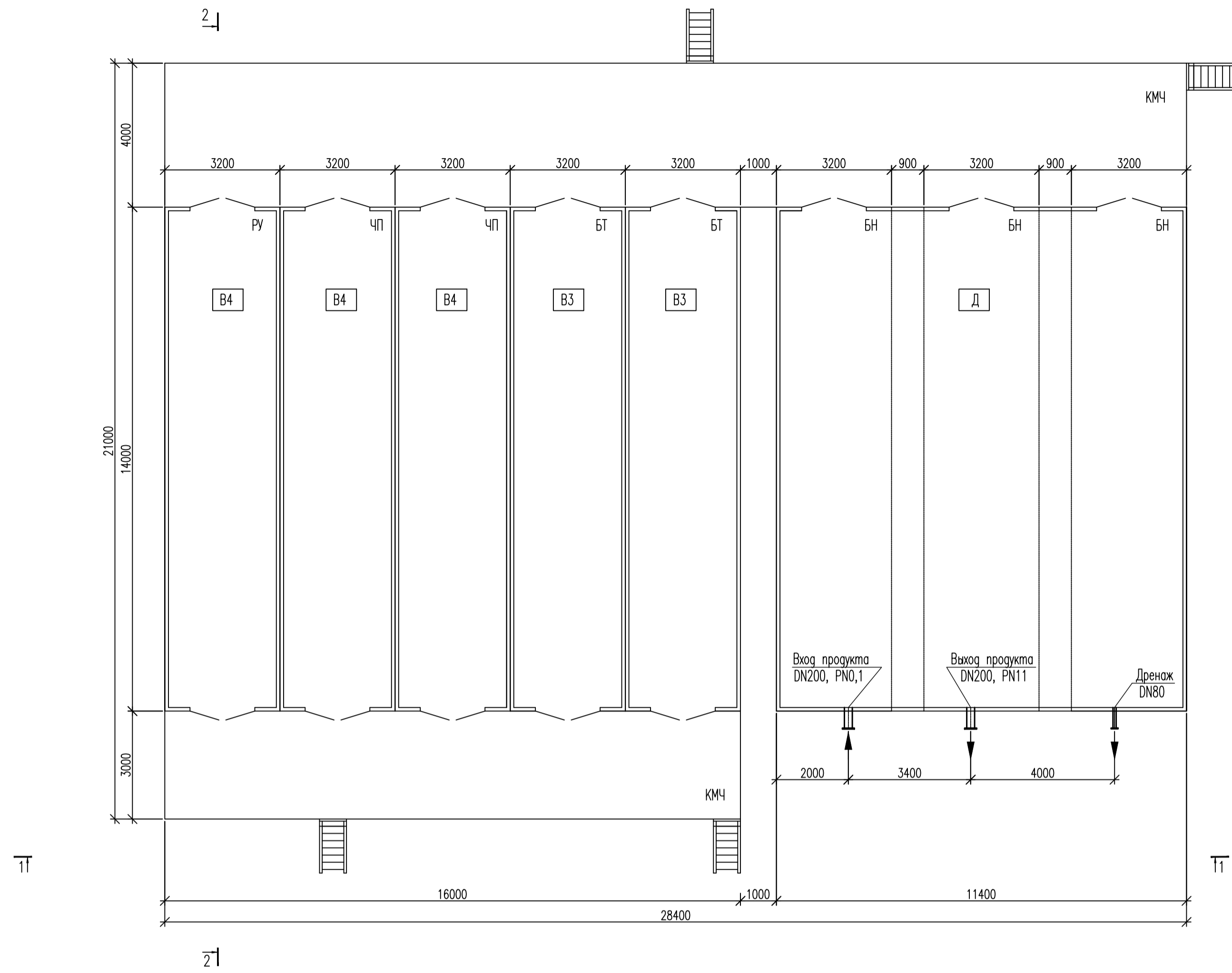
Таблица стоек

№ Стойки	Отметка площадки/земли, А	отм. стр. констр., В	отм. суц. стр. констр., В1	отм. суц. стр. констр., В2	отм. верха опоры, С	номер свай по обследованию
<b>КП12</b>						
Кр-2.1	480,810	-	3,000	-	3,100	147-148
Кр-2.2	480,770	-	3,000	-	3,100	155-156
Кр-2.3	480,760	-	2,700	-	2,800	159-160
Кр-2.4	480,810	-	2,700	-	2,800	161-162
Кр-2.13	480,800	-	2,700	-	2,800	163-164
Кр-2.14	480,790	2,700 (3,170)	2,700	-	2,800 (3,270)	166
Кр-2.5	480,800	0,550	0,550	-	0,650	151
Кр-2.6	480,890	0,550	0,550	-	0,650	152
Кр-2.7	480,870	0,550	0,550	-	0,650	153
Кр-2.8	480,890	0,550	0,550	-	0,650	154
Ст-2.4	480,800	0,550	0,550	-	0,650	-
Ст-2.12	481,820	2,400	-	-	2,500	-
Ст-2.13	481,300	2,400	-	-	2,500	-
Ст-2.14	481,240	2,400	-	-	2,500	-
Ст-2.15	482,020	2,400	-	-	2,500	-
Ст-2.16	481,290	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.17	481,280	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.18	481,280	0,600	-	-	0,700	-
Кр-2.9	479,440	0,600	-	-	0,700	79.3-79.4
Кр-2.10	479,420	0,600	-	-	0,700	79.7-79.8
Кр-2.11	479,440	0,600	-	-	0,700	*
Кр-2.19	479,750	0,600	-	-	0,700	-
Кр-2.12	479,750	0,600	-	-	0,700	79.15-79.16
Ст-2.20	479,750	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.21	479,750	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.22	479,750	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.23	479,400	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.24	479,400	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.25	479,400	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.26	479,400	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.27	479,400	0,600	-	-	0,700	-
Кр-2.15	479,440	0,855	-	-	0,955	61-62
Кр-2.16	479,540	0,855	-	-	0,955	55-56
Кр-2.17	479,550	0,855	-	-	0,955	54.1-54.2
Кр-2.18	479,540	0,855	-	-	0,955	54.3-54.4
Ст-2.28	479,800	0,855	-	-	0,955	-
Кр-2.19	479,800	0,855	-	-	0,955	54.6-54.7
Ст-2.29	479,800	0,855	-	-	0,955	-
Кр-2.20	479,800	0,855	-	-	0,955	54.8-54.9
Ст-2.30	479,800	0,855	-	-	0,955	-
Ст-2.31	481,600	0,520	-	-	0,620	-
Ст-2.32	481,600	0,520	-	-	0,620	-
Ст-2.33	481,600	0,520	-	-	0,620	-
Ст-2.34	481,600	0,520	-	-	0,620	-
Ст-2.35	481,600	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.36	481,400	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.37	481,340	0,600	-	-	0,700	-
Ст-2.38	479,820	4,350	-	-	4,450	-
Ст-2.39	479,790	1,000	-	-	1,100	-
Ст-2.40	479,860	1,000	-	-	1,100	-
Ст-2.41	479,770	1,000	-	-	1,100	-
Ст-2.42	479,600	1,000	-	-	1,100	-

1. План трассы выполнен на основании данных инженерных изысканий фирмы АО "ДОНГИС".

ЧНО1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-004			
Обустройство Чаяндинского НКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.			
Изм.	Контр.	Лист	№ док.
Разоб.	Федотов	07.04.26	
Статус	Лист	Листов	
П		1	
Площадка куста КП12. 3 этап строительства. План высоконапорного водовода ВЗ. Разрезы 1-1...10-10			
Н.контр.	Ровенская	07.04.26	
ГИП	Ровенская	07.04.26	

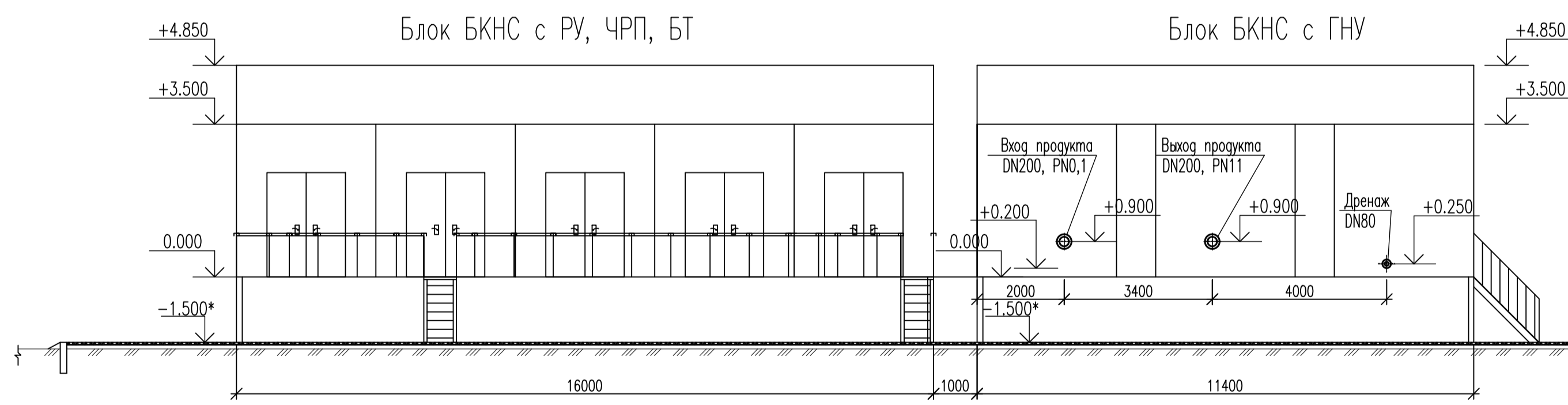
План



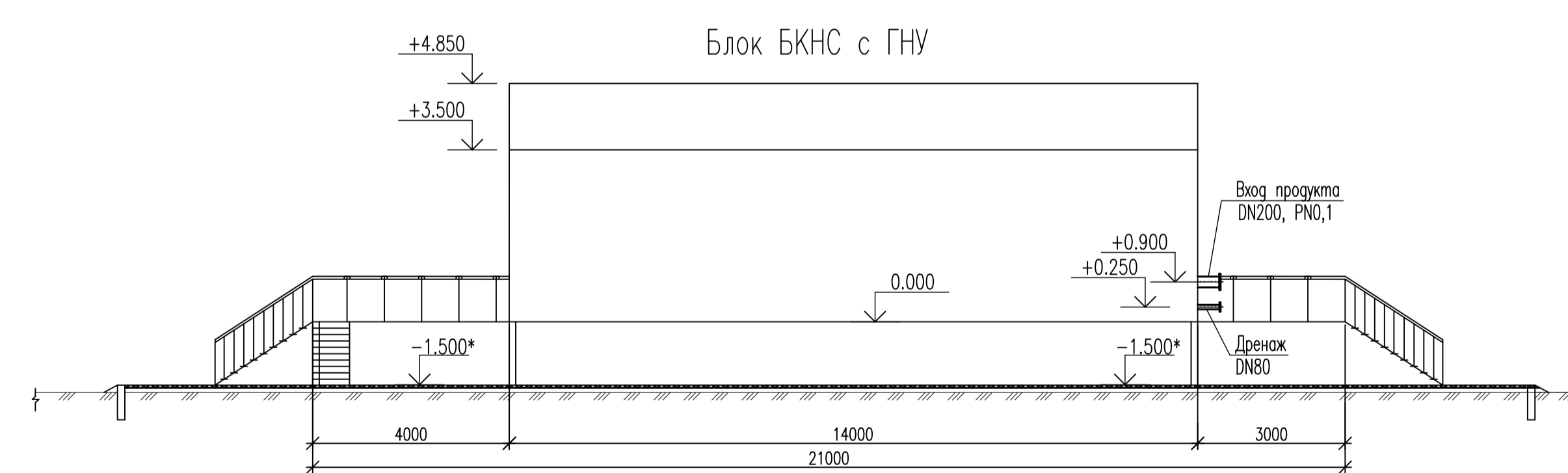
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
БКНС-1	Блочная кустовая насосная станция	1	Q=3200 м3/сут	

Разрез 1-1



Разрез 2-2

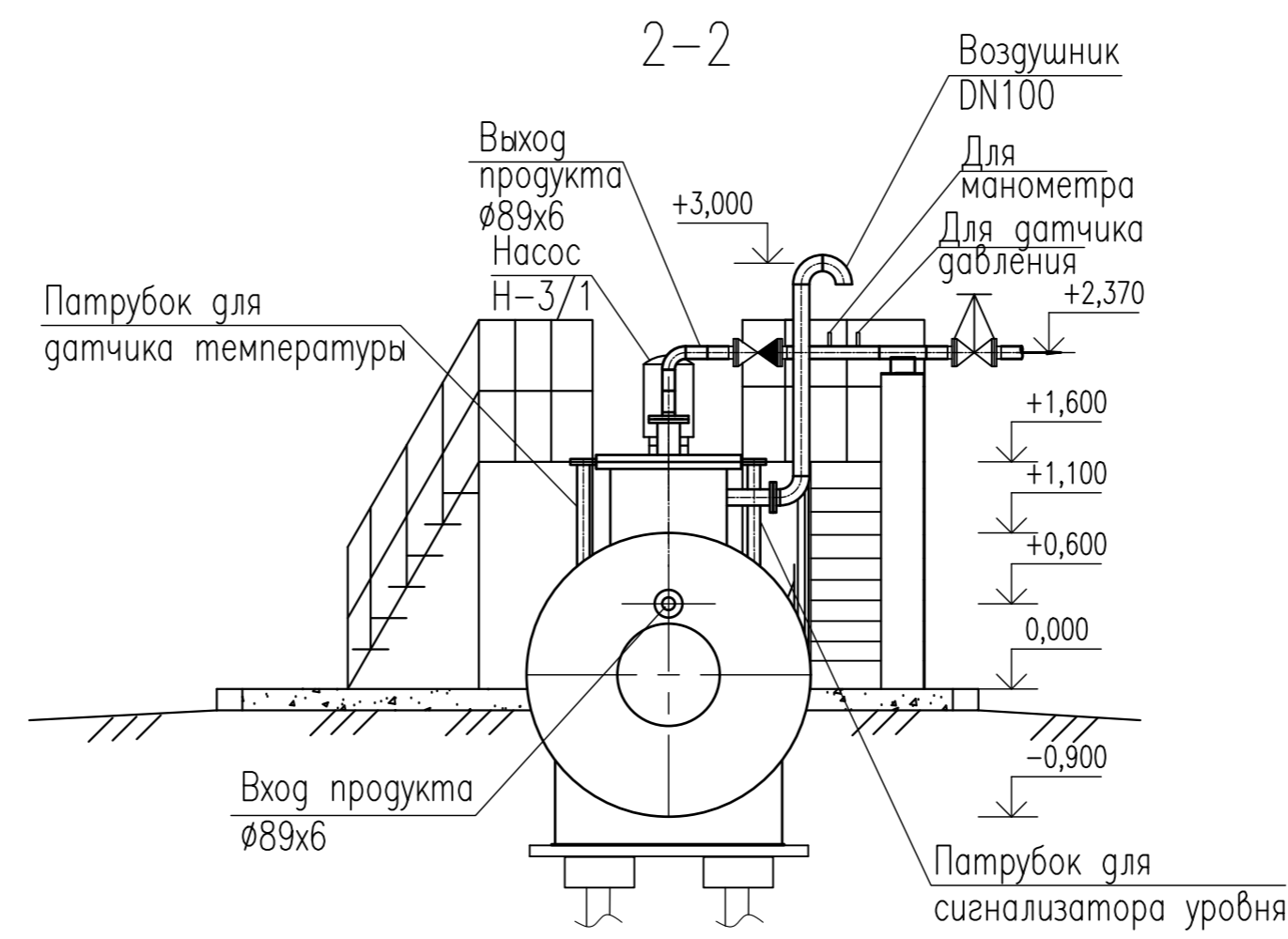
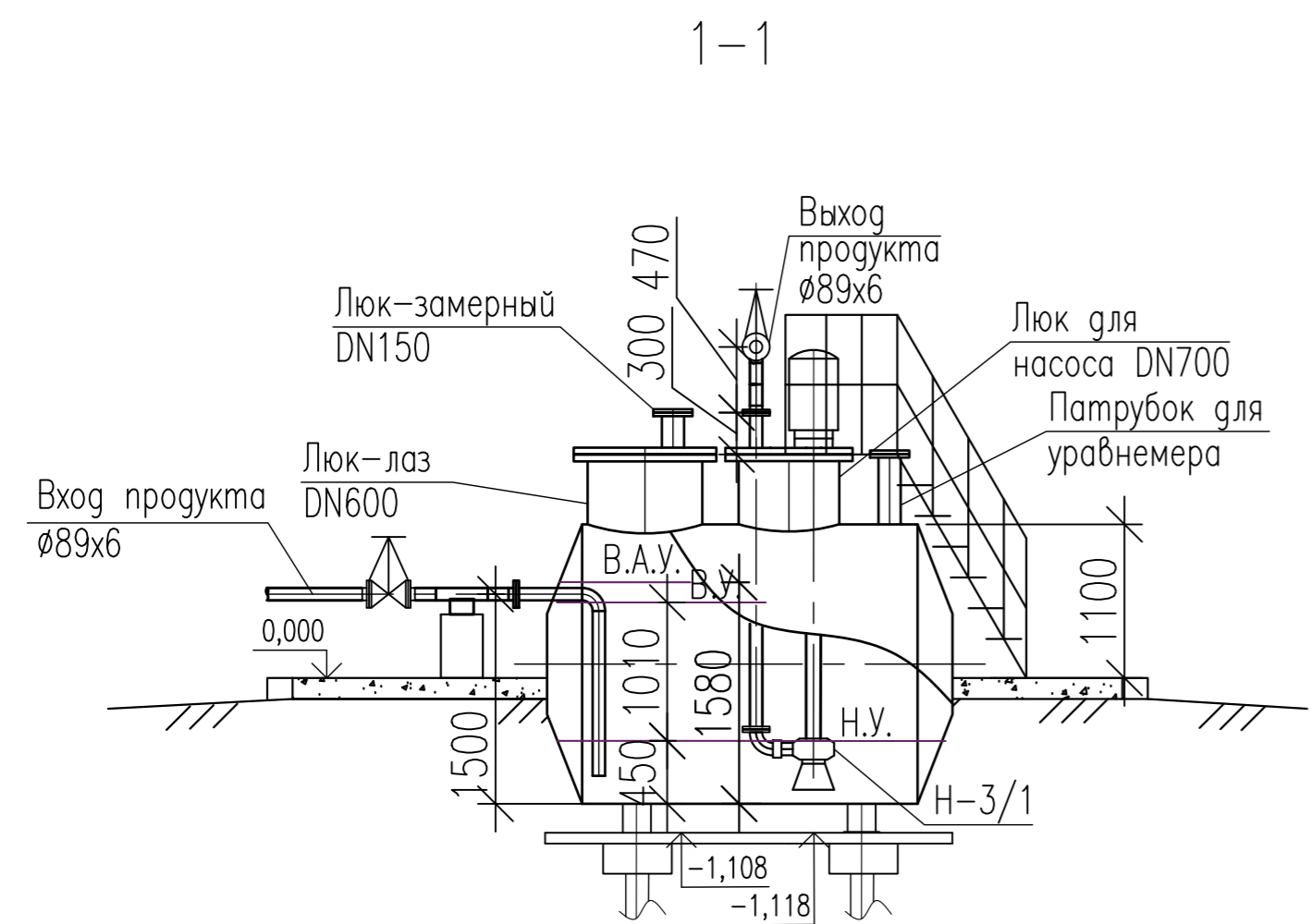
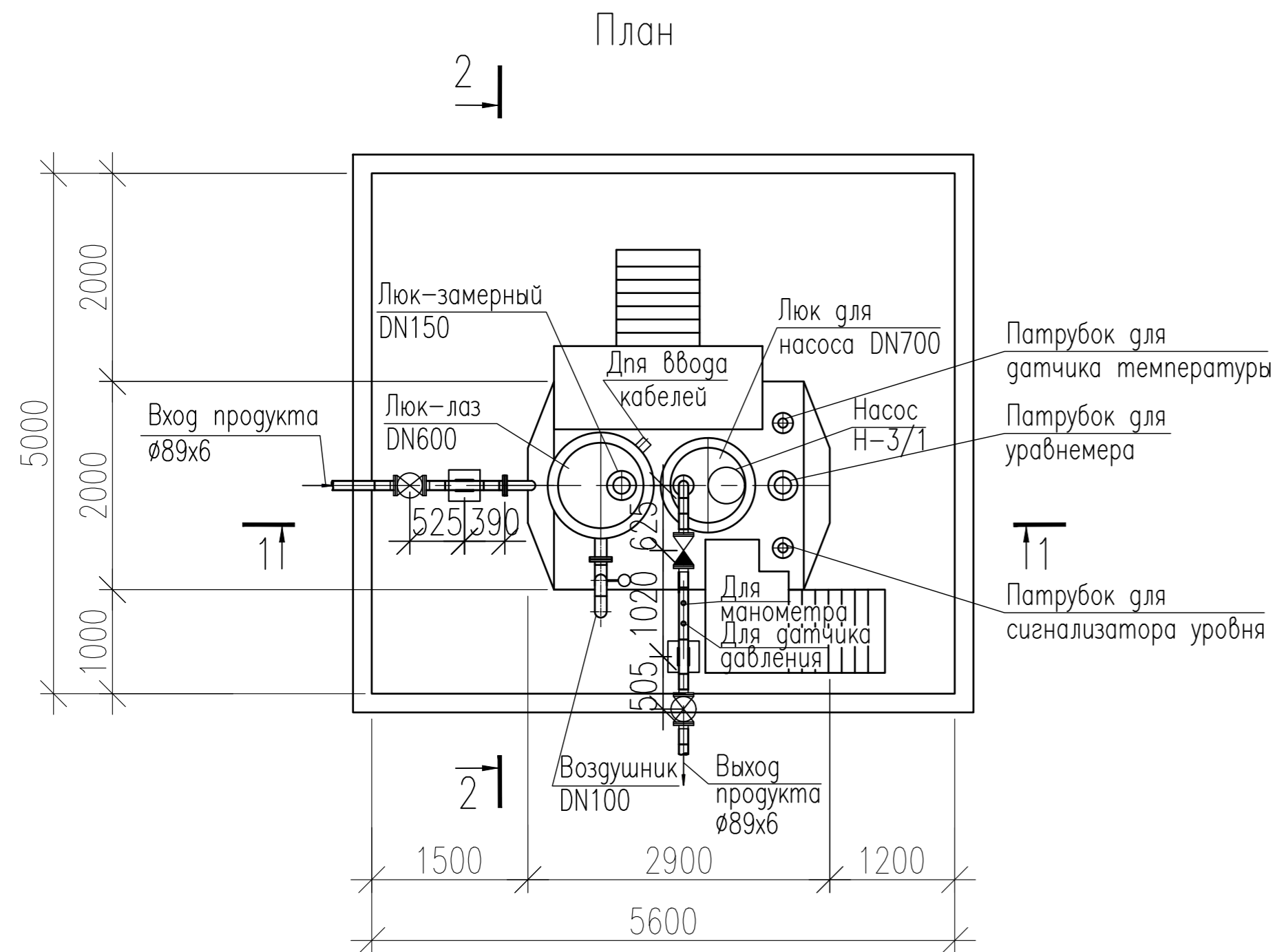


1. БКНС-1 – изделие полной заводской готовности и выполняется Поставщиком оборудования согласно опросным листам.
2. Местоположение и отметки входов и выходов трубопроводов выполнять в соответствии с данным чертежом.
3. Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – Д. Класс взрывоопасности: С01.
4. За относительную отметку 0,000 принята отметка низа блока.
5. \*Строительная часть платформы под блок, а также индивидуальные фундаменты под насосы приведены на чертежах тома 4.4.

Изм.				Дата		Статус		
1	-	Зам.	2287-26	07.04.26				
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.	Федотов			07.04.26				
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-005						Стация	Лист	Листов
Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.						П		1
Площадка КП12. БКНС-1.								
Н.контр. Ровенская 07.04.26						План. Разрезы 1-1, 2-2		
ГИП Ровенская 07.04.26						ГИПРОВСТОКНЕФТЬ		

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

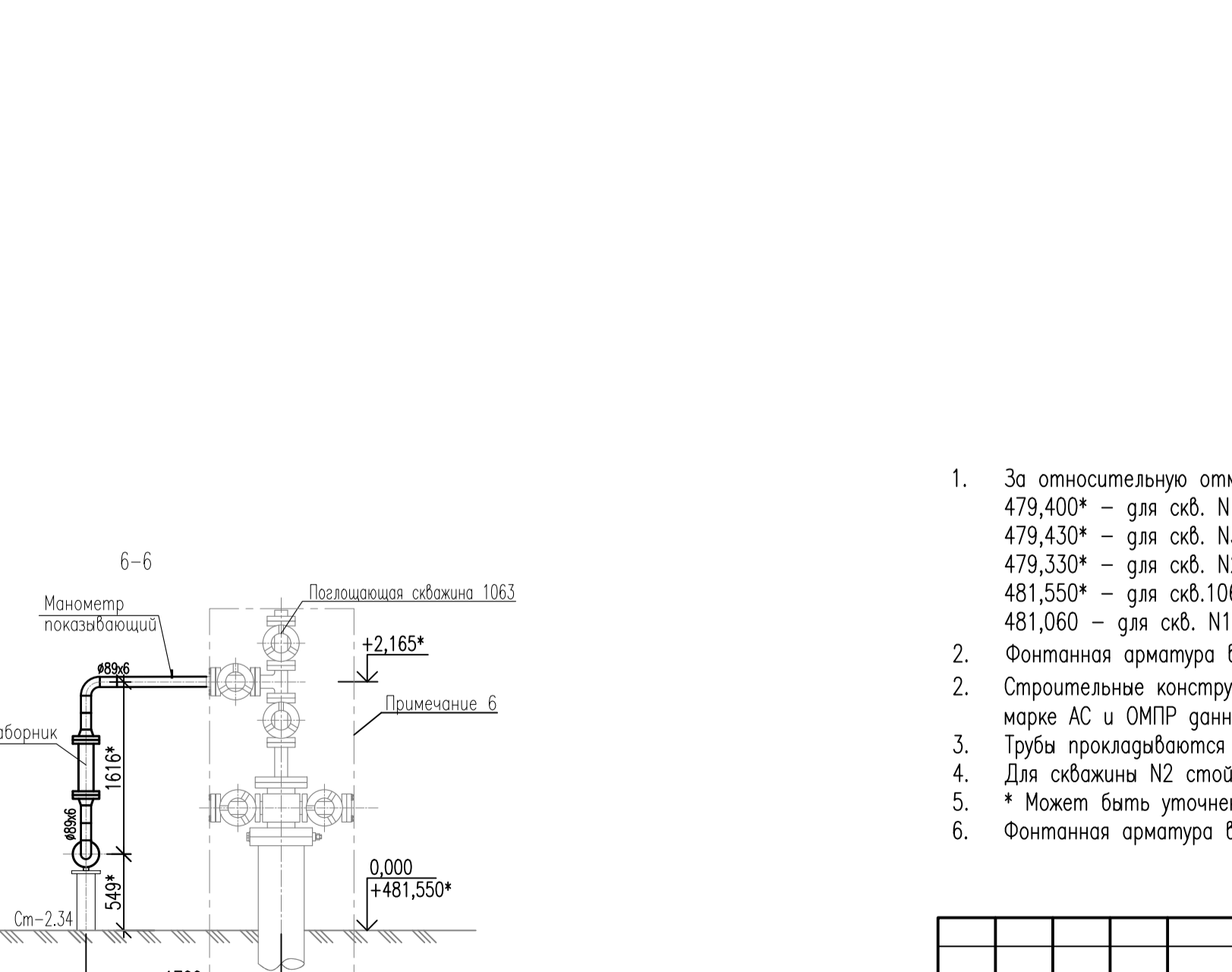
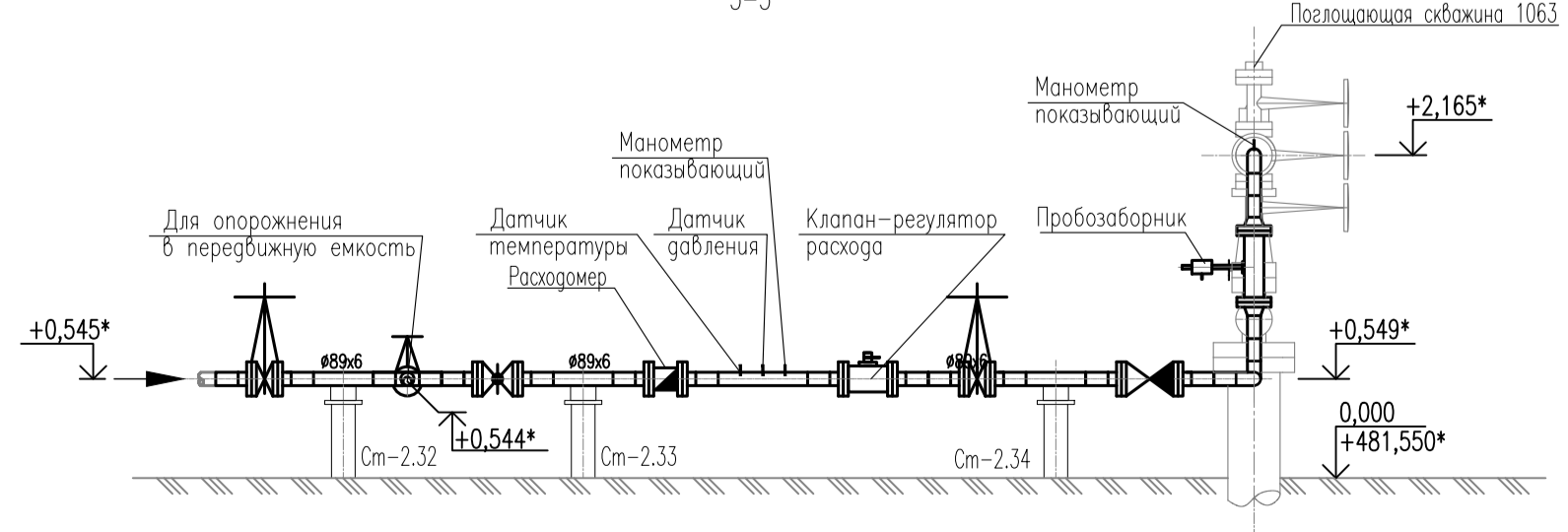
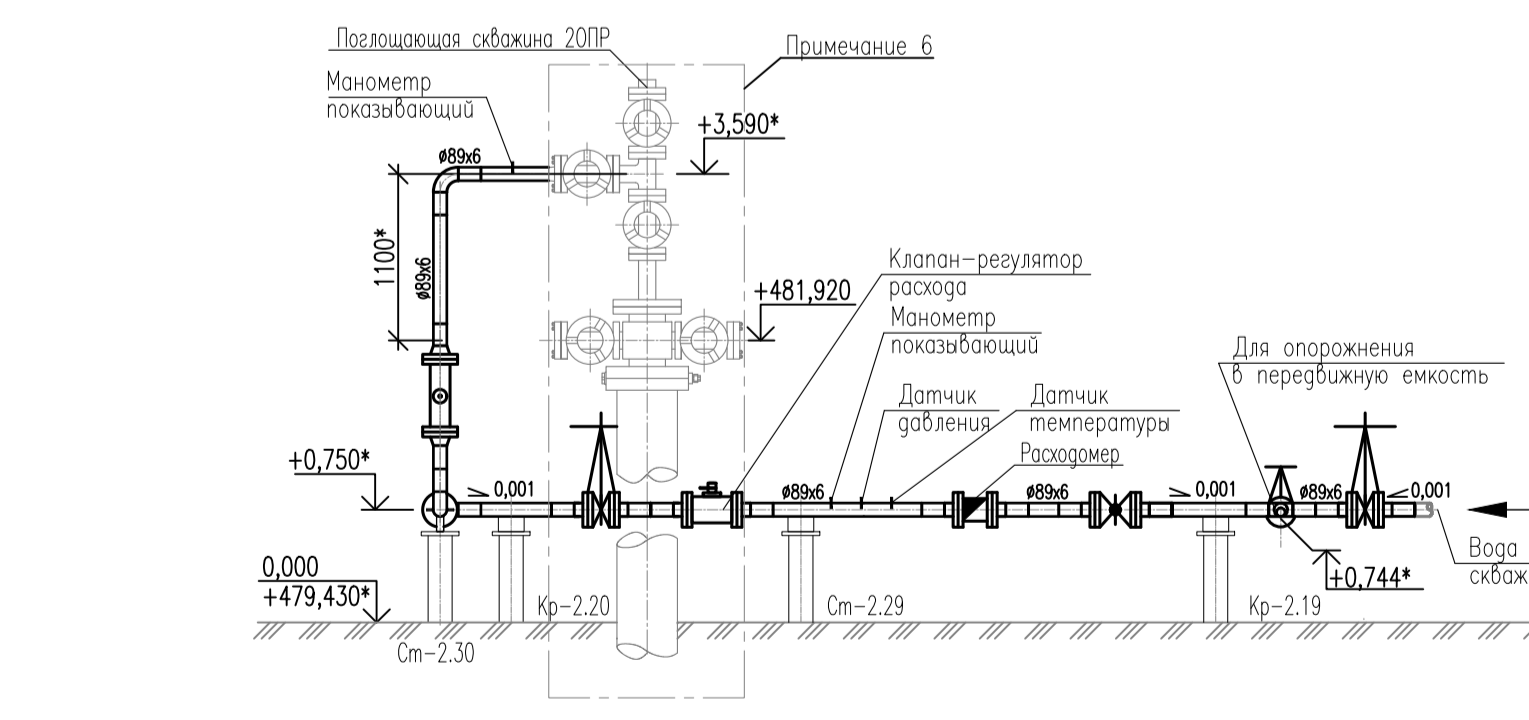
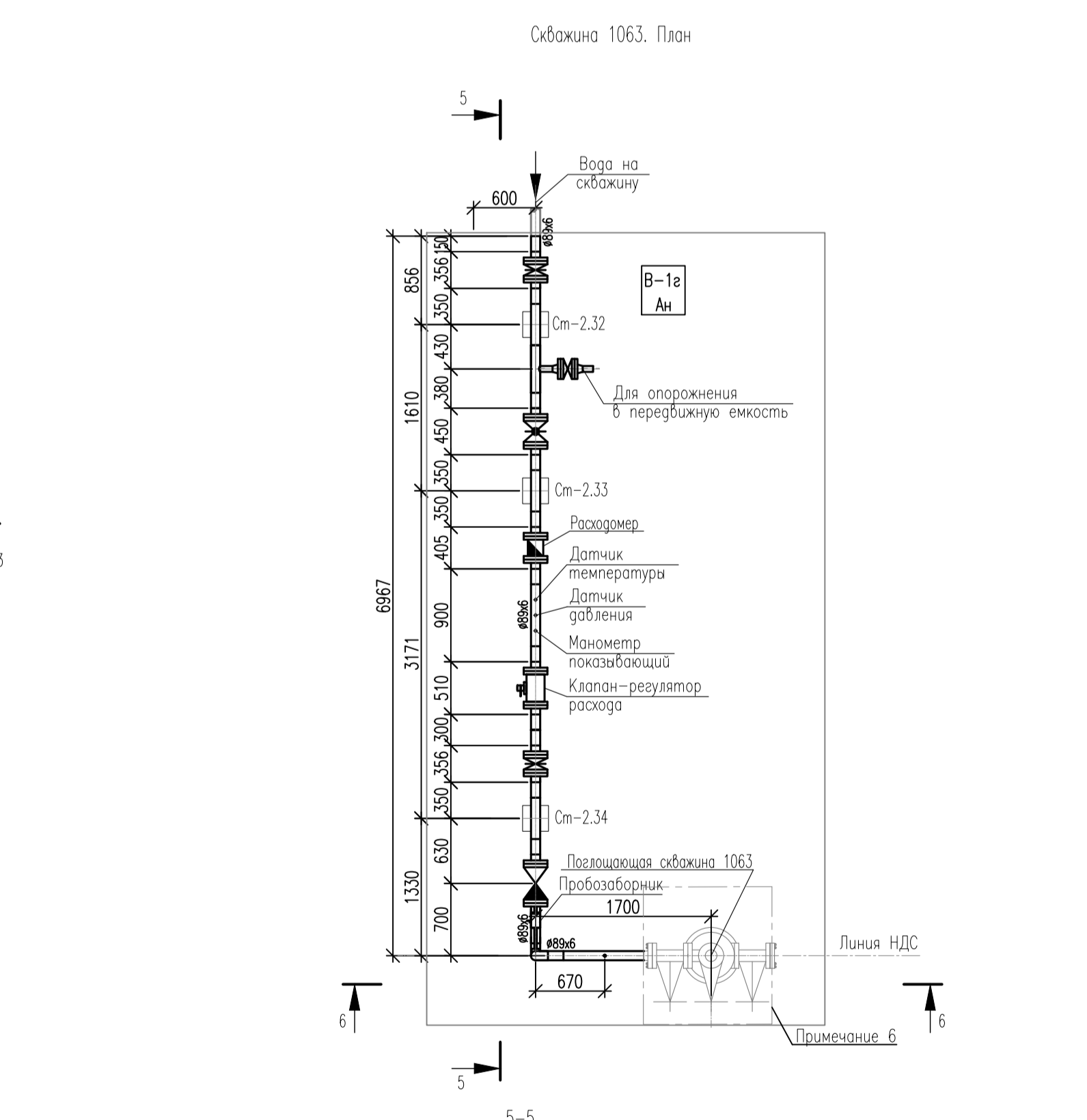
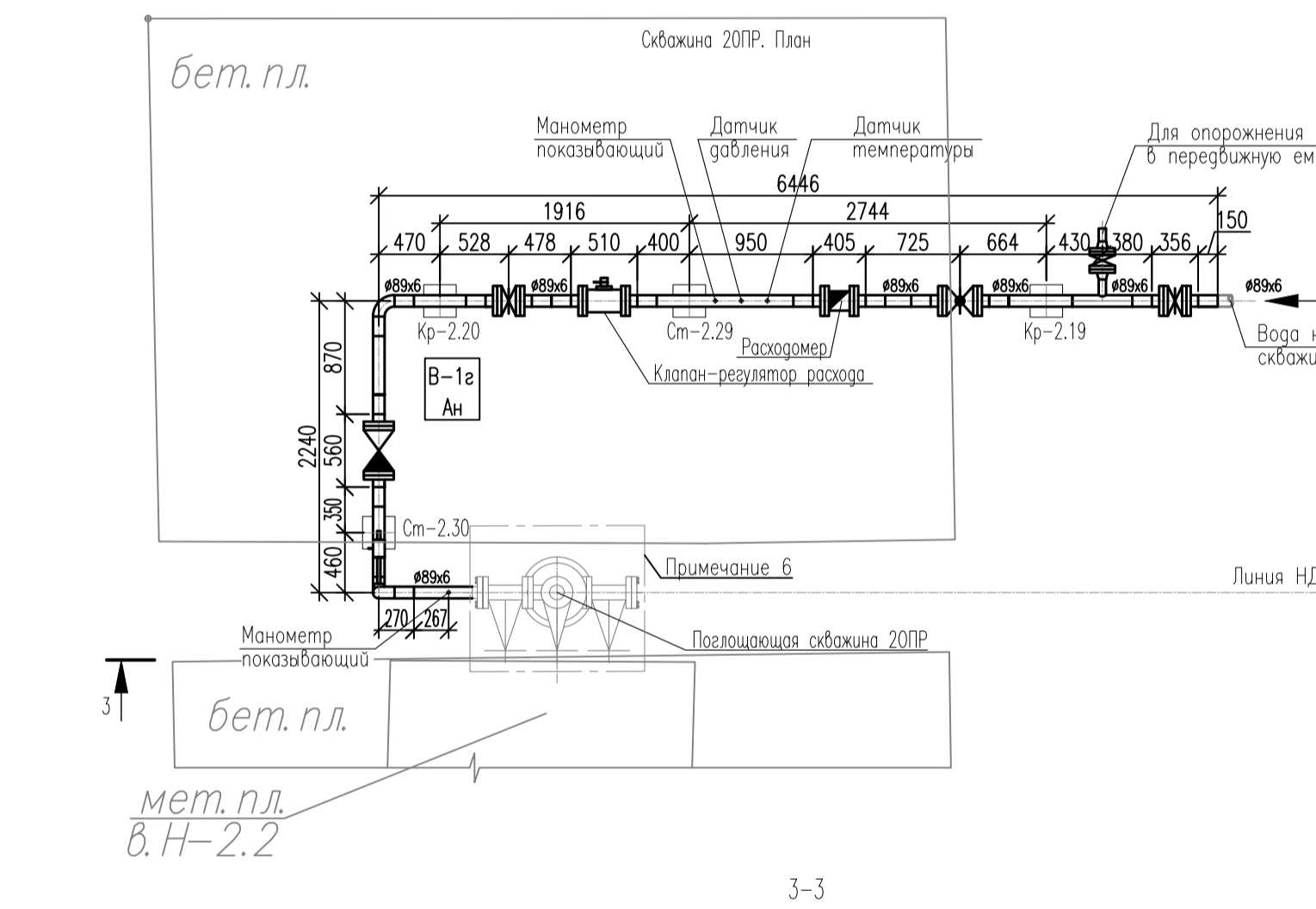
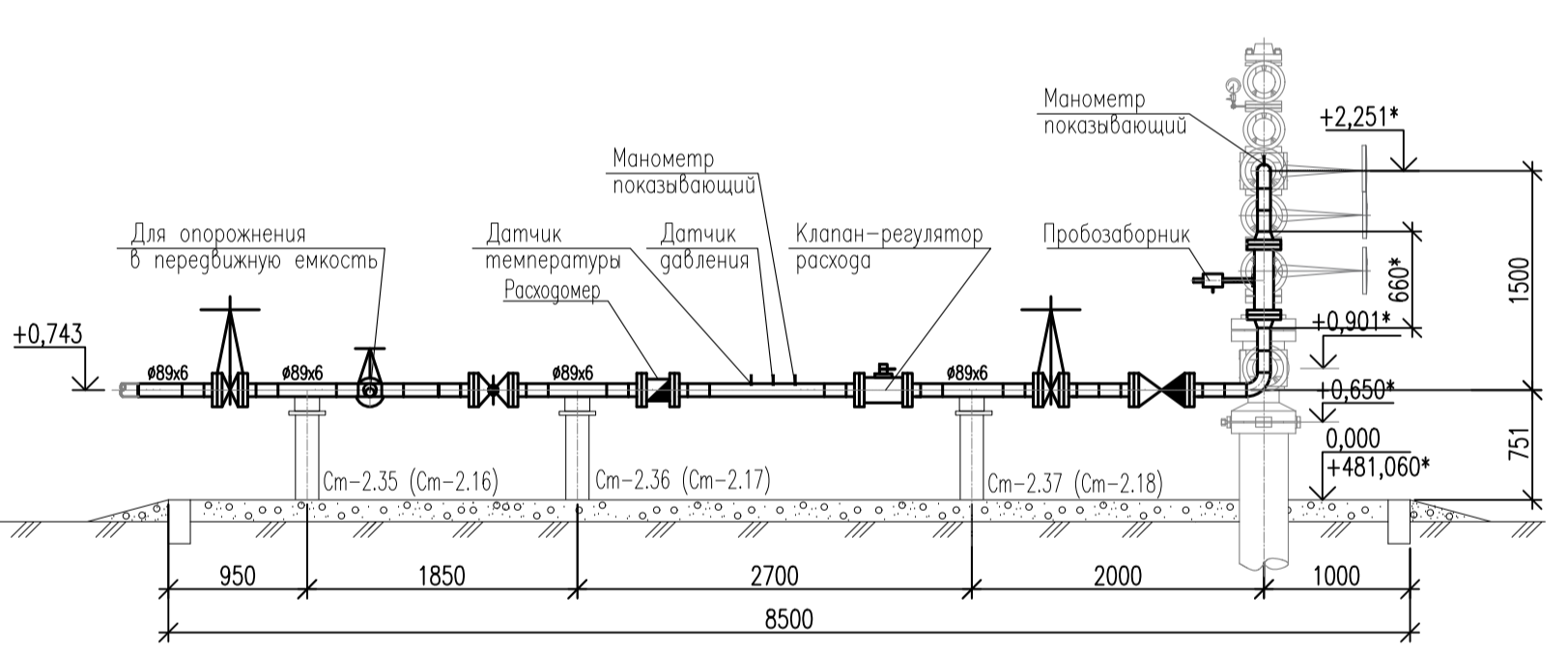
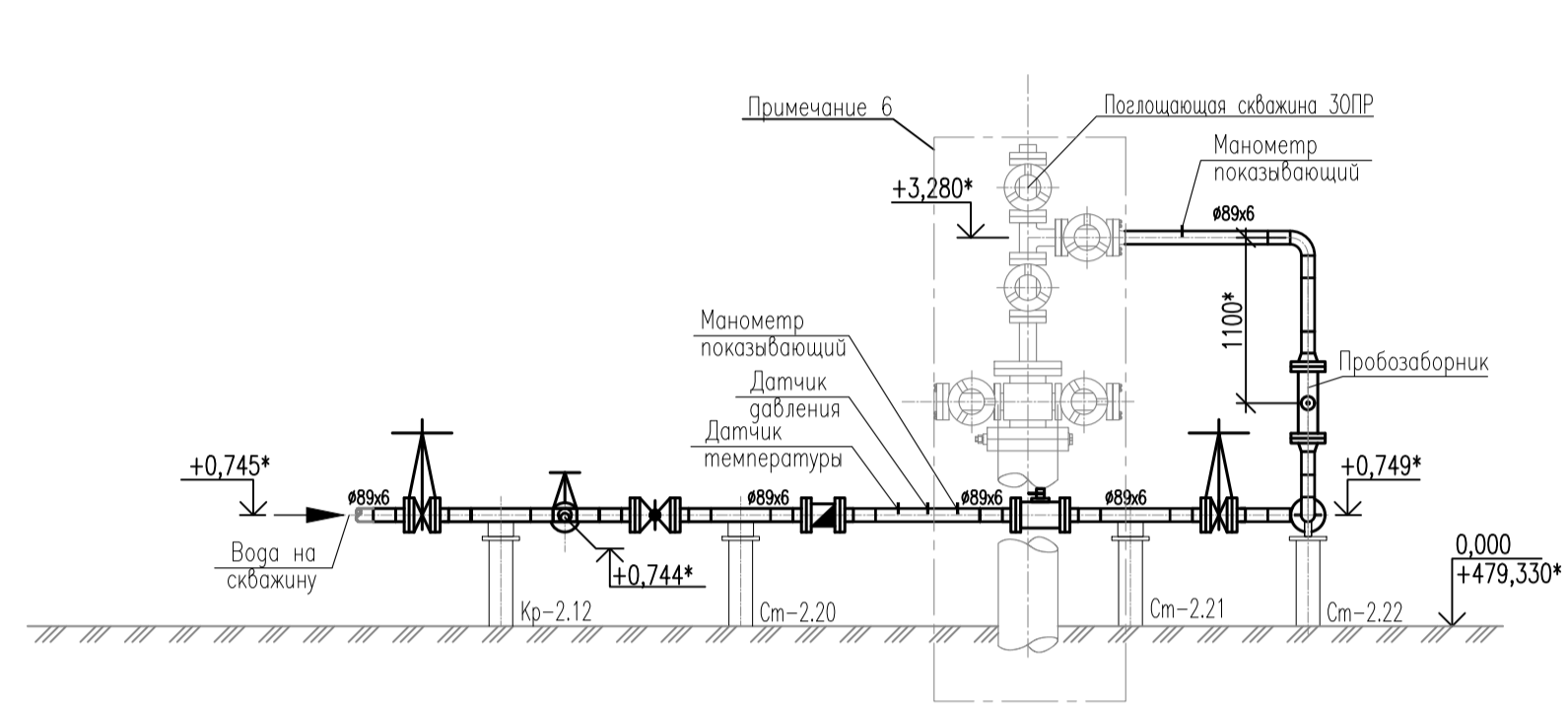
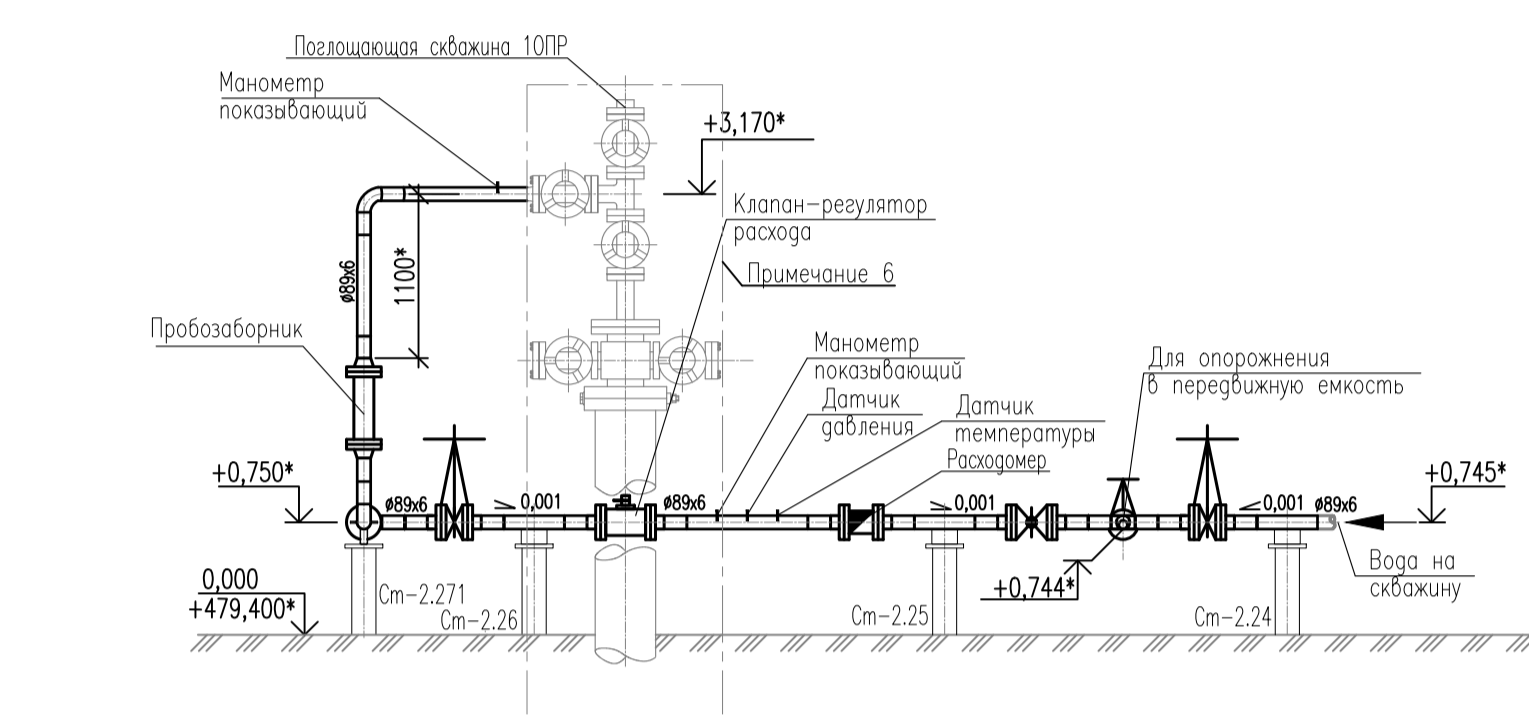
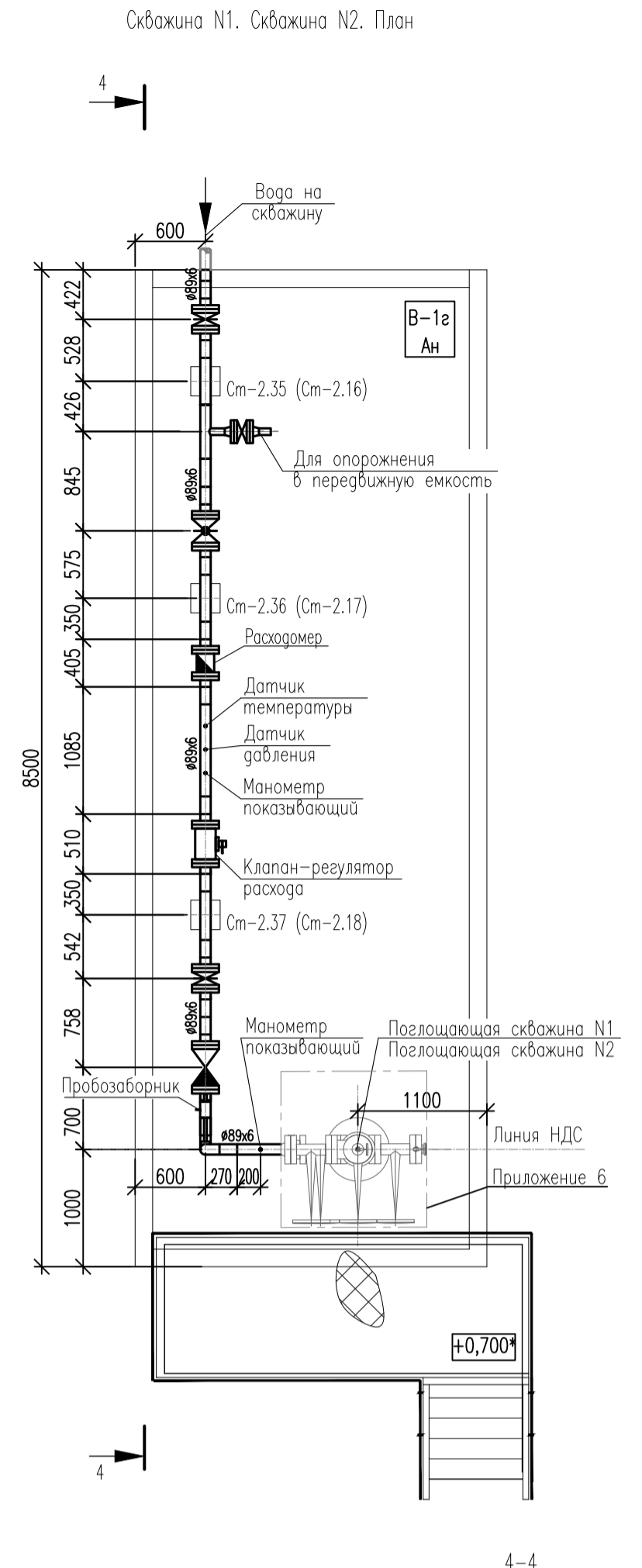
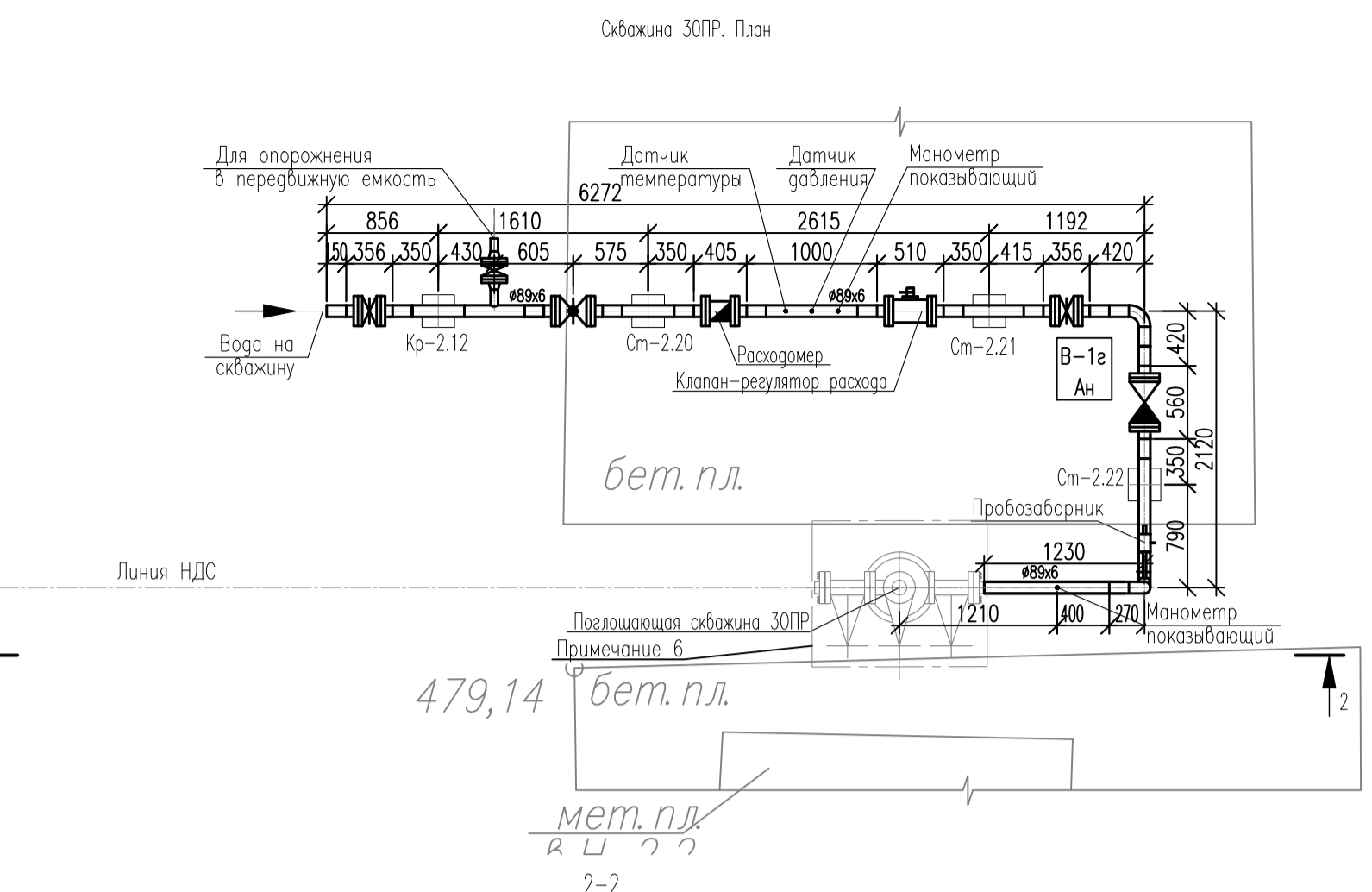
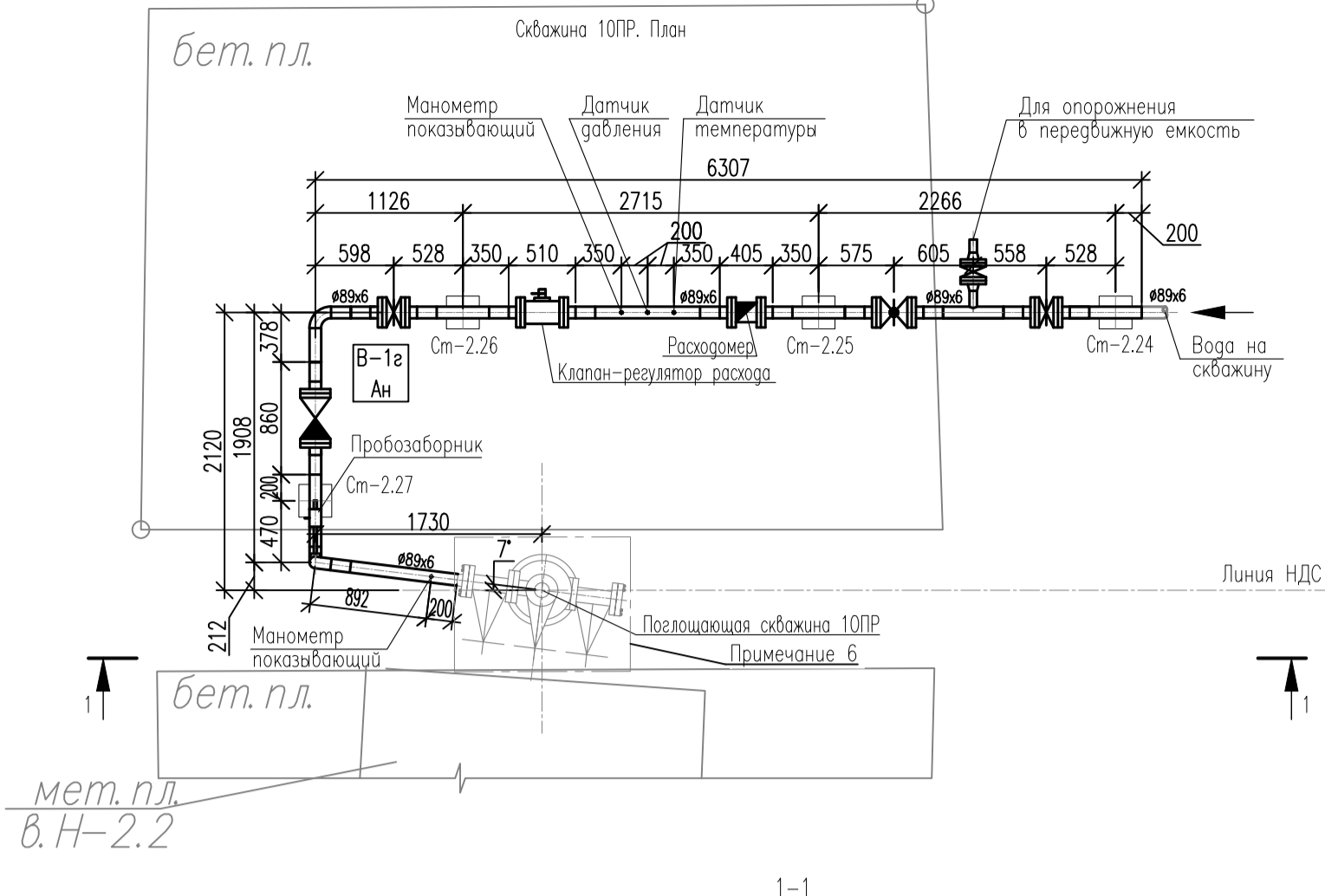
Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ЕД-1	Дренажная емкость для сбора	1	V=8 м3 (ЧНФ1-ВНД-ТХ01-ОП-005)	
	утечек от насосов ГНУ с насосом:			
Н-3/1	Полупогружной насос типа НВ-Д-1М	2	Q=12,5 м3/ч, H=32 м, N=2,6 кВт	1 раб., 1 рез. на складе



1. Строительная часть площадки, стоек и конструкция ложементта представлены в чертежах Тома 4.4.2.2.

ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-006							
Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погп.	Дата		
Разраб.		Федотов			07.04.26		
Площадка куста КП12. Дренажная емкость.					Стация	Лист	Листов
					П		1
План. Разрезы 1-1, 2-2							
Н.контр.	Ровенская				07.04.26		
ГИП	Ровенская				07.04.26		

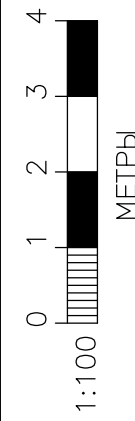
Согласовано	
Согласовано	
Взам. инб. N	
Погр. и дата	
Инб. N подл.	



- За относительную отметку 0,000 принята абсолютная отметка верха площадки:  
479,400\* - для скв. N10ПР;  
479,430\* - для скв. N30ПР;  
479,330\* - для скв. N20ПР;  
481,550\* - для скв. 1063;  
481,060 - для скв. N1, N2.
- Фонтанная арматура в границу проектирования АО "Гипростокнефть" не входит.
- Строительные конструкции (стойка, площадка обслуживания) показаны условно и приведены в марке АС и ОМР данного объекта.
- Трубы прокладываются в теплоизоляции и с электрообогревом.
- Для скважины N2 стойки указаны в скобках.
- \* Может быть уточнено.
- Фонтанная арматура в границу проектирования не входит.

Согласовано				Согласовано			
Взам. инв. N				Взам. инв. N			
Подп. и дата				Подп. и дата			
Мф. N подл.				Мф. N подл.			
				Формат А1			
				Файл ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-007_1.dwg			
ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-007							
Обустройство Чагоднического НКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подготовной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.							
1	-	Зам.	2287-26	07.04.26	Статия	Лист	Листов
Изм.	Кор.уч.	Лист	№рок.	Подп.	Дата		
Разраб.	Федотов			07.04.26	П		1
Планы наземных скважин NN 10ПР, 30ПР, 20ПР, 1063, 1, 2. Разрезы 1-1, 2-2, 3-3, 4-4, 5-5, 6-6							
Н.контр.	Ровенская			07.04.26	ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП	Ровенская			07.04.26			





План

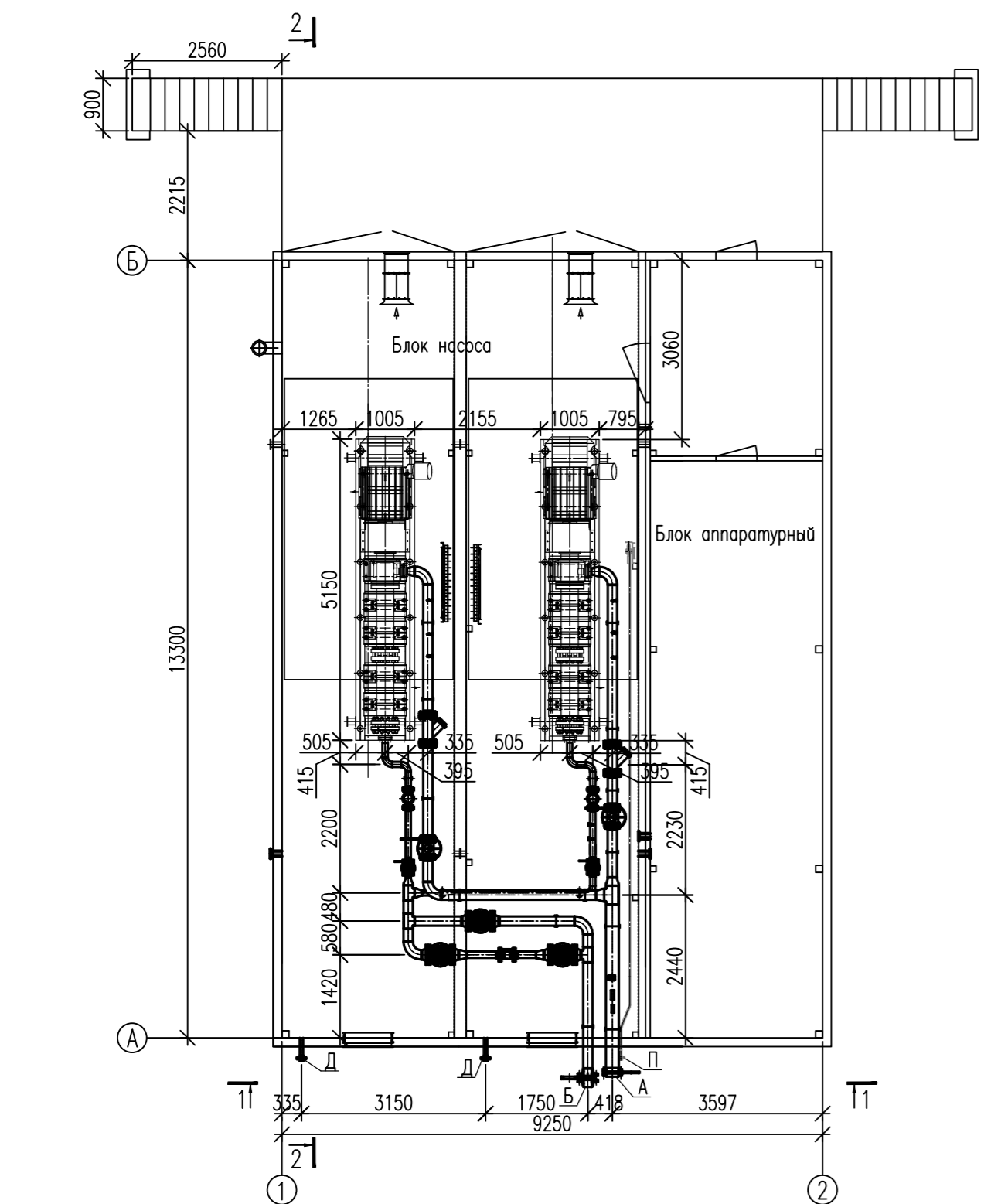
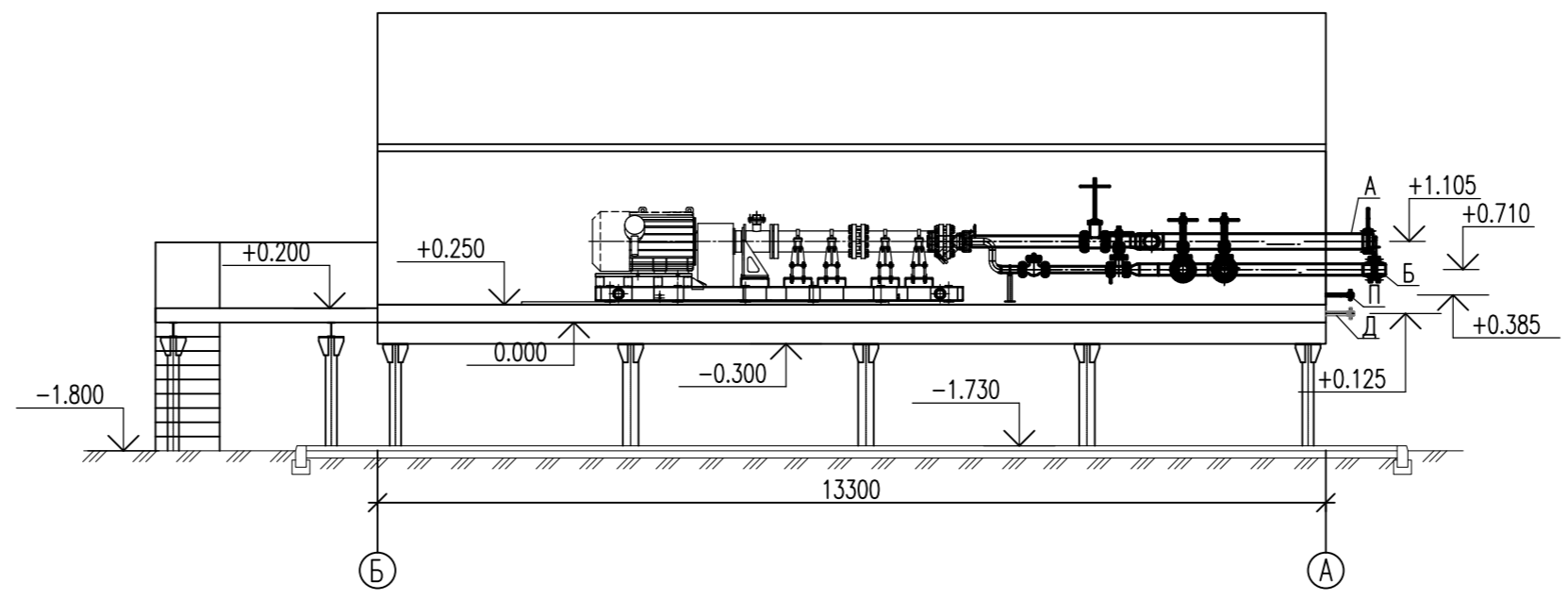


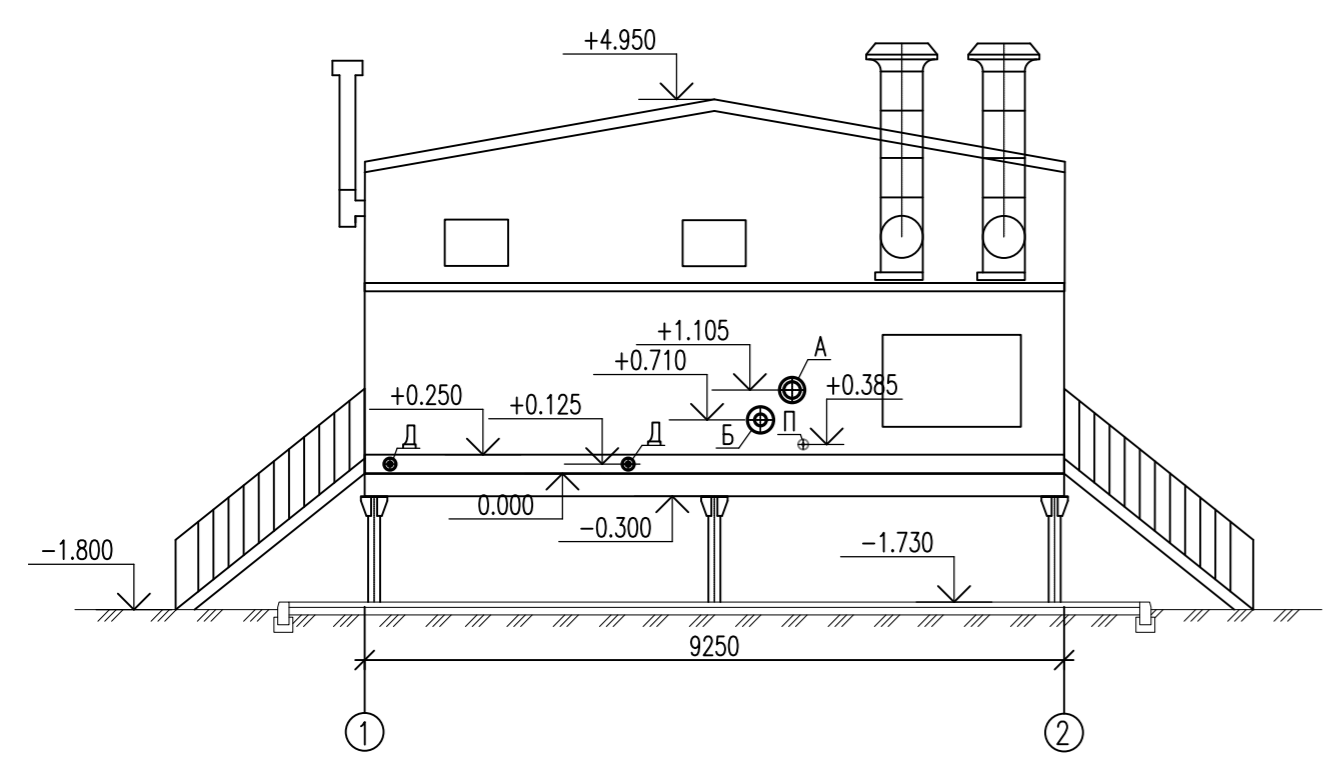
Таблица штучеров

Обозначение	Наименование	Диаметр, Ду мм	Кол-во, шт
А	Вход воды	200	1
Б	Выход воды	150	1
Д	Дренаж	50	2
П	Промывка гидранта вход (существующий)	25	1

Разрез 2-2



Разрез 1-1



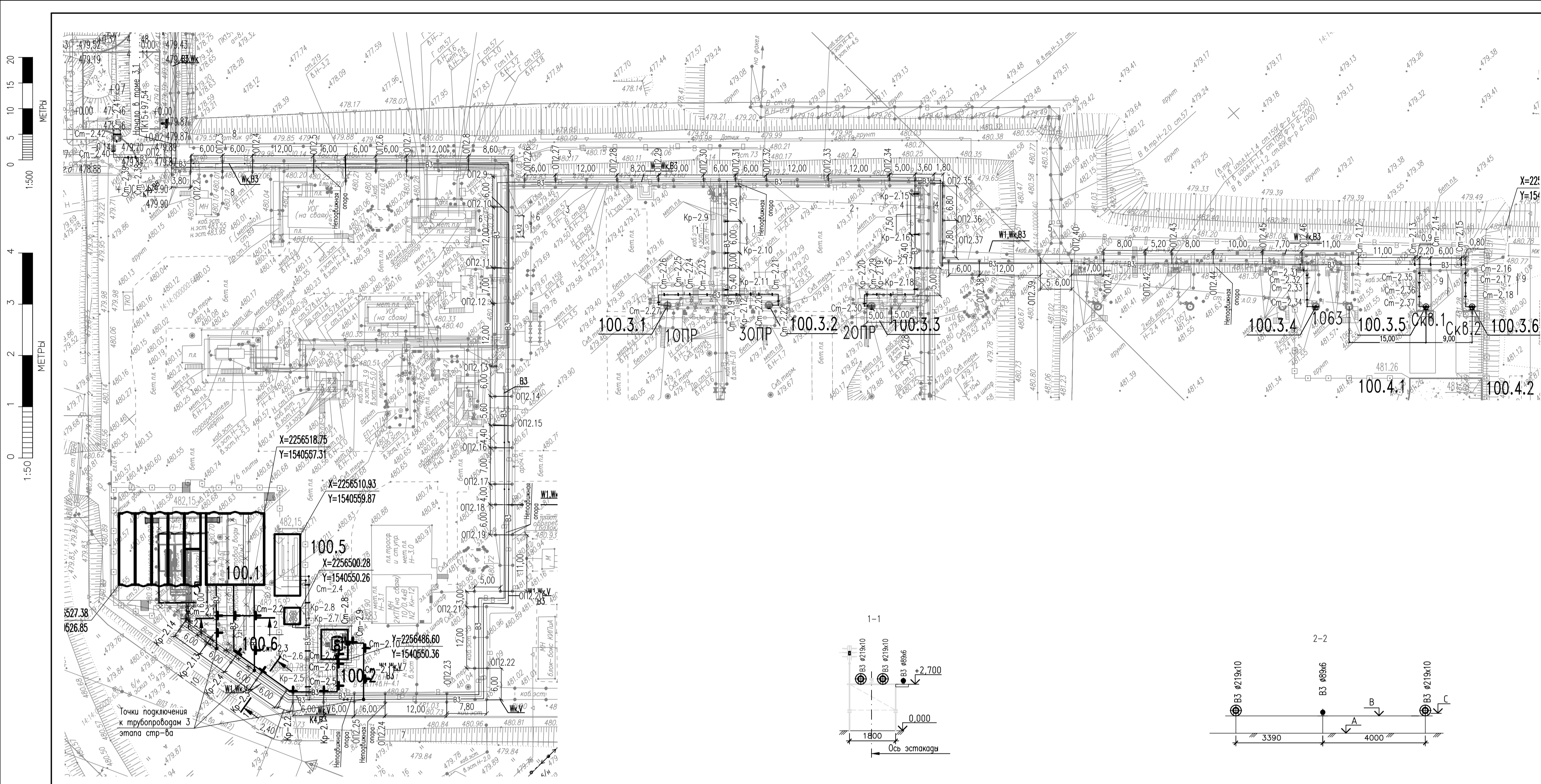
1. За относительную отметку 0,000 принята отметка низа блока, равная 482,900.
2. Строительная часть показана условно и приведена в чертежах тома 4.4.

Согласовано	
Согласовано	
Взам. инв. №	
Погр. и дата	
Инв. № подл.	

ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-009						
1	-	Зам.	2287-26	07.04.26	Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста № 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата
Разраб.	Федотов				07.04.26	Площадка куста КП12. Существующая БКНС (реконструкция)
Н.контр.	Ровенская				07.04.26	План. Разрезы 1-1, 2-2
ГИП	Ровенская				07.04.26	

Стадия	Лист	Листов
п		1

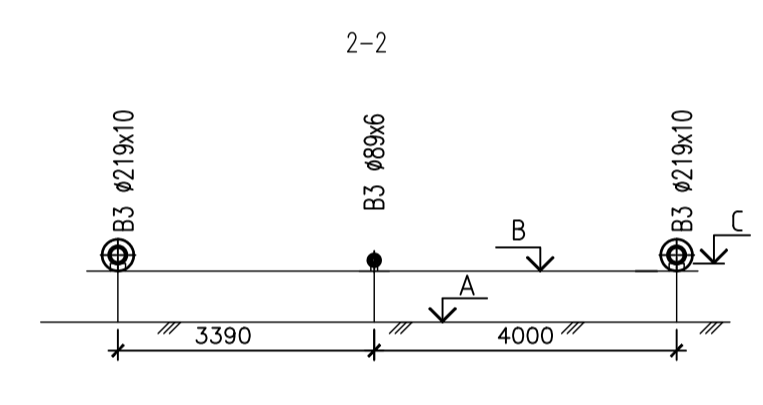
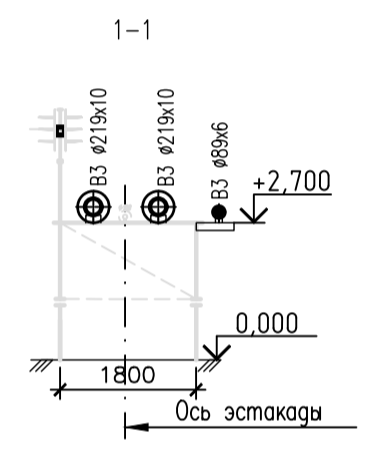




Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Проектируемые сооружения	
	2 этап	
100.7	КПЭ скин-эффекта	
	3 этап	
100.3.1-100.3.3	Устье позиционирующей скважины с трубопроводной обвязкой (10ПР, 20ПР, 30ПР, 10Б3)	4 шт.
100.3.5-100.3.6	Устье позиционирующей скважины с трубопроводной обвязкой (N1, N2)	2 шт.
100.4.1-100.4.2	Площадка под приемные мостки, совмещенная с площадкой под ремонтный асфальт	2 шт.
100.5	БКНС-2 (2x400-2000 (МН ГНВ))	
100.6	Блок фильтров (БФ-4,0-0021-ХП1-С6 (МН блок фильтров))	
	4 этап	
100.1	БКНС-1	
100.2	ЕД-1 (Емкость дренажная, V=8м3)	
	Существующие сооружения	
35	БКНС	

Таблица стоек

№ Стойки	Отметка площадки/земли, А	отм. стр. констр., В	отм. суц. стр. констр., В1	отм. суц. стр. констр., В2	отм. верха опоры, С	номер свай по обследованию
<b>КП12</b>						
Кр-2.1	480,810	3,000	3,000	-	3,100	147-148
Кр-2.2	480,770	3,000	3,000	-	3,100	155-156
Кр-2.3	480,760	2,700	2,700	-	2,800	159-160
Кр-2.4	480,810	2,700	2,700	-	2,800	161-162
Ст-2.1	480,790	2,190	-	-	2,290	-
Ст-2.2	481,000	2,190	-	-	2,290	-
Ст-2.3	480,720	2,190	-	-	2,290	-
Ст-2.5	480,820	0,456	-	-	0,556	-
Ст-2.6	480,880	0,456	-	-	0,556	-
Ст-2.7	481,000	0,456	-	-	0,556	-
Ст-2.8	481,000	2,176	-	-	2,276	-
Ст-2.9	480,980	2,176	-	-	2,276	-
Ст-2.10	480,880	2,176	-	-	2,276	-
Ст-2.11	480,890	2,176	-	-	2,276	-



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
ВЗ	Высоконапорный водовод откачки подтоварной воды
✕	Неподвижная опора
⊥	Подвижная опора
⊗	Задвижка

1. План трассы выполнен на основании данных инженерных изысканий фирмы АО "ДОНГИС".
2. Сеть ВЗ, предусмотренная в 3 этапе, показана на плане тонкой линией.

ЧНО1-ВНД-П-ИЛО.06.00-ГЧ-010			
Обустройство Чаиндинского НГКМ. Реконструкция куста N 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.			
Изм.	Кол.ч.	Лист	№рок.
Разраб.	Федотов	07.04.26	
Н.контр.	Ровенская	07.04.26	
ГИП	Ровенская	07.04.26	
Площадка куста КП12. 4 этап строительства. План высоконапорного водовода ВЗ. Разрезы 1-1, 2-2			Формат А1
Стация	Лист	Листов	
П		1	

Разрешение	Обозначение	<b>ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00</b>
5026-26	Наименование объекта строительства	Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста № 12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
2	С-001 ТЧ-001 л. 1-24	Заменен. Заменен. Откорректирован раздел 1.15	3	Замечания Заказчика


Согласовано	03.06.26
	Ровенская
Н.контр	

Изм.внес	Федотов		03.06.26	АО «Гипровостокнефть» Отдел водоснабжения и канализации (ОВиК)	Лист	Листов
Составил	Федотов		03.06.26			
Утв.	Ровенская		03.06.26			1

## Расчет растепления грунтов приустьевых зон поглощающих скважин

Согласовано	
Согласовано	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Юдаков			13.05.26
Н.контр.		Ровенская			13.05.26
ГИП		Ровенская			13.05.26

<b>ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.06.00-РР-001</b>						
Обустройство Чайядинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.						
				Стадия	Лист	Листов
				П	1	40
Расчет растепления грунтов приустьевых зон поглощающих скважин				 <b>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ</b>		

**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 .....	4
4 РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	5
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА СКВАЖИНА-ГРУНТ .....	5
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ .....	6
5 ПРОГНОЗ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЯ .....	7
5.1 МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ .....	7
5.2 РАСЧЕТ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИН .....	10
6 ВЫВОДЫ.....	11
Приложение А. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	12
Приложение Б. НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ.....	13
Приложение В. ТЕМПЕРАТУРНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ .....	18

## 1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима грунтов приустьевых зон добывающих скважин кустовых площадок объекта «Обустройство Чайядинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.».

## 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 поглощающими 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 Чайядинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.». Расстояние между поглощающими скважинами составляет 9 и 20 метров.

Общие сведения о конструкции скважины представлены в таблице 1.

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

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м	
		по вертикали	
		от	до
<b>Скважины №№10ПР, 20ПР, 30ПР</b>			
Направление	426	0	30
Кондуктор	325	0	300
Эксплуатационная колонна	168	0	2700
НКТ	73	-	-
<b>Скважины №№1063, 1, 2</b>			
Направление	325	0	60
Кондуктор	245	0	900
Эксплуатационная колонна	178	0	2500
НКТ	73	-	-

Направление цементируется цементным раствором ПЦТ I-G-CC-2 плотностью 1860 кг/м<sup>3</sup>.

### **3.2 Климатические условия района**

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Комака в соответствии с техническим отчетом ЧФН1-КП12-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.» 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 2.

**Таблица 2 - Климатические данные**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °С	-30,1	-26,5	-16,1	-4,1	5,5	14,0	16,6	12,7	4,8	-5,2	-20,2	-29,0
Высота снежного покрова, см	49,0	56,34	59,34	48,34	-	--	-	-	-	5,67	23,34	38,0
Скорость ветра, м/с	0,7	0,6	1,0	1,3	1,4	1,1	1,0	0,9	0,9	1,0	0,8	0,6
Суммарная солнечная радиация, Вт/м <sup>2</sup>	18,88	53,81	114,77	173,66	213,91	251,71	233,91	183,08	110,43	55,45	24,14	10,84

### **3.3 Инженерно-геологические условия**

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом ЧФН1-КП12-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков.

Реконструкция КНС на КП-12.» 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 1220 для поглощающих скважин №№10ПР, 20ПР, 30ПР и скважина 1224 для поглощающих скважин №№1063, 1, 2.

Начальное распределение температуры в модели принято на основании результатов замеров температуры грунта в скважине 1220 для поглощающих скважин №№10ПР, 20ПР, 30ПР и скважина 1224 для поглощающих скважин №№1063, 1, 2 согласно техническому отчету о выполненных инженерно-геологических изысканиях проекта ЧФН1-КП12-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Чайядинского НГКМ. Реконструкция куста №12, системы очистки, утилизации подтоварной воды и стоков. Реконструкция КНС на КП-12.» и в таблице 3.

**Таблица 3 – 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
1220	0,8	0,6	0,6	0,6	0,5	-0,2	-0,5	-0,3	-0,3	-0,5	-0,5	-0,4	-0,6	-0,2	-0,3	-0,23	-0,3	-0,2	-0,2
1224	2,4	2,2	1,8	1,4	1,1	0,9	-0,05	-0,1	-0,2	-0,4	-0,6	-0,6	-0,8	-0,4	-0,3	-0,2	-0,36	-0,5	-0,6

## 4 Расчетные параметры

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

### 4.1 Параметры для расчета теплообмена скважина-грунт

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

Коэффициент теплопередачи при турбулентном режиме движения газа определяется из выражения:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$d$  – внутренний диаметр трубы, м.

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

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

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

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	51,6 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности солевого раствора в затрубном пространстве	0,6 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности цементного раствора	0,93 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности термокейса	0,031 Вт/м °C
Приведённый коэффициент теплоотдачи через стенку скважины (для поглощающих скважин №№10ПР, 20ПР, 30ПР)	до 1,18 Вт/м <sup>2</sup> °C
Приведённый коэффициент теплоотдачи через стенку скважины (для поглощающих скважин №№1063, 1, 2)	до 1,47 Вт/м <sup>2</sup> °C
Расчетная температура продукта*	+35...+40 °C
* Расчетная температура продукта принята в соответствии с ЧНФ1-ВНД-П-ИЛО.04.05-ПрилД-001	

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

Коэффициент конвективного теплообмена  $\alpha$  в отсутствие снежного покрова принимается равным [2]:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух, Вт/м <sup>2</sup> К	9,093	8,674	10,35	11,607	12,026	10,769	10,35	9,931	9,931	10,35	9,512	8,674
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1220, Вт/м <sup>2</sup> К	1,01	0,89	0,86	1,05	12,03	10,77	10,35	9,93	9,93	5,03	1,90	1,25
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв.№1224, Вт/м <sup>2</sup> К	1,00	0,88	0,85	1,04	12,03	10,77	10,35	9,93	9,93	5,02	1,89	1,24

## 5 Прогноз теплового поля грунтов основания

### 5.1 Методика прогнозирования

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

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

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

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

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

где  $T$  – температура, °С;

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

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

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

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

$t$  – время, с;

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

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

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

Для рассматриваемого расчета использовалась объемная модель, представляющая собой параллелепипед грунта со скважинами, для моделирования взаимного влияния скважин. Область моделирования является трехмерным фрагментом, ограниченным сверху дневной поверхностью, снизу плоскостью, расположенной на достаточно большой глубине, чтобы не оказывать влияния на процессы в интересующей части области. На боковых и нижних гранях заданы условия нулевого теплового потока. На верхней границе расчетной области задавались

условия конвективного теплообмена, позволяющие учитывать теплообмен грунта с атмосферой при наличии в зимнее время снежного покрова различной высоты. На вертикальной границе скважины, определена температура продукта и коэффициент теплоотдачи от продукта к грунту через стенки скважины.

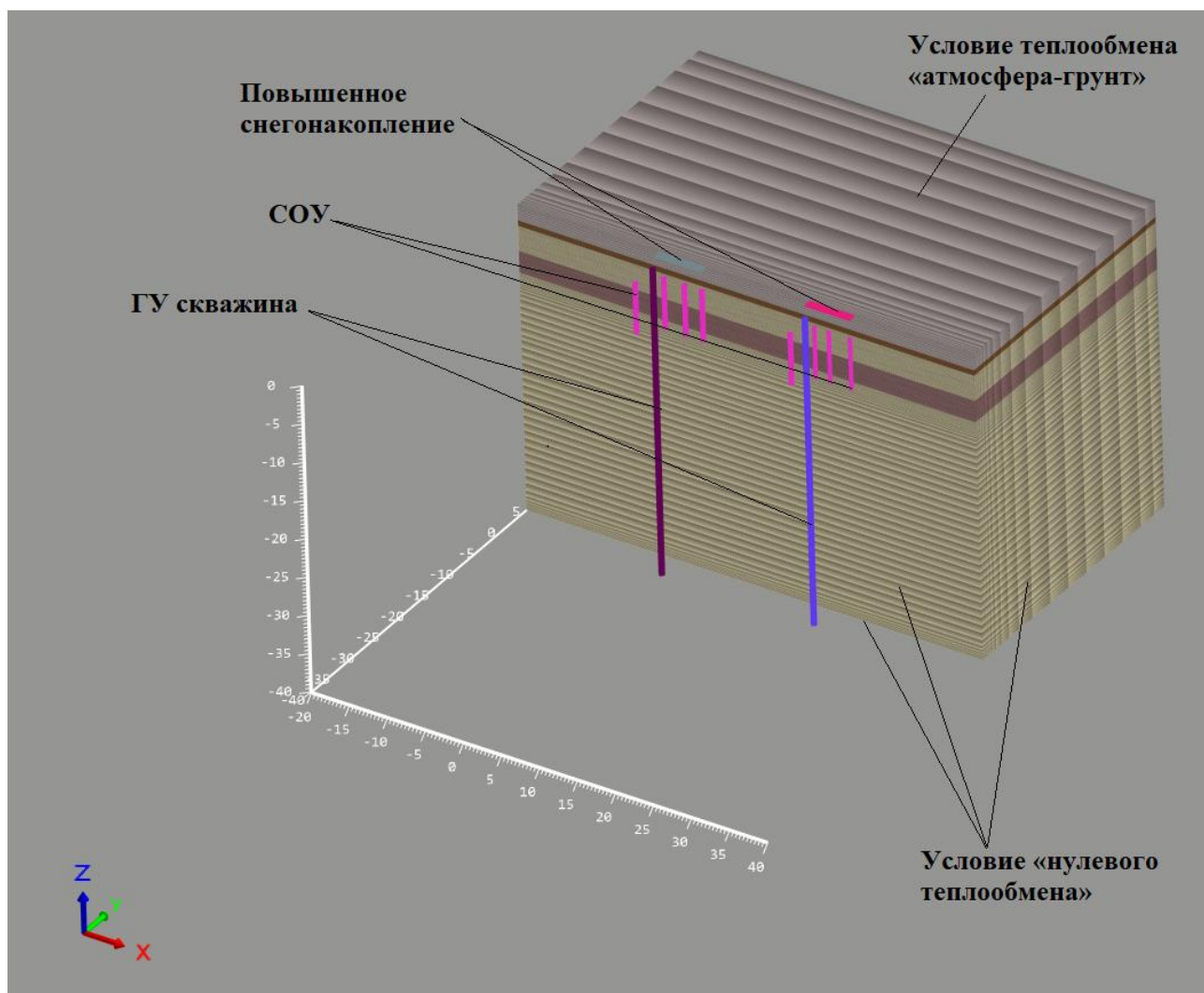
Выходными расчетными параметрами являются данные о тепловом распределении, по которым можно определить радиус растепления грунта в окрестности скважин на весь срок эксплуатации скважины. Данные о температурном поле позволяют сделать вывод о возможности эксплуатации скважины с представленной в исходных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

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

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

По результатам анализа размер конечно-элементной сетки в горизонтальном направлении по линии между скважинами составляет 0,1 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 60x80 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 1.



**Рисунок 1 – Конечно-разностная модель расчетной области**

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

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

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

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

Расположение поглощающих скважин	Год эксплуатации / Радиус растепления, м						
	1	2	3	5	10	15	20
Скв. №№10ПР, 20ПР, 30ПР	7,5	7,8	7,1	5,9	3,5	1,5	-
Скв. №№1063, 1, 2	2,8	2,9	2,9	2,1	-	-	-

Радиус оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев скважин:

- Для скважин №10ПР, 20ПР, 30ПР не превышает 7,5 м (диаметр 15,0 м) при расстоянии между скважинами не менее 20 метров.
- Для скважин №1063, 1, 2 не превышает 2,9 м (диаметр 5,8 м) при расстоянии между скважинами не менее 9 метров.

## 6 Выводы

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустевых зон добывающих скважин, принятое расстояние между скважинами в 20 метров (Скв. №№10ПР, 20ПР, 30ПР) и 9 метров (Скв. №№1063, 1, 2) не превышает 1,2 максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин (18,00 метра и 6,96 метра соответственно), 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 и теплофизических свойств грунтов

**Таблица Б.1 – Нормативные и расчетные значения характеристик мерзлых грунтов**

№ ИГЭ (его описание)	Суммарная влажность, % W <sub>to</sub> /природная	Пластичность, %			Консистенция при оттаивании д.е. IL	Коэффициент пористости д.е. E	Плотность частиц, г/куб.см R <sub>s</sub>	Плотность сухого грунта, г/куб.см R <sub>d</sub>	Плотность грунта при природной влажности, ρ г/куб.см R	Модуль деформации и мерзлого грунта, Мпа E	Соппротивление мерзлого грунта срезу по поверхности смерзания грунт-материал, Мпа R <sub>af</sub>	Эквивалентное сцепление мерзлого грунта, МПа C <sub>eq</sub>	Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта, Мпа-1 m <sub>f</sub>	Коэффициент оттаивания, д.е. Ath	Коэффициент сжимаемости при оттаивании, 1/МПа M	Осадка мерзлого грунта при оттаивании (по В.П. Ушкалову) при давлении 0,3 Мпа, м	Температура начала замороза грунта, °С T <sub>bf</sub>
		Верхний предел WL	Нижний предел W <sub>p</sub>	Число Ip													
ИГЭ №1м Суглинок пылеватый легкий пластичномерзлый слабодистый минеральный незасоленный, в талом состоянии текучепластичный, среднепучинистый, просадочный, массивной криотекстуры	33,4	31,9	21,1	10,8	0,47	0,99	2,71	1,36	Нормативное	15,7	0,152	0,087	0,051	0,053	0,124	0,17	-0,2
									1,79								
									α=0.85								
									1,76								
									α=0.95								
1,73																	
ИГЭ №3м Щебенистый грунт средней прочности нельдистый незасоленный, массивной криотекстуры	11,0	-	-	-	-	0,36	2,73	2,03	Нормативное	26,0	0,25	0,034	-	0,005	-	-	-0,1
									2,24								
									α=0.85								
									2,22								
									α=0.95								
2,21																	

№ ИГЭ (его описание)	Суммарная влажность, % W <sub>то</sub> /пр иродная	Пластичность, %			Консистенция при оттаивании д.е. IL	Коэффициент пористости д.е. E	Плотность частиц, г/куб.см R <sub>s</sub>	Плотность сухого грунта, г/куб.см R <sub>d</sub>	Плотность грунта при природной влажности, р г/куб.см R	Модуль деформации и мерзлого грунта, Мпа E	Сопротивление мерзлого грунта срезу по поверхности смерзания грунт-материал, Мпа R <sub>af</sub>	Эквивалентное сцепление мерзлого грунта, МПа C <sub>eq</sub>	Коэффициент сжимаемости мерзлого грунта, Мпа-1 mf	Коэффициент оттаивания, д.е. Ath	Коэффициент сжимаемости при оттаивании, 1/МПа M	Осадка мерзлого грунта при оттаивании (по В.П. Ушкалов у) при давлении 0,3 Мпа, м	Температура начала заморзания грунта, °С T <sub>bf</sub>
		Верхний предел WL	Нижний предел W <sub>p</sub>	Число Ip													
ИГЭ №6м Суглинок щебенистый пылеватый легкий слабодистый, в талом состоянии тугопластичный, просадочный, массивной криотекстуры	22,7	28,1	18,8	9,4	0,42	0,61	2,71	1,68	Нормативное	-	-	-	-	0,019	0,108	0,13	-0,2
									2,06								
									α=0.85								
									2,05								
									α=0.95								
2,05																	

Таблица продолжение

№ ИГЭ (его описание)	Суммарная влажность, % Wtot /природная	Плотность частиц, г/куб.см	Плотность сухого грунта, г/куб.см	Пористость, %	Плотность грунта при природной влажности, р г/куб.см	Прочность грунта на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии, МПа
ИГЭ №4м Аргиллит средней прочности плотный размягчаемый слабодистый, массивной криотекстуры, RQD менее 25 %	5,3	2,81	2,30	18,1	Нормативное	
					2,42	31,5
					$\alpha=0.85$	
					2,42	-
					$\alpha=0.95$	
Слой №5м Песчаник средней прочности размягчаемый нельдистый	-	2,80	-	-	Нормативное	
					-	19,9
					$\alpha=0.85$	
					-	-
					$\alpha=0.95$	
-	-					

**Таблица Б.2 – Нормативные и расчетные значения характеристик талых грунтов**

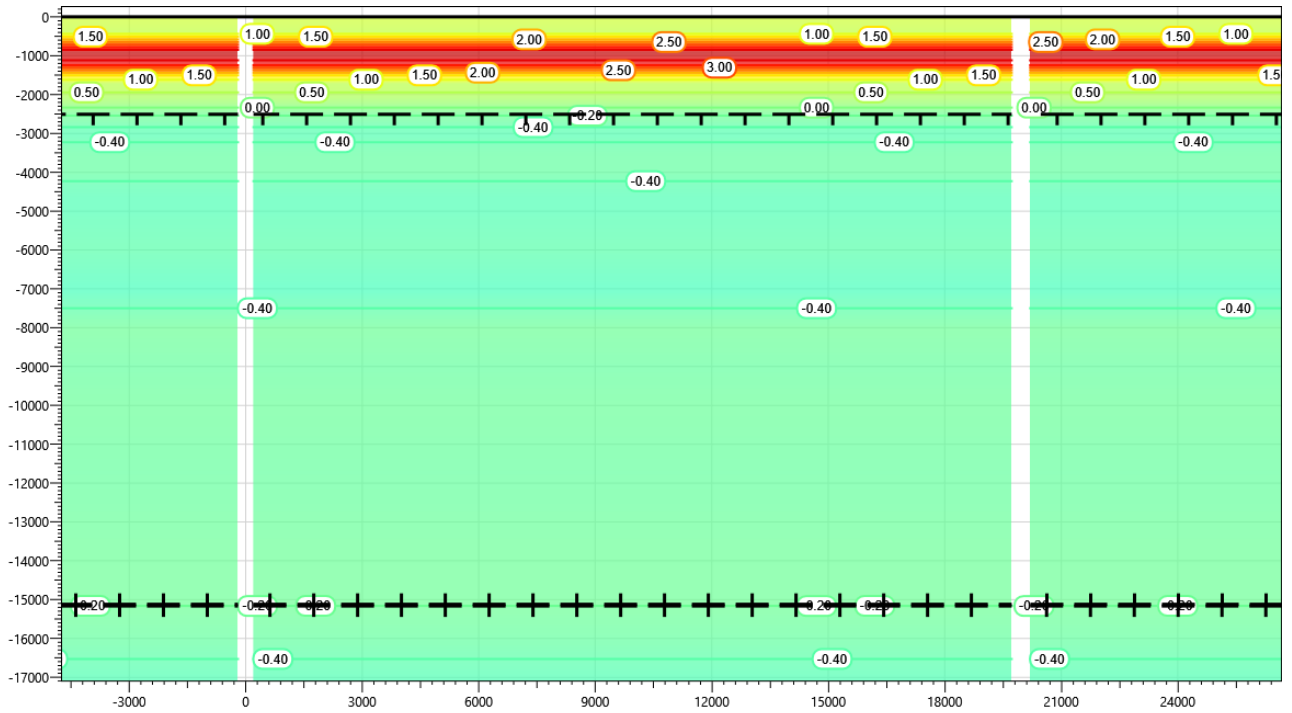
№ ИГЭ (его описание)	Естественная влажность, %	Пластичность, %			Консистенция, д.е.	Угол откоса, град		Коэффициент пористости, д.е.	Плотность частиц, г/куб.см	Плотность сухого грунта, г/куб.см	Плотность грунта при природной влажности, г/куб.см	Удельное сцепление, МПа	Угол внутреннего трения, град	Модуль деформации, МПа
		Верхний предел	Нижний предел	Число		сухой	под водой							
ИГЭ №1 Суглинок пылеватый тяжелый тугопластичный минеральный незасоленный среднепучинистый с включением щебня 11,6%	23,0	32,2	18,4	13,8	0,33	-	-	0,71	2,69	1,58	Нормативное			13,2
											1,94	0,024	21	
											$\alpha=0.85$			
											1,93	0,021	19	
											$\alpha=0.95$			
1,92	0,020	19												
ИГЭ №3 Щебенистый грунт сильновыветрелый малопрочный влажный. Заполнитель: суглинок песчанистый легкий твердый минеральный незасоленный непучинистый 32,5%	9,5	27,8	16,7	11,1	-0,70	-	-	0,36	2,71	2,00	Нормативное			34,4
											2,17	0,028	23	
											$\alpha=0.85$			
											-	0,020	21	
											$\alpha=0.90$			
-	0,020	18												

Таблица продолжение

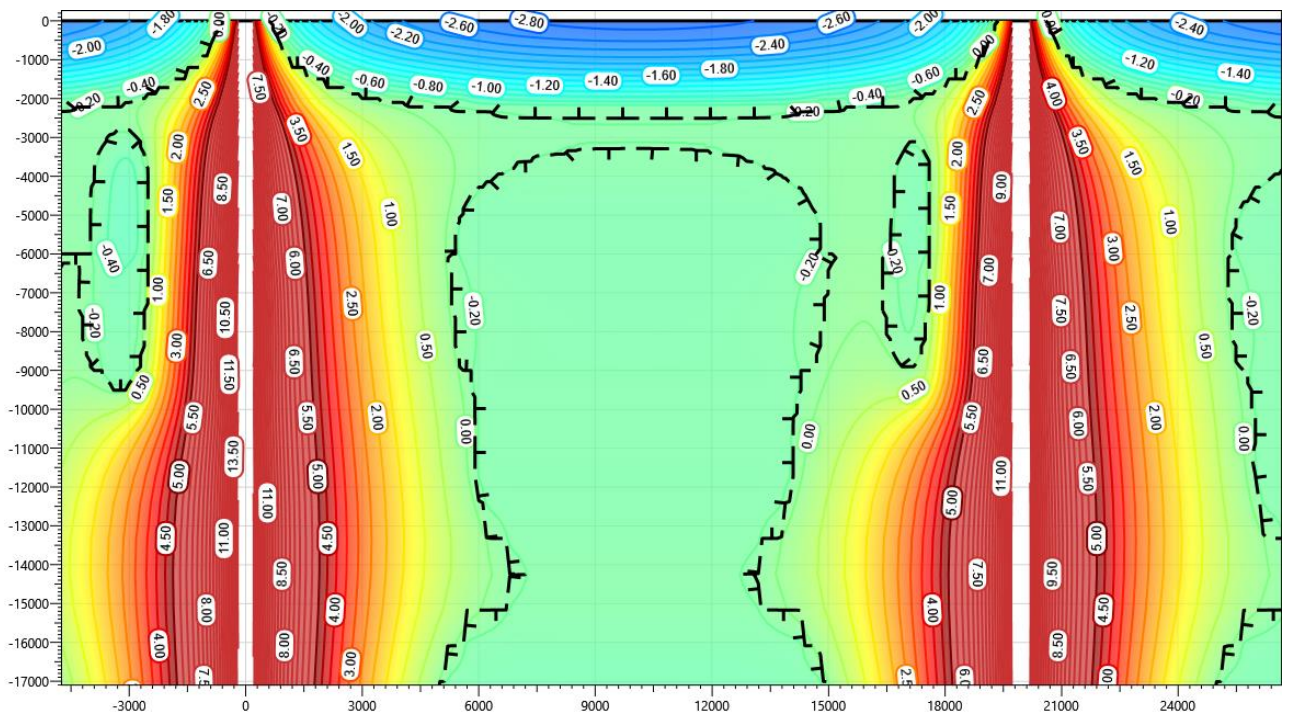
№ ИГЭ (его описание)	Естественная влажность, %	Плотность частиц, г/куб.см	Пористость, %	Плотность грунта при природной влажности, ρ г/куб.см	Прочность грунта на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии, МПа
ИГЭ №5 Аргиллит средней прочности плотный среднепористый размягчаемый, RQD менее 25 %	6,0	2,79	16,7	Нормативное	
				2,47	35,9
				$\alpha=0.85$	
				2,46	-
				$\alpha=0.95$	
2,45	-				

**Приложение В**

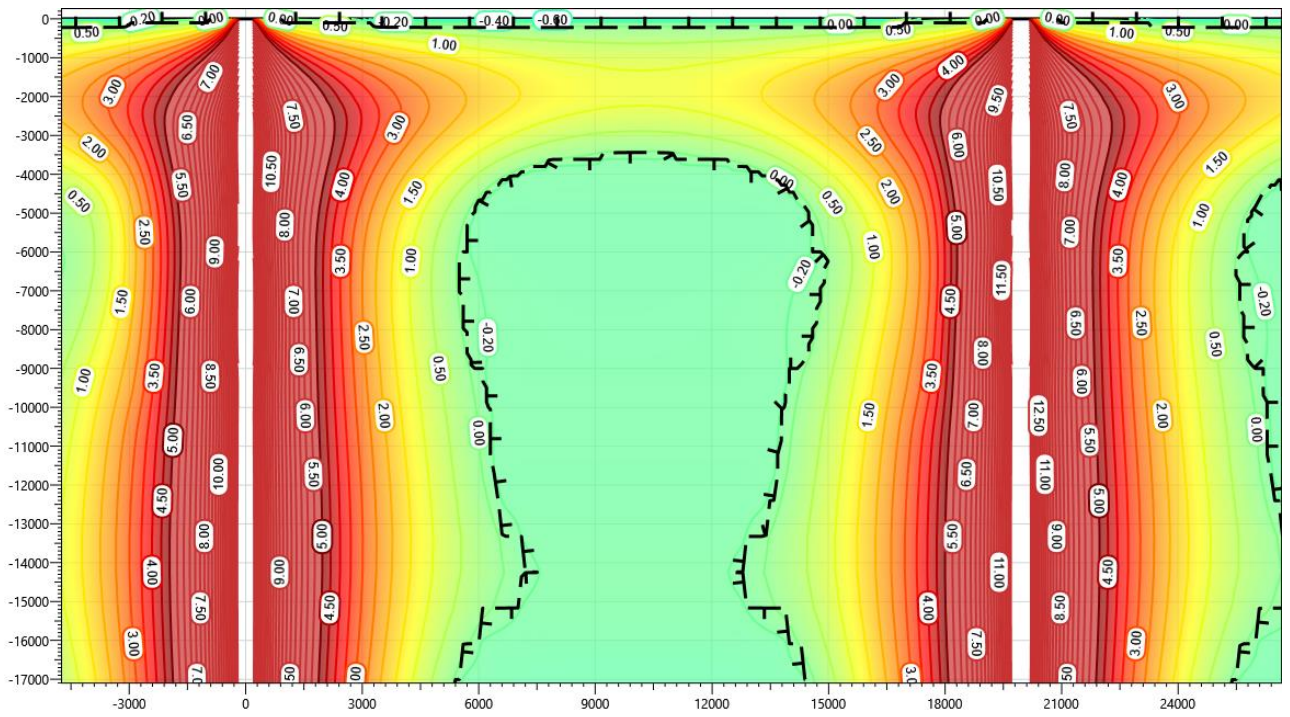
**Температурное распределение между скважинами**



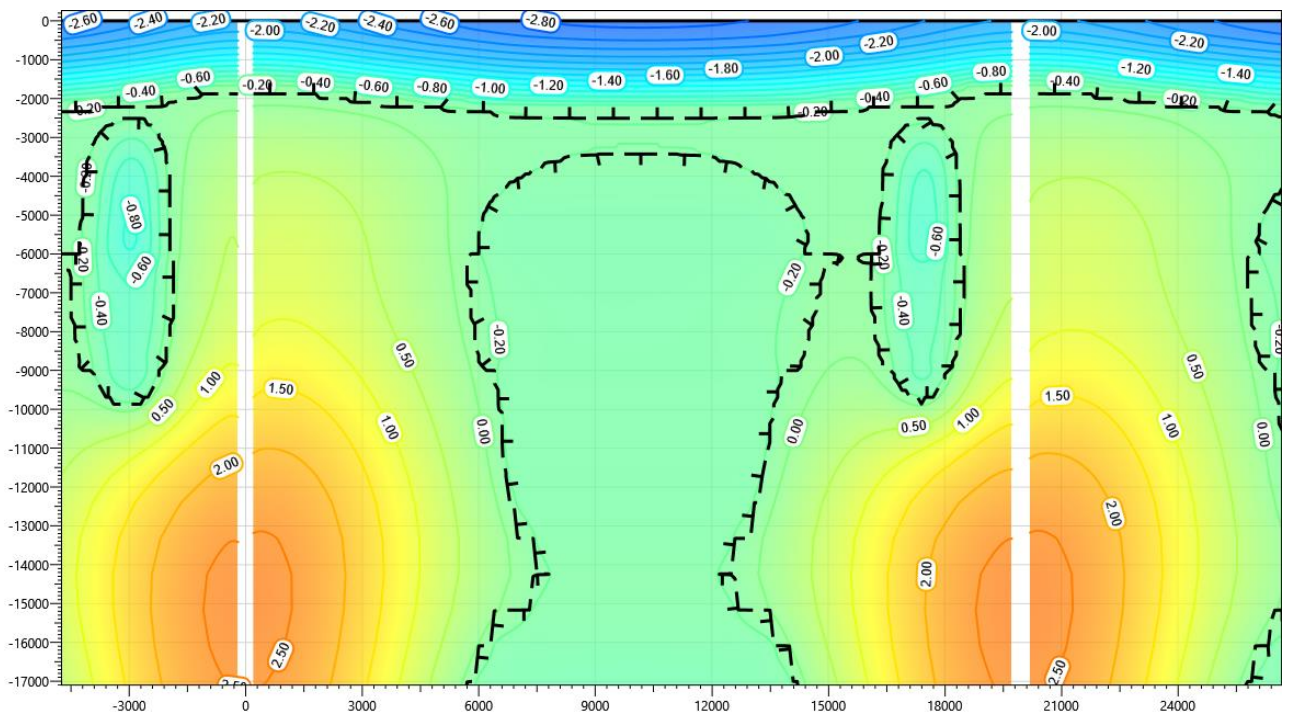
**Рисунок В.1 – Распределение температур на начало расчета (28.04.2024г.)**



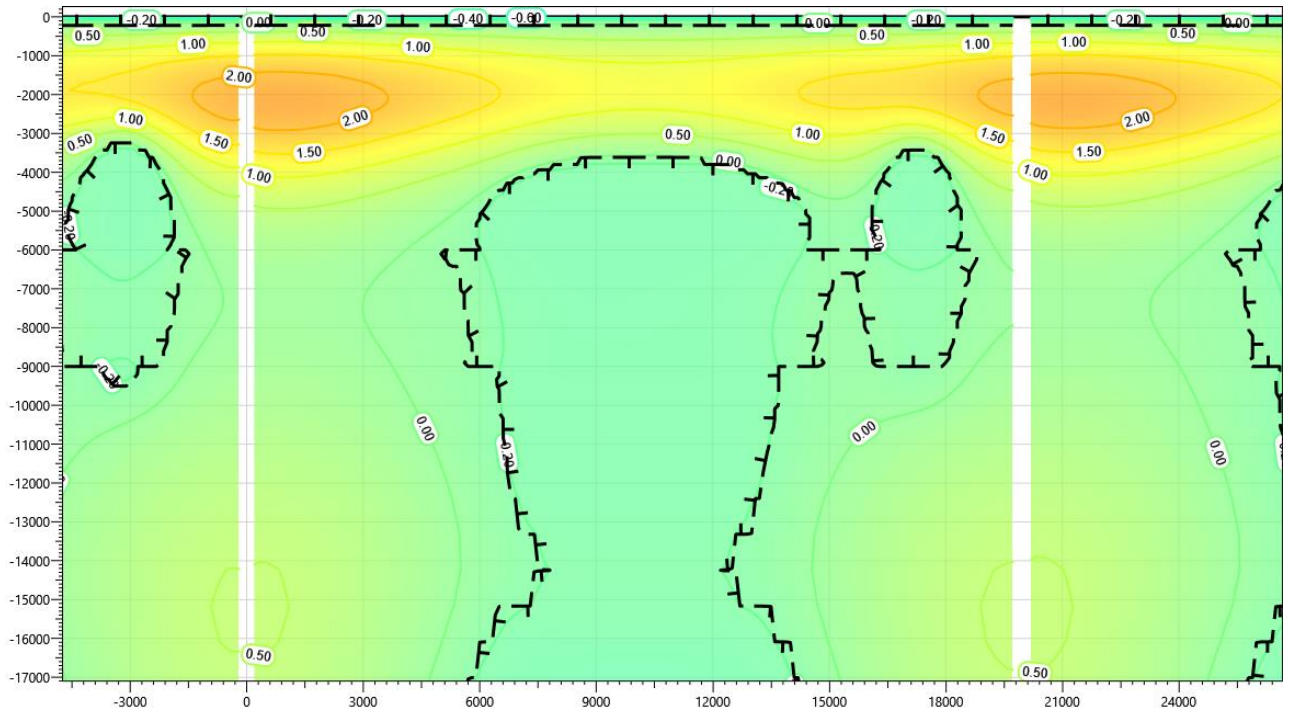
**Рисунок В.2 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на начало первого года эксплуатации (15.04.2027г.)**



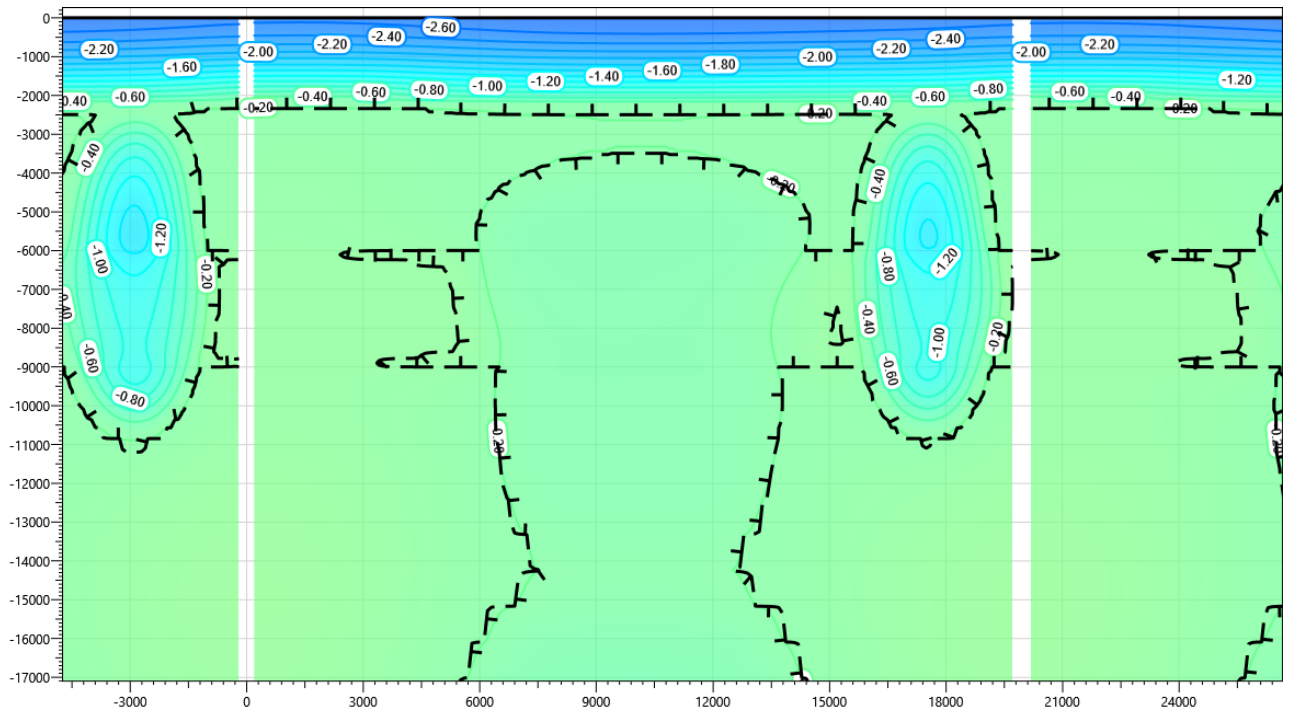
**Рисунок В.3– Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на конец первого года эксплуатации (15.10.2027г.)**



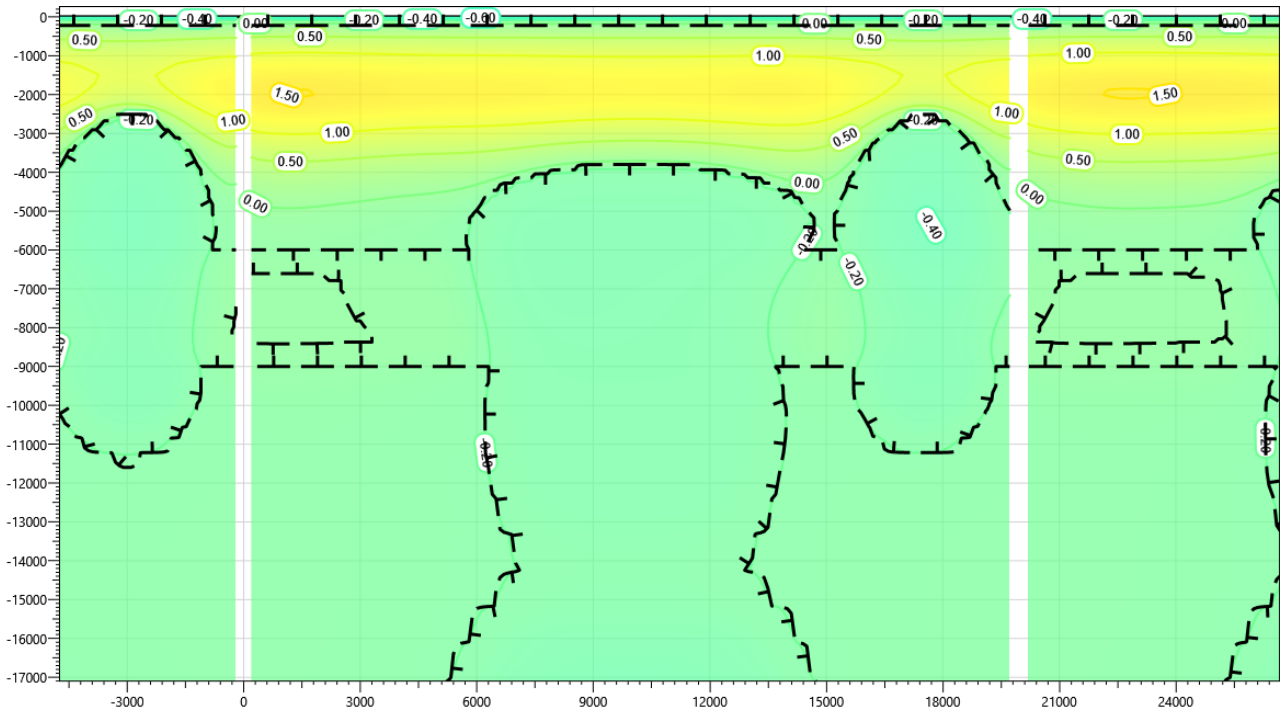
**Рисунок В.4 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на начало второго года эксплуатации (15.04.2028г.)**



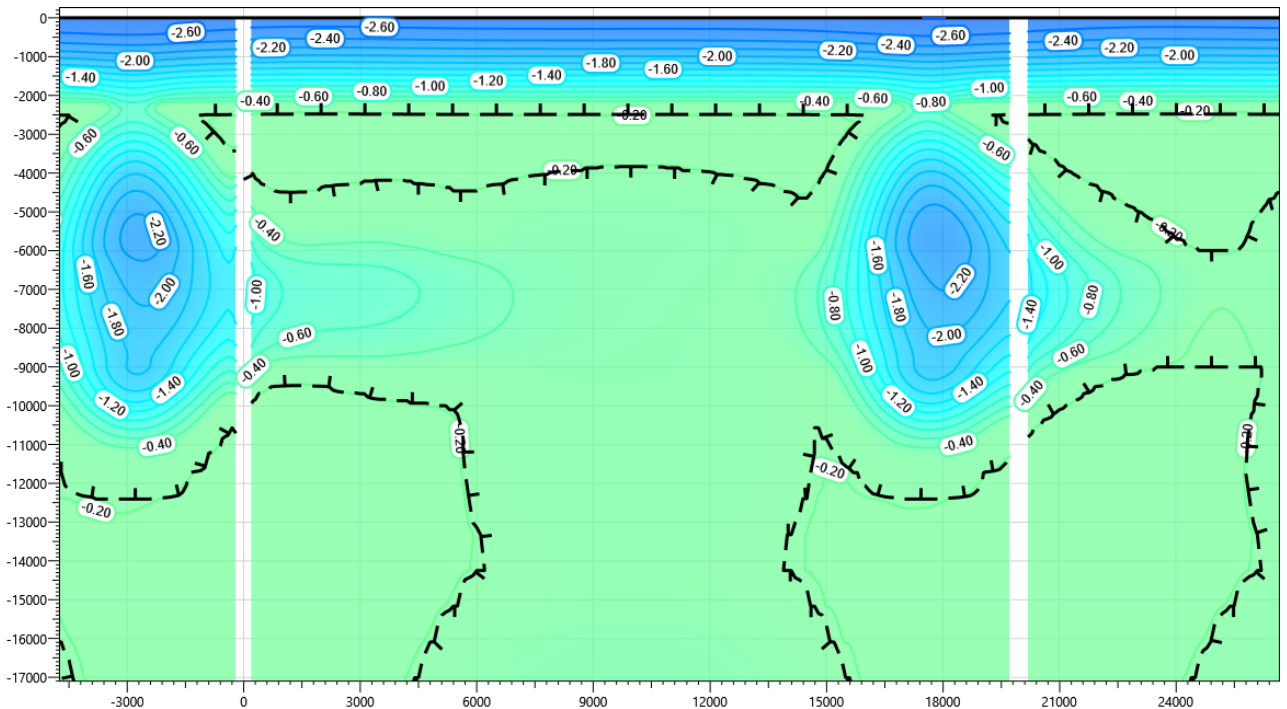
**Рисунок В.5 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на конец второго года эксплуатации (15.10.2028г.)**



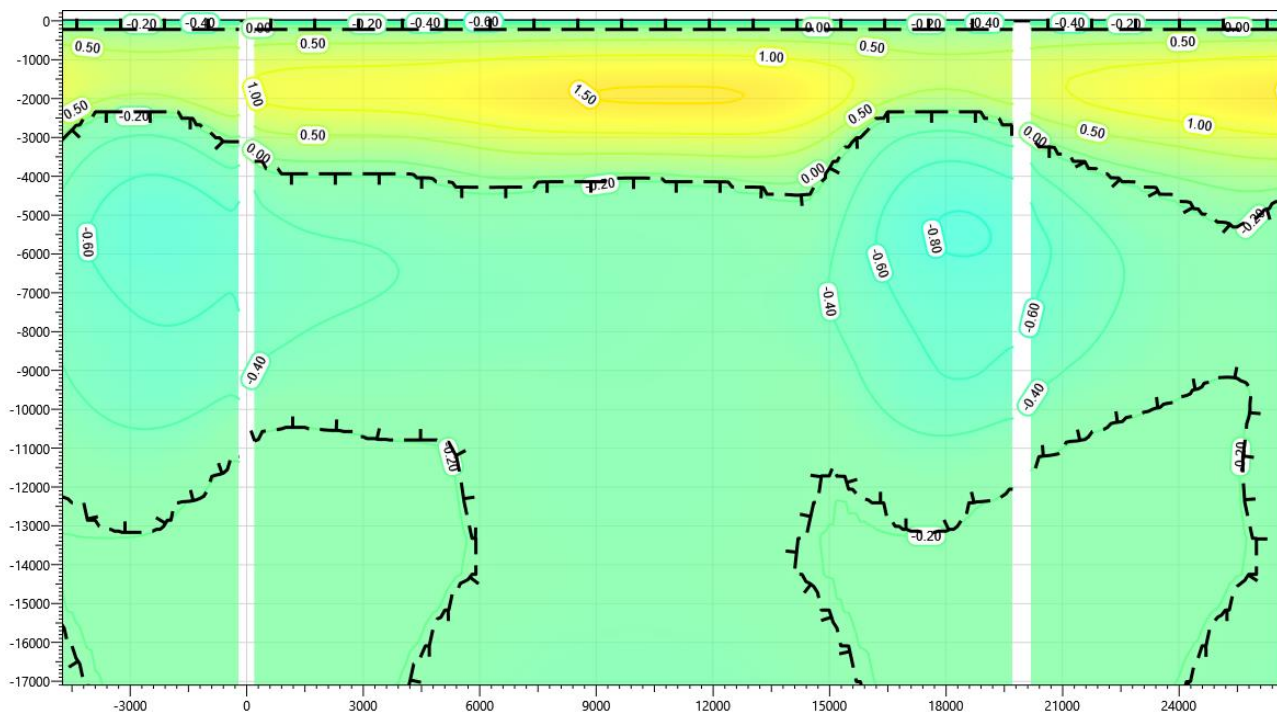
**Рисунок В.6 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на начало третьего года эксплуатации (15.04.2029г.)**



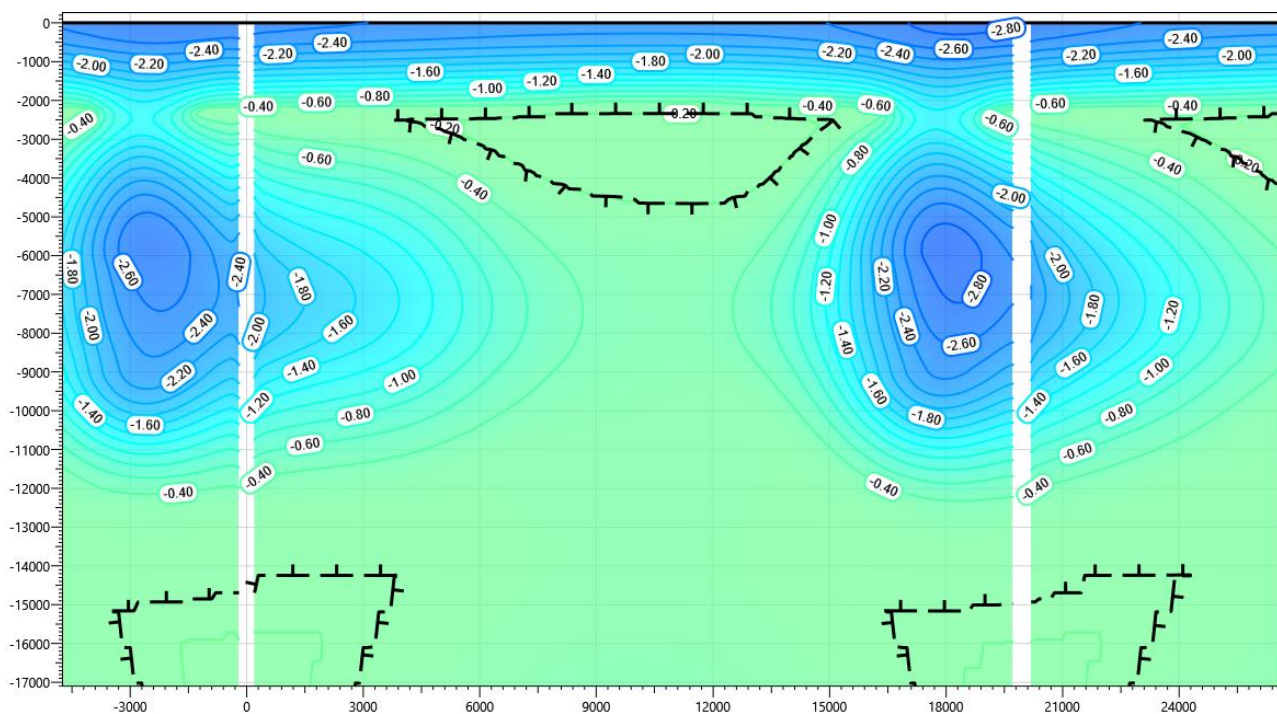
**Рисунок В.7 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на конец третьего года эксплуатации (15.10.2029г.)**



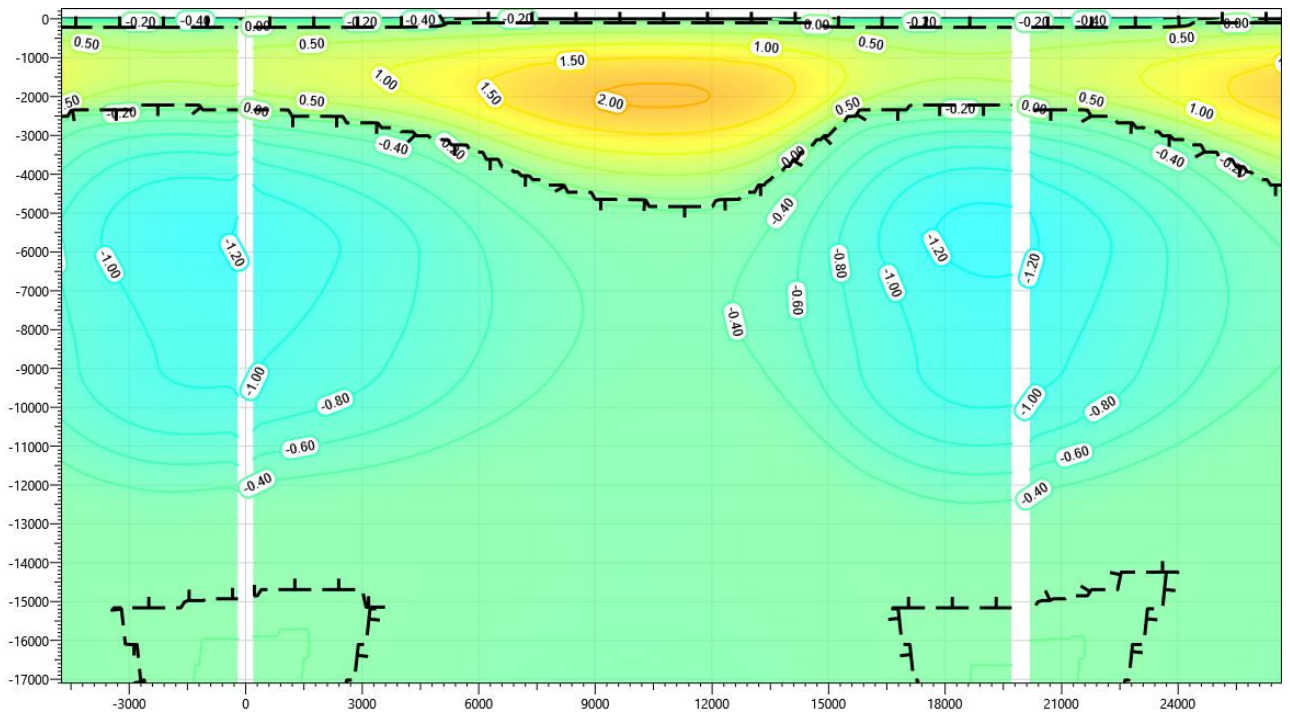
**Рисунок В.8 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на начало пятого года эксплуатации (15.04.2031г.)**



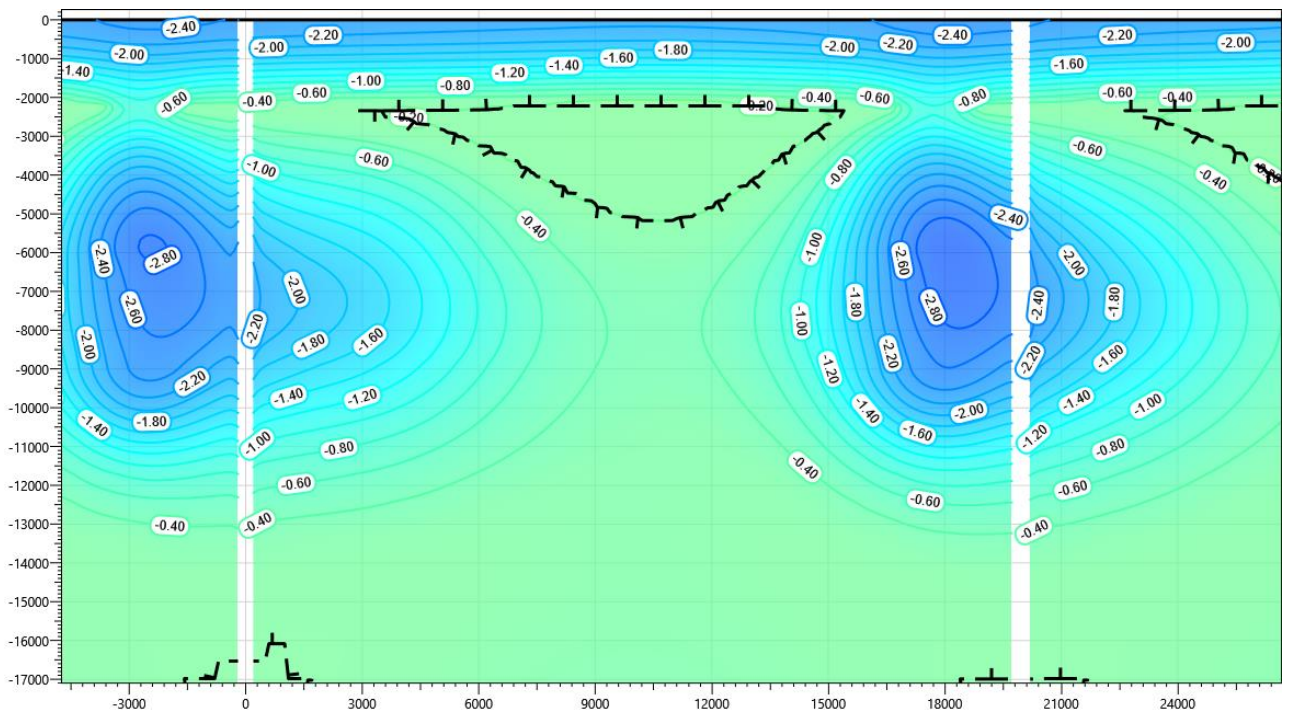
**Рисунок В.9 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на конец пятого года эксплуатации (15.10.2031г.)**



**Рисунок В.10 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на начало десятого года эксплуатации (15.04.2036г.)**

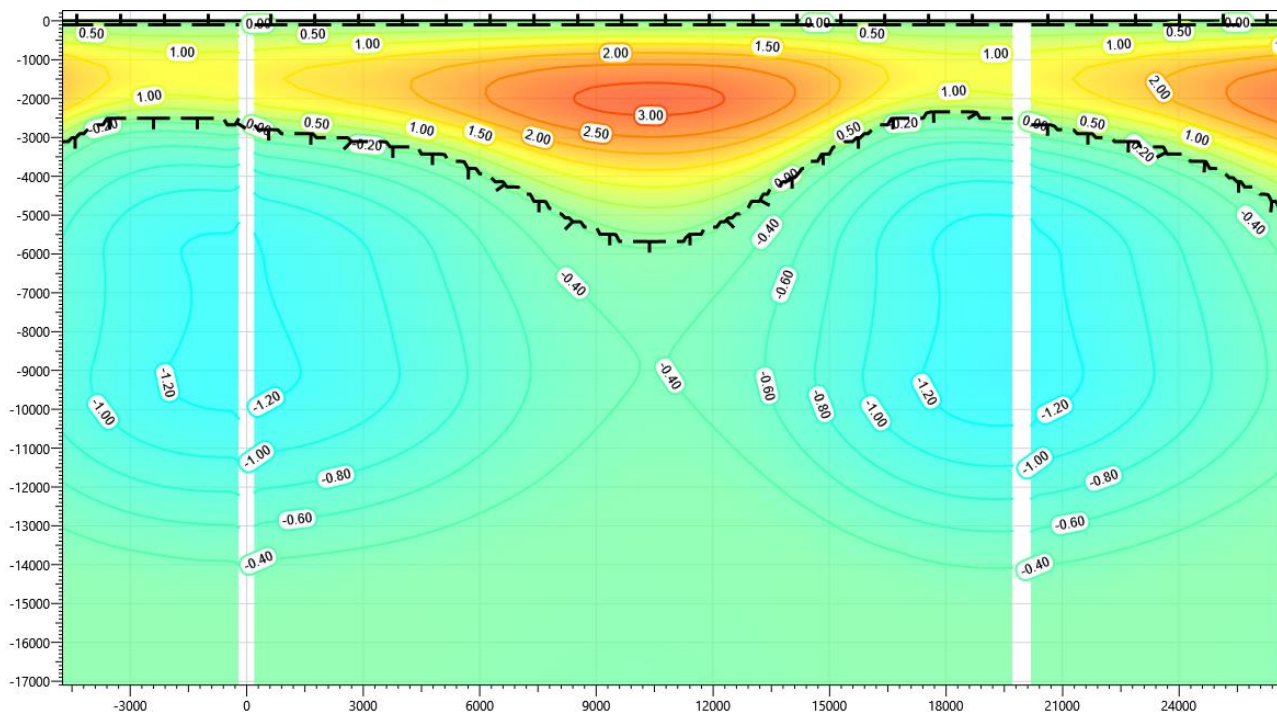


**Рисунок В.11 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на конец десятого года эксплуатации (15.10.2036г.)**



**Рисунок В.12 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на начало пятнадцатого года эксплуатации (15.04.2041г.)**





**Рисунок В.15 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1220 на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2046г.)**

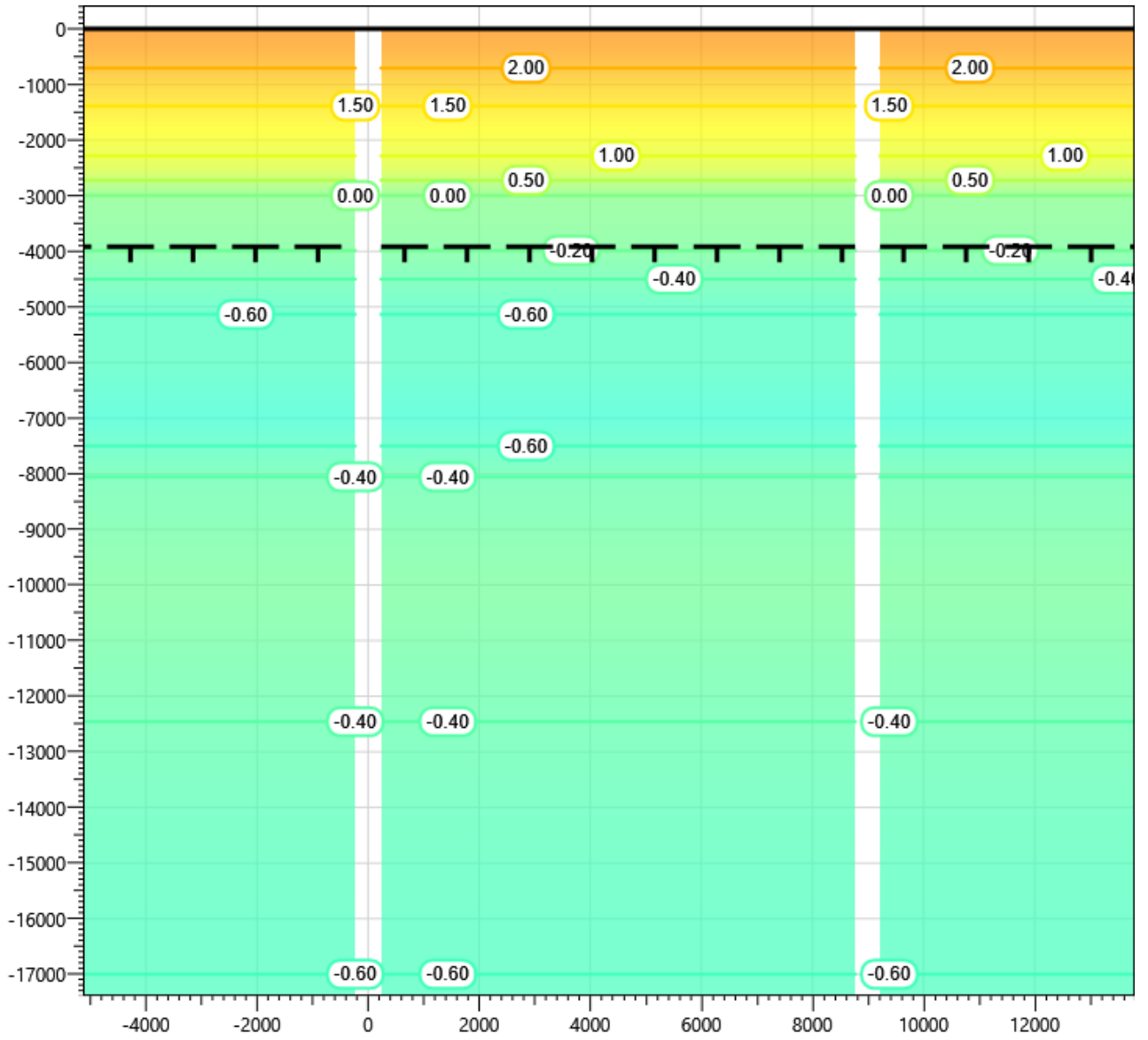
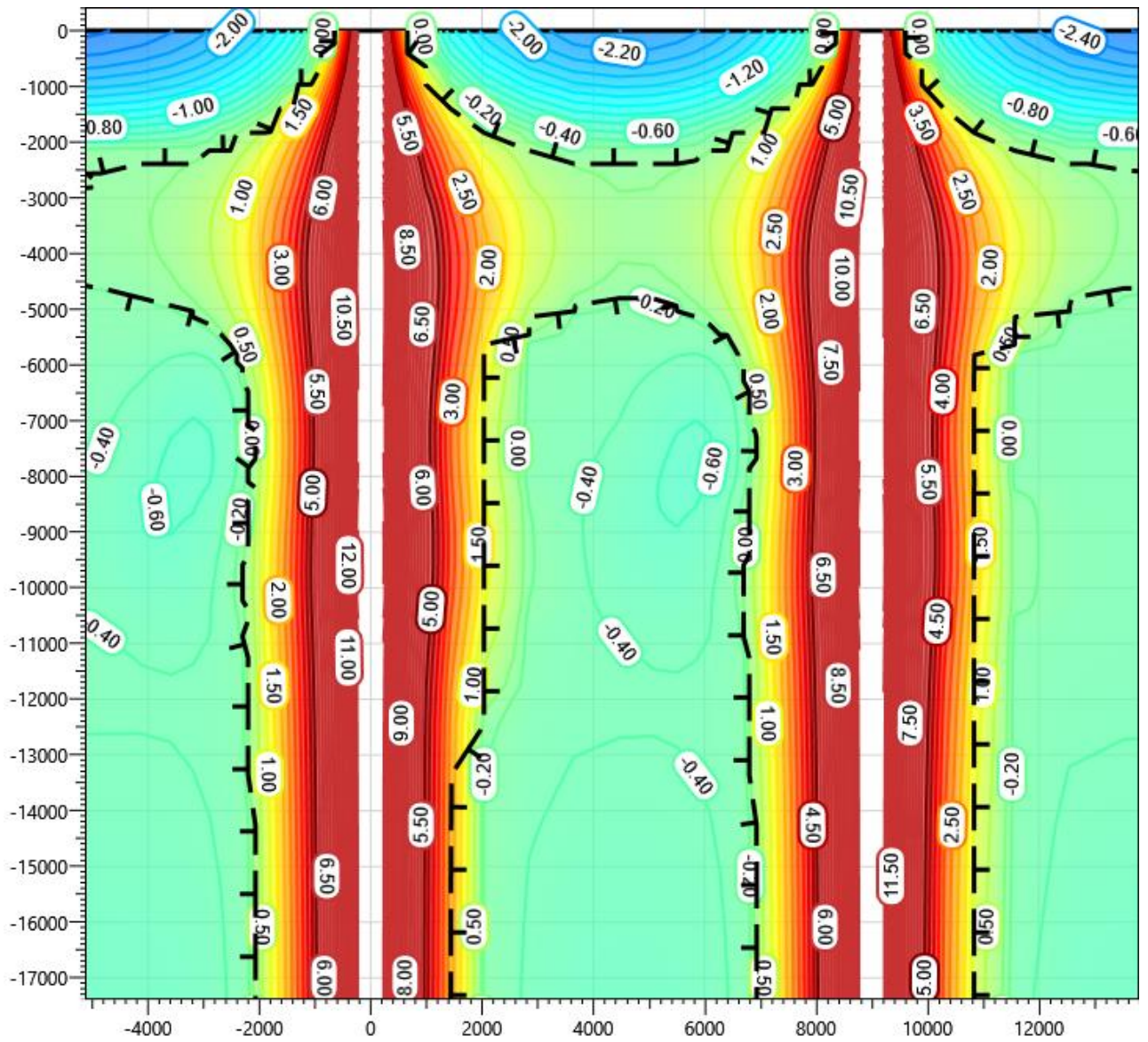
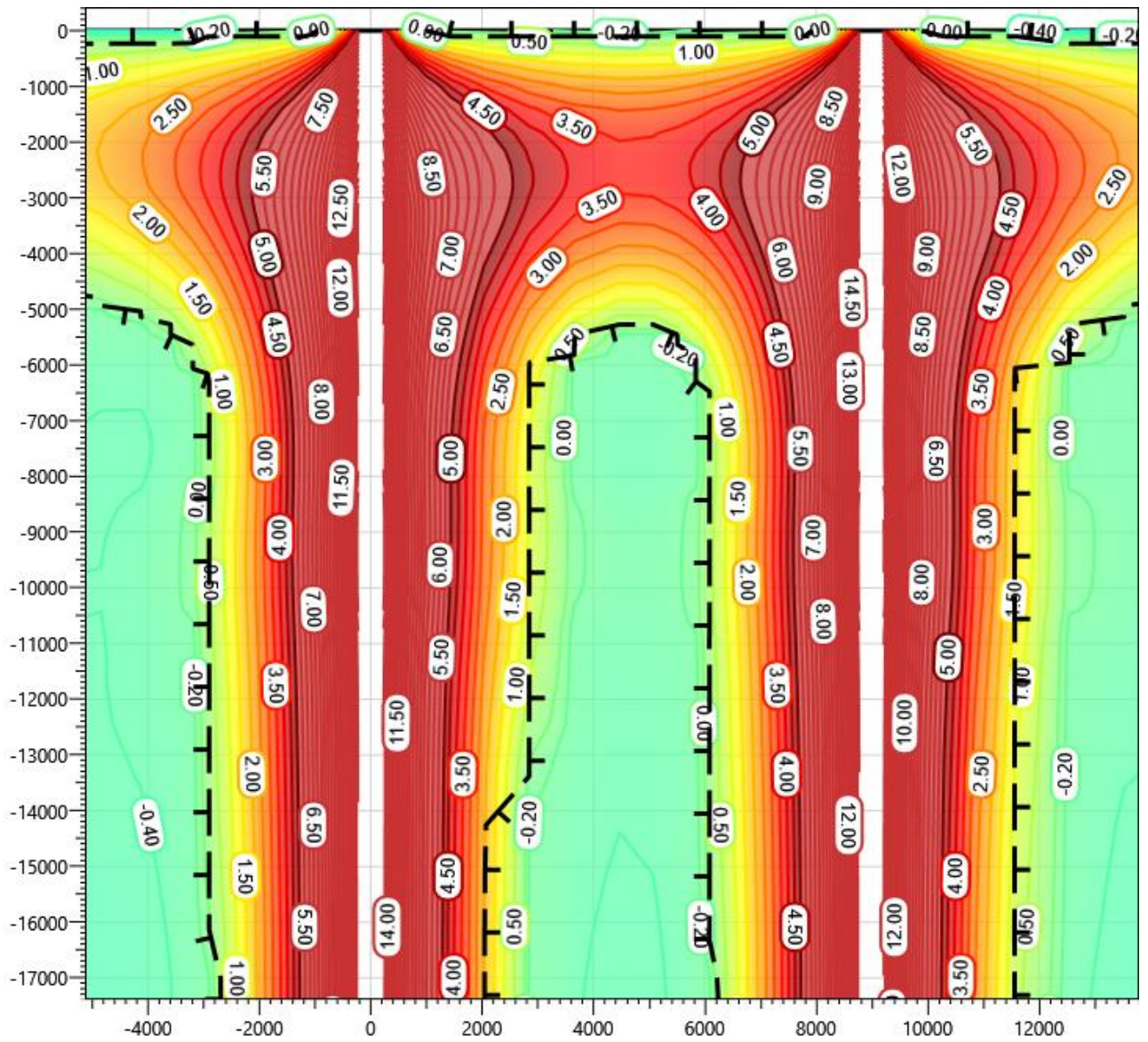


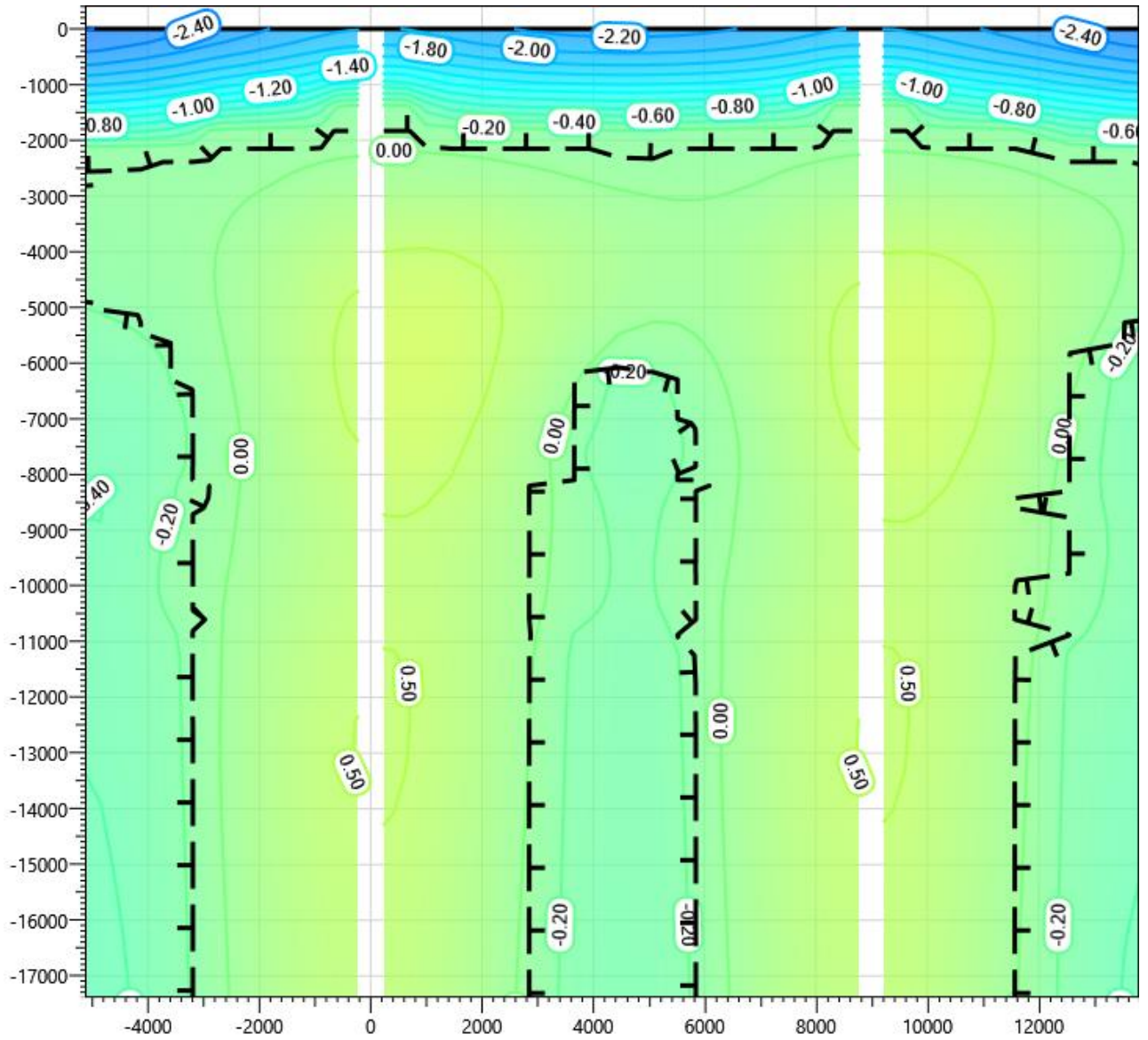
Рисунок В.16 – Распределение температур на начало расчета (28.04.2024г.)



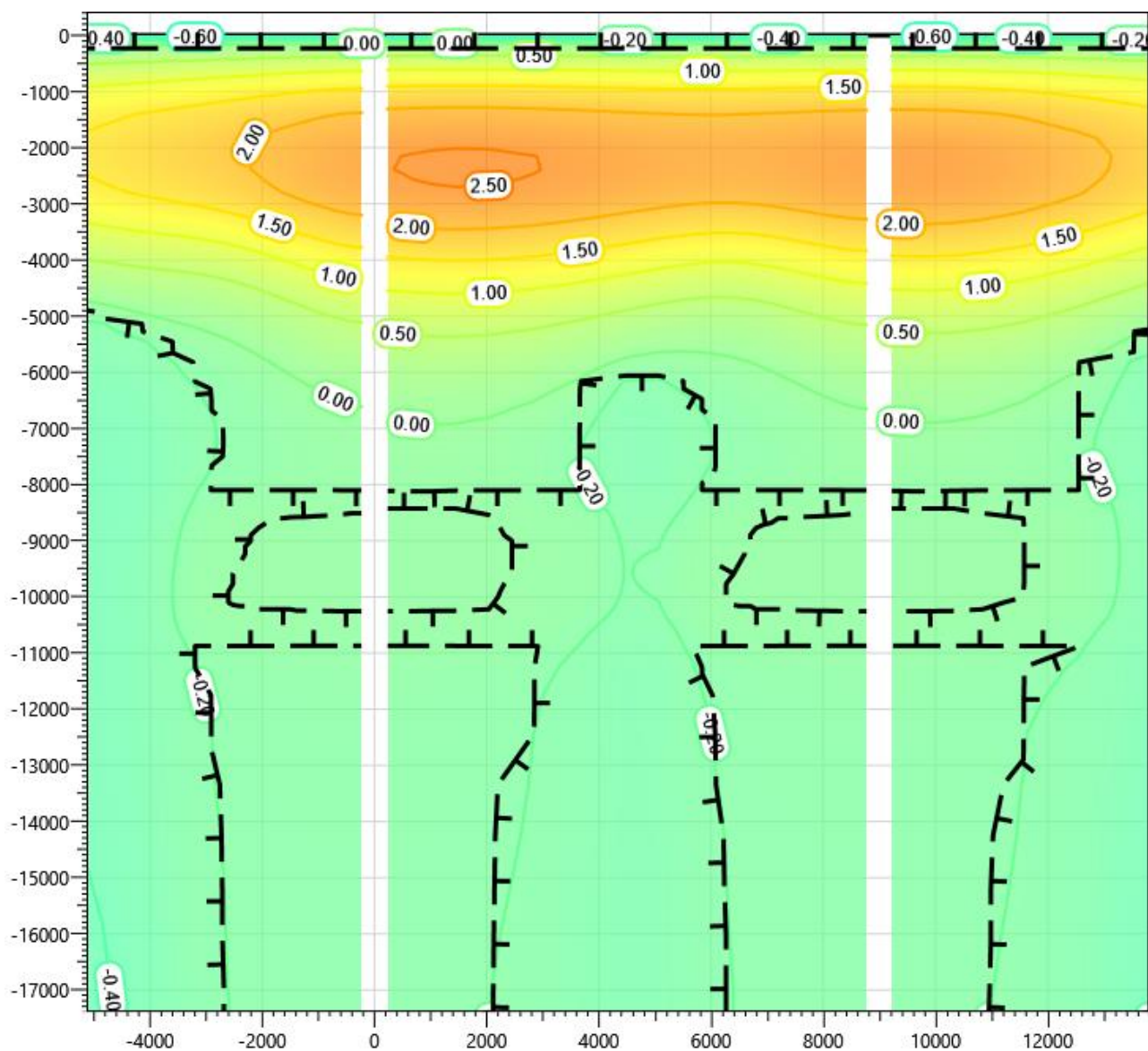
**Рисунок В.17 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на начало первого года эксплуатации (15.04.2027г.)**



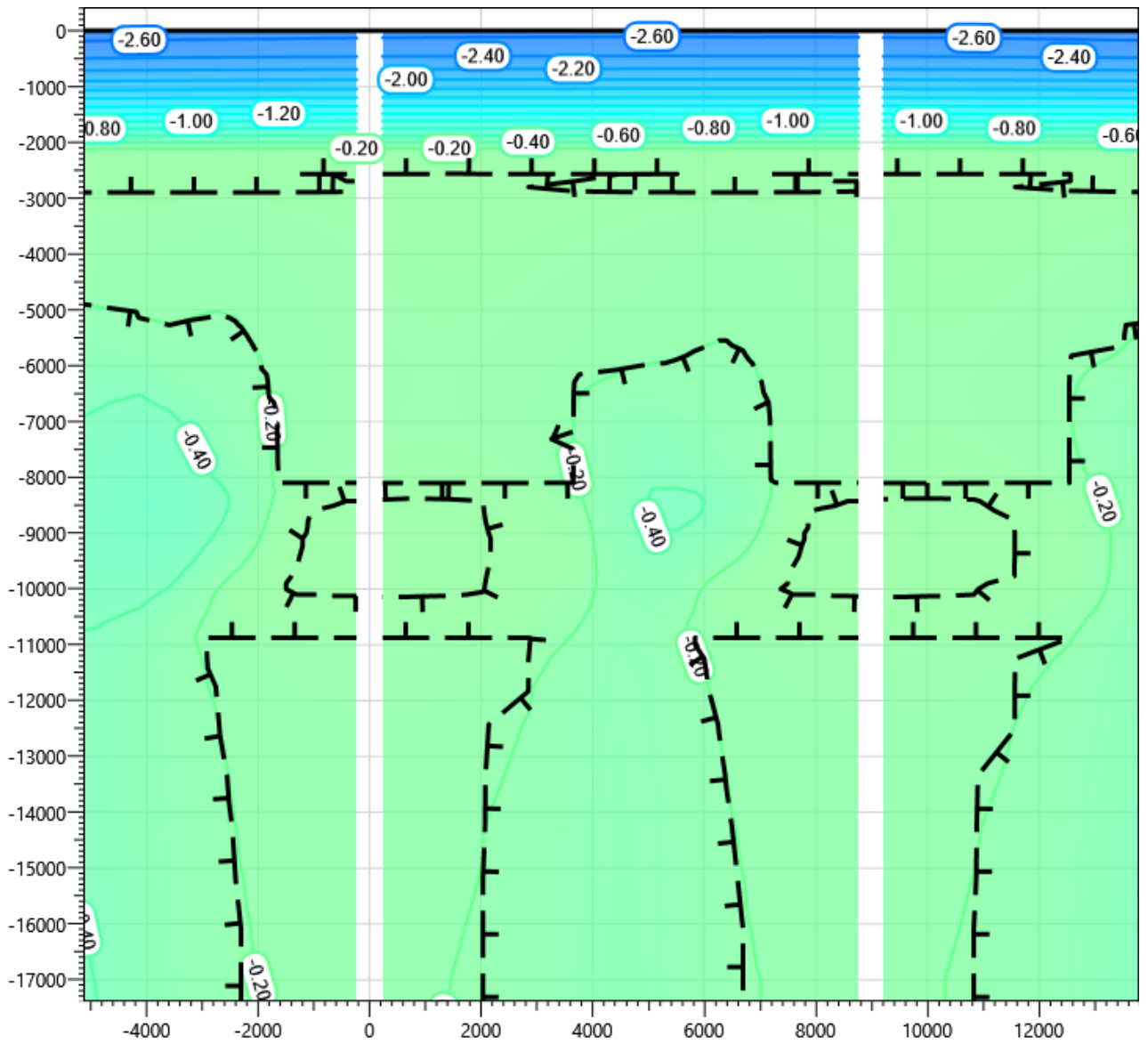
**Рисунок В.18– Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на конец первого года эксплуатации (15.10.2027г.)**



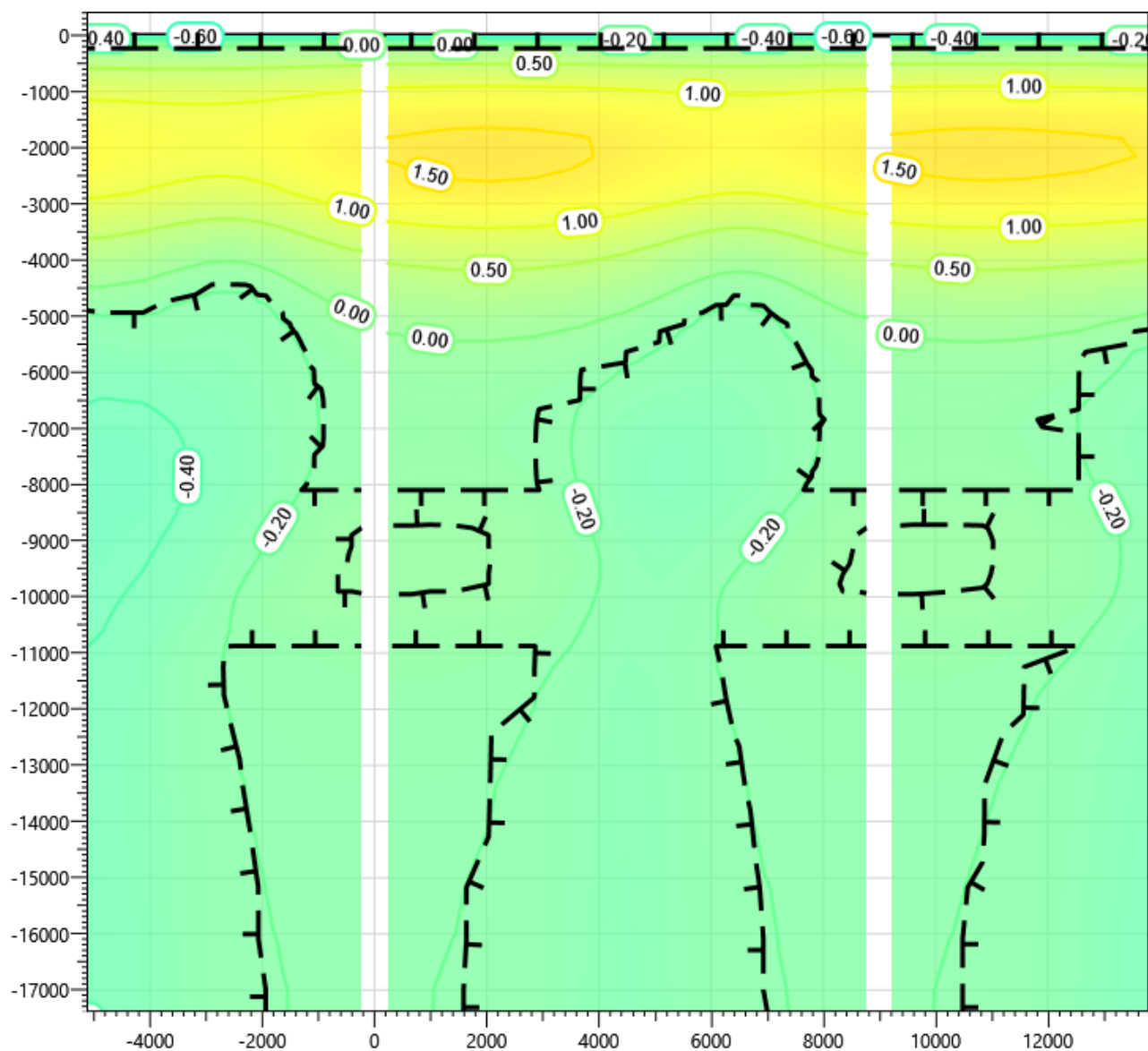
**Рисунок В.19 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на начало второго года эксплуатации (15.04.2028г.)**



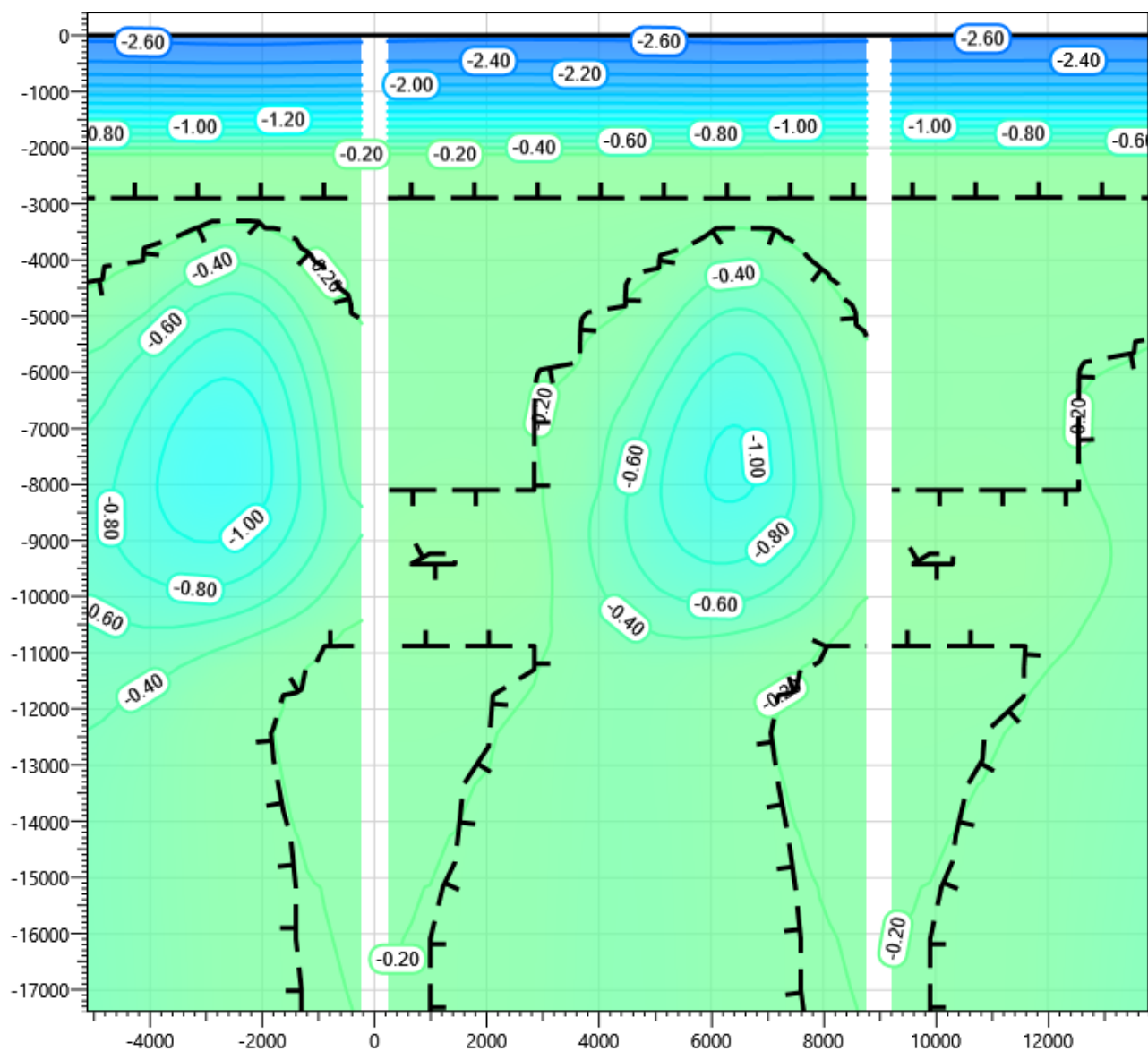
**Рисунок В.20 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на конец второго года эксплуатации (15.10.2028г.)**



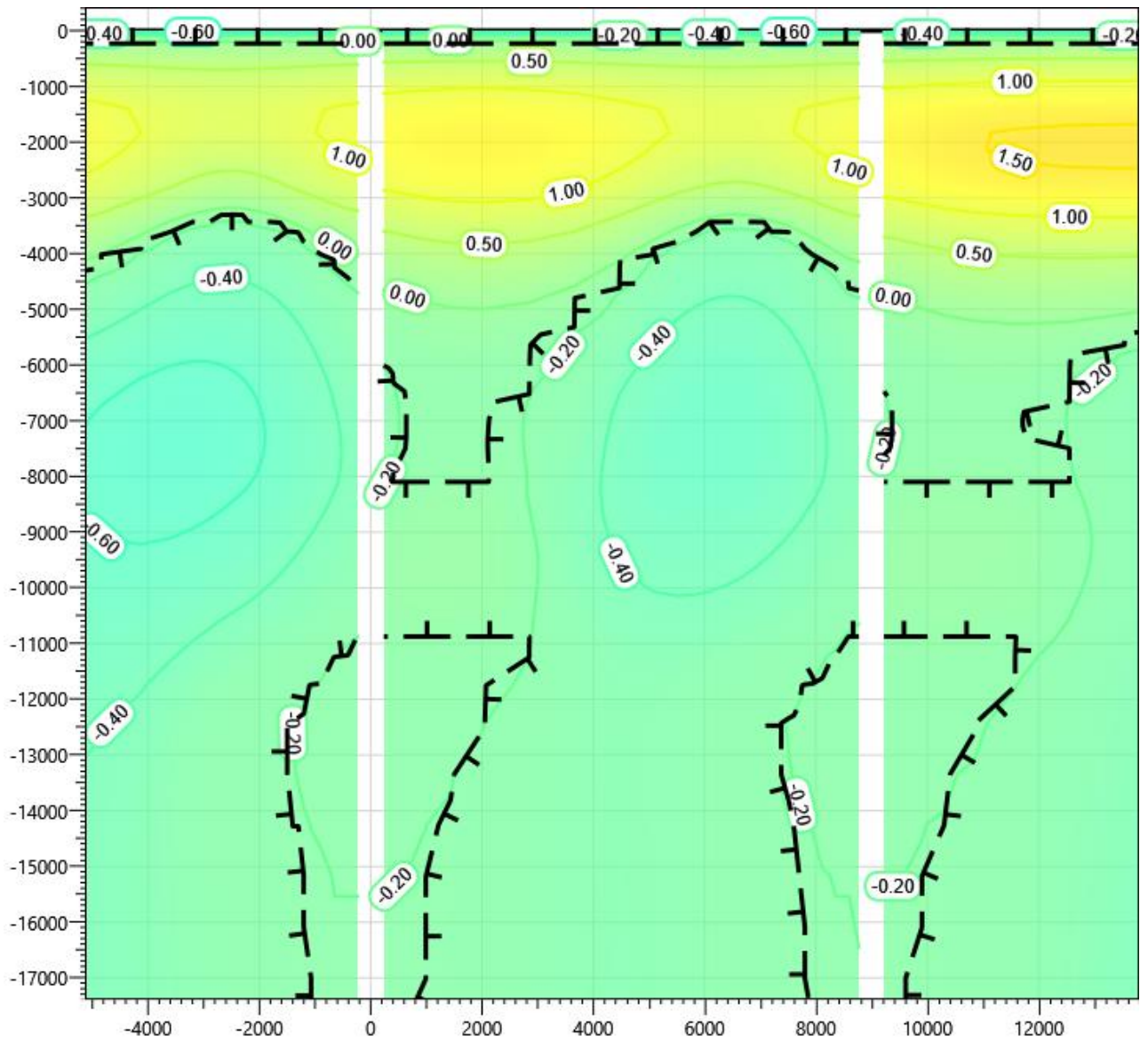
**Рисунок В.21 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на начало третьего года эксплуатации (15.04.2029г.)**



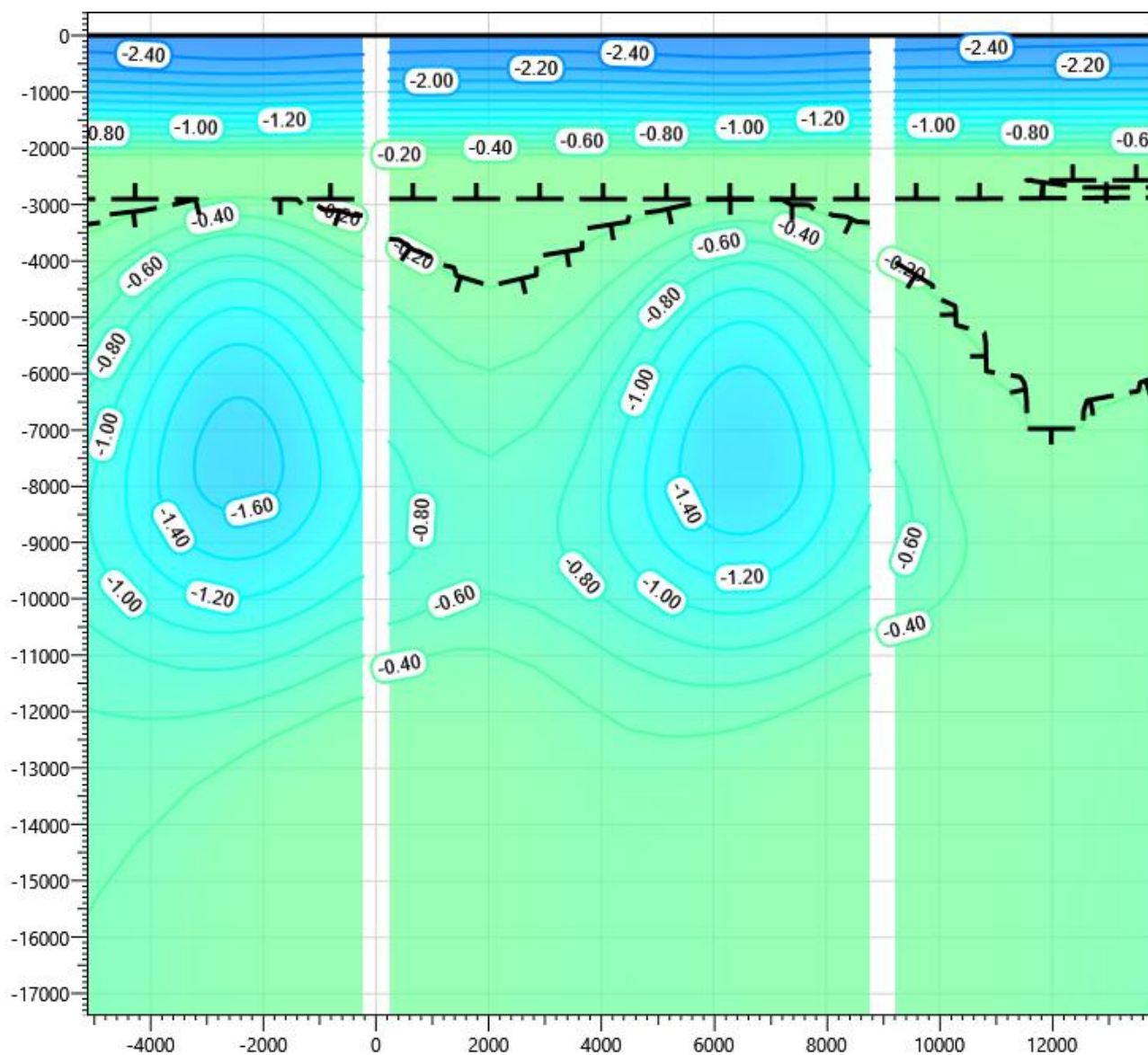
**Рисунок В.22 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на конец третьего года эксплуатации (15.10.2029г.)**



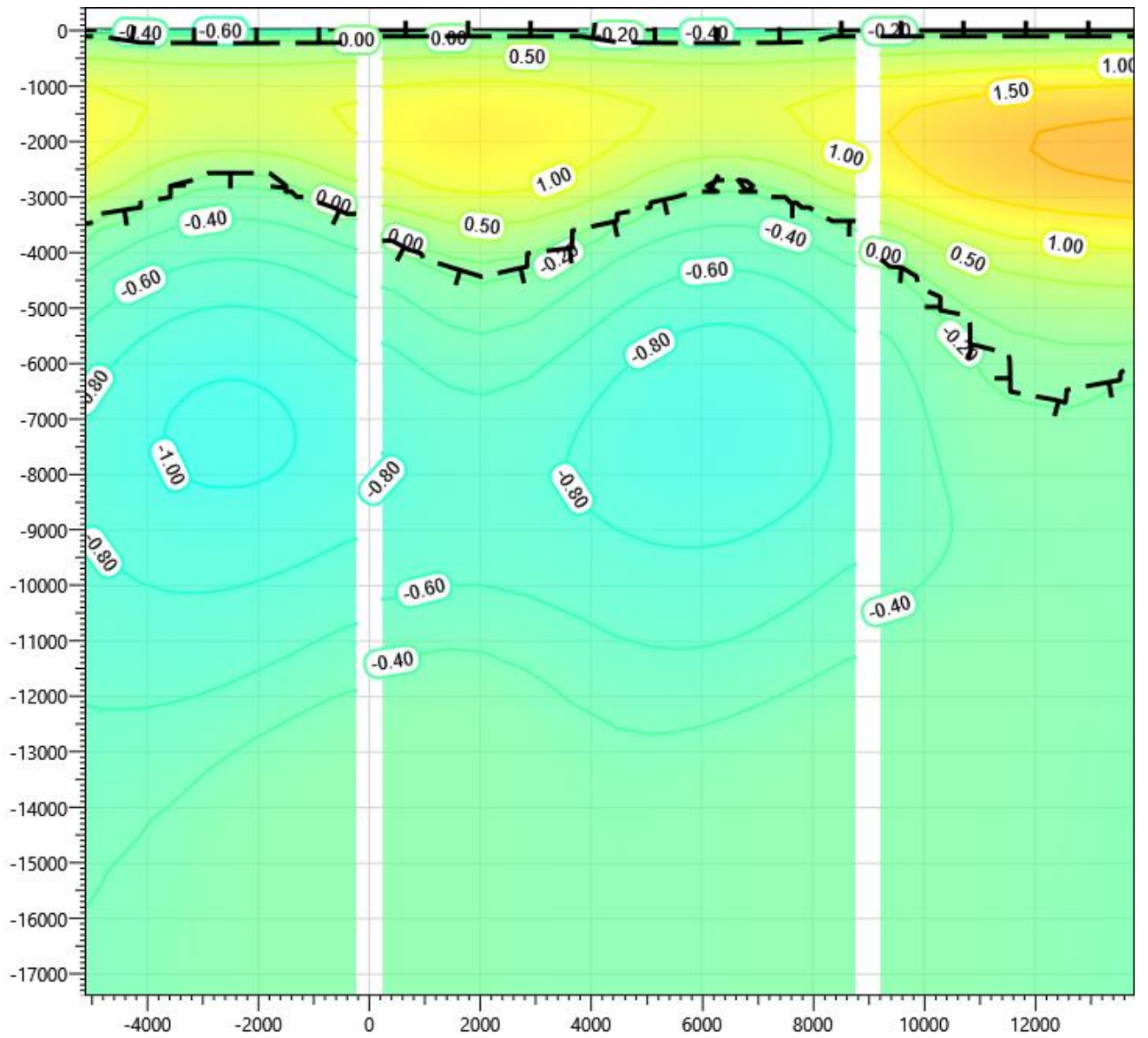
**Рисунок В.23 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на начало пятого года эксплуатации (15.04.2031г.)**



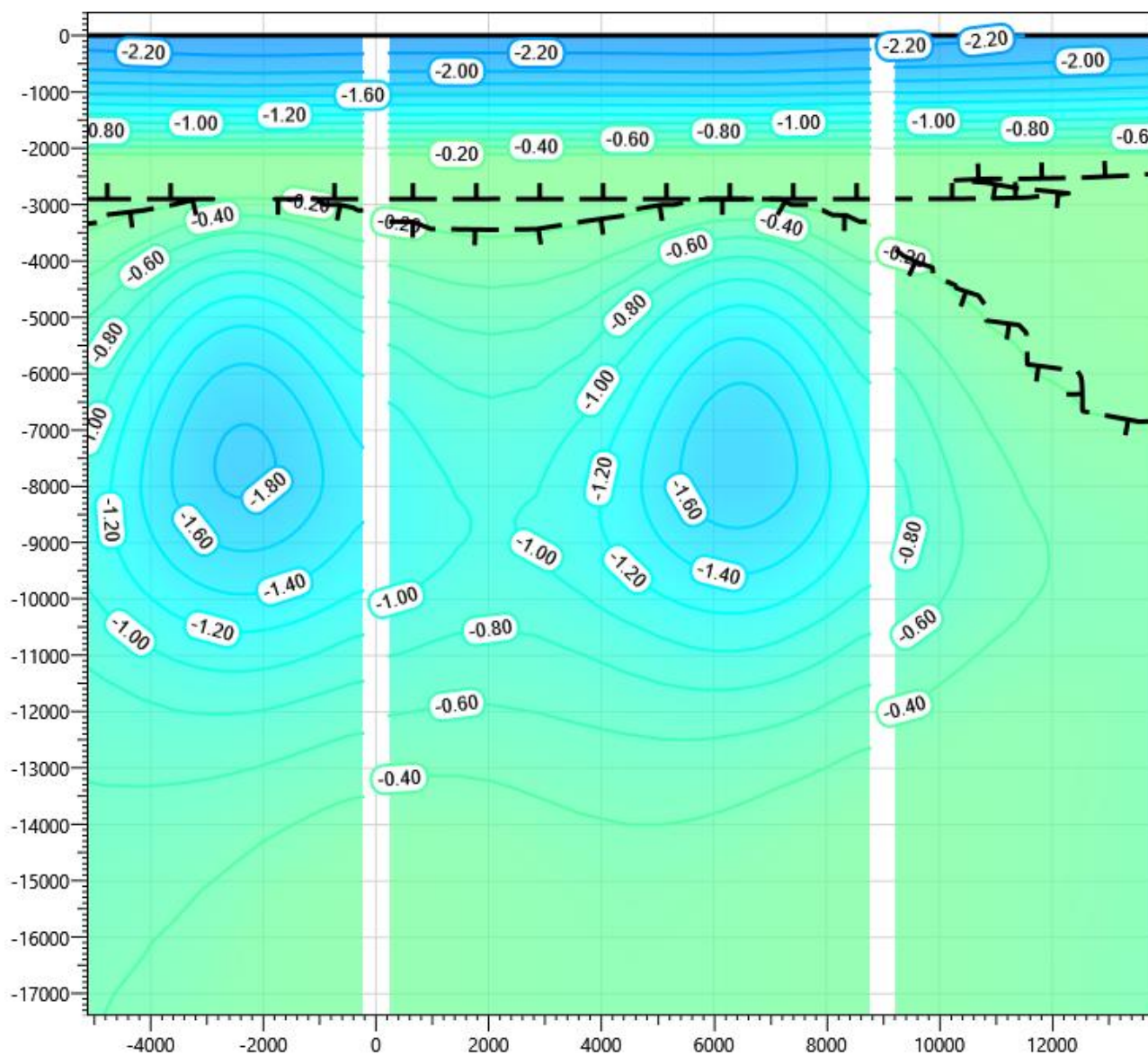
**Рисунок В.24 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на конец пятого года эксплуатации (15.10.2031г.)**



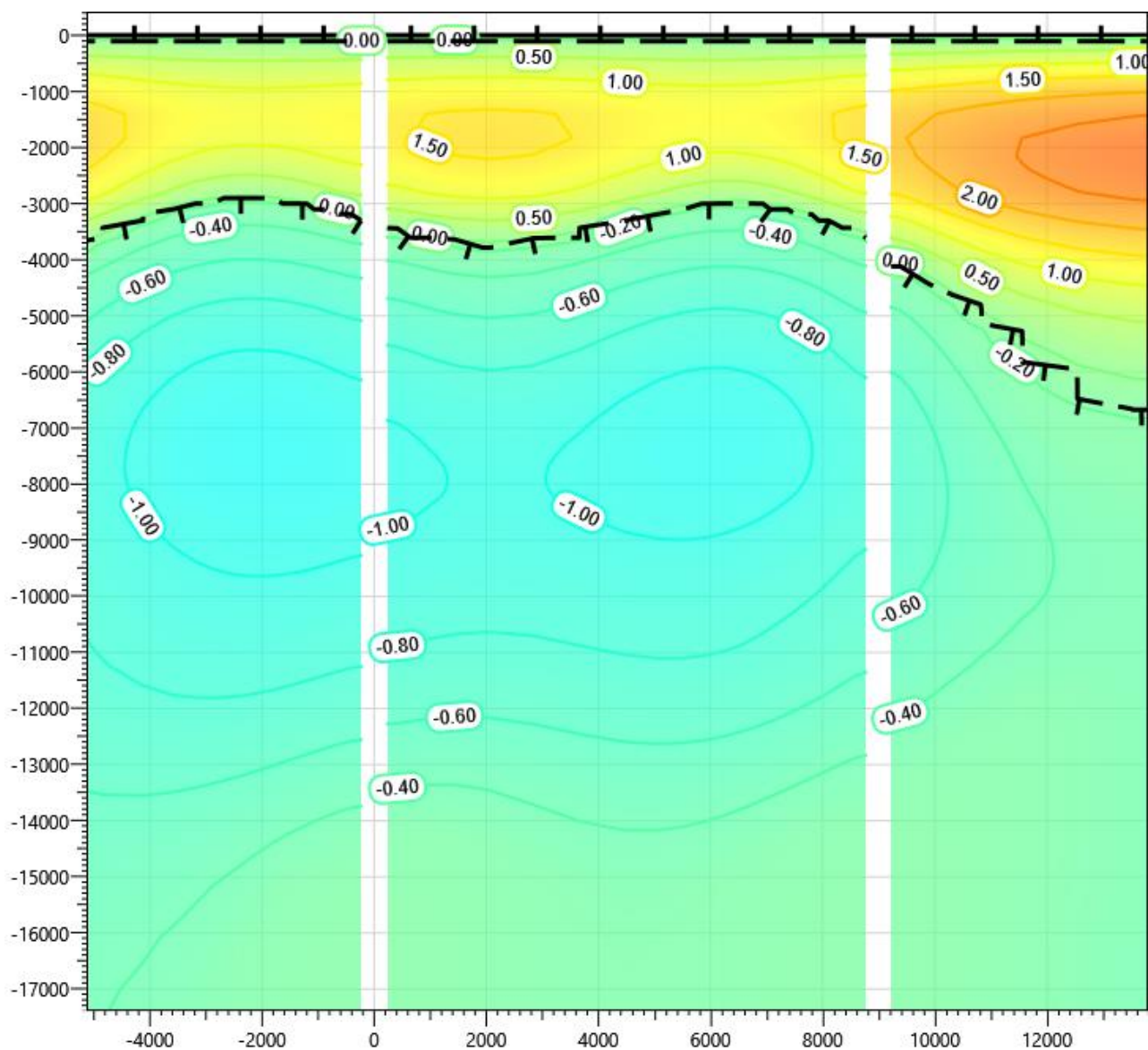
**Рисунок В.25 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на начало десятого года эксплуатации (15.04.2036г.)**



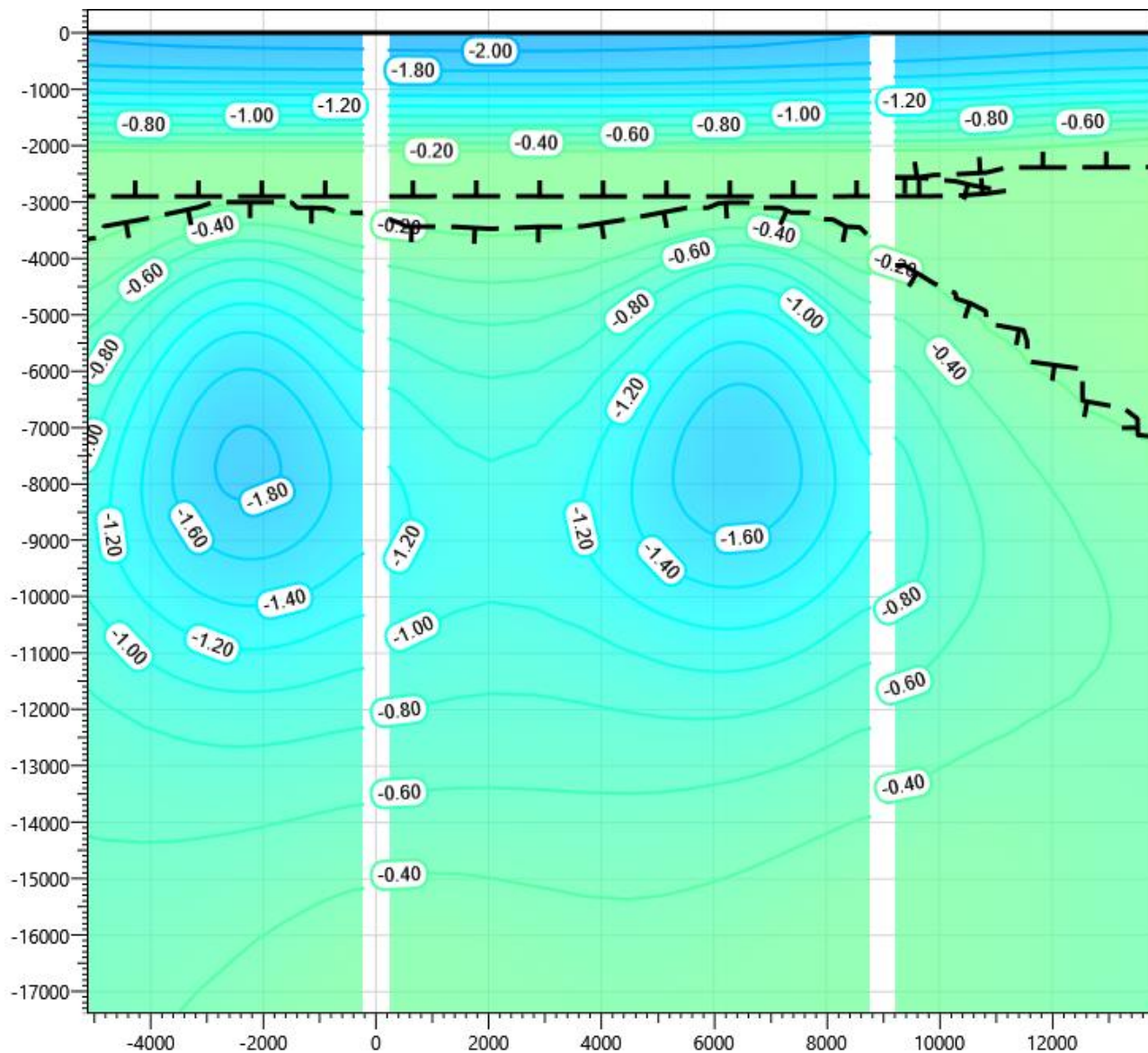
**Рисунок В.26 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на конец десятого года эксплуатации (15.10.2036г.)**



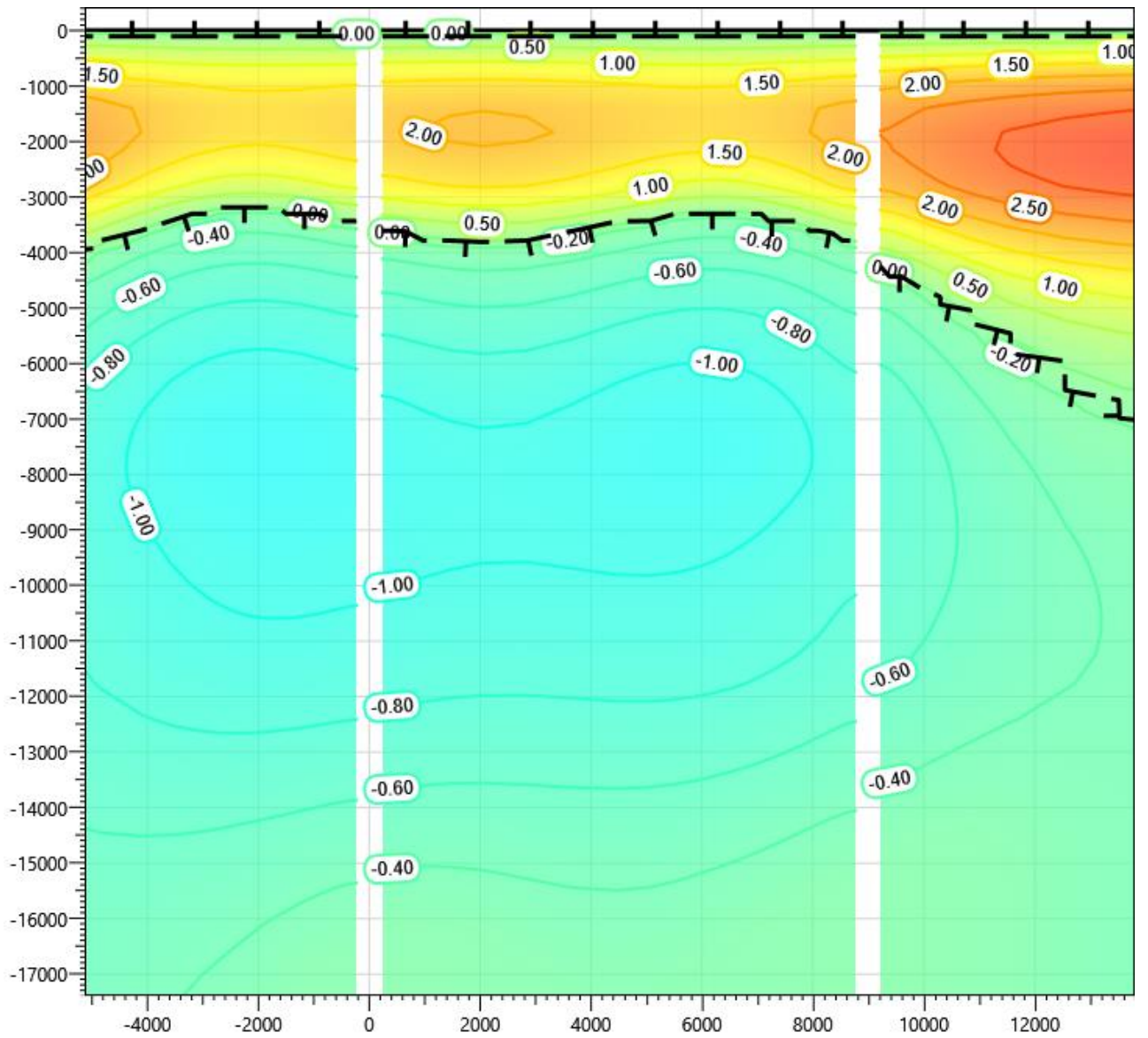
**Рисунок В.27 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на начало пятнадцатого года эксплуатации (15.04.2041г.)**



**Рисунок В.28 - Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на конец пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2041г.)**



**Рисунок В.29 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на начало двадцатого года эксплуатации (15.04.2046г.)**



**Рисунок В.30 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе геологической скважины №1224 на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2046г.)**