



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

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

**Обустройство Песцового месторождения.  
Расширение кустов скважин №1, №5**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Часть 1. Куст скважин**

**ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00**

**Том 3.1**



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

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

**Обустройство Песцового месторождения.  
Расширение кустов скважин №1, №5**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Часть 1. Куст скважин**

**ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00**

**Том 3.1**

Главный инженер

Главный инженер проекта




Н.П. Попов


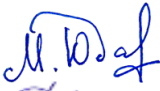








М.В. Безменов

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-С-001	Содержание тома 3.1	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Часть 1. Куст скважин. Текстовая часть	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Схема технологическая принципиальная куста №1	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Схема технологическая принципиальная куста №5	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	Обвязка устья скважин N16, N17, N18, N19 на кусте N1. План	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-004	Обвязка устья скважины N13 на кусте N5. План	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-005	Обвязка устья скважины N14 на кусте N5. План	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-006	Обвязка устья скважины N15 на кусте N5. План	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-007	Обвязка устья скважины N16 на кусте N5. План	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-008	Измерительная установка ИУ-003 на кусте №1. План	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-009	Емкость подземная дренажная ЕД-003 на кусте №1. План	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-010	План инженерных сетей на кусте скважин N1. Узел 1. Разрезы	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-011	План инженерных сетей на кусте скважин N5. Узел 1. Разрезы	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-РР-001	Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин	

Взам. инв. №													
	Подпись и дата												
Инв. № подл.													
							<b>ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-С-001</b>						
В00	-	-	-	-	-								
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Содержание тома 3.1						
	Разраб.	Аширов	<i>[Подпись]</i>	21.07.22									
	Н.контр.	Поликашина	<i>[Подпись]</i>	21.07.22									
							<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов											
П		1											
													

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела ТОСиТНиГ		С.А. Силин
Начальник отдела ОМПР		М.А. Юдаков
Главный специалист		Т.Н. Дрынкина
Заведующий группой		В.Е. Лопатин
Заведующий группой		Н.С. Маркелова
Ведущий инженер		М.В. Аширов
Ведущий инженер		Л.В. Шабалкина
Заведующий группой		А.В. Елуферьев
Заведующий группой		Е.А. Гололобова
Нормоконтролер		Е.В. Поликашина

## СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА. КУСТ СКВАЖИН .....	1-1
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1-1
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	1-1
1.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА .....	1-1
1.4 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ.....	1-3
1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции .....	1-3
1.4.2 Характеристика технологической схемы системы сбора продукции добывающих скважин .....	1-3
1.4.3 Физико-химические свойства и компонентный состав добываемой продукции.....	1-6
Компонентный состав нефти газа ступенчатой сепарации Песцового месторождения приведен в разделе 1.9 таблица 1.7. ....	1-7
1.4.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса .....	1-7
1.4.4.1 Обустройство устьев добывающих скважин .....	1-7
1.4.4.2 Скважинная установка дозирования реагента.....	1-8
1.4.4.3 Блок измерительной установки ИУ-003 на кусте №1 .....	1-9
1.4.4.4 Дренажная емкость ЕД-003 на кусте №1 .....	1-10
1.4.4.5 Технологические трубопроводы.....	1-10
1.4.4.6 Узел врезки трубопровода нефтегазосборного от ИУ-003 в трубопровод нефтегазосборный от ИУ-002 на кусте №1 .....	1-12
1.4.4.7 Запорная и предохранительная арматура .....	1-13
1.4.4.8 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических и промысловых трубопроводов .....	1-14
1.4.5 Требования к организации производства.....	1-18
1.5 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....	1-20
1.6 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ .....	1-20
1.7 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ.....	1-21
1.8 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ.....	1-21
1.9 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА. ....	1-21
1.9.1 Общие положения.....	1-21
1.9.2 Исходные данные .....	1-21
1.9.3 Результаты гидравлического расчета трубопроводов системы сбора и транспорта продукции скважин Песцового месторождения.....	1-26
1.9.4 Анализ результатов гидравлического расчета системы сбора и транспорта продукции скважин Песцового месторождения.....	1-33
1.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ .....	1-33
1.11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ .....	1-34
1.12 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ).....	1-35
1.13 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ .....	1-35
1.14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА .....	1-36
1.15 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ.....	1-37
1.16 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ КОЛИЧЕСТВА И СОСТАВА ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ .....	1-38
1.16.1 Общие сведения.....	1-38
1.17 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	1-38
1.18 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1-38

1.19 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА .....	1-39
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ .....	2-1
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2-1
2.2.1 Аппараты и ёмкости.....	2-1
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА .....	2-1
2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	2-1
2.4.1 Трубы.....	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы .....	2-3
2.4.3 Крепежные детали.....	2-4
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура .....	2-4
2.4.5 Аппараты и ёмкости.....	2-4
2.4.6 Опоры трубопроводов.....	2-4
2.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-4
2.5.1 Исходные данные .....	2-5
2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов.....	2-5
2.5.3 Расчёт срока службы трубопроводов .....	2-6
2.5.4 Выборка типоразмеров труб .....	2-7
2.6 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2-9
2.7 АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-10
Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов .....	А-1
Приложение Б Ведомость оборудования, изделий и материалов.....	Б-1
Приложение В РАСЧЕТ ГАЗА ПРИ ОПОРОЖНЕНИИ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ АГЗУ ЧЕРЕЗ ВОЗДУШКУ ДРЕНАЖНОЙ ЕМКОСТИ.....	В-1

# 1 Технология производства. Куст скважин

## 1.1 Введение

В настоящем разделе представлено описание основных технологических решений проекта «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5». Проектом предусматривается:

- расширение куста добывающих скважин №1 (обустройство 4-х дополнительных добывающих скважин);
- расширение куста добывающих скважин №5 (обустройство 4-х дополнительных добывающих скважин).

## 1.2 Исходные данные для проектирования

Исходными данными и условиями для разработки проектной документации являются следующие документы:

Исходными данными и условиями для разработки проектной документации являются следующие документы:

- задание на проектирование «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5» утвержденное Генеральным директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Крупениковым В.Б.;
- объемы добычи нефти, газа и жидкости кустов Песцового нефтяного месторождения приняты по профилям добычи в соответствии с письмами ООО «Газпромнефть-Заполярье» от 16.04.2020 №11-01/002758;
- ТТР-01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве технологических трубопроводов»;
- ТТР-01.07.03-02 «Типовые технические решения. Куст скважин. Одиночная скважина»;
- выполненные проекты 1001/3 и 1101/10, получившие положительные заключения ФАУ «Главгосэкспертиза России»;
- нормативно-техническая документация, действующая на территории Российской Федерации.

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

## 1.3 Краткая характеристика района строительства

Проектируемый участок строительства Песцового месторождения расположен на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Административный центр района – город Надым.

Территория района изысканий находится в тундровой зоне.

В географическом отношении Песцовое месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской низменности, в 150 км северо-западнее г. Новый Уренгой.

Непосредственно в зоне проведения работ населенных пунктов нет.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки: Самбург, Тазовский, Уренгой, Тарко-Сале и г. Новый Уренгой.

Территория месторождения относится к лесотундре, Северо-Надымско-Пуровской провинции. Залесённость района незначительна (менее 1%). Рельеф холмисто-бугристый, осложненный эрозийной деятельностью мелких и крупных рек, большим количеством временных водотоков и озер.

Месторождение расположено в районе со слаборазвитой инфраструктурой и находится в состоянии близком к естественному.

В направлении Новый Уренгой – Ямбург проходит ветка железной дороги, обеспечивающая круглогодичное сообщение. В зимний период используются автозимники, посредством которых устанавливается сообщение с соседними месторождениями.

Транспортировка оборудования, материалов, грузов с места базирования (г. Новый Уренгой) до месторождения осуществляется по автомобильной дороге (150 км), далее до буровых по насыпным дорогам и зимникам. Срок их действия - октябрь-май.

Главной водной артерией является р. Пур, крупными притоками которой в пределах района работ являются реки Ен-Яха и Хадуттэ, а также множество мелких речек и ручьев. В июле-августе реки сильно мелеют. Лишь до поселка Тарко-Сале возможно продвижение речным транспортом в течение всей навигации. Река Пур и некоторые ее притоки пригодны для сплава леса. Реки и озера покрываются льдом в начале октября.

В конце ноября – начале декабря лед становится прочным. Толщина льда достигает 1.5 м и многие реки промерзают до дна, в результате чего становится возможным безопасное передвижение гусеничного транспорта. Вскрываются реки в конце мая - начале июня.

Климатические характеристики исследуемого района приняты по ближайшей метеостанции поселка Уренгой.

По климатическому районированию территория проектирования относится к I району, IГ подрайону климатического районирования для строительства согласно СП 131.13330.2020 «Строительная климатология».

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое и теплое. Весна и осень непродолжительны по времени, характеризуются частой и резкой сменой погоды.

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата северной части Западной Сибири является западный перенос воздушных масс и влияние континента с востока.

Наиболее важными факторами формирования климата являются западный перенос воздушных масс и влияние континента. Взаимодействие этих двух факторов способствует быстрой смене циклонов и антициклонов, частым изменениям погоды и сильным ветрам.

В соответствии с СП 14.13330.2018 сейсмичность территории (Ямало-Ненецкий автономный округ Тюменской области) по картам А, В, С - 5 баллов. Категория опасности землетрясения – умеренно опасная (СП 115.13330.2016, 3.1 приложение Б).

Преобладающее направление ветров юго-западное. В январе доминируют ветры юго-западного, в июле – северного направления. Согласно СП 20.13330.2011, по давлению ветра и по средней скорости ветра за зимний период, участок месторождение находится в IV районе с нормативным ветровым давлением 0,48 кПа.

Согласно СП 20.13330.2016 (карта 1), территория относится к V-му району по снеговым нагрузкам. Устойчивый снежный покров образуется в среднем 10 октября, сход снега происходит 2 июня. Число дней со снежным покровом составляет порядка 230. С возвышенных участков снег сдувается и накапливается в понижениях рельефа в долинах рек и ручьев. Здесь он отлагается в виде мощных сугробов, толщиной до 2 м. Толщина снежного покрова на залесённых участках составляет от 70 до 90 см.

Выкидные трубопроводы прокладываются по территории кустовой площадки подземно с использованием ММГ в качестве оснований по II принципу согласно СП 25.13330.2020 с допущением оттаивания в период эксплуатации на расчетную величину.

По результатам прочностного расчета выкидных трубопроводов, прокладываемых по территории кустовой площадки с использованием ММГ по II принципу расчетная осадка 59 мм не оказывает негативного воздействия на проектируемый объект. Трубопроводы удовлетворяют требованиям прочности ГОСТ 32388-2013 с учетом расчетных осадок грунтового основания.



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

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

Границами проектирования на кустах №1 и №5 являются фланцы фонтанной арматуры добывающих скважин с одной стороны и граница обвалования куста с другой стороны.

Общее количество добывающих скважин на кусте №1 составляет 19 шт., в том числе 4 шт. проектируемые обустраиваемые скважины №№16, 17, 18, 19.

Общее количество добывающих скважин на кусте №5 составляет 16 шт., в том числе 4 шт. проектируемые обустраиваемые скважины №№13, 14, 15, 16.

Расчетное давление проектируемых технологических трубопроводов на кустах скважин (после клапанов-отсекателей) составляет 6,3 МПа. Расчетное давление выкидных трубопроводов до клапана-отсекателя составляет 25,0 МПа.

Максимальные периоды добычи нефти и газа по кустам:

- 01.2022 – максимальный период добычи жидкости и газа для кустовой площадки КП-1 (в данный период жидкости на куст 1 – 2684,6м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 1 – 1699492,8м<sup>3</sup>/сут, жидкости на куст 5 – 1827,3м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 5 – 781914,3м<sup>3</sup>/сут);
- 05.2021 – максимальный период добычи нефти для кустовой площадки КП-1 (в данный период жидкости на куст 1 – 2458,8м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 1 – 782444,2м<sup>3</sup>/сут, жидкости на куст 5 – 1821,3м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 5 – 1244829,5м<sup>3</sup>/сут);
- 06.2022 – максимальный период добычи нефти для кустовой площадки КП-5 (в данный период жидкости на куст 1 – 2269,0м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 1 – 1291994,3м<sup>3</sup>/сут, жидкости на куст 5 – 2076,5 м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 5 – 1382181,1м<sup>3</sup>/сут);
- 07.2022 - максимальный период добычи жидкости для кустовой площадки КП-5 (в данный период жидкости на куст 1 – 2037,3м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 1 – 1191699,9м<sup>3</sup>/сут, жидкости на куст 5 – 2014,6м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 5 – 1350549,5м<sup>3</sup>/сут);
- 09.2024 - максимальный период добычи газа для кустовой площадки КП-5 (в данный период жидкости на куст 1 – 1346,2м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 1 – 1500028,7м<sup>3</sup>/сут, жидкости на куст 5 – 1596,5м<sup>3</sup>/сут, газа на куст 5 – 2050418,4 м<sup>3</sup>/сут

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

Срок эксплуатации оборудования – 20 лет.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

### **1.4.2 Характеристика технологической схемы системы сбора продукции добывающих скважин**

Обустройство кустов скважин №1 и №5 Песцового месторождения включает проектирование технологических сооружений, необходимых для добычи, замера и подачи продукции добывающих скважин на ЦПС подготовки продукции, а также сооружений для предотвращения коррозии и гидратообразований.

В проекте технологическими схемами предусматривается сбор продукции нефтяных скважин кустов №1 и №5 Песцового месторождения, ее замер и транспорт на центральный пункт сбора (ЦПС). Особенностью данной системы сбора является высокое статическое давление на устье скважин (до 25,0 МПа) и газовый фактор.

В соответствии с п. 14 Задания на проектирование «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5», утвержденного Генеральным директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Крупениковым В.Б., на кустах №1 и №5 предусматривается поэтапный ввод скважин в эксплуатацию. Состав этапов и перечень объектов, входящих в этапы строительства, согласованы Заказчиком. Полный перечень этапов приведен в Томе 1.

Сооружения куста №1 обустройстваются в этапах строительства:  
 этап №2. Куст №1. Обустройство добывающей скважины №16;  
 этап №3. Куст №1. Обустройство добывающей скважины №17;  
 этап №4. Куст №1. Обустройство добывающей скважины №18;  
 этап №5. Куст №1. Обустройство добывающей скважины №19.  
 Сооружения куста №5 обустройстваются в этапах строительства:  
 этап №6. Куст №5. Обустройство добывающей скважины №13;  
 этап №7. Куст №5. Обустройство добывающей скважины №14;  
 этап №8. Куст №5. Обустройство добывающей скважины №15;  
 этап №9. Куст №5. Обустройство добывающей скважины №16.

Сооружения каждого этапа могут работать независимо от сооружений других этапов, выполняя все свои функции и обеспечивая безопасную эксплуатацию оборудования.

Технико-экономические показатели по кусту приведены в таблице 1.1.

**Таблица 1.1– Технико-экономические показатели по кусту**

Наименование	Максимальный дебит куста №5 по нефти		Максимальный дебит куста №5 по жидкости		Максимальный газовый фактор куста №5
	м <sup>3</sup> /месяц	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /месяц	м <sup>3</sup> /сут	
Куст 5	56583,7 (06.2022)	1886,1	62453,3 (07.2022)	2014,6	5145 (04.2031)

Схемы технологические принципиальные кустов скважин №1 и №5 представлены на чертежах ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-001, ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

Проектируемые технологические сооружения площадке куста №1:

- обвязка устья скважины с запорной и регулирующей арматурой – 4 шт.;
- место под ремонтный агрегат - 4 шт.;
- место под передвижные мостки – 4 шт.;
- место для лубрикаторной площадки – 4 шт.;
- место установки якорей-оттяжек – 16 шт. (4 шт. на каждую скважину);
- место для СУДР – 4 шт.;
- блок измерительной установки для подключения 6 скв. – 1 шт.;
- площадка емкости подземной дренажной V=8 м<sup>3</sup> – 1 шт.;
- узел врезки нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003 – 1 шт.;
- технологические трубопроводы.

Проектируемые технологические сооружения площадке куста №5:

- обвязка устья скважины с запорной и регулирующей арматурой – 4 шт.;
- место под ремонтный агрегат - 4 шт.;
- место под передвижные мостки – 4 шт.;
- место для лубрикаторной площадки – 4 шт.;
- место установки якорей-оттяжек – 16 шт. (4 шт. на каждую скважину);
- место для СУДР – 4 шт.;
- технологические трубопроводы.

Для безопасного проведения работ при поэтапном освоении и эксплуатации скважин

на обустраиваемых кустовых площадках предусмотрены следующие мероприятия:

- ввод скважин в работу производится, когда расстояние между работающей скважиной и скважиной, находящейся в бурении, будет равно высоте буровой вышки (60 метров) плюс 10 метров;

- при бурении скважин на одной кустовой площадке, уже пробуренные скважины должны быть законсервированы;

- для подключения вновь вводимых скважин к замерной установке, внутри нее предусматривается отключающая запорная арматура и фланцы снаружи блока. При подключении данная запорная арматура закрыта;

- на всех технологических узлах и площадках (кроме приустьевой площадки) производится постоянный контроль загазованности посредством датчиков ДВК, радиус действия которых составляет не менее 10 м, а при ведении строительного-монтажных работ контроль загазованности участка работ производится также и переносными газоанализаторами.

В соответствии с требованиями СП 231.1311500.2015, расстояние между устьем эксплуатируемой скважины и скважины, находящейся в бурении, должно быть не менее высоты буровой вышки плюс 10 м. Скважины, законченные бурением и находящиеся от бурящейся скважины на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 м, необходимо временно законсервировать.

При проведении работ по бурению и эксплуатации скважин (с учетом указанного выше условия), а также при эксплуатации и монтаже оборудования ООО «Газпромнефть – Заполярье» разрабатывает Положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке для обеспечения промышленной безопасности.

Радиус оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев скважин на кустовых площадках нефтяных скважин не превышает 3,8 м (при расстоянии между скважинами 9 метров). Эксплуатация скважин, при принятом расстоянии в 9 метров между скважинами, возможна. Для компенсации теплового воздействия при эксплуатации скважин применяется система температурной стабилизации грунтов согласно указаниям тома 4.3.

Статическое давление на устье скважины принято равным пластовому давлению за вычетом гидростатического столба жидкости и составляет 25,0 МПа из-за возможности прорыва в скважину газа из газовой шапки. Давление трубопроводной системы сбора на участке от устья скважины до клапана-отсекателя установленного на выкидной линии, на приустьевой площадке, принято 25,0 МПа. После клапана-отсекателя давление в системе сбора принято 6,3 МПа.

Клапан-отсекатель диаметром DN100 и расчетным давлением PN250 кгс/см<sup>2</sup> предусматривается с двумя приводами (механическим и электромагнитным), закрытие, которого производится при повышении давления 6,3 МПа и в аварийных ситуациях. Письмо о возможности изготовления клапана представлено в приложении Е.

Герметичность затвора клапана-отсекателя по классу А в соответствии с ГОСТ 9544-2015.

Для глушения скважин на приустьевой площадке предусматриваются линии глушения скважин в составе узла глушения скважин. Узел глушения является передвижным и применяется 1 шт. на куст. Арматура, шланги высокого давления, БРС, инвентарные опоры и другое оборудование необходимое для передвижного узла глушения находится в зоне ответственности управления внутрискважинных работ (УВР) Заказчика.

Сбор продукции скважин осуществляется по лучевой системе сбора, с подземной прокладкой технологических трубопроводов.

Продукция скважин кустов №1 и №5 с рабочим давлением, не превышающим 6,3 МПа, после дросселя регулирующего, по выкидным трубопроводам DN100 направляется на измерительные установки ИУ-003 на кусте №1 и К5-ИЗУ-001 на кусте №5. После замера продукция скважин по нефтегазосборным трубопроводам направляется на ЦПС. Для защиты

от превышения давления на каждом выкидном трубопроводе устанавливается механический клапан-отсекатель (К0-016...019 на кусте №1, К0-013...016 на кусте №5) с электромагнитным дублером, автоматическое закрытие которого происходит в случае повышения давления в выкидном трубопроводе свыше 6,3 МПа. Также закрытие клапана-отсекателя происходит в случае порыва трубопровода и падения давления до 0,8 МПа. Расчетное давление трубопроводов до клапана-отсекателя принято равным 25,0 МПа.

На устье скважины располагаются фонтанная арматура с местными и дистанционными приборами замера давления и температуры продукта, пробоотборник, механический клапан-отсекатель с электромагнитным дублером, дроссель регулирующий.

Для закрытия скважины предусматриваются задвижки с ручным приводом устанавливаемые на каждой скважине, после клапана-отсекателя.

На кусте №1 проектом предусматривается измерительная установка ИУ-003 на шесть подключений для поочередного замера дебита каждой скважины. Расчетное давление измерительной установки составляет 6,3 МПа.

Для опорожнения оборудования блока измерительной установки ИУ-003 предназначена подземная дренажная емкость ЕД-003 объемом 8 м<sup>3</sup>. Для контроля температуры жидкости и определения необходимости включения электрообогрева в дренажной емкости предусматривается датчик температуры.

Откачка продукта из дренажной емкости производится в передвижную технику.

На кусте №5 для поочередного замера дебита каждой скважины предусмотрено подключение выкидных трубопроводов к существующей измерительной установке К5-ИЗУ-001 на двенадцать подключений, запроектированной в проекте 1101/10.

Около каждой добывающей скважины предусматривается место для установки шкафа СУДР, который может использоваться для защиты от гидратообразования. Подача ингибитора гидратообразования предусматривается в устье скважины, в трубное и затрубное пространство.

Для сохранения температуры продукта для трубопроводов предусматривается теплоизоляция. Для предотвращения застывания продукта для надземных участков трубопроводов предусматривается электрообогрев.

В целях предотвращения застывания нефти при остановке трубопровода предусмотрены следующие мероприятия:

- предусмотрена продувка выкидной линии газом из затрубного пространства в течении определенного времени (кратковременно) в нефтесборный коллектор;
- при необходимости допустимо проводить закачку незамерзающих жидкостей (стабильный конденсат, водометанольный раствор, раствор хлористого кальция и т.п.) через инвентарную систему линий, подключаемых с задавочной стороны ФА, а также пропаривание острым паром.

При аварийных ситуациях на кустах скважин (пожар или загазованность в блоке измерительной установки, в блоке БДР, порыв нефтегазосборного трубопровода, пожар на ЦПС) предусмотрено:

- на кустовой площадке №1 – аварийное закрытие запорной арматуры XV-001 (запроектирована в проекте 1001/3);
- на кустовой площадке №5 – аварийное закрытие запорной арматуры K5-ZV-001 (запроектирована в проекте 1101/10).

### **1.4.3 Физико-химические свойства и компонентный состав добываемой продукции**

Добываемая нефть легкая, малосернистая, парафиновая, малосмолистая.

Характеристика добываемой продукции приведена в таблицах 1.2.

Физико-химические свойства реагента представлены в таблице 1.3.

**Таблица 1.2 - Физико-химические свойства разгазированной нефти Песцового месторождения**

Параметры	Значение
Плотность рабочей среды, кг/м <sup>3</sup>	823,0
Температура застывания нефти, °С	+4
Динамическая вязкость при ст. усл., сПз	5,03

**Таблица 1.3 - Физико-химические свойства реагента.**

Реагент – совмещенного действия (ингибитор гидратообразования и ингибитор коррозии) «Нитон» - 1001 марка ДГО по ТУ 2458-001-59945303- 2014 или аналогичный	Показатели качества		
	Внешний вид	прозрачная жидкость от бесцветного до желтого и коричневого цвета	
Массовая доля активного вещества, % масс, в пределах	не более 6		
Вязкость кинематическая при температуре 20°С, мм <sup>2</sup> /с, в пределах	не более 20		
Температура застывания, °С, не выше	не нормируется		
Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup>	0,76 - 0,84		
Ингибитор комплексного действия «Нитон» - 1001 марка ИК по ТУ 2458-001-59945303-2014 или аналогичный	Внешний вид	прозрачная жидкость от бесцветного до желтого и коричневого цвета	
	Массовая доля активного вещества, % масс, в пределах	20±4	
	Вязкость кинематическая при температуре 20°С, мм <sup>2</sup> /с, в пределах	не более 20	
	Температура застывания, °С, не выше	-50	
	Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup>	0,81 - 0,96	

Компонентный состав нефти газа ступенчатой сепарации Песцового месторождения приведен в разделе 1.9 таблица 1.7.

#### **1.4.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса**

##### **1.4.4.1 Обустройство устьев добывающих скважин**

Проектом предусматривается расширение кустов скважин:

- №1, на котором размещается 4 новые добывающих скважины;
- №5, на котором размещается 4 новые добывающих скважины.

Продукция от нефтяных скважин Песцового месторождения по лучевой схеме направляется на измерительные установки, где предусматривается ее замер и транспорт на центральный пункт сбора (ЦПС).

Для обвязки скважин применяется типовая устьевая фонтанная арматура, конструкция которой обеспечивает выполнение требований п. 454 Федеральных норм и правил в области

промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Способ эксплуатации скважин – фонтанный и механизированный (УЭЦН).

Возле устьевой фонтанной арматуры размещаются выкидные трубопроводы с установленной на них запорной и регулирующей арматурой.

В обвязке устьев скважин предусмотрены: дроссели регулирующие, пробоотборники, незамерзающие устьевые обратные клапаны. Клапаны обратные незамерзающие предусмотрены для предотвращения перетока добываемой среды между трубным и затрубным пространством скважины. Конструкцию пробоотборника составляет вентиль с трубкой для отбора проб.

Около каждой добывающей скважины предусматривается место для установки шкафа СУДР, который может использоваться для защиты от гидратообразования. Подача ингибитора гидратообразования предусматривается в устье скважины, в трубное и затрубное пространство.

В объем автоматизации скважины входит местный и дистанционный контроль давления в трубном и затрубном пространстве скважины, местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя, также дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе после клапана-отсекателя.

При аварийном максимальном давлении, равном 6,3 МПа, и аварийном минимальном давлении, равном 0,8 МПа происходит автоматическое закрытие клапана-отсекателя и отключение ЭЦН. В то же время, при запуске скважин минимальный порог по давлению 0,1 МПа.

Мероприятия по сбросу давления из технологической обвязки добывающей скважины при закрытии клапана-отсекателя представлены в Томе 1, Приложение Д.

При давлении 6,3 МПа до клапана-отсекателя, предусмотрена аварийная сигнализация. Расчетное давление трубопровода до клапана-отсекателя, и расчетное давление клапана-отсекателя составляет 25,0 МПа и принято для защиты выкидного трубопровода в случае остановки скважины и скопления газа в приустьевой зоне скважины при прорыве газа из газовой шапки.

При повышении давления на устье скважины (в случае прорыва газа) и автоматическом закрытии клапана-отсекателя, служба эксплуатации месторождения проводит комплекс мероприятий по отключению скважины и дальнейшему восстановлению технологического процесса.

Мероприятия, которые будут проводиться службами ООО "Газпромнефть - Заполярье" при повышении давления на устье скважины и закрытии клапана-отсекателя указаны в Письме Заказчика, приведенном в Приложении Д Тома 1.

Для закрытия скважины предусматриваются задвижки с ручным приводом устанавливаемые на каждой скважине после клапана-отсекателя.

Для сохранения температуры продукта для трубопроводов предусматривается теплоизоляция. Для предотвращения застывания продукта для надземных участков трубопроводов предусматривается электрообогрев.

На каждой приустьевой площадке скважины предусмотрен ручной пожарный извещатель.

Обвязка устьев добывающих скважин представлены на чертежах ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-003, ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-004, ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-005, ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-006, ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-007.

#### **1.4.4.2 Скважинная установка дозирования реагента**

Около каждой добывающей скважины предусматривается место для установки шкафа СУДР, который может использоваться для защиты от гидратообразования. Подача ингибитора

гидратообразования предусматривается в устье скважины, в трубное и затрубное пространство.

Защита от возможных гидратообразований осуществляется поочередной подачей ингибитора от передвижной СУДР в каждую скважину.

Согласно заданию на проектирование п.16 проектом предусмотрено место под СУДР около каждой скважины. Предполагается использование передвижного блока СУДР по ТУ 3632-001-46919837-2009 (или аналогичному) на расчетное давление 25,0 МПа. Габариты блока в плане составляют 1000 x 1100 мм. Подача реагента в скважину осуществляется через устройство ввода реагента, которое входит в комплект поставки. Устройство ввода соединяется с установкой СУДР при помощи гибкого трубопровода. Поставка на кустовую площадку СУДР входит в зону ответственности Заказчика.

#### **1.4.4.3 Блок измерительной установки ИУ-003 на кусте №1**

В составе куста скважин №1 предусмотрена измерительная установка ИУ-003 на 6 подключений, блочного исполнения, на базе многофазного расходомера, обеспечивающего замер бессепарационным методом (с использованием многофазного расходомера) любого количества газа без ограничений по его содержанию в продукции добывающих скважин.

Многофазный расходомер осуществляет замер дебита скважины по нефти, воде и газу в автоматическом и ручном режимах, обеспечивая наиболее достоверные и устойчивые показатели результатов измерений многофазного потока.

Максимальная производительность измерительной установки по жидкости составляет 400 т/сут.

Расчетное давление замерной установки составляет 6,3 МПа.

Измерительная установка представляет собой технологический блок во взрывозащищенном исполнении. В блоке имеются элементы жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция, пожарная сигнализация и сигнализация загазованности). Также в технологическом блоке располагается распределительный щит с необходимым набором пусковой и защитной аппаратуры (во взрывозащищенном исполнении). Подробный перечень приборов технологического блока приведен в разделе 7.

Шкаф ЛСУ поставляется комплектно с ИУ-003 и располагается в блоке автоматики, который вынесен из взрывоопасной зоны.

В состав технологического блока входят измерительный модуль и переключатель скважин многоходовой.

Блок измерительной установки предусматривается климатического исполнения ХЛ1.

В блок-боксе предусмотрены датчики системы автоматической пожарной сигнализации, световые и звуковые устройства оповещения людей при пожаре, вытяжная естественная и вытяжная механическая вентиляции, электрические взрывозащищенные нагреватели, контроль загазованности. Подробный перечень приборов в ИУ-003 приведен в опросном листе ЕПФ1-ПКС1.5.РС-ТХ01-ОЛ-020.

В случае профилактического осмотра, ремонта или аварийной ситуации дренаж оборудования и трубопроводов ИУ-003 осуществляется в подземную дренажную емкость ЕД-003 (описание емкости подземной дренажной ЕД-003 приведено в п. 1.4.4.4).

Блок замерной установки размером 8,0x3,0 м располагается на свайном основании высотой 1,4 м.

Поставка измерительной установки осуществляется в соответствии с опросным листом ЕПФ1-ПКС1.5.РС-ТХ01-ОЛ-020.

Блок измерительной установки представлен на чертеже ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-008.

#### **1.4.4.4 Дренажная емкость ЕД-003 на кусте №1**

Для опорожнения трубопроводной обвязки измерительной установки ИУ-003 на кусте скважин №1 предусмотрена подземная дренажная емкость ЕД-003 объемом 8 м<sup>3</sup>.

В емкость ЕД-003 по отдельному трубопроводу DN80 производится сброс дренажа от оборудования и технологической обвязки блока ИУ-003.

Регламентные и ремонтные работы, для которых требуется сброс газа и опорожнение трубопроводов от ИУ-003 в дренажную емкость, должны проводиться при погодных условиях, исключающих грозу.

Откачка продукции из емкости осуществляется в передвижную технику.

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

Емкость оснащается воздушником с огнепреградителем DN100. Высота воздушника составляет 5,0 м.

Емкости оснащаются воздушником с огнепреградителем DN100 и минимальной пропускной способностью 150 ст. м<sup>3</sup>/ч. Высота воздушника составляет 5,0 м. Расчет огнепреградителя на пропускную способность представлен в приложении Д.

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

Емкость предусматривается климатического исполнения ХЛ1.

Надземные трубопроводы подлежат теплоизоляции, а трубопровод идущий на воздушник, до огнепреградителя включительно, подлежит теплоизоляции и электрообогреву. Для обогрева дренажной емкости предусмотрен саморегулируемый греющий кабель во взрывозащищенном исполнении, укомплектованный нагревательным шкафом типа ШУН климатического исполнения ХЛ1, данное оборудование входит в состав поставки.

Емкость устанавливается подземно в теплоизоляции толщиной 100 мм из пенополиуретана, поверх теплоизоляции нанесен защитный гидроизоляционный слой.

Дренажная емкость размещается в обваловании, обвалование дренажной емкости ограждается.

При эксплуатации подземной дренажной емкости объемом 8 м<sup>3</sup> принят I принцип использования ММГ в качестве основания.

Для защиты от почвенной коррозии подземной емкости предусмотрено заводское антикоррозионное абразивостойкое эпоксидное мастичное покрытие. Общая толщина покрытия 400÷450 мкм. Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно ГОСТ 9.602-2016.

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

Дренажная емкость поставляется в комплекте с теплоизоляцией, внешним саморегулируемым греющим кабелем во взрывозащищенном исполнении, а также лестницей для обслуживания внутренней полости емкости.

Надземные трубопроводы подлежат теплоизоляции, а трубопровод идущий на воздушник до огнепреградителя включительно подлежит теплоизоляции и электрообогреву.

Для контроля загазованности на площадке устанавливается 1 датчика ДВК.

Подземная дренажная емкость ЕД-003 представлена на чертеже ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-009.

Поставка подземной дренажной емкости ЕД-003 объемом 8 м<sup>3</sup> осуществляется в соответствии с опросным листом ЕПФ1-ПКС1.5.РС-ТХ01-ОЛ-021.

#### **1.4.4.5 Технологические трубопроводы**

К технологическим трубопроводам относятся:



- на кусте №1 трубопроводы обвязки устьев скважин, выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки ИУ-003, нефтегазосборный трубопровод DN150 от ИУ-003 до точки врезки в трубопровод от ИУ-002, дренажные трубопроводы, обвязка дренажной емкости;

- на кусте №5 трубопроводы обвязки устьев скважин, выкидные трубопроводы, замерный DN100 и эксплуатационный DN100 коллекторы.

Технологические трубопроводы проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Расчетное давление проектируемых трубопроводов составляет 25,0 МПа от фонтанной арматуры до клапана-отсекателя и 6,3 МПа после клапана-отсекателя.

Выкидные трубопроводы проектируются из труб 114х10 (до клапана-отсекателя) бесшовных горячедеформированных из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

После клапана-отсекателя применяются трубы 114х6 бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

Нефтегазосборный трубопровод на кусте №1 проектируется из трубы 159х6 бесшовных горячедеформированной из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

Замерный и эксплуатационный коллекторы на кусте №5 из труб 114х6 бесшовных горячедеформированных из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

Дренажные трубопроводы проектируются из труб 57х6, 89х6 бесшовных горячедеформированных из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

На территории кустов скважин №1 и №5 все трубопроводы прокладываются подземно, кроме трубопроводов обвязки фонтанной арматуры. Технологических блоков и площадки дренажной емкости.

Согласно ГОСТ 32569-2013 глубина заложения подземных трубопроводов не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта, а на остальных участках глубину заложения принимают исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок.

Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном 0,003 в сторону дренажных емкостей.

При подземной прокладке трубопроводов и взаимном их пересечении расстояние в свету между образующими трубопроводов составляет не менее 0,35 м. При прокладке в одной траншее двух и более трубопроводов они располагаются в один ряд (в одной горизонтальной плоскости) с расстоянием между ними в свету не менее 0,5 м.

В соответствии с СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям» расстояние от подземных трубопроводов до строительных конструкций составляет не менее 1,5 м в свету.

Проектируемые трубопроводы в пределах кустовой площадки прокладываются подземно в траншее в теле насыпи. Трубопроводы прокладываются в теплоизоляции из жесткого пенополиуретана с последующей гидроизоляцией и защитным покрытием в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01. Толщина

теплоизоляции 50 мм для подземных трубопроводов диаметром до DN100 включительно и 100 мм для подземных трубопроводов диаметром выше DN100. Теплоизоляция подземных участков трубопроводов выполняется в заводских условиях.

Траншея выкидных трубопроводов при параллельной прокладке двух и более трубопроводов выкладывается теплоизоляционными плитами из экструдированного пенополистирола толщиной 200 мм в основании и 100 мм на откосах траншеи.

Основанием трубопроводов является непросадочный непучинистый грунт насыпи и нижележащие естественные слои грунта. Граница ММГ не выходит за пределы непросадочных грунтов траншеи, сохраняется температурный режим и несущая способность. Обеспечивается I принцип использования ММГ в качестве основания согласно СП 25.13330.2020. Расчеты представлены в разделе 6.11 тома 4.3.

Для поддержания оптимальных режимов все надземные участки трубопроводов и арматура теплоизолируются и обогреваются саморегулируемыми нагревательными кабелями.

В качестве теплоизоляции надземных участков трубопроводов предусматривается применение полуцилиндров из минеральной ваты по ГОСТ 23208-2003 категории горючести НГ. Толщина теплоизоляции составляет 100 мм, кровельный слой для теплоизоляции - сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов выполняется в трассовых условиях.

В соответствии с п. 6.24 СП 18.13330.2019 надземные трубопроводы предусмотрены на высоте не менее 0,5 м от планировочной отметки.

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

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

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

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

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

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний приведены в 1.4.4.8.

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

#### **1.4.4.6 Узел врезки трубопровода нефтегазосборного от ИУ-003 в трубопровод нефтегазосборный от ИУ-002 на кусте №1**

После замера на ИУ-003 продукция скважин по нефтегазосборному трубопроводу DN150 направляется в трубопровод нефтегазосборный DN250 от ИУ-002 (ИУ-002 и трубопровод нефтегазосборный от ИУ-002 запроектированы в проекте 1001/3) и далее на ЦПС.

Подключение трубопровода нефтегазосборного DN150 к трубопроводу нефтегазосборному DN250 осуществляется надземно, на узле врезки в районе ИУ-002. В состав узла врезки входит:

- технологический трубопровод DN150;
- соединительные (фасонные) детали трубопроводов;
- обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного потока;

- арматура с ручным управлением для обеспечения технического обслуживания обратного клапана без остановки нефтегазосборного трубопровода от ИУ-002.

Для поддержания оптимальных режимов все надземные участки трубопроводов и арматура теплоизолируются и обогреваются саморегулируемыми нагревательными кабелями.

В качестве теплоизоляции надземных участков трубопроводов предусматривается применение полуцилиндров из минеральной ваты по ГОСТ 23208-2003 категории горючести НГ. Толщина теплоизоляции составляет 100 мм.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов выполняется в трассовых условиях.

В соответствии с п. 6.24 СП 18.13330.2019 надземные трубопроводы предусмотрены на высоте не менее 0,5 м от планировочной отметки.

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

Арматура DN150, устанавливаемая на узле врезки, предусмотрена фланцевая, в надземном исполнении.

Конструкция арматуры на узле подключения должна обеспечивать герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Для возможности безопасного обслуживания арматуры штурвал располагается на высоте не более 1,6 м. При расположении штурвала на высоте выше указанной, применяются площадки обслуживания.

Теплоизоляция арматуры выполняется съёмными теплоизоляционными чехлами на основе минеральной ваты с покровным слоем из негорючего материала.

Покровный слой для теплоизоляции трубопроводов и арматуры - сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

Подключение к трубопроводу нефтегазосборному DN250 выполняется на надземном участке через тройник. В месте присоединения на трубопроводе DN250 предусматриваются гарантийные монтажные стыки.

Узел врезки трубопровода нефтегазосборного от ИУ-003 представлен на чертеже ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-010.

#### **1.4.4.7 Запорная и предохранительная арматура**

Запорная арматура, устанавливаемая на проектируемых трубопроводах кустов №1 и №5 и дроссель регулирующий на приустьевых площадках отвечают требованиям [27], [28] Приложение А. В проекте предусмотрено использование запорной арматуры с ручным управлением.

Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу А, согласно требований [28].

В качестве запорной арматуры на кустах №1 и №5 применяются штурвальные задвижки DN150, DN100 PN6,3 МПа и DN50 PN1,6 МПа типа ЗМС с герметичностью затвора по классу А, в соответствии с ГОСТ 9544-2015. Вся арматура на кусте предусматриваются климатического исполнения ХЛ1.

Все задвижки изготавливаются из той же стали, что и трубопровод, на котором они установлены.

Вся арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом.

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

Для обогрева арматуры и предохранительных клапанов используется электрообогрев саморегулируемыми нагревательными кабелями. Теплоизоляция арматуры

предусматривается матами прошивными из минеральной ваты толщиной 50 мм для DN50, и 100 мм для остальных диаметров.

Арматура поставляется в соответствии с требованиями опросных листов ЕПФ1-ПКС1.5.РС-ТХ01-ОЛ-015, ЕПФ1-ПКС1.5.РС-ТХ01-ОЛ-023.

#### **1.4.4.8 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических и промысловых трубопроводов**

До ввода в эксплуатацию все проектируемые технологические трубопроводы подвергаются очистке полости, испытанию на прочность, плотность и дополнительному испытанию на герметичность.

Испытания проводятся в соответствии с требованиями п. 13 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы стальные технологические. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность проводятся одновременно. Испытание трубопроводов с номинальным давлением  $PN \leq 100$  на прочность и плотность может быть гидравлическим или пневматическим. Замена гидравлического испытания на пневматическое допускается в случаях, указанных в п. 13.1.12 ГОСТ 32569-2013. Замену гидравлического испытания на пневматическое рекомендуется проводить с контролем методом акустической эмиссии. Испытание трубопроводов на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением  $PN > 100$  должно проводиться гидравлическим способом.

Испытание на герметичность проводится пневматическим способом.

После выдержки под пробным давлением, давление снижается до рабочего, при котором проводится визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений. После окончания испытаний трубопровод полностью опорожняется и продувается.

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

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

Характеристика отдельных участков трубопровода, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний проектируемого промыслового трубопровода представлены в таблице 1.4.

Испытания трубопроводов на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка или всего трубопровода (контроля качества сварных соединений физическим методом, закрепления трубопровода на опорах, очистки полости, установки арматуры).

Испытания трубопроводов на прочность проводятся гидравлическим способом. При устойчивых положительных температурах воздуха в качестве рабочей среды для испытания следует использовать воду. В зимнее время и при отрицательных температурах воздуха, во избежание замерзания воды, следует проводить мероприятия по предотвращению застывания воды в трубопроводах при испытаниях.

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

Участки нефтегазосборных трубопроводов на узле врезки нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003 в районе ИУ-002 в границах гарантийных стыков гидравлическим испытаниям не подлежат. Выполнить 100% радиографический контроль и 100% ультразвуковой контроль гарантийных монтажных стыков.

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

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

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

Наименование участков трубопроводов	Расчетное давление трубопровода, МПа	Группа, категория	Контроль сварных соединений физическим и методами, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ
				На прочность и плотность	На герметичность		
<b>Технологические трубопроводы на кусте скважин №1, №5</b>							
Выкидные трубопроводы обвязки устья скважин №16,17,18,19 на кусте №1 и скважин №13,14, 15,16 на кусте №5 до клапана-отсекателя	25	A(б), I	100	1,43*P <sub>расч</sub> =35,75 см. Примечание 1	25,0	Определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений	ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы обвязки устья скважин №16,17,18,19 на кусте №1 и скважин №13,14, 15,16 на кусте № после клапана-отсекателя, замерный и эксплуатационный коллекторы	6,3	A(б), I	100	1,43*P <sub>расч</sub> =9,00 см. Примечание 1	6,3		ГОСТ 32569-2013
Дренажные трубопроводы DN50 и DN80 от К5-ИУ-003	1,6	A(б), II	10	1,43*P <sub>расч</sub> =2,29	1,6		ГОСТ 32569-2013
Трубопроводы пропарки дренажной емкости К5-ЕД-003	1,6	B, IV	1	1,43*P <sub>расч</sub> =2,29	1,6		ГОСТ 32569-2013
Трубопровод на воздушник дренажной емкости К5-ЕД-003	0,07	Ба, II	10	0,2	0,07		ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Расчетное давление трубопровода, МПа	Группа, категория	Контроль сварных соединений физическим и методами, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ
				На прочность и плотность	На герметичность		
Трубопроводы откачки из дренажной емкости (К5-ЕД-003) в передвижную технику	1,6	A(б), II	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	1,6		ГОСТ 32569-2013
Эксплуатационный коллектор DN100 на кусте №5	6,3	A(б), I	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 9,00$ см. Примечание 1	6,3		ГОСТ 32569-2013
Замерный коллектор DN100 на кусте №5	6,3	A(б), I	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 9,00$ см. Примечание 1	6,3		ГОСТ 32569-2013
Нефтегазосборный трубопровод DN150 от ИУ-003 на кусте №1	6,3	A(б), I	100	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 9,00$ см. Примечание 1	6,3		ГОСТ 32569-2013
Примечания 1. При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному. 2. Продолжительность дополнительных испытаний трубопроводов на герметичность должна составлять не менее 24 часов							

### 1.4.5 Требования к организации производства

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

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

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

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

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

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

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования 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».

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

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Для технологических нужд используются следующие виды ресурсов:

- электроэнергия;
- пар;
- азот.

Потребность в остальных видах потребляемых ресурсов приведена в таблице 1.5.

**Таблица 1.5 - Количество потребляемых ресурсов**

<b>Вид потребляемого ресурса</b>	<b>Потребление</b>
Электроэнергия	Годовая потребность электроэнергии на технологические нужды представлена в Томе 4.5.1 Система электроснабжения. Текстовая часть
Пар с ППУ 1600/100 для пропарки трубопровода и дренажных емкостей (из учета пропарки раз в год)	250 м <sup>3</sup>
Азот для продувки трубопроводов и емкостного оборудования (из учета пропарки раз в год)	250 м <sup>3</sup>

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

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

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

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

Сырьем на кустах №1 и №5 является водонефтегазовая смесь, получаемая на добывающих скважинах.

Источником электроснабжения на напряжение 10 кВ кустов скважин №1 и №5 является ГПЭС, расположенная в районе площадки ЦПС (выполняется по отдельному проекту).

Поставка строительной продукции производится с существующих предприятий строительной индустрии железнодорожным транспортом до станции Коротчаево, далее автотранспортом по круглогодичной автодороге с твердым покрытием до Песцового месторождения.

Песок для нужд строительства предполагается поставлять из карьера № 16/02п-10, расстояние от карьера до места производства работ около 10 км. Щебень и другие ИМ для нужд строительства предполагается поставлять с железнодорожной станции Коротчаево, расстояние до объекта около 225 км. Накопительный склад находится на станции Коротчаево. Оказываемые услуги: прием, хранение, учет, отпуск МТР, доставка автомобильным транспортом до объекта.

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

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

Характеристика добываемой продукции представлена в таблице 1.1, 1.2.

Расчетное давление выкидных и нефтегазосборного трубопроводов, замерного и эксплуатационного коллектора составляет 6,3 МПа.

Диаметры выкидных трубопроводов от скважин составляют DN100 на основании результатов гидравлического расчета.

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

В соответствии с заданием на проектирование обустройство кустовой площадки выполнено по решениям. Согласованным с Заказчиком.

Проектом предусмотрено расширение кустовых площадок №1 и №5. Строительство и бурение скважин, проектирование скважинного оборудования (фонтанная арматура) в объем проектирования не входит. Границей проектирования является фланец фонтанной арматуры типа АФК6-80х35.15.

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

На кустовой площадке №1 проектом предусмотрены измерительная установка для подключения скважин, площадка дренажной емкости. На кустовой площадке №5 предусмотрено подключение выкидных трубопроводов к измерительной установке К5-ИЗУ-001, запроектированной в проекте 1101/10.

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

#### **1.9.1 Общие положения**

В настоящем разделе представлено гидравлическое исследование трубопроводов системы сбора и транспорта продукции скважин кустов № 1 и 5 (КП-1, КП-5) Песцового месторождения.

Целью гидравлического исследования является:

- определение оптимальных диаметров выкидных и промысловых трубопроводов;
- определение режимов движения потоков в трубопроводах.

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

#### **1.9.2 Исходные данные**

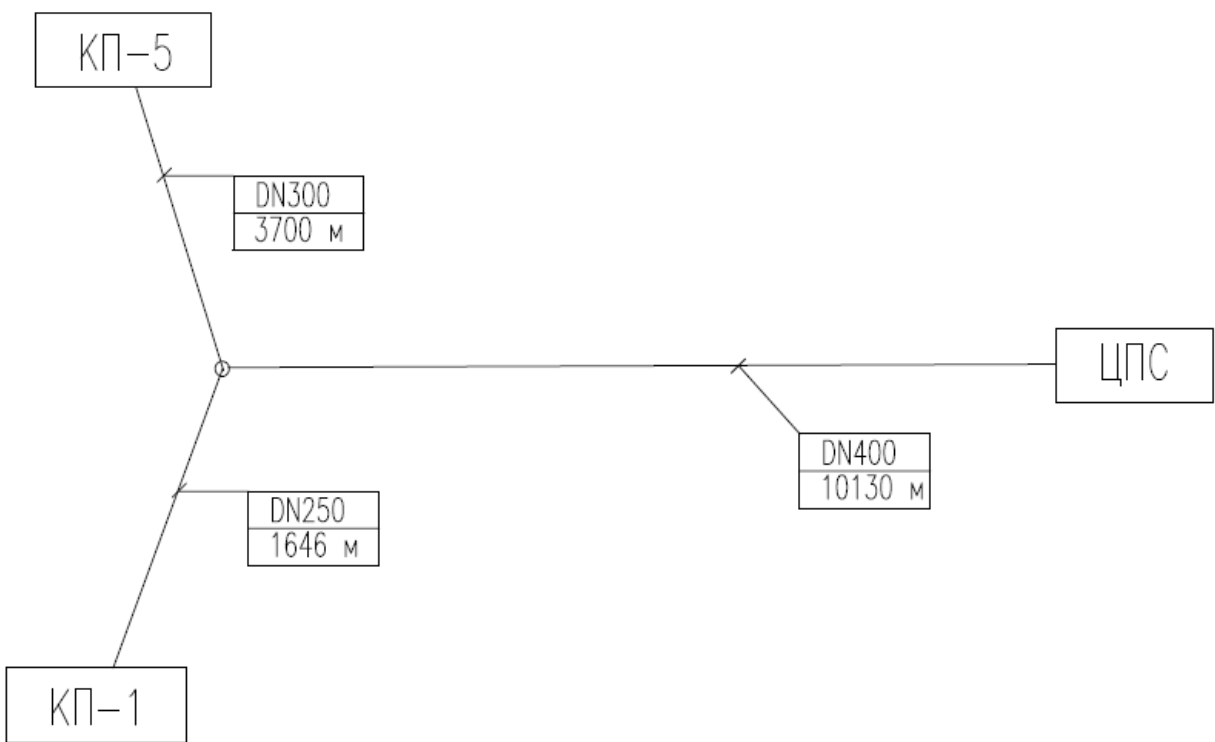
Для выполнения гидравлического расчета использовались следующие исходные данные:

- в расчетах учтена работа скважин кустов К-1, К-5;
- количество добывающих скважин по кустам: КП-1 (19 скв.), КП-5 (16 скв.);
- температура грунта при подземной прокладке минус 6°С;

- трубопроводы проложены подземно в заводской теплоизоляции. Параметры теплоизоляции представлены в таблице 1.6;
- коэффициент теплопроводности теплоизоляции  $k=0,028$  Вт/м·К;
- компонентный состав нефти и газа стандартной сепарации приняты согласно Технического отчета «Лабораторные исследования пластовых флюидов» (Скважина № 209 П Песцового месторождения (интервалы перфорации 3110,0-3117,5 м, 3119,0-3130,0 м) в таблице 1.7;
- вязкость нефти Песцового месторождения представлена в таблице 1.8;
- давление на входе ЦПС составляет 3,33 МПа (изб.);
- максимальное рабочее давление в системе сбора не более 6,3 МПа (изб.);
- коэффициент абсолютной шероховатости трубопровода 0,2 мм;
- компонентный состав нефти и газа стандартной сепарации приняты согласно Технического отчета «Лабораторные исследования пластовых флюидов» (Скважина № 209 П Песцового месторождения (интервалы перфорации 3110,0-3117,5 м, 3119,0-3130,0 м);
- производительность нефти, жидкости и газа для каждой отдельной скважины по кустам №№1, 5, приняты в соответствии с письмом 11-01/002758 от 16.04.2020 и присланными файлами «Свод\_показателей\_ПНГКМ\_ЕЯНГКМ\_ДП\_01.03.2022» и «ДП\_мес\_28.09.21»;
- принципиальная схема сбора представлена на рисунке 1.1

**Таблица 1.6 – Номинальная толщина теплоизоляционного слоя в зависимости от наружного диаметра трубопровода**

Наружный диаметр трубопровода, мм	Номинальная толщина теплоизоляционного слоя, мм
57	38,5
89	42,5
114	40,0
273	82,9
325	100



**Рисунок 1.1 – Принципиальная схема сбора Песцового месторождения КП 1 и КП 5**

**Таблица 1.7 – Компонентный состав нефти газа ступенчатой сепарации Песцового месторождения**

Компоненты	Газ ступенчатой сепарации, % мол.	Нефть ступенчатой сепарации, % масс.
Сероводород	0,0000	-
Гелий	0,0012	-
Водород	0,0001	-
Азот	0,6245	-
Углекислый газ	0,5559	-
Метан	50,4972	0,0091
Этан	10,9093	0,0331
Пропан	12,6118	0,1763
Изобутан	4,3959	0,1449
Н-Бутан	7,1805	0,3876
Изопентан	3,0598	0,4036
Н-Пентан	2,9556	0,6877
Гексаны (C <sub>6</sub> )	2,6294	1,7438
Гептаны (C <sub>7</sub> )	2,6201	4,2976
Октаны (C <sub>8</sub> )	1,4717	6,1580
Нонаны (C <sub>9</sub> )	0,3506	4,8608
Деканы (C <sub>10</sub> )	0,0983	5,2793
Ундеканы (C <sub>11</sub> )	0,0284	4,0291
Додеканы (C <sub>12</sub> )	0,0083	3,9382
Тридеканы (C <sub>13</sub> )	0,0012	3,9445
Тетрадеканы (C <sub>14</sub> )+высшие	-	63,9064
Итого:	100	100
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	-	823
Плотность газа при ст. усл., кг/м <sup>3</sup>	0,988	-

**Таблица 1.8 – Вязкость разгазированной нефти принята согласно физико-химических свойств нефти Песцового месторождения**

Динамическая вязкость разгазированной нефти, сПз при 20 °С	5,03
Температура застывания нефти, °С	Плюс 4

Гидравлический расчет системы сбора от кустовых площадок КП-1 и КП-5 выполнен на.

- 01.04.2022 г.;
- 01.08.2022 г.;
- 01.04.2023 г.

### **1.9.3 Результаты гидравлического расчета трубопроводов системы сбора и транспорта продукции скважин Песцового месторождения**

Результаты гидравлического расчета системы сбора от КП – 1 и КП – 5 Песцового месторождения до ЦПС представлены в таблицах 1.9 - 1.11.



**Таблица 1.9 - Результаты гидравлического расчета системы сбора от КП-1 и КП-5 до ЦПС Песцового месторождения. Период 01.04.2022 г.**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Общий расход добываемой продукции, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
<b>КП-1</b>									
Скв. 9227 – ИУ-001	100	24	4,490	4,489	22,4	22,4	1,25	пробковый	7192
Скв. 9231 – ИУ-001	100	55	4,512	4,489	22,4	22,3	7,99	пробковый	18970
Скв. 9205 – ИУ-001	100	72	4,497	4,489	22,4	22,3	3,02	пробковый	10216
Скв. 9204 – ИУ-001	100	85	4,504	4,489	22,4	22,3	3,39	пробковый	13778
Скв. 9266 – ИУ-001	100	105	4,496	4,489	22,4	22,2	1,97	пробковый	8718
Скв. 9212 – ИУ-001	100	125	4,503	4,489	22,4	22,3	1,49	пробковый	12621
Скв. 9203 – ИУ-001	100	138	4,498	4,489	22,4	22,2	1,31	пробковый	8849
Скв. 9230 – ИУ-001	100	155	4,499	4,489	22,4	22,2	1,26	пробковый	8858
ИУ-001 - т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-002	250	13	4,489	4,488	22,6	22,6	3,42	дисперсный	89202
Скв. 9234 – ИУ-002	100	172	4,504	4,495	22,4	22,2	1,18	пробковый	8677
Скв. 9202 – ИУ-002	100	190	4,500	4,495	22,4	22,1	0,81	пробковый	6354
Скв. 9207 – ИУ-002	100	215	4,510	4,495	22,4	22,1	2,00	пробковый	8887
Скв. 9102 – ИУ-002	100	233	4,507	4,495	22,4	22,0	2,15	пробковый	6691
Скв. 9103 – ИУ-002	100	253	4,506	4,495	22,4	22,0	1,73	пробковый	5924
Скв. 8202 – ИУ-002	100	273	4,506	4,495	22,4	22,0	1,24	пробковый	6537
Скв. 10208 – ИУ-002	100	302	4,529	4,495	22,4	22,0	4,22	пробковый	9189
ИУ-002 – т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003	250	2,5	4,495	4,495	22,5	22,5	2,10	пена	52258
Скв. 9272 – ИУ-003	100	54	4,506	4,505	22,4	22,3	1,07	пена	5026
Скв. 9273 – ИУ-003	100	45	4,506	4,505	22,4	22,3	0,99	пена	5610
Скв. 9274 – ИУ-003	100	36	4,505	4,505	22,4	22,3	1,05	пена	4022
Скв. 9275 – ИУ-003	100	22	4,505	4,505	22,4	22,3	0,51	пена	1790
ИУ-003 – т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003	150	220	4,505	4,495	22,3	22,2	1,84	пробковый	16448
Т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003 – до выхода с КП-1	250	155	4,495	4,488	22,4	22,4	2,67	дисперсный	68706

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Общий расход добываемой продукции, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Выход с КП-1 – т.вр. нефтегазосборного трубопровода от КП-5	250	1646	4,488	4,189	22,5	21,8	6,53	пробковый	157908
<b>КП-5</b>									
Скв. 9208 – ИУ-001	100	18	4,490	4,483	22,4	22,4	5,86	пробковый	17860
Скв. 9214 – ИУ-001	100	36	4,484	4,483	22,4	22,3	1,23	пробковый	5636
Скв. 9233 – ИУ-001	100	54	4,486	4,483	22,4	22,3	1,53	пробковый	7136
Скв. 9209 – ИУ-001	100	72	4,501	4,483	22,4	22,3	4,07	пробковый	13950
Скв. 9210 – ИУ-001	100	90	4,488	4,483	22,4	22,3	1,18	пробковый	8709
Скв. 9211 – ИУ-001	100	99	4,489	4,483	22,4	22,3	1,26	пробковый	8862
Скв. 9213 – ИУ-001	100	108	4,490	4,483	22,4	22,3	1,12	пробковый	9271
Скв. 9232 – ИУ-001	100	117	4,508	4,483	22,4	22,3	3,88	пробковый	13779
Скв. 8201 – ИУ-001	100	135	4,517	4,483	22,4	22,2	6,58	пробковый	12565
Скв. 9101 – ИУ-001	100	144	4,688	4,483	22,4	21,5	16,97	дисперсный	31367
Скв. 10201 – ИУ-001	100	153	4,484	4,483	22,4	19,3	0,08	волновой	568
Скв. 10202 – ИУ-001	100	162	Не работает						
Скв. 9270 – ИУ-001	100	216	4,488	4,483	22,4	21,8	1,07	пена	4607
Скв. 9277 – т.вр. от скв. 9276	100	15	4,569	4,568	22,4	22,4	2,29	пена	5424
т.вр. от скв. 9276 – т.вр.от скв. 9276	100	9	4,568	4,568	22,4	22,4	2,29	пена	5424
Скв. 9276 – т.вр. от скв. 9276	100	15	4,569	4,568	22,4	22,4	1,45	пробковый	6284
т.вр. от скв. 9276 - т.вр.от скв. 9271	100	9	4,568	4,566	22,5	22,4	3,74	пробковый	11709
Скв. 9271 – т.вр. от скв. 9271	100	15	4,567	4,566	22,4	22,4	1,03	пена	5089
т.вр. от скв. 9271 – выход с ИУ-001	100	259	4,566	4,482	22,6	22,2	4,86	пробковый	16798
Выход с ИУ-001 – выход с КП-5	250	65	4,482	4,470	22,7	22,6	7,04	дисперсный	151109
Выход с КП-5 – т.в. КП-1	300	3700	4,470	4,188	22,6	21,6	5,36	пробковый	151109
Т.в. КП-1 и КП-5 - ЦПС	400	10130	4,188	3,335	21,7	18,9	7,20	пробковый	309017

В режиме останова трубопровода, длиной 1646 м, от Куста 1 до т.в. Куста 5 Песцового месторождения температура продукта снизится до 4 °С (температура застывания нефти) за 35 часов. В трубопровод, длиной 3700 м, от Куста 5 до т.в. Куста 1 Песцового месторождения температура продукта снизится до 4 °С (температура застывания нефти) за 36 час. В трубопровод после подключения кустовых площадок 1 и 5, длиной 10130 м, температура продукта снизится до 4 °С (температура застывания нефти) за 44 часа

**Таблица 1.10 - Результаты гидравлического расчета системы сбора от КП-1 и КП-5 до ЦПС Песцового месторождения. Период 01.08.2022 г.**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Общий расход добываемой продукции, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
<b>КП-1</b>									
Скв. 9227 – ИУ-001	100	24	4,350	4,349	22,4	22,4	1,14	пена	5583
Скв. 9231 – ИУ-001	100	55	4,356	4,349	22,4	22,3	4,34	пробковый	9977
Скв. 9205 – ИУ-001	100	72	4,357	4,349	22,4	22,3	3,22	пробковый	10049
Скв. 9204 – ИУ-001	100	85	4,352	4,349	22,4	22,3	1,09	пробковый	5884
Скв. 9266 – ИУ-001	100	105	4,357	4,349	22,4	22,2	2,06	пробковый	8448
Скв. 9212 – ИУ-001	100	125	4,368	4,349	22,4	22,3	1,87	пробковый	14261
Скв. 9203 – ИУ-001	100	138	4,355	4,349	22,4	22,2	1,18	пробковый	6736
Скв. 9230 – ИУ-001	100	155	4,360	4,349	22,4	22,2	1,49	дисперсный	8843
ИУ-001 - т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-002	250	13	4,349	4,349	22,5	22,5	2,58	дисперсный	69779
Скв. 9234 – ИУ-002	100	172	4,367	4,357	22,4	22,2	1,37	пробковый	8832
Скв. 9202 – ИУ-002	100	190	4,362	4,357	22,4	22,0	0,88	пробковый	6154
Скв. 9207 – ИУ-002	100	215	4,377	4,357	22,4	22,1	2,54	пробковый	9686
Скв. 9102 – ИУ-002	100	233	4,378	4,357	22,4	22,1	3,44	пробковый	8479
Скв. 9103 – ИУ-002	100	253	Не работает						
Скв. 8202 – ИУ-002	100	273	4,369	4,357	22,4	22,0	1,46	пробковый	6589
Скв. 10208 – ИУ-002	100	302	4,394	4,357	22,4	22,0	4,59	пробковый	9404
ИУ-002 – т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003	250	2,5	4,357	4,357	22,5	22,5	2,25	пена	49143
Скв. 9272 – ИУ-003	100	54	4,370	4,369	22,4	22,3	1,25	пена	4929
Скв. 9273 – ИУ-003	100	45	4,370	4,369	22,4	22,3	1,18	пена	5174
Скв. 9274 – ИУ-003	100	36	4,369	4,369	22,4	22,3	1,08	пена	4022
Скв. 9275 – ИУ-003	100	22	4,369	4,369	22,4	22,3	0,53	пена	1790
ИУ-003 – т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003	150	220	4,369	4,359	22,2	22,1	2,06	пробковый	15915
Т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003 – до выхода с КП-1	250	155	4,359	4,349	22,4	22,4	2,89	пробковый	65058

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Общий расход добываемой продукции, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Выход с КП-1 – т.вр. нефтегазосборного трубопровода от КП-5	250	1646	4,349	4,115	22,5	21,8	5,79	пробковый	134837
<b>КП-5</b>									
Скв. 9208 – ИУ-001	100	18	4,440	4,430	22,4	22,4	7,78	пробковый	21298
Скв. 9214 – ИУ-001	100	36	4,431	4,430	22,4	22,3	1,14	пена	4759
Скв. 9233 – ИУ-001	100	54	4,433	4,430	22,4	22,3	1,50	пробковый	6223
Скв. 9209 – ИУ-001	100	72	4,451	4,430	22,4	22,3	4,50	пробковый	14646
Скв. 9210 – ИУ-001	100	90	4,435	4,430	22,4	22,3	1,18	пробковый	8230
Скв. 9211 – ИУ-001	100	99	4,436	4,430	22,4	22,3	1,35	пробковый	8549
Скв. 9213 – ИУ-001	100	108	4,437	4,430	22,4	22,3	1,15	пробковый	9063
Скв. 9232 – ИУ-001	100	117	4,452	4,430	22,4	22,3	3,76	пробковый	12403
Скв. 8201 – ИУ-001	100	135	4,478	4,430	22,4	22,1	8,35	пробковый	14851
Скв. 9101 – ИУ-001	100	144	4,467	4,430	22,4	22,1	7,02	пробковый	12517
Скв. 10201 – ИУ-001	100	153	4,454	4,430	22,4	22,2	3,10	пробковый	11431
Скв. 10202 – ИУ-001	100	162	4,460	4,430	22,4	22,2	3,60	пробковый	12339
Скв. 9270 – ИУ-001	100	216	4,436	4,430	22,4	21,8	1,18	пена	4383
Скв. 9277 – т.вр. от скв. 9276	100	15	4,520	4,519	22,4	22,4	2,32	пена	5424
т.вр. от скв. 9276 – т.вр.от скв. 9276	100	9	4,519	4,519	22,4	22,4	2,32	пена	5424
Скв. 9276 – т.вр. от скв. 9276	100	15	4,520	4,519	22,4	22,4	1,46	пробковый	6284
т.вр. от скв. 9276 - т.вр.от скв. 9271	100	9	4,519	4,517	22,5	22,4	3,78	пробковый	11709
Скв. 9271 – т.вр. от скв. 9271	100	15	4,518	4,517	22,4	22,4	1,25	пена	5009
т.вр. от скв. 9271 – выход с ИУ-001	100	259	4,517	4,431	22,5	22,1	5,13	пробковый	16717
Выход с ИУ-001 – выход с КП-5	250	65	4,430	4,416	22,7	22,6	7,19	дисперсный	157408
Выход с КП-5 – т.в. КП-1	300	3700	4,416	4,112	22,6	21,5	5,51	пробковый	157408
Т.в. КП-1 и КП-5 - ЦПС	400	10130	4,112	3,329	21,7	19,0	6,82	пробковый	292245

**В режиме останова трубопровода, длиной 1646 м, от Куста 1 до т.в. Куста 5 Песцового месторождения температура продукта снизится до 4 °С (температура застывания нефти) за 35 часов. В трубопровод, длиной 3700 м, от Куста 5 до т.в. Куста 1 Песцового месторождения температура продукта снизится до 4 °С (температура застывания нефти) за 37 часа. В трубопровод после подключения кустовых площадок 1 и 5, длиной 10130 м, температура продукта снизится до 4 °С (температура застывания нефти) за 46 часов.**

**Таблица 1.11 - Результаты гидравлического расчета системы сбора от КП-1 и КП-5 до ЦПС Песцового месторождения. Период 01.04.2023 г.**

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Общий расход добываемой продукции, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
<b>КП-1</b>									
Скв. 9227 – ИУ-001	100	24	4,453	4,453	22,4	22,3	0,79	пена	4131
Скв. 9231 – ИУ-001	100	55	4,460	4,453	22,4	22,3	4,78	пробковый	10225
Скв. 9205 – ИУ-001	100	72	4,461	4,453	22,4	22,3	3,38	пробковый	10113
Скв. 9204 – ИУ-001	100	85	4,456	4,453	22,4	22,3	1,14	пробковый	5985
Скв. 9266 – ИУ-001	100	105	4,473	4,453	22,4	22,3	4,32	пробковый	13873
Скв. 9212 – ИУ-001	100	125	4,458	4,453	22,4	22,3	0,77	пробковый	7425
Скв. 9203 – ИУ-001	100	138	4,456	4,453	22,4	22,2	0,83	пена	5373
Скв. 9230 – ИУ-001	100	155	4,472	4,453	22,4	22,2	2,58	дисперсный	10603
ИУ-001 - т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-002	250	13	4,453	4,452	22,5	22,5	2,93	дисперсный	67728
Скв. 9234 – ИУ-002	100	172	4,482	4,459	22,4	22,2	2,78	пробковый	11857
Скв. 9202 – ИУ-002	100	190							
Скв. 9207 – ИУ-002	100	215	4,482	4,459	22,4	22,1	2,99	пробковый	10028
Скв. 9102 – ИУ-002	100	233	4,470	4,459	22,4	22,1	1,52	пробковый	7767
Скв. 9103 – ИУ-002	100	253	Не работает						
Скв. 8202 – ИУ-002	100	273	4,478	4,459	22,4	22,0	1,86	пробковый	8225
Скв. 10208 – ИУ-002	100	302	4,493	4,459	22,4	22,0	4,38	пробковый	9044
ИУ-002 – т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003	250	2,5	4,459	4,459	22,3	22,3	2,43	пена	51198
Скв. 9272 – ИУ-003	100	54	4,480	4,479	22,4	22,3	1,20	пена	4229
Скв. 9273 – ИУ-003	100	45	4,480	4,479	22,4	22,3	1,21	пена	4389
Скв. 9274 – ИУ-003	100	36	4,482	4,479	22,4	22,4	2,74	пробковый	8502
Скв. 9275 – ИУ-003	100	22	4,479	4,479	22,4	22,3	1,56	пена	4336
ИУ-003 – т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003	150	220	4,479	4,459	22,3	22,2	3,43	пробковый	21456
Т.вр. нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003 – до выхода с КП-1	250	155	4,459	4,452	22,3	22,2	3,50	пробковый	72654

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Общий расход добываемой продукции, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Выход с КП-1 – т.вр. нефтегазосборного трубопровода от КП-5	250	1646	4,452	4,181	22,4	21,5	6,85	пробковый	140382
<b>КП-5</b>									
Скв. 9208 – ИУ-001	100	18	4,523	4,508	22,4	22,3	10,49	пробковый	26318
Скв. 9214 – ИУ-001	100	36	4,508	4,508	22,4	22,3	0,90	пена	3602
Скв. 9233 – ИУ-001	100	54	4,510	4,508	22,4	22,3	1,31	пробковый	5114
Скв. 9209 – ИУ-001	100	72	4,535	4,508	22,4	22,3	5,40	пробковый	16676
Скв. 9210 – ИУ-001	100	90	4,513	4,508	22,4	22,3	1,30	пробковый	8165
Скв. 9211 – ИУ-001	100	99	4,515	4,508	22,4	22,3	1,62	пробковый	8686
Скв. 9213 – ИУ-001	100	108	4,515	4,508	22,4	22,3	1,28	пробковый	9318
Скв. 9232 – ИУ-001	100	117	4,528	4,508	22,4	22,3	3,48	пробковый	11614
Скв. 8201 – ИУ-001	100	135	4,518	4,508	22,4	22,2	3,55	пена	6434
Скв. 9101 – ИУ-001	100	144	4,525	4,508	22,4	22,2	4,65	пробковый	8287
Скв. 10201 – ИУ-001	100	153	4,540	4,508	22,4	22,2	3,91	пробковый	12572
Скв. 10202 – ИУ-001	100	162	4,554	4,508	22,4	22,2	4,95	пробковый	14809
Скв. 9270 – ИУ-001	100	216	4,512	4,508	22,4	21,8	1,15	пена	3760
Скв. 9277 – т.вр. от скв. 9277	100	15	4,677	4,675	22,4	22,4	5,03	пробковый	10282
т.вр. от скв. 9277 - т.вр.от скв. 9276	100	9	4,675	4,673	22,4	22,4	5,03	пробковый	10282
Скв. 9276 – т.вр. от скв. 9276	100	15	4,674	4,673	22,4	22,4	2,25	пробковый	7535
т.вр. от скв. 9276 – т.вр.от скв. 9271	100	9	4,673	4,669	22,4	22,4	7,29	пробковый	17816
Скв. 9271 – т.вр. от скв. 9271	100	15	4,670	4,669	22,4	22,4	1,20	пена	4146
т.вр. от скв. 9271 – выход с ИУ-001	100	259	4,669	4,508	22,5	21,9	8,81	пробковый	21962
Выход с ИУ-001 – выход с КП-5	250	65	4,508	4,493	22,5	22,5	7,48	дисперсный	157317
Выход с КП-5 – т.в. КП-1	300	3700	4,493	4,180	22,5	21,4	5,74	пробковый	157317
Т.в. КП-1 и КП-5 - ЦПС	400	10130	4,180	3,323	21,4	18,5	7,66	пробковый	297700

**В режиме останова трубопровода, длиной 1646 м, от Куста 1 до т.в. Куста 5 Песцового месторождения температура продукта снизится до 4 °С (температура застывания нефти) за 34 часов. В трубопровод, длиной 3700 м, от Куста 5 до т.в. Куста 1 Песцового месторождения температура продукта снизится до 4 °С (температура застывания нефти) за 37 часов. В трубопровод после подключения кустовых площадок 1 и 5, длиной 10130 м, температура продукта снизится до 4 °С (температура застывания нефти) за 42 часов**

#### **1.9.4 Анализ результатов гидравлического расчета системы сбора и транспорта продукции скважин Песцового месторождения**

Основными критериями определения оптимального диаметра трубопроводов являются:

- скорость потока в трубопроводе при заданных параметрах добычи;
- расчетное давление трубопровода;
- давление на входе ЦПС.

Гидравлический расчет системы сбора от кустовых площадок КП-1 и КП-5 до ЦПС выполнен на максимальные периоды добычи нефти и газа для кустов КП-1 и КП-5.

Оптимальные диаметры выкидных и нефтегазосборных трубопроводов были определены для полномасштабного развития месторождений:

- диаметры выкидные трубопроводов находятся в диапазоне DN100.
- диаметры нефтесборных трубопроводов от кустовых площадок составляют: от КП-1 DN250, от КП-5 DN300 и трубопровод после точки подключения КП-1 и КП-5 DN400.

Давления на кустовых площадках, скорость потока в выкидных коллекторах от скважин, скорость потока в нефтесборном коллекторе, режим течения потока в проектируемых трубопроводах представлены в таблицах, представленных выше.

Давление на устья скважин не превышает 6,3 МПа (изб) и находится в пределах: для КП-1 4,512-4,349 МПа (изб), для КП-5 4,677 – 4,484 МПа (изб).

В соответствии с проведенными расчетами, будут наблюдаться следующие режимы течения: расслоенный, волновой, дисперсный и пробковый.

Скорости по системе сбора находятся в пределах 0,51 – 16,97 м/с. Высокие скорости наблюдаются в годы максимальной добычи продукции скважин.

Для предотвращения застывания продукции в выкидном трубопроводе предусмотреть продувку выкидной линии газом из затрубного пространства в течении от 1-й до 4-х минут в зависимости от удаленности скважины от измерительной установки и протяженности выкидного трубопровода. При необходимости проводить закачку незамерзающих жидкостей через инвентарную систему линий, подключаемых с задавочной стороны ФА, также пропаривание острым паром.

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

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

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

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

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

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

В соответствии с п.1 приложения I к Федеральному закону N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые сооружения по добыче и сбору продукции скважин кустов №1 и №5 являются опасными производственными объектами, так как в технологическом процессе обращается горючий газ и ЛВЖ.

Характеристика основных технологических объектов обустройства месторождения по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.12.

**Таблица 1.12 - Характеристика проектируемых технологических объектов обустройства месторождения**

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожаро-опасности и пожаро-опасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрыво-опасных смесей по ГОСТ 3161 0.20-1-2020	Класс взрыво-опасной зоны по ФНиП, Приказ №534 от 20.12.2020	Класс взрыво-опасной зоны по ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1955)
Технологические площадки						
Приустьевая площадка на кусте №1 – 4 шт. на кусте №1, 4 шт. на кусте №5	Газ тяжелый, ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 2	Зона 2
Узел врезки нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003 на кусте №1 – 1 шт.	Газ тяжелый, ЛВЖ	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 2	Зона 2
Блок-бокс измерительной установки К5-ИУ-003	Газ тяжелый, ЛВЖ	А (блок-бокс)	В-1а (блок-бокс)	ПА-Т3	Зона 1	Зона 2
Площадка дренажной емкости (ЕД-003) V=8 м <sup>3</sup> – 1 шт. на кусте №1	ЛВЖ Газ тяжелый	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
СУДР	ЛВЖ	Ан	В-1г	ПА-Т2	Зона 1, 2	Зона 1, 2



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

- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении;
- применение блочного оборудования заводского изготовления;
- работа технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- защита технологического оборудования от превышения давления;
- контроль загазованности на технологических площадках и в блок-боксах;
- автоматическая пожарная сигнализация в блок-боксе ИЗУ.

В проектных решениях учтены требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», «Правил технической эксплуатации электроустановок» и других нормативных документов, представленных в Приложении А.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А либо БКФ, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов пожаров, травмирования людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы транспорта продукции скважин необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;

- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду допуску на проведение огневых работ.

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию нефтепровода при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

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

Проектирование систем автоматизации выполняется в соответствии с Задаaniem на проектирование, требованиями Заказчика.

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

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

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

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора

технологических параметров с оборудования и датчиков, анализа технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму.

Подробно описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе приведено в томе 3.3.

## **1.16 Результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники**

### **1.16.1 Общие сведения**

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

- неорганизованные;
- организованные.

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

К организованным источникам выбросов относятся:

- воздушники от дренажных емкостей;
- вентиляционные трубы;

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в разделе 7.

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

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

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

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

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

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

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

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Разделе 7.

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

Все технические решения при проектировании обустройства кустов скважин №1, №5 на период эксплуатации приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А.

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

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

### **2.1 Назначение**

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента технологических трубопроводов, а также решений по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования проекта «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5».

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

### **2.2 Общие положения**

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

#### **2.2.1 Аппараты и емкости**

Ёмкостное оборудование (технологические аппараты, дренажные ёмкости) разработано на основании требований опросных листов (ОЛ). В опросных листах приведены технологические параметры аппаратов, физико-химические свойства рабочих сред, условия эксплуатации и рекомендации к материальному исполнению.

### **2.3 Характеристика района**

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 58 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 35 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 45 °С.

### **2.4 Материальное исполнение**

#### **2.4.1 Трубы**

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

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

- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР-01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- 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 ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ). Степень агрессивного воздействия и скорость коррозионного проникновения определена согласно составу транспортируемых сред и рекомендаций РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений». Согласно рекомендациям РД 39-0147103-362-86 водонефтегазовая эмульсия и газ считаются среднеагрессивными средами.

Учитывая параметры рабочих сред, применение труб повышенной коррозионной стойкости, наличие системы ингибирования и мониторинга коррозии, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 2,0 мм. Срок службы трубопроводов может быть продлен по результатам обследований.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для сооружения трубопроводов приняты трубы из стали повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

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

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

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

- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

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

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, ТТР 01.02.04-04, ТТТ 01.02.04-01, ТТР-01.02-01 трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60°C;
- на образцах KCV не менее 98 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 50 °C для бесшовных труб из сталей повышенной коррозионной стойкости группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

#### 2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

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

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

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

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

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

Для соединения трубопроводов с номинальным давлением свыше 20 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык тип RTJ по ASME B16.5.

Для трубопроводов с давлением 1,6 МПа применить прокладки плоские эластичные из паронита марки ПМБ-1 по ГОСТ 15180-86 или спирально-навитые по ГОСТ Р 52376-2005 с ограничительными кольцами в зависимости от типа уплотнительной поверхности фланцев. Для трубопроводов с давлением 6,3 МПа применить прокладки спирально-навитые по ГОСТ Р 52376-2005. Для трубопроводов с давлением свыше 20 МПа – прокладки



восьмиугольного сечения по ASME B16.20 из мягкого железа (сталь 08кп или аналогичная с малым содержанием углерода).

### **2.4.3 Крепежные детали**

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

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

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 32569-2013, ГОСТ 33260-2015 и ТТР-01.02-01. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 19,6 Дж/см<sup>2</sup>. Для изготовления литых деталей и изделий рекомендуется сталь 20ГЛ, для изготовления изделий из поковок (штамповок) рекомендуется сталь 09Г2С. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей.

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

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

### **2.4.5 Аппараты и ёмкости**

Материальное исполнение емкостей и аппаратов определяется согласно п.4.1 ГОСТ 34347-2017 с учетом климатических условий района строительства (абсолютной минимальной температуры и температуры холодной пятидневки). Для изготовления корпуса, днищ и штуцеров емкостей и аппаратов принимается низколегированная хладостойкая сталь 09Г2С категории 14 по ГОСТ 19281-2014 с нормированной ударной вязкостью на образцах KCU при температуре минус 60 °С. Коррозионное влияние рабочих сред исключается применением антикоррозионных покрытий заводского нанесения для внутренней и наружной поверхности емкостей и аппаратов.

### **2.4.6 Опоры трубопроводов**

Для прокладки надземных трубопроводов применяются корпусные хомутовые опоры скольжения по ОСТ 36-146-88 из стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству). В случае превышения допустимых нагрузок на опору согласно ОСТ 36-146-88 применять опоры по специально-разработанным рабочим чертежам.

## **2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов**

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

### 2.5.1 Исходные данные

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

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

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
<b>Технологические трубопроводы</b>						
250	A(б), I	Участок нефтегазосборного трубопровода от ИУ-002	6,3	-10...+40	-	-
150	A(б), I	Участок нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003	6,3	-10...+40	-	-
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от скважины до клапана-отсекателя	32,0	-10...+40	-	-
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя до опуска в землю	6,3	-10...+40	-	-
100	A(б), I	Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя	6,3	-10...+40	-	-
50 80	A(б), II	Дренажный трубопровод	0,07	-10...+40	-	-
50	A(б), II	Трубопровод откачки из дренажной емкости	1,6	-10...+40	-	-
100	Б(а), II	Воздушник дренажной емкости	0,07	-10...+40	-	-

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

**Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб**

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа	Сопротивление разрыву $\sigma_B$ , МПа
Группа 4 (Ст 0,5 – 1,2) в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510

### 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	[ $\sigma$ ], МПа	$\delta$ , %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная $s_R$	$C_1$	$C_2$	Отбраковочная [ $s$ ]	Номинальная $s$	Принятая
273	6,3	212,5	12,5	3,99	1,00	2	4,99	6,99	8
159	6,3	212,5	12,5	2,32	0,75	2	3,07	5,07	6
114	32	212,5	12,5	7,98	1,50	2	9,48	11,48	12
114	6,3	212,5	12,5	1,67	0,75	2	2,42	4,42	6
57	0,07	212,5	12,5	0,01	0,75	2	1,50	3,50	6
89	0,07	212,5	12,5	0,01	0,75	2	2,00	4,00	6
57	1,6	212,5	12,5	0,21	0,75	2	1,50	3,50	6
114	0,07	212,5	12,5	0,02	0,75	2	2,00	4,00	6

### 2.5.3 Расчёт срока службы трубопроводов

Отбраковочная толщина стенки технологических трубопроводов определяется согласно п.7 ГОСТ 32388-2013.

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

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

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

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

$V_{кор}$  – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,1 мм/год.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4

**Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов**

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Отбраковочная толщина, мм	$\tau$ , лет
273	8	6,3	372	510	4,99	30
159	6	6,3	372	510	3,07	29
114	12	32,0	372	510	9,48	25
114	6	6,3	372	510	2,42	35
57	6	0,07	372	510	1,50	45
89	6	0,07	372	510	2,00	40
57	6	1,6	372	510	1,50	45
114	6	0,07	372	510	2,00	40

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

### 2.5.4 Выборка типоразмеров труб

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

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

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, Мпа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
<b>Технологические трубопроводы</b>						
Участок нефтегазосборного трубопровода от ИУ-002	250	6,3	-10...+40	A(б), I	273×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТР-01.02-01
Участок нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003	150	6,3	-10...+40	A(б), I	159×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТР-01.02-01
Выкидной трубопровод от скважины до клапана-отсекателя	100	32,0	-10...+40	A(б), I	114×12	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01
Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя до опуска в землю	100	6,3	-10...+40	A(б), I	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01
Выкидной трубопровод от скважины после клапана-отсекателя	100	6,3	-10...+40	A(б), I	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01
Дренажный трубопровод	50	0,07	-10...+40	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01
	80				89×6	
Трубопровод откачки из дренажной емкости	50	1,6	-10...+40	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01
Воздушник дренажной емкости	100	0,07	-10...+40	Б(а), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Ст 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04 01

## **2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов**

Сборка труб, предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварочные материалы, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанной специализированной организацией и аттестованной в установленном порядке технологии сварки и требованиям ГОСТ 32569-2013 и ВСН 006-89.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

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

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

- ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 50 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;

– твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01 не должна превышать 240 HV<sub>10</sub> или 240 HB соответственно.

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

## **2.7 Анतिकоррозионные покрытия**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Для защиты от коррозии подземных участков трубопроводов с тепловой изоляцией применить наружное эпоксидное мастичное покрытие общей толщиной не менее 350 мкм. Эпоксидное ЛКП наносится в полевых условиях и покрывается слоем теплоизоляции из пенополиуретана. Данные покрытия должны соответствовать требованиям к защитным покрытиям усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

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

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

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

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

Контроль качества ЛКП осуществляют после его полного отверждения согласно технической документации на ЛКП. Контролю подлежат, как минимум, внешний вид покрытия, его толщина, сплошность покрытия и адгезия.



## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.
- 2 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 3 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 4 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 5 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 6 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 7 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 8 ГОСТ 14918-2020 Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия
- 9 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 10 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
- 11 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 12 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 13 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 14 ГОСТ 19904-90 Прокат листовой холоднокатаный. Сортамент.
- 15 ГОСТ 23208-2003 Цилиндры и полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем. Технические условия.
- 16 ГОСТ 30732-2020 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия.
- 17 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.
- 18 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.
- 19 ГОСТ 4640-2011 Вата минеральная. Технические условия.
- 20 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 21 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
- 22 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 23 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 24 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 25 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 26 ГОСТ 34655-2020 Арматура трубопроводная. Прокладки овального, восьмиугольного сечения, линзовые стальные для фланцев арматуры. Конструкция, размеры и общие технические требования.

- 27 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 28 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 29 ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы.
- 30 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.
- 31 ПУЭ Правила устройства электроустановок (шестое издание 1985 г. с изменениями 1999 г.);
- 32 ПУЭ, седьмое издание, 2003 г. Правила устройства электроустановок.
- 33 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
- 34 РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.
- 35 РМ 62-91-90 Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования.
- 36 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах», принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 14.11.2013 №44).
- 37 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 38 СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда"
- 39 СП 45.13330.2017 «СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты».
- 40 Требования к функциональным характеристикам» № СтКНГ-912-2015.
- 41 СТО Газпром 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа.
- 42 СТО Газпром 2-2.1-389-2009. Нормы технологического проектирования горизонтально-факельных установок и нейтрализаторов промстоков для объектов добычи газа.
- 43 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 44 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 45 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 20.12.2020 №534.
- 46 Требования Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР-01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов».
- 47 ТТР-01.07.03-02 «Типовые технические решения. Куст скважин. Одиночная скважина».
- 48 Методический документ Компании ПАО «Газпром нефть» №М-01.07.04.01-03 «Защитные покрытия на основе термоусаживающихся материалов для защиты сварных соединений промысловых и магистральных трубопроводов».
- 49 ГОСТ 19281-2014 «Прокат повышенной прочности. Общие условия», принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 28.03.2014 №65-П).
- 50 РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений», утверждён 14.11.1966г.

51 ГОСТ 33260-2015 «Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов», принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 27.03.2015 №76-П).

52 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Введено в действие 01.01.1976г.

53 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Введено в действие 01.01.1979г.

54 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

55 ISO 12944-2 Лаки и краски – Защита стальных конструкций от коррозии системам защитной окраски – Часть 2: Классификация сред.

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

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изготовитель	Ед. изм.	Количество
<b>Обустройство куста скважин № 1</b>				
1. Измерительная установка $Q_{ж}=400$ т/сут, $P_{расч.}=6,3$ МПа	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-007		компл.	1
2. Емкость подземная дренажная на кусте скважин $V=8$ м <sup>3</sup> ; $P_{расч.}=0,07$ МПа	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-008		компл.	1
3. Клапан-отсекатель DN100 PN250	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-001		компл.	4
4. Арматура с ручным управлением DN150 PN63	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-010		компл.	1
5. Арматура с ручным управлением DN100 PN63	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-002		компл.	4
6. Клапан обратный устьевого DN100 PN250	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-004		компл.	4
7. Клапан-обратный DN150 PN63	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-009		компл.	1
<b>Обустройство куста скважин № 5</b>				
1. Клапан-отсекатель DN100 PN250	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-001		компл.	4
2. Арматура с ручным управлением DN100 PN63	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-002		компл.	4
3. Клапан-обратный DN100 PN63	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-011		компл.	4
4. Клапан обратный устьевого DN100 PN250	Опросный лист ЕПФ1-ПКС1.5.РС- ТХ01-ОЛ-004		компл.	4
Примечание – Количество уточняются на стадии РД				

## Приложение В

### Расчет сброса газа при опорожнении трубопроводной обвязки АГЗУ через воздушку дренажной емкости

- Массовый расход газа при сбросе -30,94 кг;
- Время сброса  $t$  –15 мин.

а) Количество сбрасываемого газа через «воздушку», кг:

$$G_z = 30,94$$

б) Объем сбрасываемого газа через «воздушку», м<sup>3</sup>:

$$V_z = 30,06$$

с) Количество газа покидающего «воздушку», г/с:

$$G_z = \frac{30,94 * 1000}{15 * 60} = 34,38$$

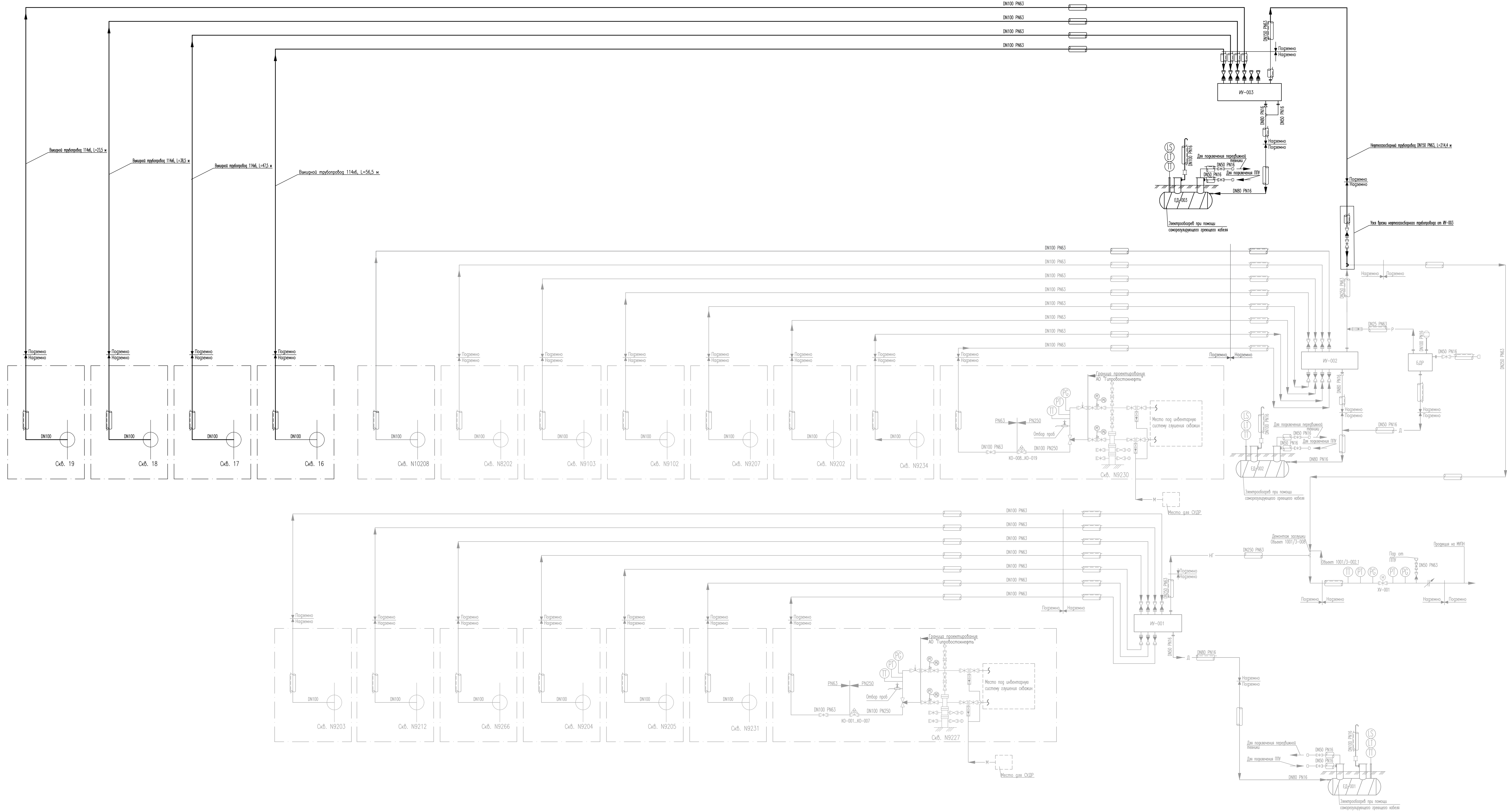
д) Объемный расход газа на выходе из «воздушки», м<sup>3</sup>/с:

$$V = \frac{30,06}{15 * 60} = 0,0334$$

е) Скорость истечения парогазовоздушной смеси через «воздушку», м/с:

$$v = \frac{4 * 0,0334}{3,14 * 0,1^2} = 4,3$$

Объем сбрасываемого газа равен 30,06 м<sup>3</sup>. Для обеспечения прохождения объема сбрасываемого газа 0,0334 м<sup>3</sup>/с необходимо установить огнепреградитель DN100, имеющий пропускную способность не менее 150 ст.м<sup>3</sup>/ч (0,042 ст.м<sup>3</sup>/сек).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Клапан автоматической механической с операцией
	Передавление
	Клапан запорный фланцевый с ручным приводом
	Запорный фланцевый с ручным приводом
	Запорный фланцевый с электрическим приводом
	Клапан-отсекатель с фланцем автоматическим приводом
	Клапан обратный фланцевый
	Клапан обратный с устройством измерения разности давлений
	Место присоединения
	Место работ
	Дроссель регулирующий
	Пробное устройство (вентиль ВПЗМ)
	Манометр
	Датчик давления
	Датчик температуры
	Датчик уровня
	Сигнализатор уровня

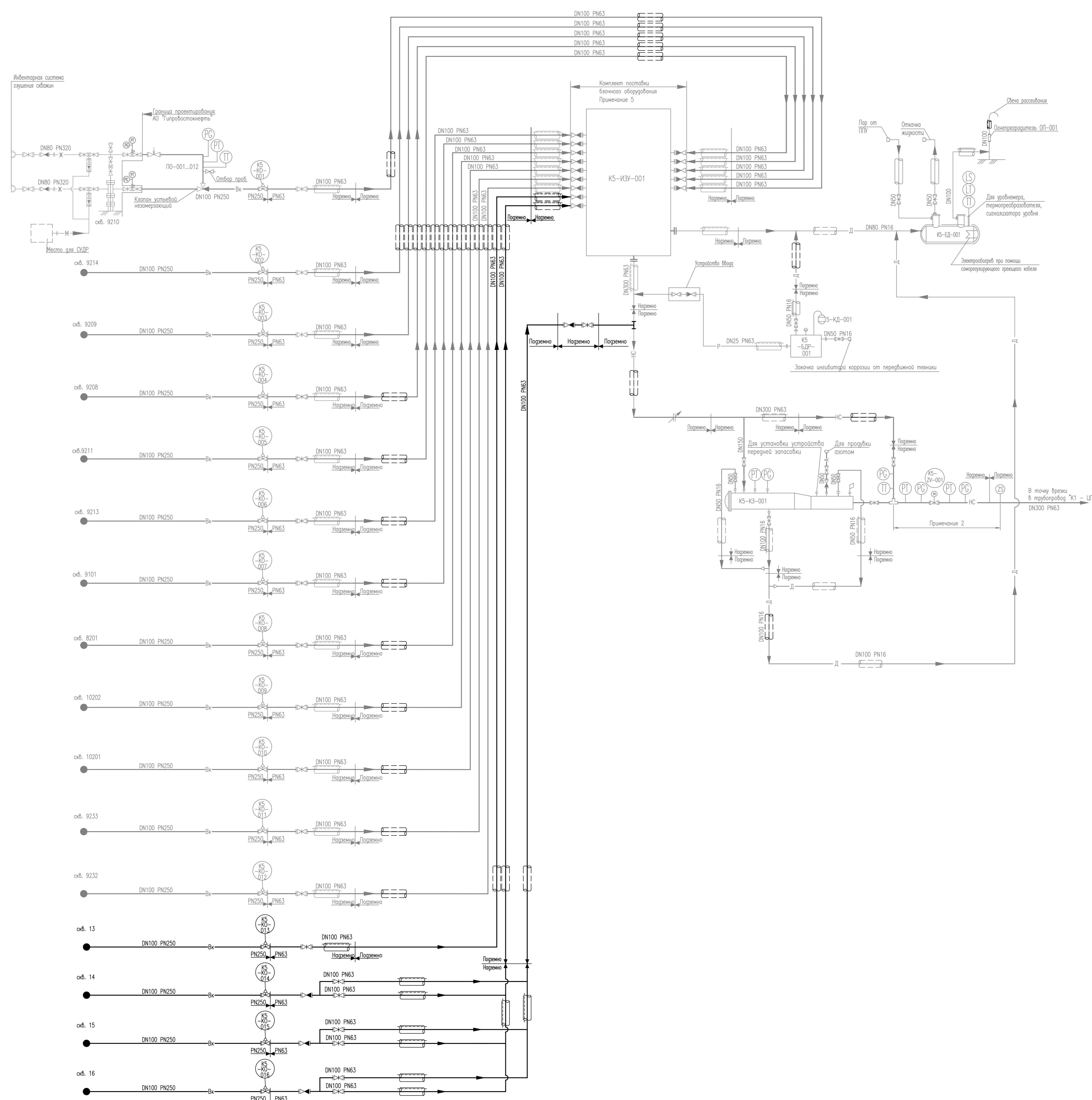
Обозначение	Наименование
	Перекрытка
	Тройник
	Вентиль трубопровода
	Нерезьбовой трубопровод
	Трубопровод в теплоизоляции с электроприводом
	Трубопровод в теплоизоляции
	Расширитель
	Дренажный трубопровод
	Плоская трубка обрыва
	Граница прорисовки площади обшивки
	Воздушник
	Устройство ввода разреза
	Изолирующая фланцевая конструкция

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Положительно-обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Ю-016/019	Клапан - отсекающий	4	DN100 PN250 кс/см2	
Ю-016/019	Пробное устройство	4	DN5 PN250 кс/см2	
ИВ-003	Измерительная установка	1	Q <sub>к</sub> (max)=400 т/сут Р=6,3 МПа	
ЕД-003	Емкость дренажная	1	V=8 м3 Р=0,07 МПа	

- Для пилы в трубопроводе на месте обшивки смонтированы обшивочные устройства для замены (ОУЗ). Проектом предусмотрено место для ОУЗ.
- Для контроля устойчивости пилы на месте обшивки предусмотрено боковое положение через обшивочные линии КРС с наибольшей длиной через ствол обшивки. Также возможно крепление пилы в другой линии в зависимости от пространственных условий.
- Амортизаторы высокого давления, БРС, измерительные приборы и другое оборудование устанавливаемое для перекачки воды находится в зоне ответственности управления внутримашинными работ (ВБР).
- В объем поставки измерительной установки ИВ входит обратные клапаны, установленные на выходящих линиях.

ЕП01-ТКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-001				
Оборудование Пещерного месторождения.				
Расширение кустов скважин N1, N5				
Изм.	Кол. изм.	Лист	М. укр.	Лист
Проект	Выполн.	Провер.	Дата	
Г.П.	Г.П.	Г.П.	06.07.21	
Г.П.	Г.П.	Г.П.	06.07.21	
Г.П.	Г.П.	Г.П.	06.07.21	
Г.П.	Г.П.	Г.П.	06.07.21	
Г.П.	Г.П.	Г.П.	06.07.21	
Г.П.	Г.П.	Г.П.	06.07.21	
Исполн. Поляшина				Стр. 1
Г.П.				



ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ (6 эков)

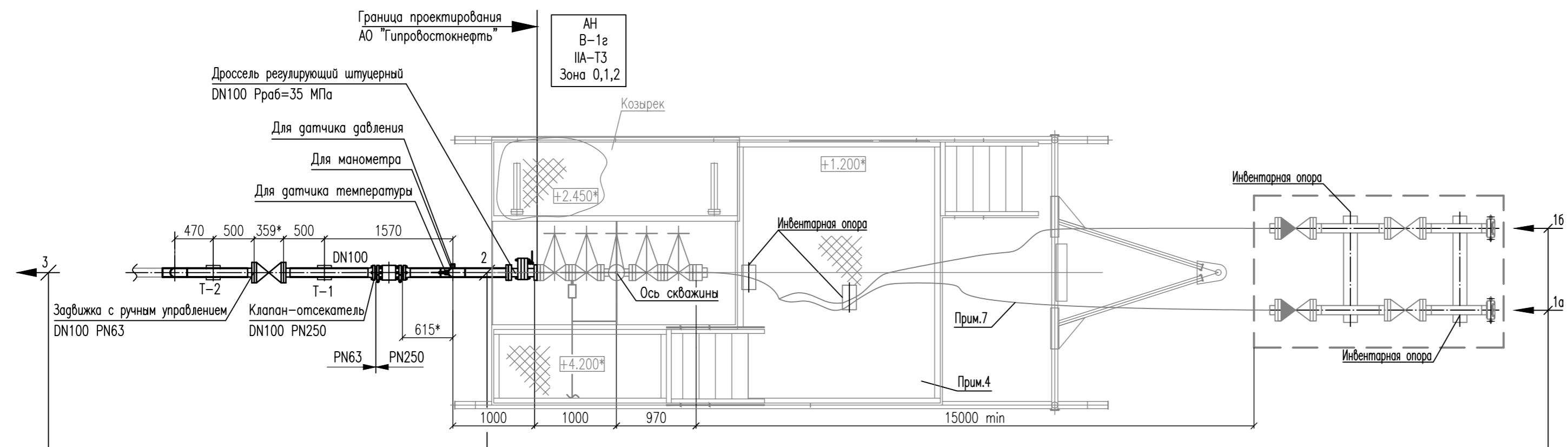
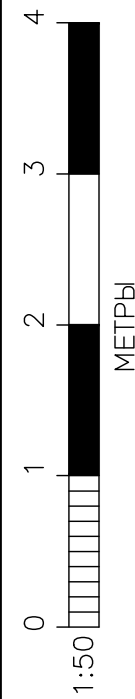
Позиционная обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КС-УЗ-013	Клапан - отсекающий	1	DN100 PN250	
ПО-013	Пробойник	1	DN5 PN250	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
— BK —	Внешний трубопровод
— HC —	Нефтезаборный трубопровод
— X —	Жирность заборника
— P —	Результ (индикатор коррозии)
— M —	Манометр (индикатор коррозии)
— Д —	Дренажный трубопровод
— В —	Трубопровод в воздушной
⊕	Задвижка клапона фланцевого с электродвигателем
⊖	Быстрозакрывающее соединение
⊕	Кран шаровый фланцевый
⊖	Задвижка клапона фланцевого
⊕	Клапан запорный фланцевый
⊖	Клапан обратный фланцевый
⊕	Перекос
⊖	Клапан-отсекающий с электромеханическим приводом
⊕	Пробойник
⊖	Устройство ввода реагента в трубопровод
⊕	Дроссель регулирующий штурманский
⊖	Сенсоризатор
⊕	Трубопровод в теплоизоляции, с электродвигателем
⊖	Трубопровод в теплоизоляции
⊕	Трапик с решеткой
⊖	Клапан обратный устройством измерения
⊕	Манометр
⊖	Датчик вибрации
⊕	Датчик температуры
⊖	Датчик уровня
⊕	Сенсоризатор уровня
⊖	Сенсоризатор протекания СОД
⊕	Изолирующее фланцевое соединение

- Для лотки в трубопроводах на месте обжима индикатора коррозионности, проектом предусмотрены обжимные устройства разработки завода (ОДР). Проектные предусмотренные места для ОДР.
- Расстояние не менее двукратного диаметра.
- Для лотки оставшихся нетронутой на месте обжима индикатора коррозионности через индикаторные линии ИС с фланцевой присоединкой, через ствол обжимки. Также возможно изготовление лотки фланцевой линии в том же пространстве в нефтезаборном коллекторе.
- Арматура, шланги высокого давления, БРС, индикаторы уровня и другое оборудование необходимо для переоборудования узла обжимки индикатора в зоне ответственности управления выходящими работ (ВУР).
- В объеме поставки индикаторной установки ИУВ входят обратные клапаны, установленные на фланцевых линиях.

ЭП01-ПКС1.5.РС-П-ТР.01.00-П4-002				
Оборудование Пасиболовского месторождения.				
Расширение скважин N1, N5				
Изм.	Кол. изм.	Лист	М. упр.	Дата
Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.
Проверка	Проверка	Проверка	Проверка	Проверка
Гос. спец.	Гос. спец.	Гос. спец.	Гос. спец.	Гос. спец.
Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.
Ген. дир.	Ген. дир.	Ген. дир.	Ген. дир.	Ген. дир.



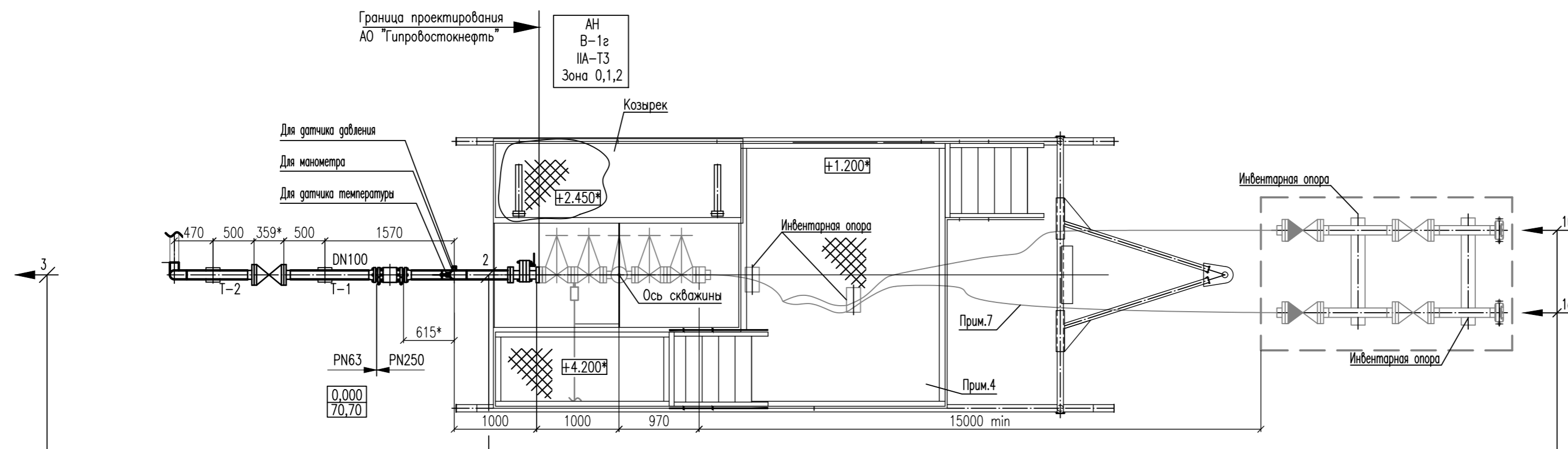
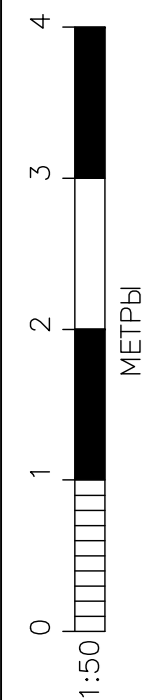
- 1а,16 Ø89x10 Трубопровод для подачи жидкости глушения скважин
- 2 Ø114x12 Трубопровод выкидной от скважины до клапана-отсекателя
- 3 Ø114x6 Трубопровод выкидной от скважины после клапана-отсекателя до измерительной установки

1. Схема технологическая принципиальная обвязки куста скважин N1 приведена на листе ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.
2. \* Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
3. Подземные трубопроводы и соединительные детали поставляются с заводским эпоксидным мастичным покрытием толщиной 350 мкм и заводской теплоизоляцией толщиной 50 мм для диаметра 114 мм.
4. Лубрикаторная площадка совмещенная с площадкой обслуживания.
5. Наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции и электрообогреву, трубопроводы глушения без электрообогрева.
6. Узел глушения является передвижным и применяется 1 шт. на весь куст.
7. Арматура, шланги высокого давления, БРС, инвентарные опоры и другое оборудование, необходимое для передвижного узла глушения, находится в зоне ответственности управления внутрискважинных работ (УВР).
8. Для предотвращения застывания продукции в выкидном трубопроводе предусмотреть продувку выкидной линии газом из затрубного пространства в течении от 1-й до 4-х минут в зависимости от удаленности скважины от измерительной установки и протяженности выкидного трубопровода. При необходимости проводить закачку незамерзающих жидкостей через инвентарную систему линий, подключаемых с задвочной стороны ФА, также пропаривание острым паром.

Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			ОГЛД	ЭТО
Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			Сударева	Бонуркин
Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			Касаткина	Александр
Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			06.07.22	06.07.22

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-003					
Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин N1, N5					
ВОО	-	-	-	-	-
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата
Разраб.	Аширов				06.07.22
Проверил	Лопатин				06.07.22
Гл. спец.	Дрянкина				06.07.22
Н.контр.	Поликашина				06.07.22
ГИП	Безменов				06.07.22
				Стадия	Лист
				п	1
				Обвязка устья скважин N16, N17, N18, N19 на кусте N1. План	
				ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	





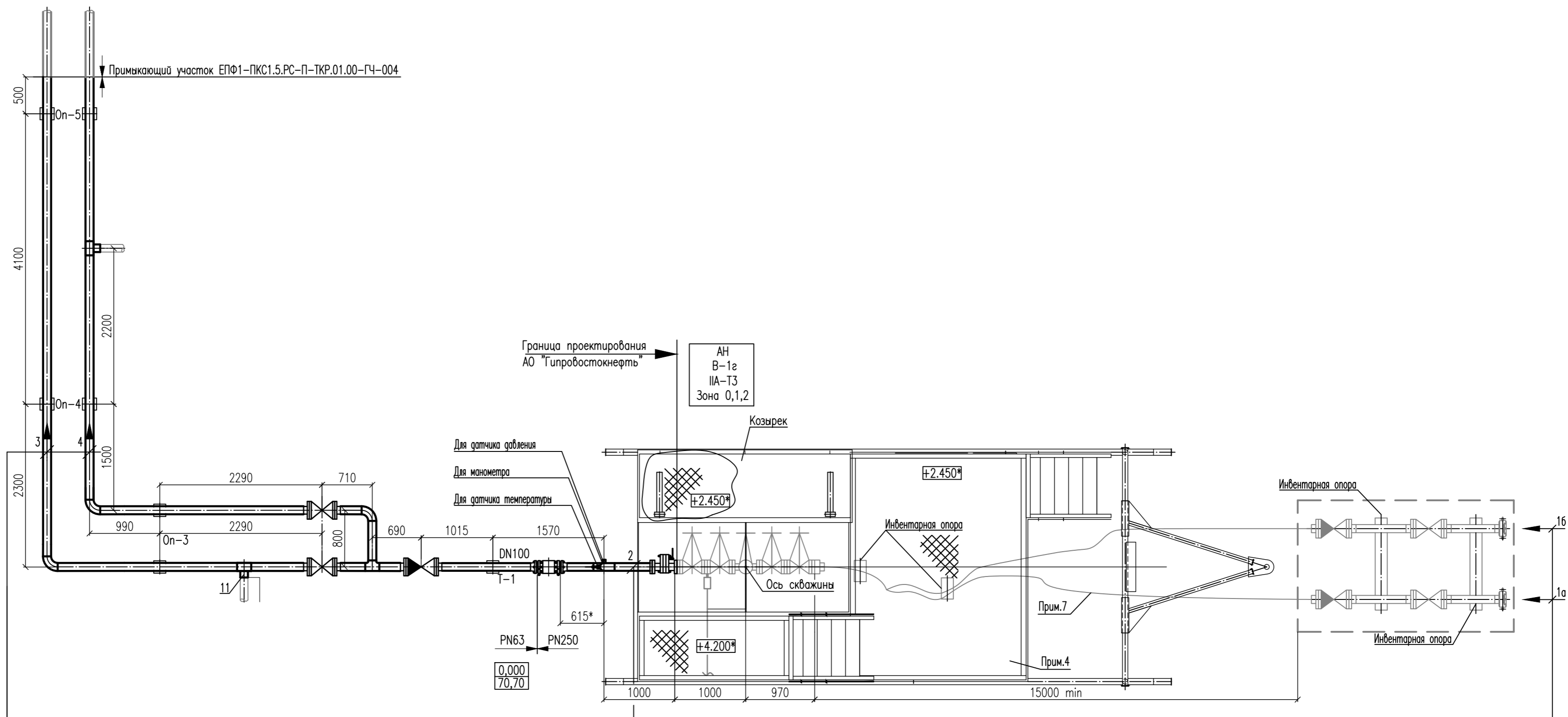
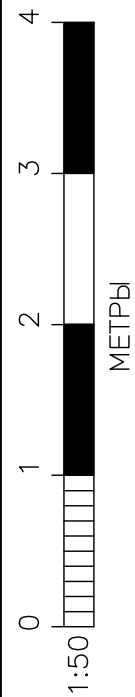
1а,16	Ø89x10 Трубопровод для подачи жидкости глушения скважин
2	Ø114x12 Трубопровод выкидной от скважины до клапана-отсекателя
3	Ø114x6 Трубопровод выкидной от скважины после клапана-отсекателя до врезки в К5-ИЗУ-001

1. Схема технологическая принципиальная обвязки куста скважин N5 приведена на листе ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.
2. \* Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
3. Подземные трубопроводы и соединительные детали поставляются с заводским эпоксидным мастичным покрытием толщиной 350 мкм и заводской теплоизоляцией толщиной 50 мм для диаметра 114 мм.
4. Лубрикаторная площадка совмещенная с площадкой обслуживания.
5. Наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции и электрообогреву, трубопроводы глушения без электрообогрева.
6. Узел глушения является передвижным и применяется 1 шт. на весь куст.
7. Арматура, шланги высокого давления, БРС, инвентарные опоры и другое оборудование, необходимое для передвижного узла глушения, находится в зоне ответственности управления внутрискважинных работ (УВР).
8. Для предотвращения застывания продукции в выкидном трубопроводе предусмотреть продувку выкидной линии газом из затрубного пространства в течении от 1-й до 4-х минут в зависимости от удаленности скважины от измерительной установки и протяженности выкидного трубопровода. При необходимости проводить закачку незамерзающих жидкостей через инвентарную систему линий, подключаемых с задвочной стороны ФА, также пропаривание острым паром.

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-004												
Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин N1, N5												
ВОО	-	-	-	-	-	-						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата							
Разраб.	Аширов				06.07.22							
Проверил	Лопатин				06.07.22							
Гл. спец.	Дрянкина				06.07.22							
Н.контр.	Поликашина				06.07.22							
ГИП	Безменов				06.07.22							
Обвязка устья скважины N13 на кусте N5. План						<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов										
П		1										



Инф. N подг.	Возм. инф. N	Согласовано	Согласовано
		ОГЛД	ОКСУПП
		310	06.07.22
		Суарева	06.07.22
		Бонуркин	06.07.22
		Касаткина	06.07.22
		Александр	06.07.22

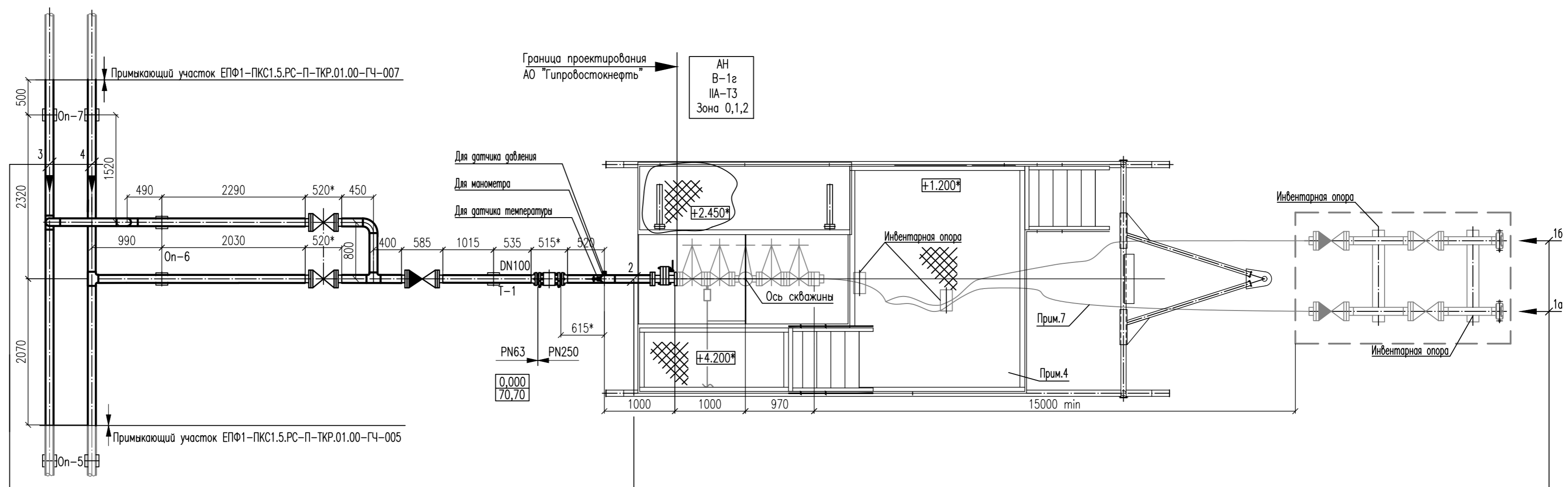
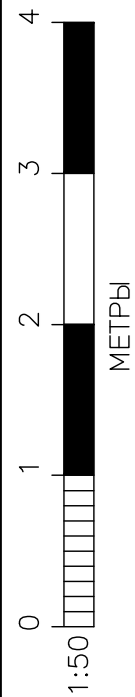


1а,16	Ø89x10 Трубопровод для подачи жидкости глушения скважин
2	Ø114x12 Трубопровод выкидной от скважины до клапана-отсекателя
3	Ø114x6 Трубопровод замерный от скважин NN14, 15, 16 до врезки в К5-ИЗУ-001
4	Ø114x6 Трубопровод эксплуатационный от скважин NN14, 15, 16 до врезки в НГС от К5-ИЗУ-001

1. Схема технологическая принципиальная обвязки куста скважин N5 приведена на листе ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.
2. \* Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
3. Подземные трубопроводы и соединительные детали поставляются с заводским эпоксидным мастичным покрытием толщиной 350 мкм и заводской теплоизоляцией толщиной 50 мм для диаметра 114 мм.
4. Лубрикаторная площадка совмещенная с площадкой обслуживания.
5. Наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции и электрообогреву, трубопроводы глушения без электрообогрева.
6. Узел глушения является передвижным и применяется 1 шт. на весь куст.
7. Арматура, шланги высокого давления, БРС, инвентарные опоры и другое оборудование, необходимое для передвижного узла глушения, находится в зоне ответственности управления внутрискважинных работ (УВР).
8. Для предотвращения застывания продукции в выкидном трубопроводе предусмотреть продувку выкидной линии газом из затрубного пространства в течении от 1-й до 4-х минут в зависимости от удаленности скважины от измерительной установки и протяженности выкидного трубопровода. При необходимости проводить закачку незамерзающих жидкостей через инвентарную систему линий, подключаемых с задвочной стороны ФА, также пропаривание острым паром.

Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Создано	06.07.22	06.07.22
Ожарова	Бауржин	Касаткина	Составлено	06.07.22	06.07.22
ЭТО			ОГид		

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-005						
Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин N1, N5						
ВОО	-	-	-	-	-	-
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата	
Разраб.	Аширов				06.07.22	
Проверил	Лопатин				06.07.22	
Гл. спец.	Дрянкина				06.07.22	
Н.контр.	Поликашина				06.07.22	
ГИП	Безменов				06.07.22	
Обвязка устья скважины N14 на кусте N5. План						1



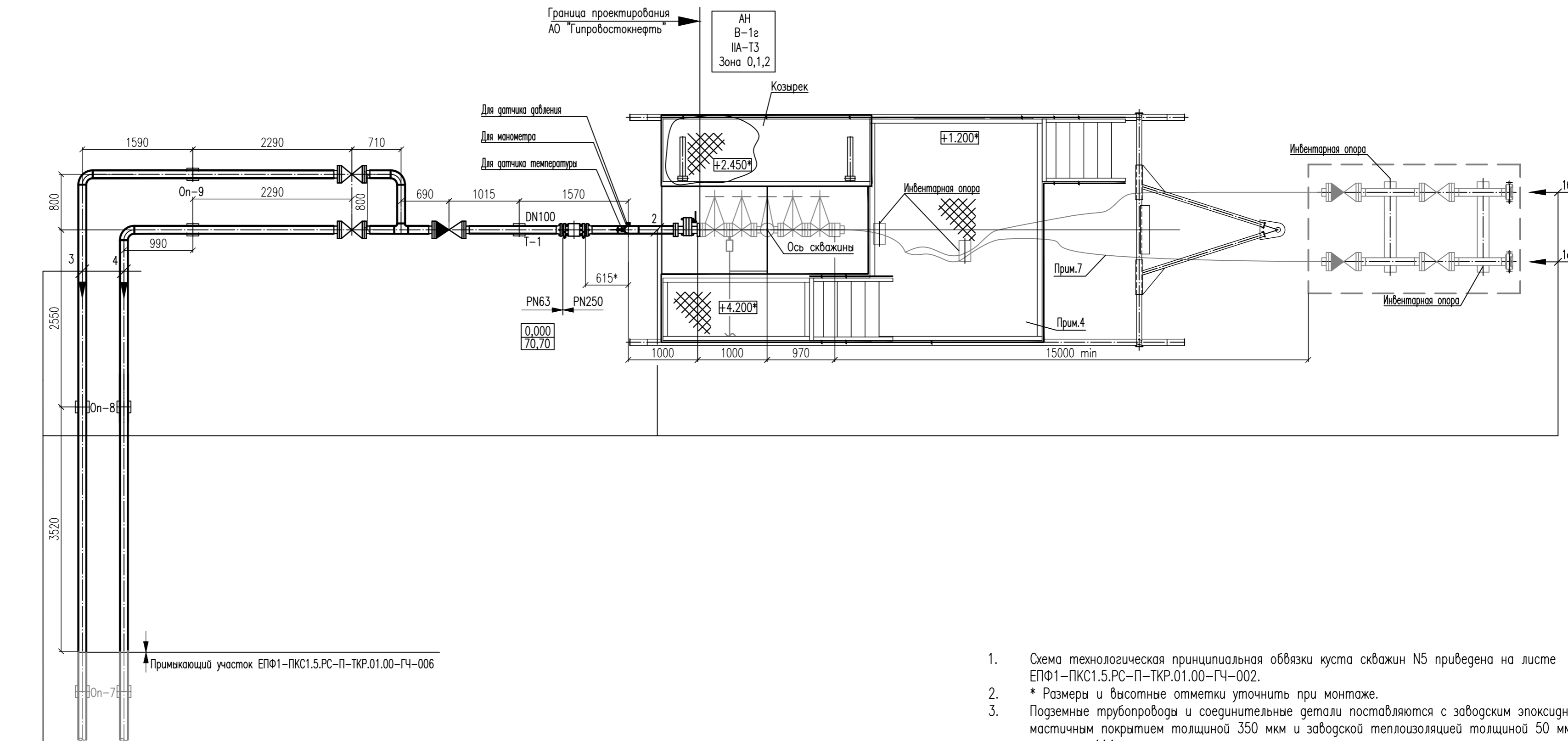
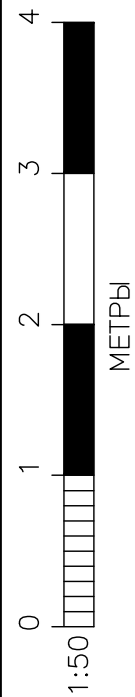
1а,1б	Ø89x10 Трубопровод для подачи жидкости глушения скважин
2	Ø114x12 Трубопровод выкидной от скважины до клапана-отсекателя
3	Ø114x6 Трубопровод замерный от скважин NN14, 15, 16 до врезки в К5-ИЗУ-001
4	Ø114x6 Трубопровод эксплуатационный от скважин NN14, 15, 16 до врезки в НГС от К5-ИЗУ-001

1. Схема технологическая принципиальная обвязки куста скважин N5 приведена на листе ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.
2. \* Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
3. Подземные трубопроводы и соединительные детали поставляются с заводским эпоксидным мастичным покрытием толщиной 350 мкм и заводской теплоизоляцией толщиной 50 мм для диаметра 114 мм.
4. Лубрикаторная площадка совмещенная с площадкой обслуживания.
5. Наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции и электрообогреву, трубопроводы глушения без электрообогрева.
6. Узел глушения является передвижным и применяется 1 шт. на весь куст.
7. Арматура, шланги высокого давления, БРС, инвентарные опоры и другое оборудование, необходимое для передвижного узла глушения, находится в зоне ответственности управления внутрискважинных работ (УВР).
8. Для предотвращения застывания продукции в выкидном трубопроводе предусмотреть продувку выкидной линии газом из затрубного пространства в течении от 1-й до 4-х минут в зависимости от удаленности скважины от измерительной установки и протяженности выкидного трубопровода. При необходимости проводить закачку незамерзающих жидкостей через инвентарную систему линий, подключаемых с задочной стороны ФА, также пропаривание острым паром.

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-006											
Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин N1, N5											
ВОО	-	-	-	-	-						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погп.	Дата						
Разроб.	Аширов			<i>Аширов</i>	06.07.22						
Проверил	Лопатин			<i>Лопатин</i>	06.07.22						
Гл. спец.	Дрянкина			<i>Дрянкина</i>	06.07.22						
Н.контр.	Поликашина			<i>Поликашина</i>	06.07.22						
ГИП	Безменов			<i>Безменов</i>	06.07.22						
Обвязка устья скважины N15 на кусте N5. План					<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов									
П		1									



Инф. N погл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			ОГид	ЭТО
Инф. N погл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			Охарева	Бачуркин
Инф. N погл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			Касаткина	06.07.22
Инф. N погл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано	
			06.07.22	06.07.22



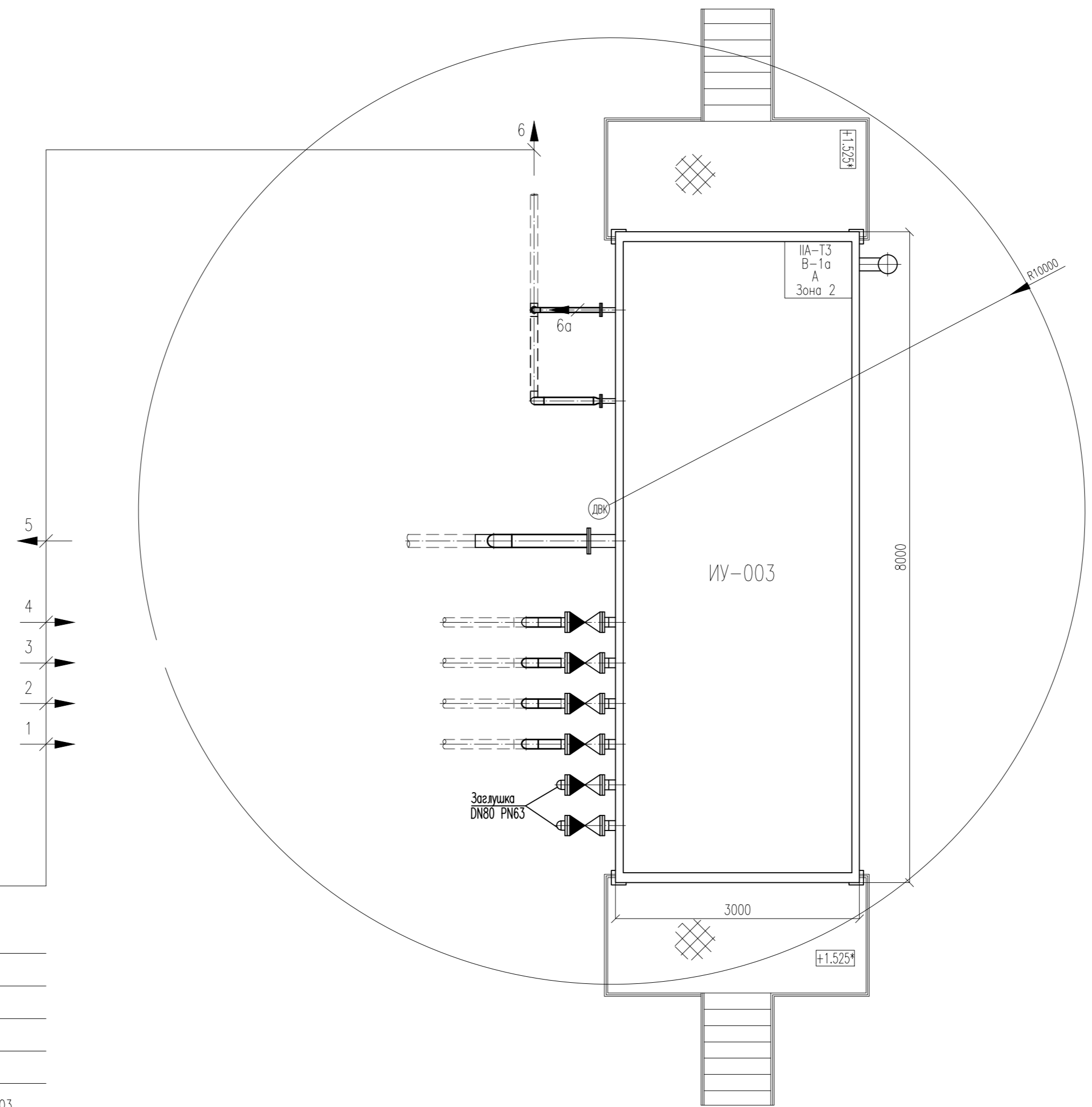
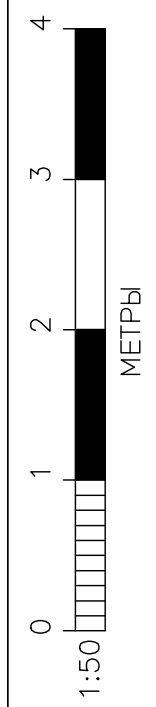
1а,16	Ø89x10	Трубопровод для подачи жидкости глушения скважин
2	Ø114x12	Трубопровод выкидной от скважины до клапана-отсекателя
3	Ø114x6	Трубопровод замерный от скважин NN14, 15, 16 до врезки в К5-ИЗУ-001
4	Ø114x6	Трубопровод эксплуатационный от скважин NN14, 15, 16 до врезки в НГС от К5-ИЗУ-001

1. Схема технологическая принципиальная обвязки куста скважин N5 приведена на листе ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.
2. \* Размеры и высотные отметки уточнить при монтаже.
3. Подземные трубопроводы и соединительные детали поставляются с заводским эпоксидным мастичным покрытием толщиной 350 мкм и заводской теплоизоляцией толщиной 50 мм для диаметра 114 мм.
4. Лубрикаторная площадка совмещенная с площадкой обслуживания.
5. Надземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции и электрообогреву, трубопроводы глушения без электрообогрева.
6. Узел глушения является передвижным и применяется 1 шт. на весь куст.
7. Арматура, шланги высокого давления, БРС, инвентарные опоры и другое оборудование, необходимое для передвижного узла глушения, находится в зоне ответственности управления внутрискважинных работ (УВР).
8. Для предотвращения застывания продукции в выкидном трубопроводе предусмотреть продувку выкидной линии газом из затрубного пространства в течении от 1-й до 4-х минут в зависимости от удаленности скважины от измерительной установки и протяженности выкидного трубопровода. При необходимости проводить закачку незамерзающих жидкостей через инвентарную систему линий, подключаемых с заводской стороны ФА, также пропаривание острым паром.

Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Создано	Согласовано
			06.07.22	06.07.22
			ОГид	ОАСУПП
			ЭТО	
			Сухарева	Касаткина
			Бачуркин	

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-007					
Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин N1, N5					
ВОО	-	-	-	-	-
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата
Разраб.		Аширов			06.07.22
Проверил		Лопатин			06.07.22
Гл. спец.		Дрянкина			06.07.22
Н.контр.		Поликашина			06.07.22
ГИП		Безменов			06.07.22
				Стадия	Лист
				п	1
				Обвязка устья скважины N16 на кусте N5. План	



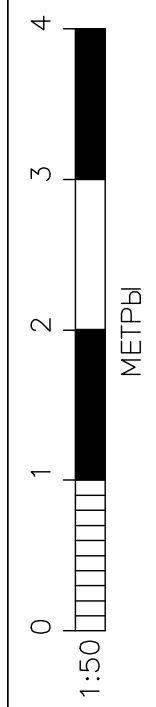


- 1 Ø114x6 Трубопровод выкидной от скважины N19 после клапана-отсекателя до ИУ-003
- 2 Ø114x6 Трубопровод выкидной от скважины N18 после клапана-отсекателя до ИУ-003
- 3 Ø114x6 Трубопровод выкидной от скважины N17 после клапана-отсекателя до ИУ-003
- 4 Ø114x6 Трубопровод выкидной от скважины N16 после клапана-отсекателя до ИУ-003
- 5 Ø159x6 Трубопровод нефтегазосборный от ИУ-003 до точки врезки в трубопровод от ИУ-002
- 6а Ø57x6 Сброс от предклапана в дренажный трубопровод от ИУ-003 до емкости дренажной ЕД-003
- 6 Ø89x6 Дренажный трубопровод от ИУ-003 до емкости дренажной ЕД-003

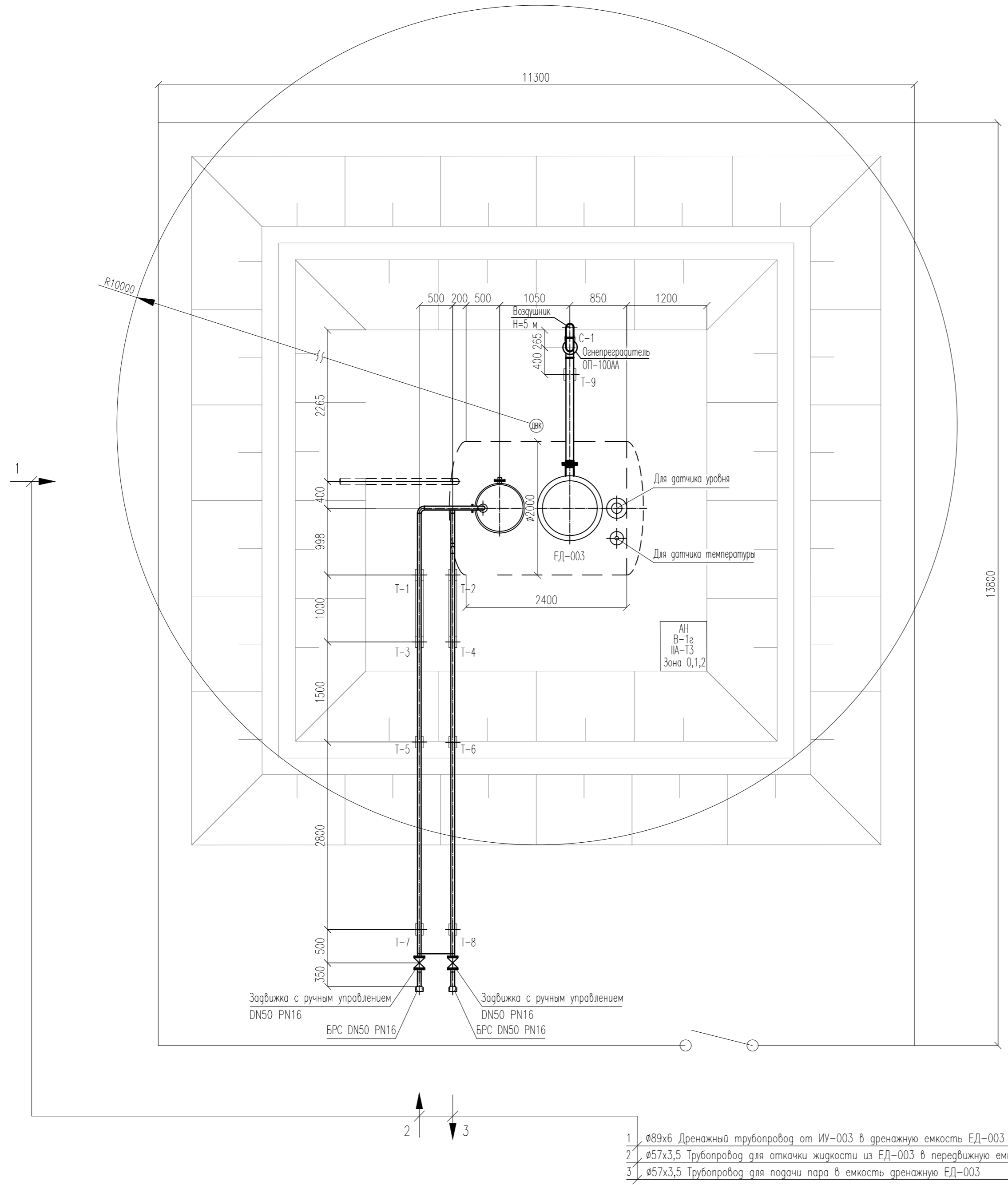
1. Схема технологическая принципиальная обвязки куста скважин N1 приведена на листе ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.
2. Подземные трубопроводы и соединительные детали поставляются с заводским эпоксидным мастичным покрытием толщиной 350 мкм и заводской теплоизоляцией толщиной 50 мм для диаметров 89 мм, 114 мм, толщиной 100 мм для диаметра 159 мм.
3. Надземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции и электрообогреву.
4. В объем поставки измерительной установки ИУ-003 входят обратные клапаны, установленные на выкидных линиях.

Согласовано	Согласовано	Взам. инв. N	Подп. и дата	Инв. N подл.
ОГ/Д	ОГ/С/П	Сухарева	Баурукин	310
06.07.22	06.07.22	06.07.22	06.07.22	06.07.22

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-008					
Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин N1, N5					
ВОО	-	-	-	-	-
Изм.	Кол.уч.	Лист	N' док.	Подп.	Дата
Разработ.	Аширов				06.07.22
Проверил	Лопатин				06.07.22
Гл.спец.	Дрынкина				06.07.22
Н.контр.	Поликашина				06.07.22
ГИП	Безменов				06.07.22
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
Измерительная установка ИУ-003 на кусте N1. План					



Инв. N подл.	Подр. и дата	Взам. инв. N	Согласовано
Бочуркин	Шильгина Суарева	Бочуркин	06.07.22 АСУ
СО	Гид	Касаткина Бочуркин	06.07.22 ЭТО
06.07.22	06.07.22	06.07.22	06.07.22



Загвизжа с ручным управлением  
DN50 PN16

БРС DN50 PN16

Загвизжа с ручным управлением  
DN50 PN16

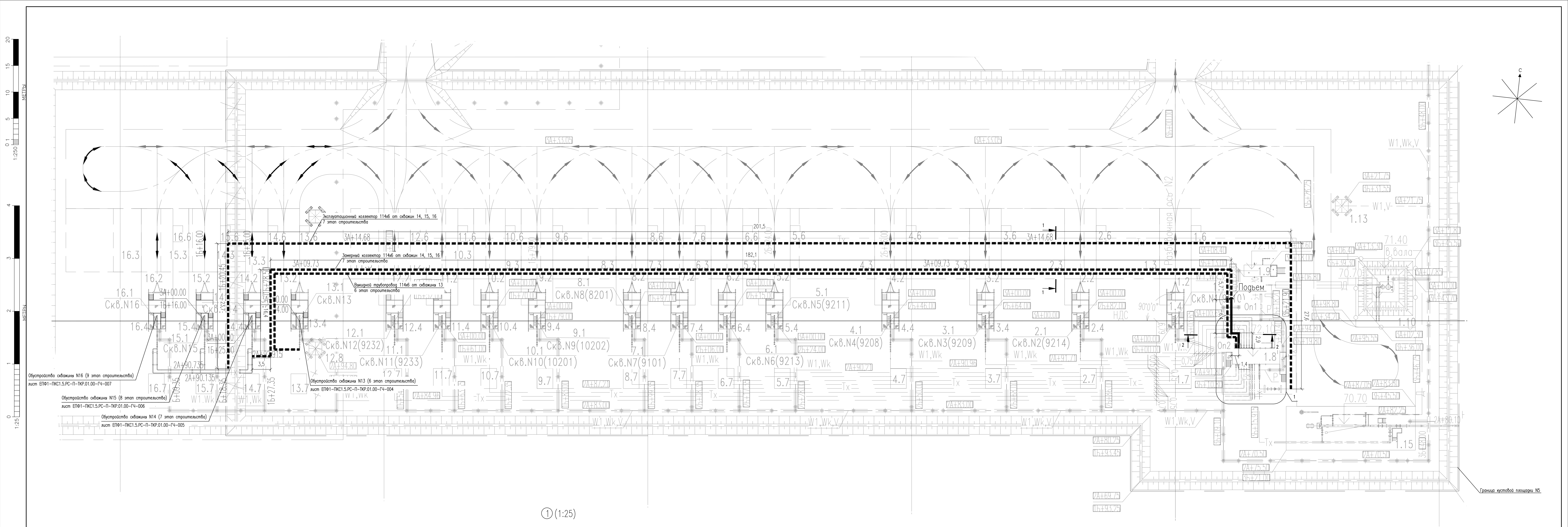
БРС DN50 PN16

- 1 Ø89x6 Дренажный трубопровод от ИУ-003 в дренажную емкость ЕД-003
- 2 Ø57x3,5 Трубопровод для откачки жидкости из ЕД-003 в передвижную емкость
- 3 Ø57x3,5 Трубопровод для подачи пара в емкость дренажную ЕД-003

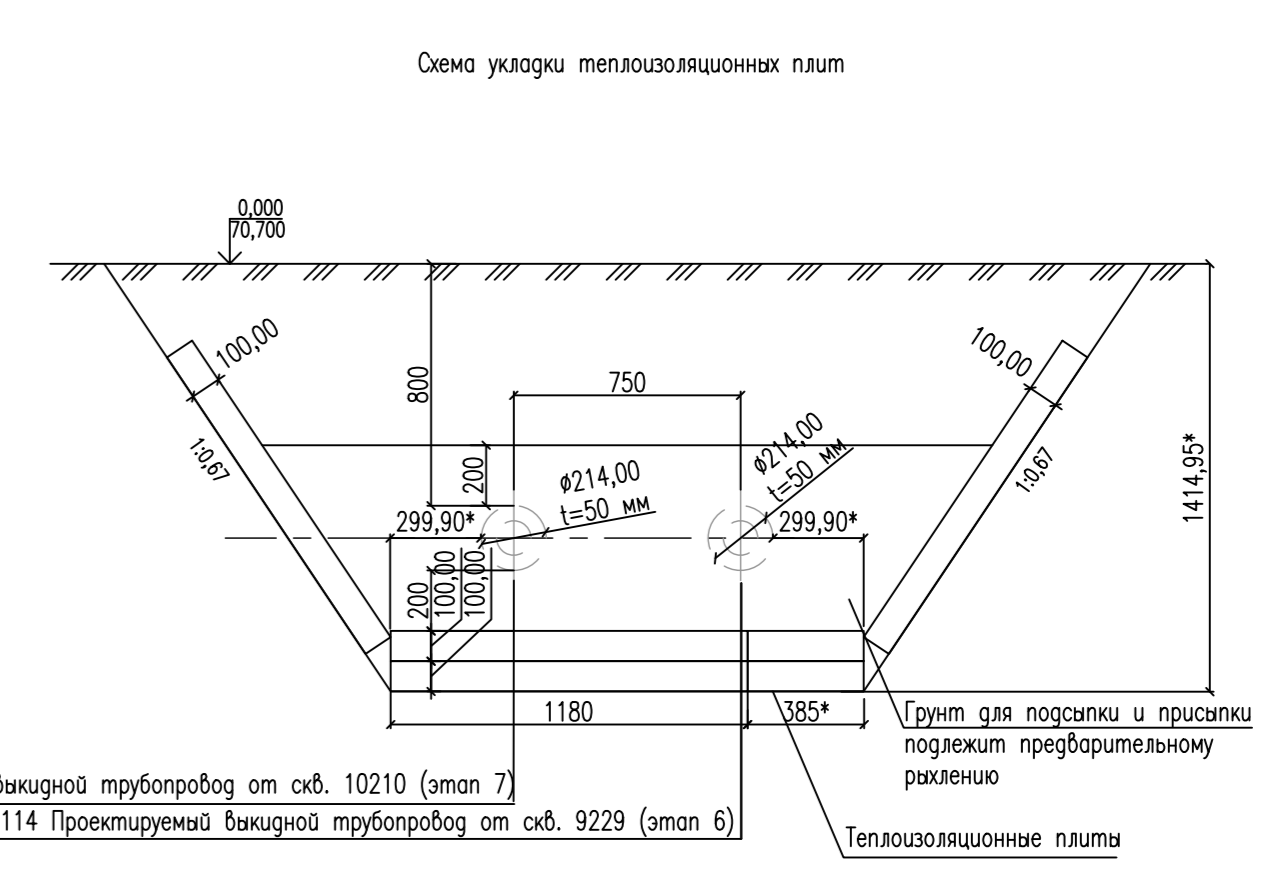
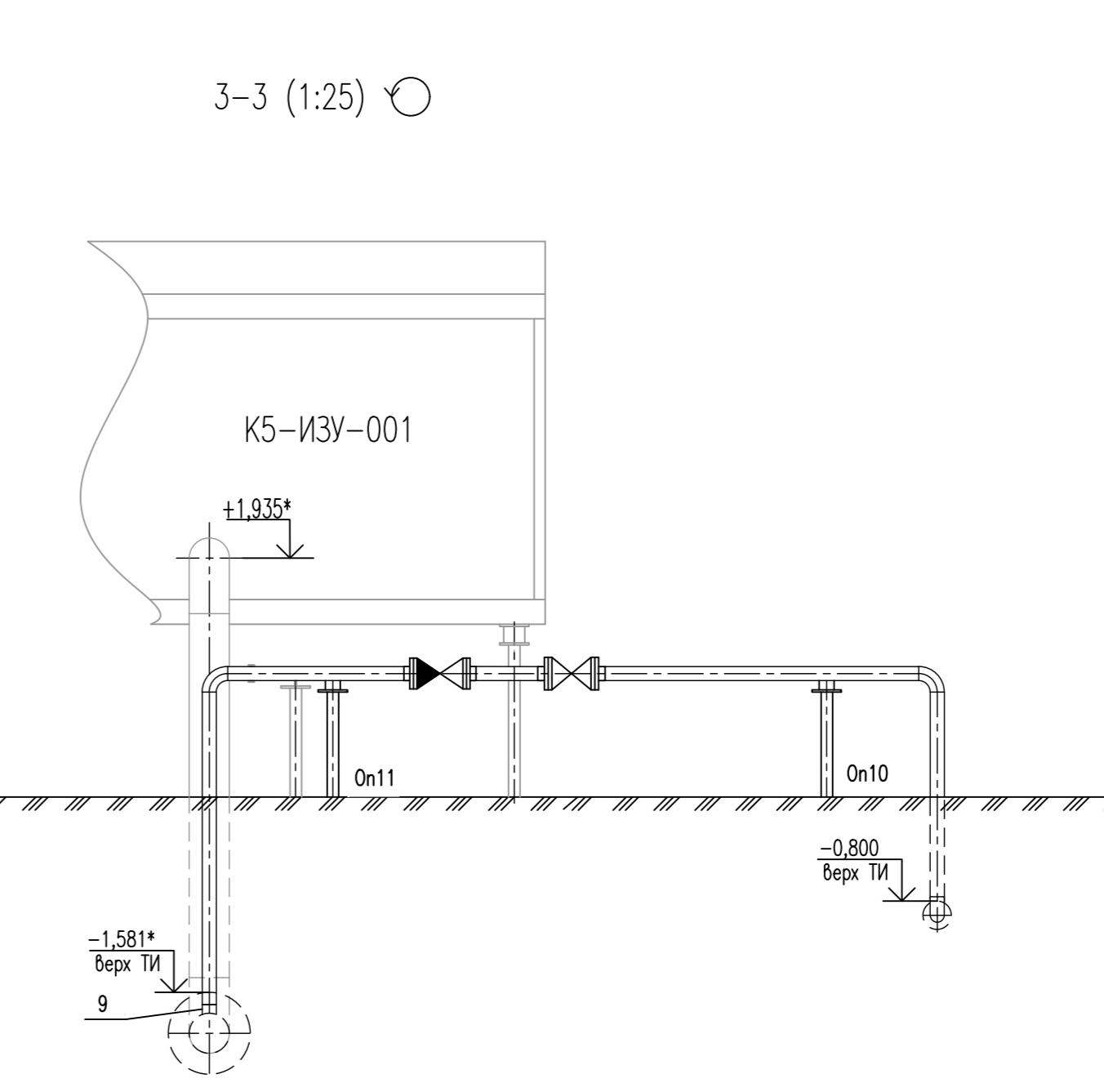
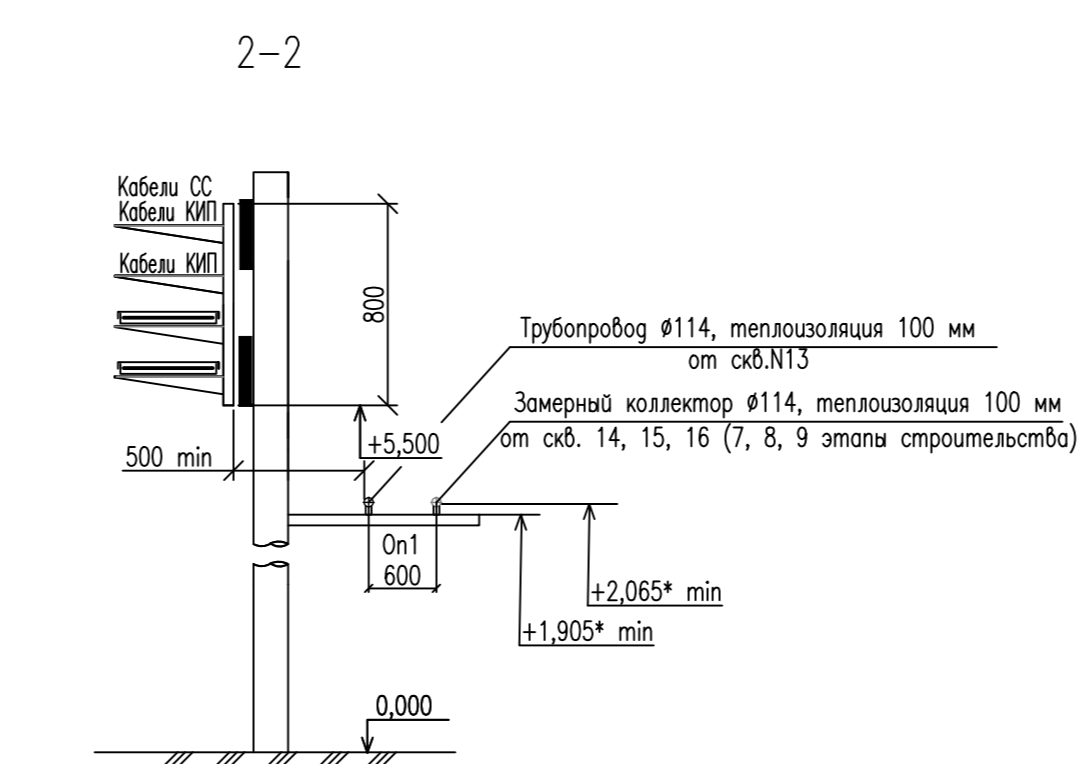
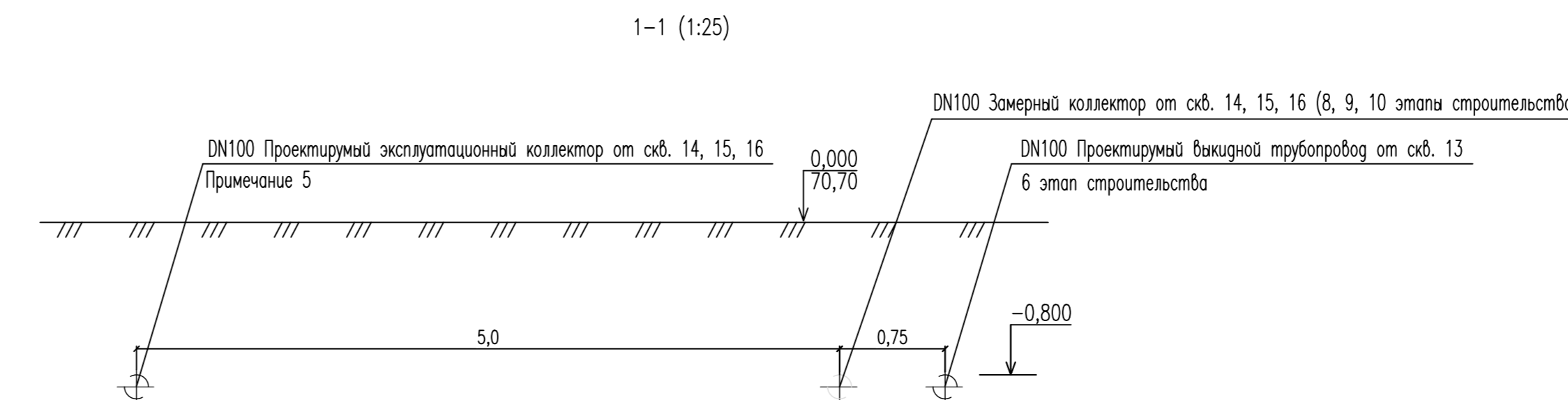
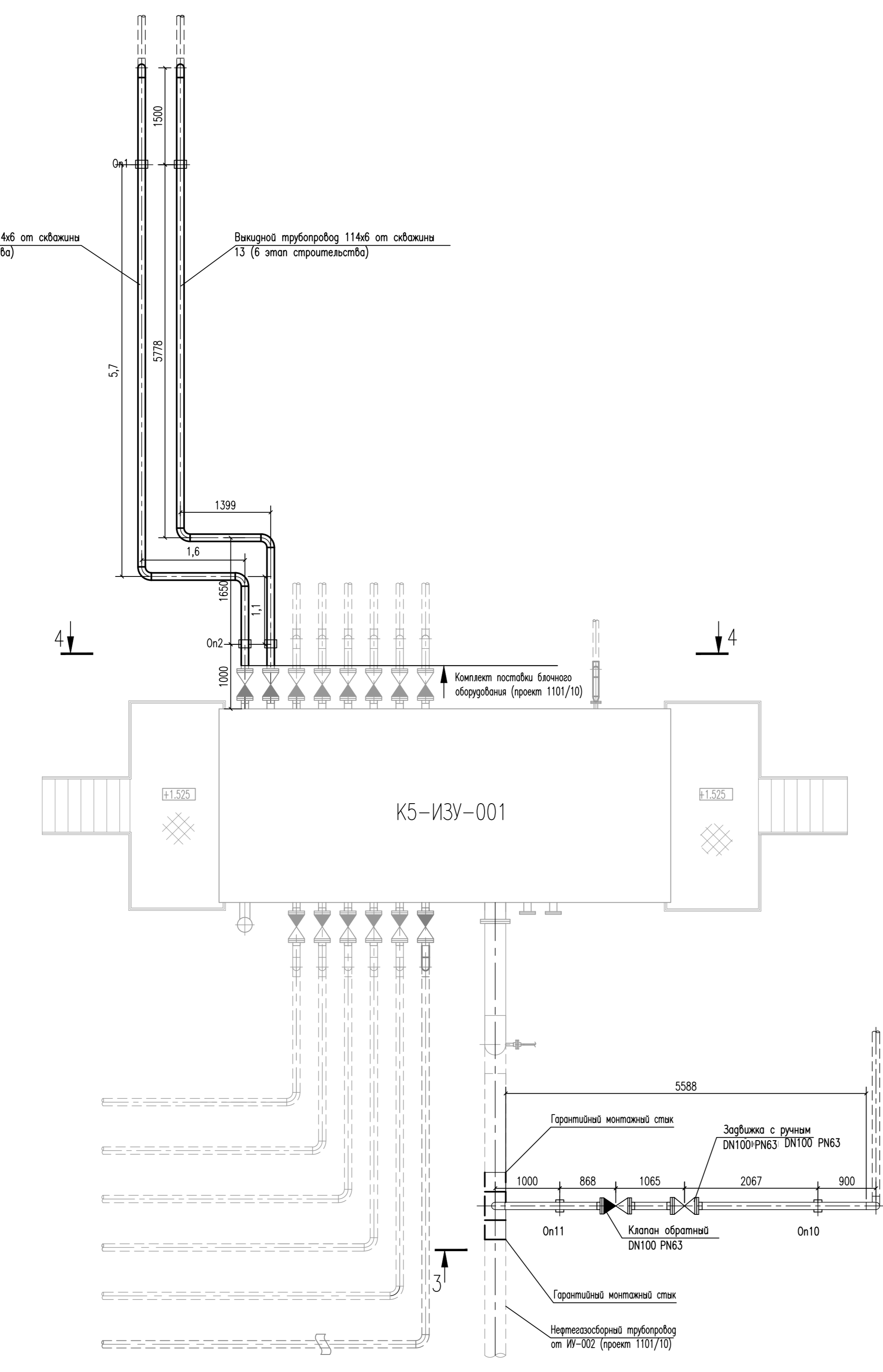
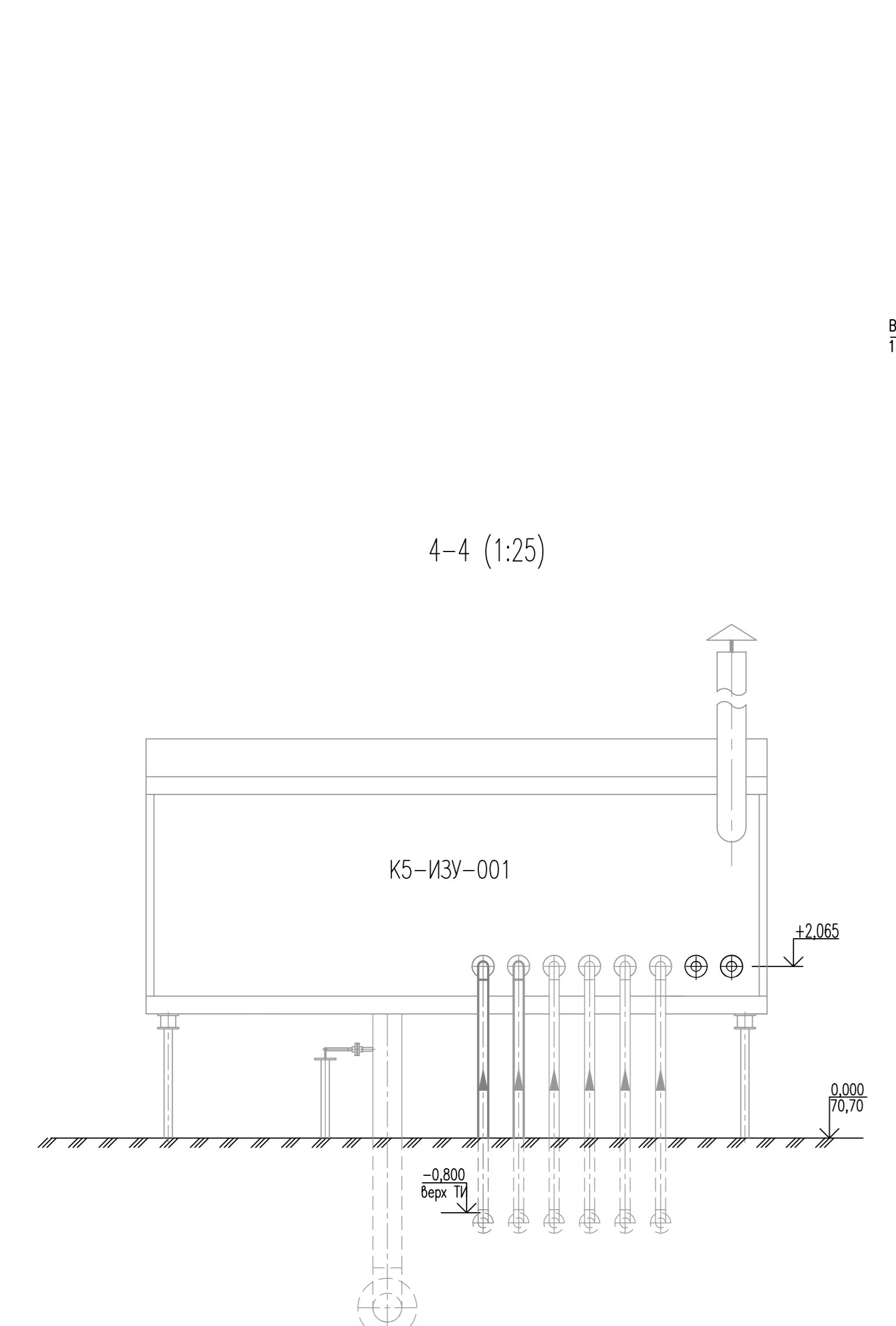
1. Схема технологическая принципиальная обвязки куста скважин N1 приведена на листе ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.
2. Трубопровод на воздушник подлежит теплоизоляции и электрообогреву, все остальные наземные трубопроводы подлежат теплоизоляции.
3. Подземные трубопроводы и соединительные детали поставляются с заводским эпоксидным мастичным покрытием толщиной 350 мкм и заводской теплоизоляцией толщиной 50 мм для диаметра 89 мм.

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-ГЧ-009					
Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин N1, N5					
ВОО	-	-	-	-	-
Изм.	Количество	Лист	№ док.	Погр.	Дата
Разработчик	Аширов				06.07.22
Проверил	Лопатин				06.07.22
Гл.спец.	Дрынкина				06.07.22
Н.контр.	Поликашина				06.07.22
ГИП	Безменов				06.07.22
Емкость подземная дренажная ЕД-003 на кусте N1. План					
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					





① (1:25)



- Основа теплоизоляционная принципиальная схема сблокирована N2 приложена на ЕП01-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-Г4-002.
- Экспликация армий и сооружений см. чертеж ЕП01-ПКС1.5.РС-П-ИП0.02.01-Г4-007.
- Основными линиями показаны проектируемые сооружения инженерных сетей. Тонкими линиями показана существующая застройка.
- Размеры и высотные отметки уточняются при монтаже.
- Подземные трубопроводы и соединительные детали теплоизоляции толщиной 50 мм для диаметра 114 мм.
- Наземные участки трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции и электрооборудованию.
- Обратные заслонки должны быть нержавеющими, неперфорированными, неуплотненными, нержавеющим, малым диаметром без крупных твердых включений размером 5 мм и более.
- Для обеспечения прохода на площадке под ремонтный арест укладывается плита ПИД-14 АИВ. Габариты 600x200x140 мм. Количество плит на одной площадке под ремонтный арест - 9 шт.

ЕП01-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-Г4-011			
Обустройство Пасиболовского месторождения.			
Расширение кустов скважин N1, N5			
Изм.	Кол. изм.	Лист	Дата
1	1	1	06.07.21
2	1	1	06.07.21
3	1	1	06.07.21
4	1	1	06.07.21
5	1	1	06.07.21
6	1	1	06.07.21
7	1	1	06.07.21
8	1	1	06.07.21
9	1	1	06.07.21
10	1	1	06.07.21
11	1	1	06.07.21
12	1	1	06.07.21
13	1	1	06.07.21
14	1	1	06.07.21
15	1	1	06.07.21
16	1	1	06.07.21
17	1	1	06.07.21
18	1	1	06.07.21
19	1	1	06.07.21
20	1	1	06.07.21
21	1	1	06.07.21
22	1	1	06.07.21
23	1	1	06.07.21
24	1	1	06.07.21
25	1	1	06.07.21
26	1	1	06.07.21
27	1	1	06.07.21
28	1	1	06.07.21
29	1	1	06.07.21
30	1	1	06.07.21
31	1	1	06.07.21
32	1	1	06.07.21
33	1	1	06.07.21
34	1	1	06.07.21
35	1	1	06.07.21
36	1	1	06.07.21
37	1	1	06.07.21
38	1	1	06.07.21
39	1	1	06.07.21
40	1	1	06.07.21
41	1	1	06.07.21
42	1	1	06.07.21
43	1	1	06.07.21
44	1	1	06.07.21
45	1	1	06.07.21
46	1	1	06.07.21
47	1	1	06.07.21
48	1	1	06.07.21
49	1	1	06.07.21
50	1	1	06.07.21
51	1	1	06.07.21
52	1	1	06.07.21
53	1	1	06.07.21
54	1	1	06.07.21
55	1	1	06.07.21
56	1	1	06.07.21
57	1	1	06.07.21
58	1	1	06.07.21
59	1	1	06.07.21
60	1	1	06.07.21
61	1	1	06.07.21
62	1	1	06.07.21
63	1	1	06.07.21
64	1	1	06.07.21
65	1	1	06.07.21
66	1	1	06.07.21
67	1	1	06.07.21
68	1	1	06.07.21
69	1	1	06.07.21
70	1	1	06.07.21
71	1	1	06.07.21
72	1	1	06.07.21
73	1	1	06.07.21
74	1	1	06.07.21
75	1	1	06.07.21
76	1	1	06.07.21
77	1	1	06.07.21
78	1	1	06.07.21
79	1	1	06.07.21
80	1	1	06.07.21
81	1	1	06.07.21
82	1	1	06.07.21
83	1	1	06.07.21
84	1	1	06.07.21
85	1	1	06.07.21
86	1	1	06.07.21
87	1	1	06.07.21
88	1	1	06.07.21
89	1	1	06.07.21
90	1	1	06.07.21
91	1	1	06.07.21
92	1	1	06.07.21
93	1	1	06.07.21
94	1	1	06.07.21
95	1	1	06.07.21
96	1	1	06.07.21
97	1	1	06.07.21
98	1	1	06.07.21
99	1	1	06.07.21
100	1	1	06.07.21




## Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин

Согласовано	
Согласовано	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						<b>ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ТКР.01.00-РР-001</b>			
						Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5			
	В00	-	-	-	-				
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
	Разраб.	Баюшева		<i>Баюшева</i>	01.07.22		Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Сафонова		<i>Сафонова</i>	01.07.22		П	1	28
	Гл. спец.	Федотенко		<i>Федотенко</i>	01.07.22				
	Н.контр.	Поликашина		<i>Поликашина</i>	01.07.22	Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин	 <b>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ</b>		
	ГИП	Безменов		<i>Безменов</i>	01.07.22				

**СОДЕРЖАНИЕ**

1 ВВЕДЕНИЕ .....	3
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
3 УСЛОВИЯ РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА .....	3
3.1 КОНСТРУКЦИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН .....	3
3.2 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА .....	5
3.3 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ .....	5
4 РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	6
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА СКВАЖИНА-ГРУНТ .....	6
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ .....	7
5 ПРОГНОЗ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЯ .....	8
5.1 МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ .....	8
5.2 РАСЧЕТ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИН .....	12
6 ВЫВОДЫ.....	23
Приложение А. Список использованных источников.....	24
Приложение Б. Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов для куста скважин №1 .....	25
Приложение В. Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов для куста скважин №5 .....	28

## 1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима грунтов приустьевых зон добывающих скважин кустовых площадок объекта «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5».

## 2 Общие положения

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

Входными параметрами для расчета являются:

- расположение скважин и других объектов 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 №1 и №5 и расстояние между скважинами принимается согласно чертежам тома 3.1 проекта «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5». Расстояние между добывающими скважинами составляет 9 метров.

Конструкция скважин принята с термоизолирующим направлением 530/324. Направление диаметром – 530/324 мм, комплектуется из разборного термоизолирующего направления основания буровых скважин заводского изготовления (термокейс Ø 530/324мм).

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		по стволу	
		от	до	от	до
Направление	530/324	0	100	0	100
Кондуктор	245	0	550	0	552
Эксплуатационная колонна	178	0	1184	0	2561
НКТ	89	0	1186	0	2561

Направление цементируется цементным раствором ПЦТ I-G-CC-2 (плотностью 1860 кг/м<sup>3</sup>). Эксплуатационная колонна заполнена скважинной жидкостью (жидкостью глушения) плотностью 1120 кг/м<sup>3</sup> (пример на рисунке 1).

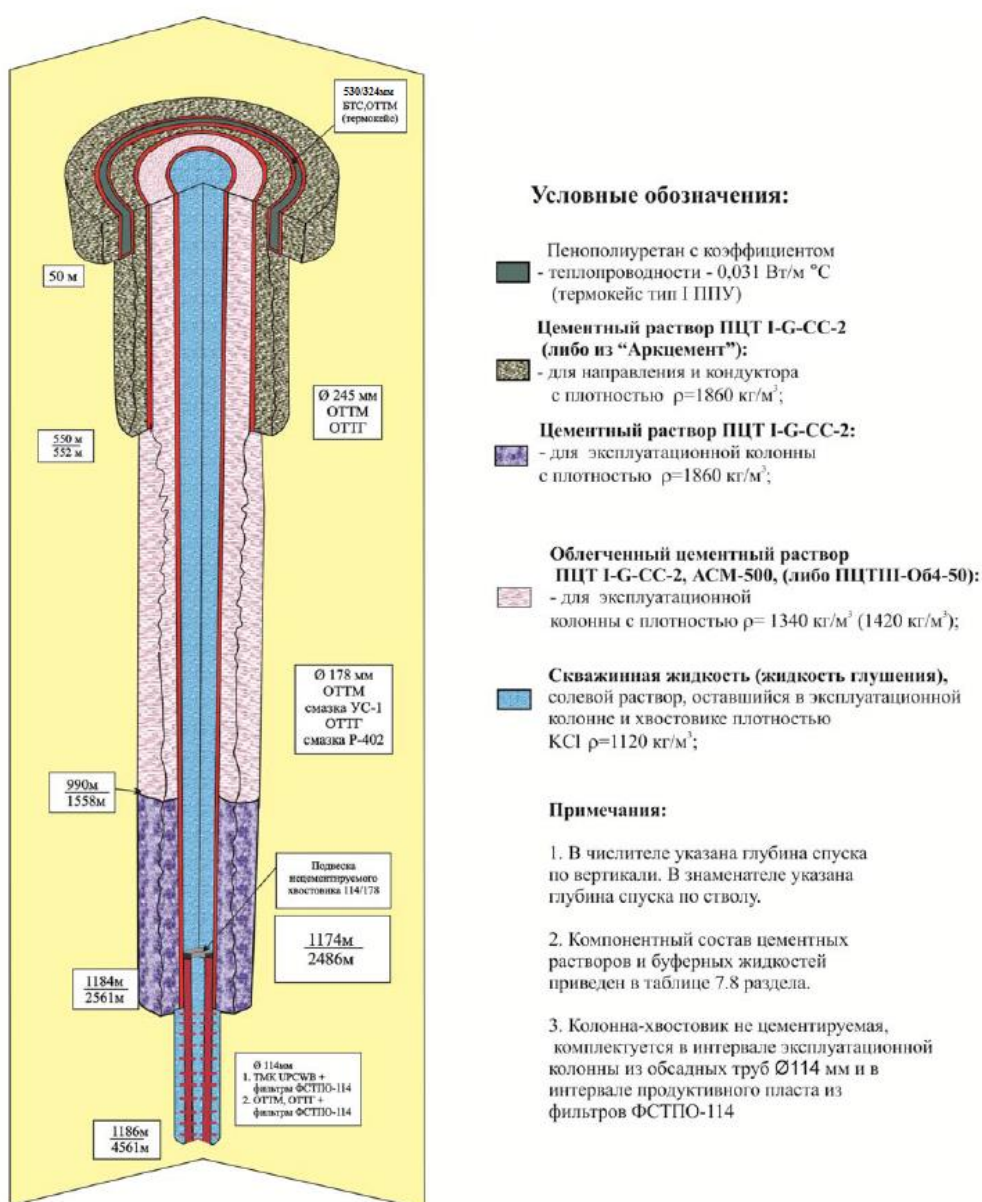


Рисунок 1 – Конструкция скважины

### 3.2 Климатические условия района

Климатические характеристики на кустовой площадке №1 приняты в соответствии с Томом 3 технического отчета 1001/3-ИИ-ИГМИ проекта «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1».

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	-24,6	-25,3	-19,4	-11,0	-3,6	5,8	13,0	10,8	5,2	-5,1	-16,3	-21,6
Высота снежного покрова, см	15,0	15,0	15,0	14,67	7,0	-	-	-	-	6,0	12,33	14,67
Скорость ветра, м/с	6,9	6,1	7,0	6,6	6,6	6,2	5,3	5,4	5,3	6,4	6,2	6,8

Климатические характеристики на кустовой площадке №5 приняты в соответствии с Томом 3 технического отчета 1101/10-ИГМИ проекта «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №5».

Климатические характеристики приведены в таблице 2.

**Таблица 3 - Климатические данные**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °С	-24,6	-25,3	-19,4	-11,0	-3,6	5,8	13,0	10,8	5,2	-5,1	-16,3	-21,6
Высота снежного покрова, см	18,67	21,33	24,33	24,67	12,67	0	0	0	0	4,33	11,0	15,67
Скорость ветра, м/с	5,1	5,0	5,2	5,2	5,4	5,2	5,0	4,7	5,0	5,3	5,1	5,2

### 3.3 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунтов кустовой площадки №1 приняты в соответствии с Томом 2 технического отчета 1001/3-ИИ-ИГИ проекта «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1». Расчетные и нормативные характеристики тепло-физических свойств грунтов представлены в приложении Б.

Параметры для теплофизических характеристик грунтов кустовой площадки №5 приняты в соответствии с Томом 2.1.1 технического отчета 1101/10-ИИ-ИГИ1.1 проекта «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №5». Расчетные и нормативные характеристики тепло-физических свойств грунтов представлены в приложении В.

С целью анализа температурного распределения в ММГ в зоне устья скважин был выделен характерный участок между добывающими скважинами. В качестве расчетного случая для кустовой площадки №1 выбрана геологическая скважина №23-К1, для кустовой площадки №5 – скважина №509. Скважины №23-К1 и №509 характеризуется близостью к

добывающим скважинам на соответствующих площадках и высокими температурами грунтов на глубине нулевых амплитуд.

Начальное распределение температуры в модели приустьевой зоны добывающей скважины кустовой площадки №1 принято на основании результатов замеров температуры грунта в скважине №23-К1 согласно приложению III к техническому отчету о выполненных инженерно-геологических изысканиях проекта 1001/3-ИИ-ИГИ1 проекта «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1».

Начальное распределение температуры в модели приустьевой зоны добывающей скважины кустовой площадки №5 принято на основании результатов замеров температуры грунта в скважине №509 согласно приложению С к техническому отчету о выполненных инженерно-геологических изысканиях проекта 1101/10-ИИ-ИГИ1.1 проекта «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №5».

Результаты замеров температур грунта в расчётных геологических скважинах представлены в таблице 4.

**Таблица 4 – Результаты замеров температуры грунта**

№ скв	Глубина замера, м																				
	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10	12	14	16	17	18
23-К1	-9,6	0	0	-0,1	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-
509	-	-1,1	-2,6	-2,3	-2,2	-2,1	-2,1	-2,1	-1,9	-1,5	-1,2	-0,8	-0,8	-0,8	-0,9	-1,1	-1,1	-1,5	-1,3	-1,8	-2,2

## 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],

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

$Re = \rho \cdot v \cdot d / \lambda$  – критерий Рейнольдса;

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

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

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

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

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

$d$  – внутренний диаметр трубы, м.

При расчете приустьевой зоны добывающей скважины принято условие, что пространство между НКТ и эксплуатационной колонной во время работы скважин заполнено скважинной жидкостью (солевым раствором).

Параметры, определяемые для расчета теплообмена скважина-грунт, представлены в таблице 5.

**Таблица 5 – Параметры теплообмена скважина-грунт**

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	51,6 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности солевого раствора в затрубном пространстве	0,6 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности цементного раствора	0,93 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности тампонажного раствора	1,3 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности термокейса	0,031 Вт/м °С
Приведённый коэффициент теплоотдачи через стенку скважины	до 0,20 Вт/м <sup>2</sup> °С
Расчетная температура продукта	До +22°С

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

Данные о температуре окружающей среды для кустовой площадки № 1 взяты из Тома 3 технического отчета 1001/3-ИИ-ИГМИ проекта «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1».

Данные о температуре окружающей среды для кустовой площадки № 5 взяты из Тома 3 технического отчета 1101/10-ИГМИ проекта «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №5».

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]:

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

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

Коэффициент теплопроводности снега для зимних месяцев вычисляется в зависимости от плотности снежного покрова по формуле Б.В. Проскуракова 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>.

Результаты расчета коэффициента конвективного теплообмена поверхности грунта с воздухом представлены в таблице 6.

**Таблица 6 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух на кусте №1, Вт/м <sup>2</sup> К	34,11	30,98	34,49	32,94	32,94	31,38	27,76	28,17	27,76	32,16	31,38	33,72
Коэффициент теплообмена грунт-воздух на кусте №5, Вт/м <sup>2</sup> К	26,94	26,53	27,35	27,35	28,17	27,35	26,53	25,85	26,53	27,76	26,94	27,35

Расчетные коэффициенты конвективного теплообмена  $\alpha$  уточняются в ходе расчетной процедуры. Уточнение ведется путем ступенчатого изменения коэффициентов теплообмена на некоторую величину (0,1 Вт/м<sup>2</sup>·К) с целью обеспечения сходимости расчетной температуры на глубине нулевых амплитуд (принята равной 10 метрам) 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).

## 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;
- тепловое воздействие от устьев добывающих скважин;
- тепловое воздействие от выкидных трубопроводов;
- тепловое воздействие от сезонных охлаждающих устройств (СОУ) в районе устьев скважин;
- расчетный период 20 лет.
- изменение среднегодовой температуры по сценарию изменения климата Федеральной службой по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (РосГидроМет) – увеличение на 0,5 °С каждое десятилетие (0,05 °С/год).

Тип, параметры и место положения СОУ в районе устьев скважин представлены в томе 4.4.5 «Температурная стабилизация грунтов». Тип, параметры и место положения выкидных трубопроводов представлены в томе 3.1 «Куст скважин».

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;

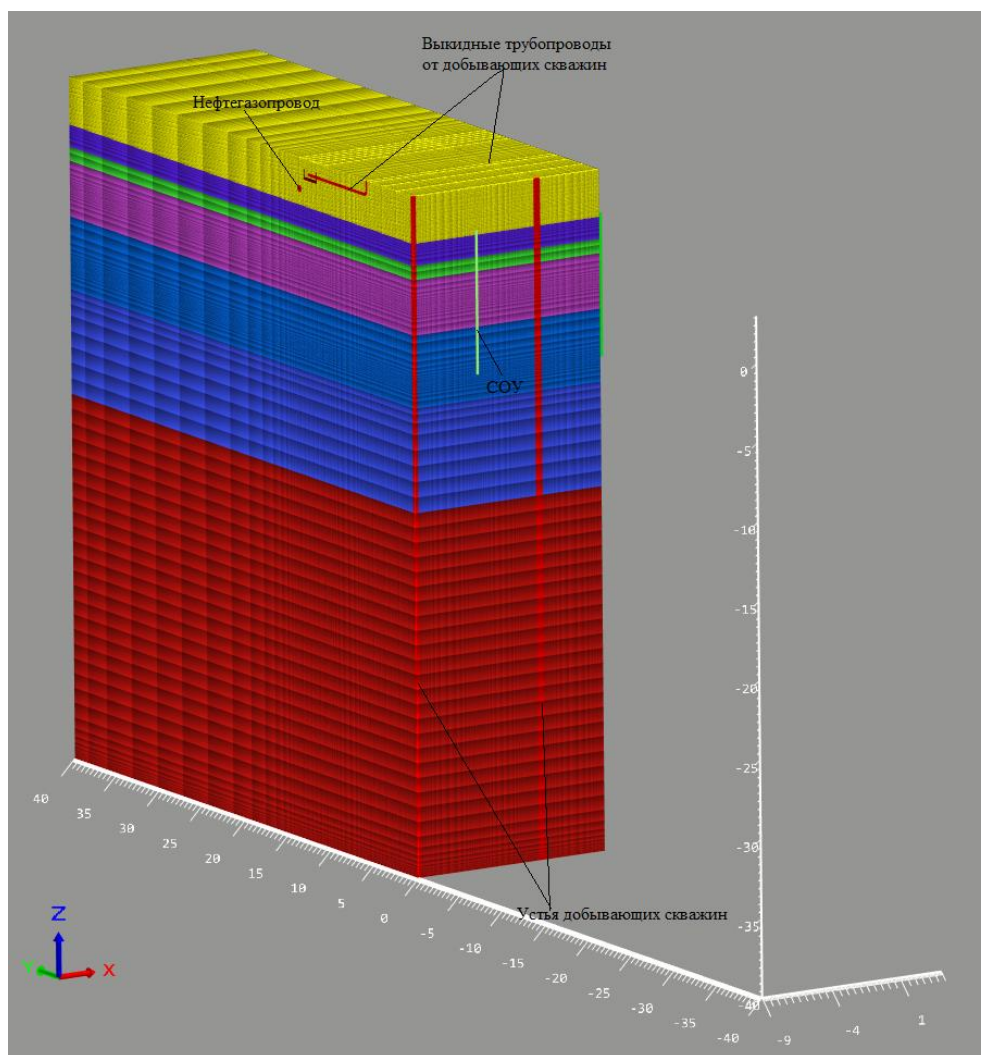
$u$  – вектор скорости фильтрации грунтовых вод, м/с.

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.

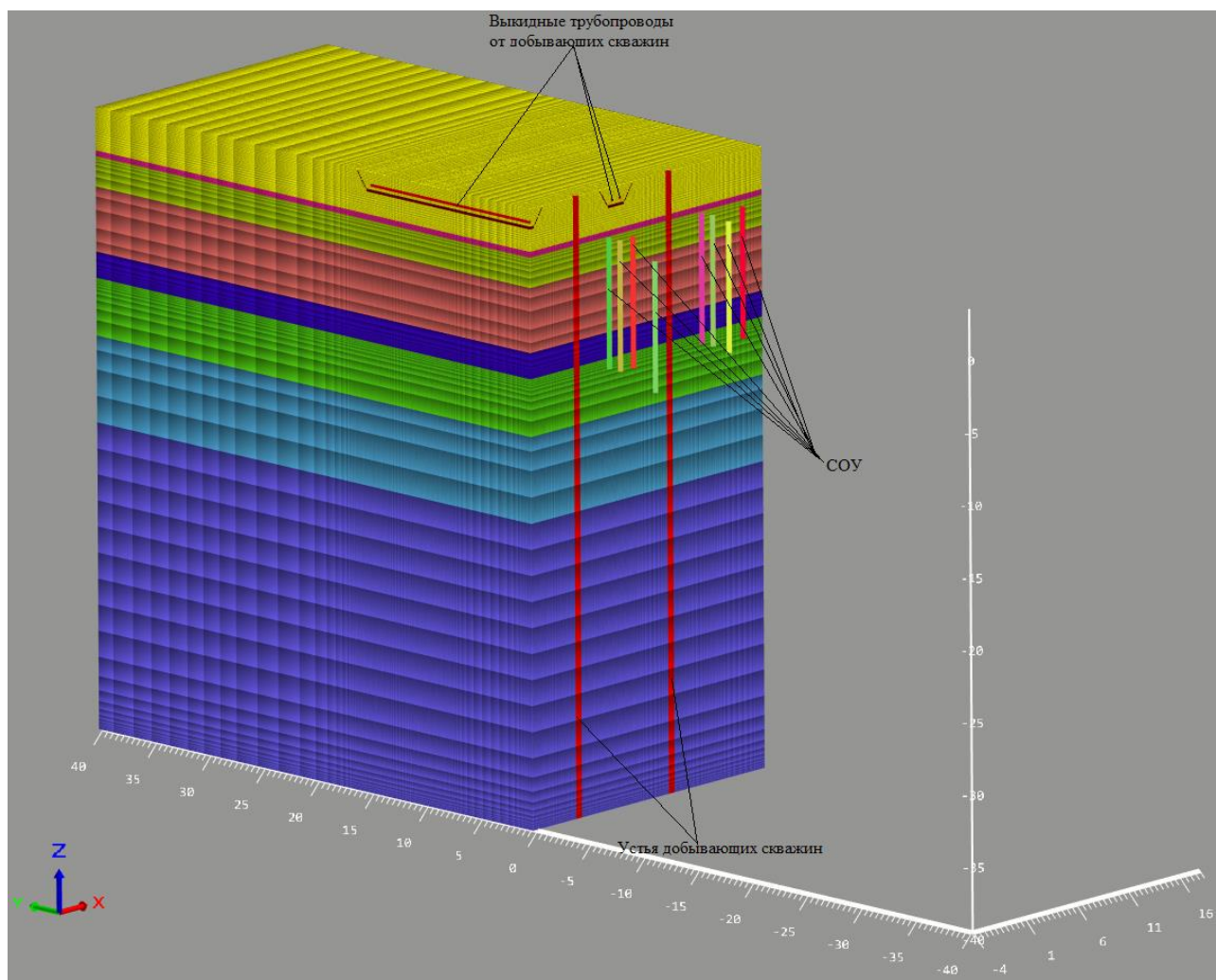
Выходными расчетными параметрами являются данные о тепловом распределении, по которым можно определить радиус растепления грунта в окрестности скважин на весь срок эксплуатации скважины. Данные о температурном поле позволяют сделать вывод о возможности эксплуатации скважины с представленной в исходных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

Расчетные сетки моделей представлены на рисунках 2 и 3.



**Рисунок 2 – Конечно-разностная модель расчетной области приустьевой зоны добывающей скважины кустовой площадки №1**

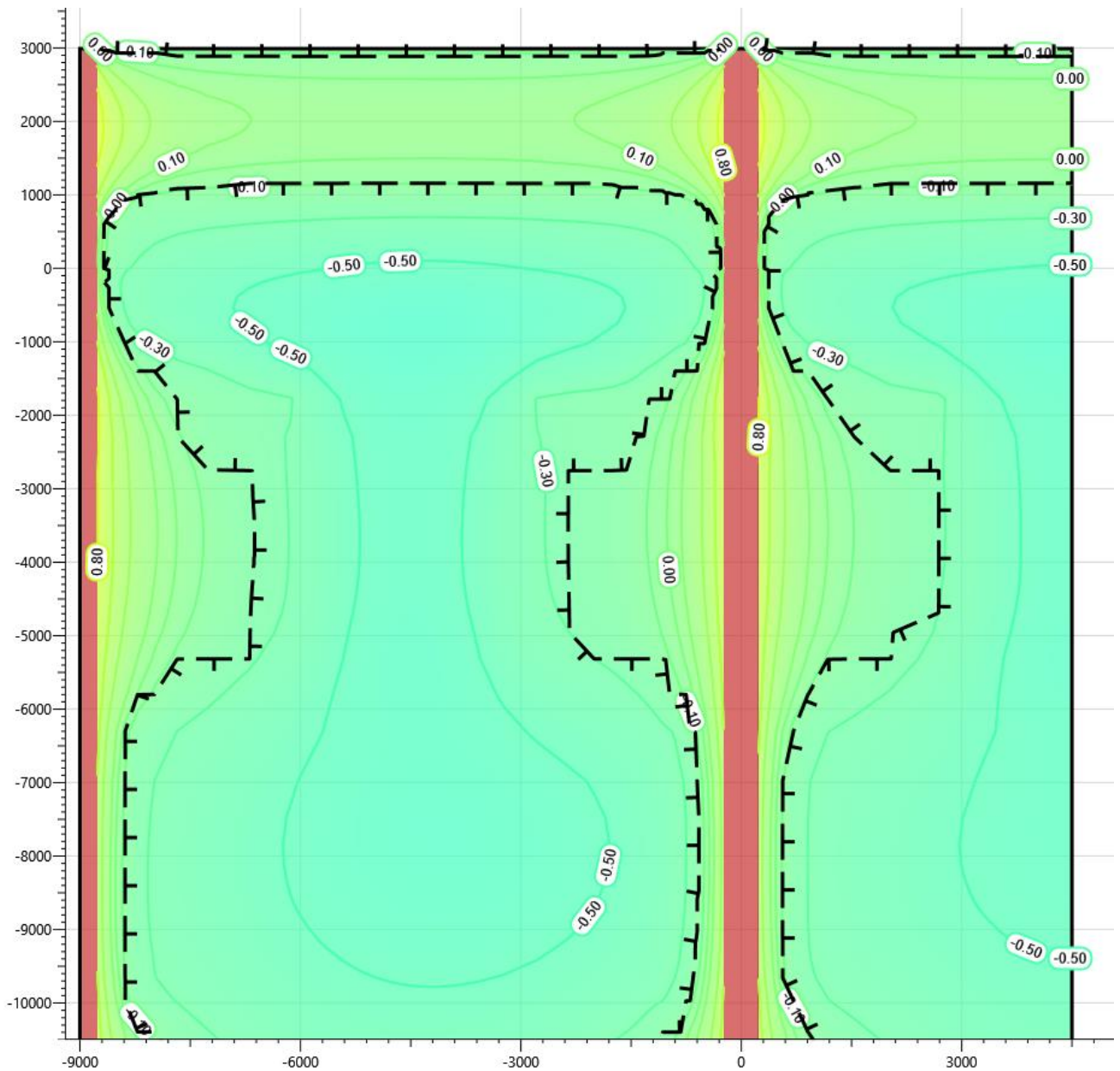


**Рисунок 3 – Конечно-разностная модель расчетной области приустьевой зоны добывающей скважины кустовой площадки №5**

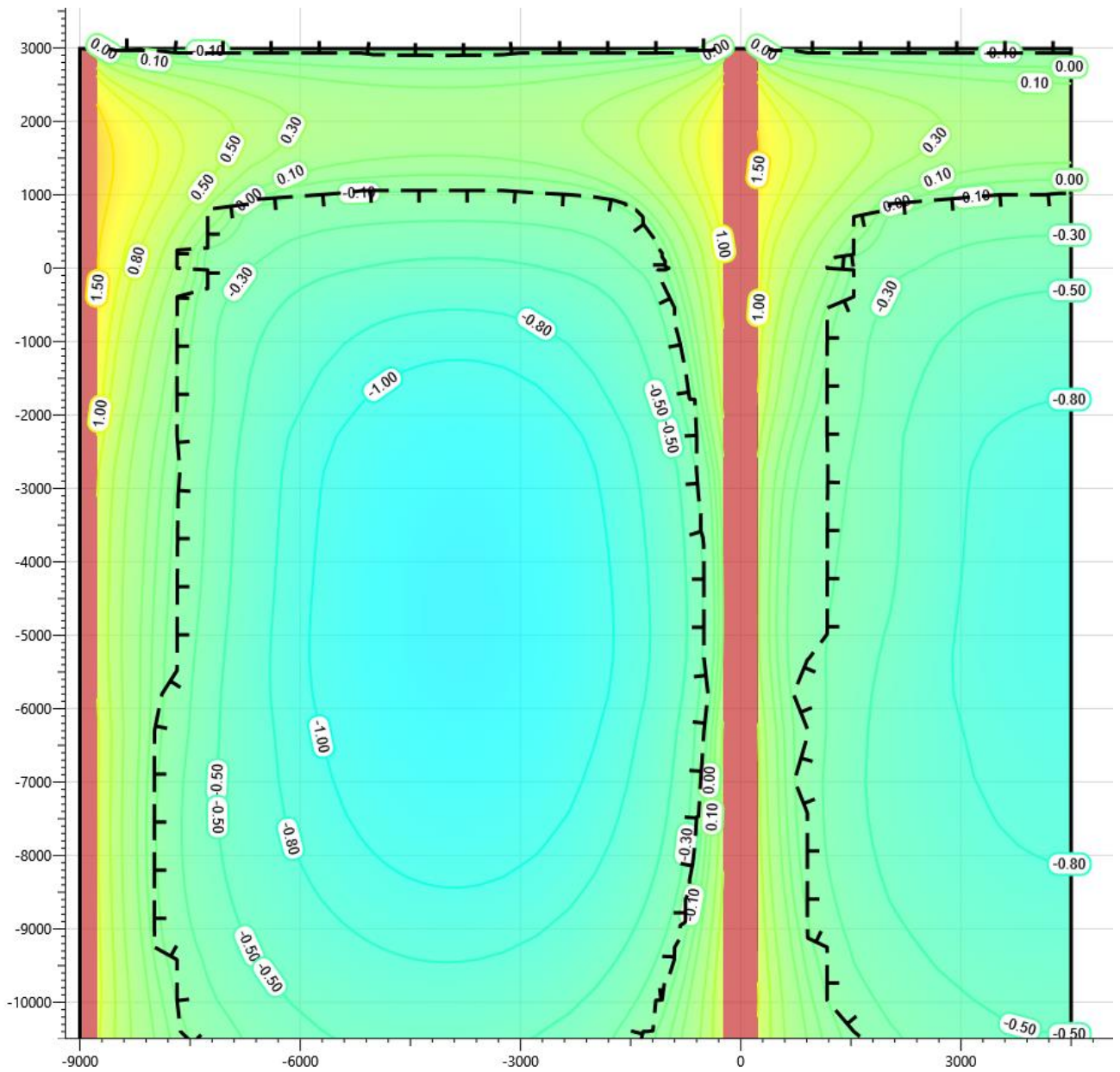
### **5.2 Расчет теплового поля в окрестности скважин**

Решение задачи проводилось в нестационарной постановке. По результатам были получены температурные поля в самый теплый месяц года в течение всего срока эксплуатации скважины.

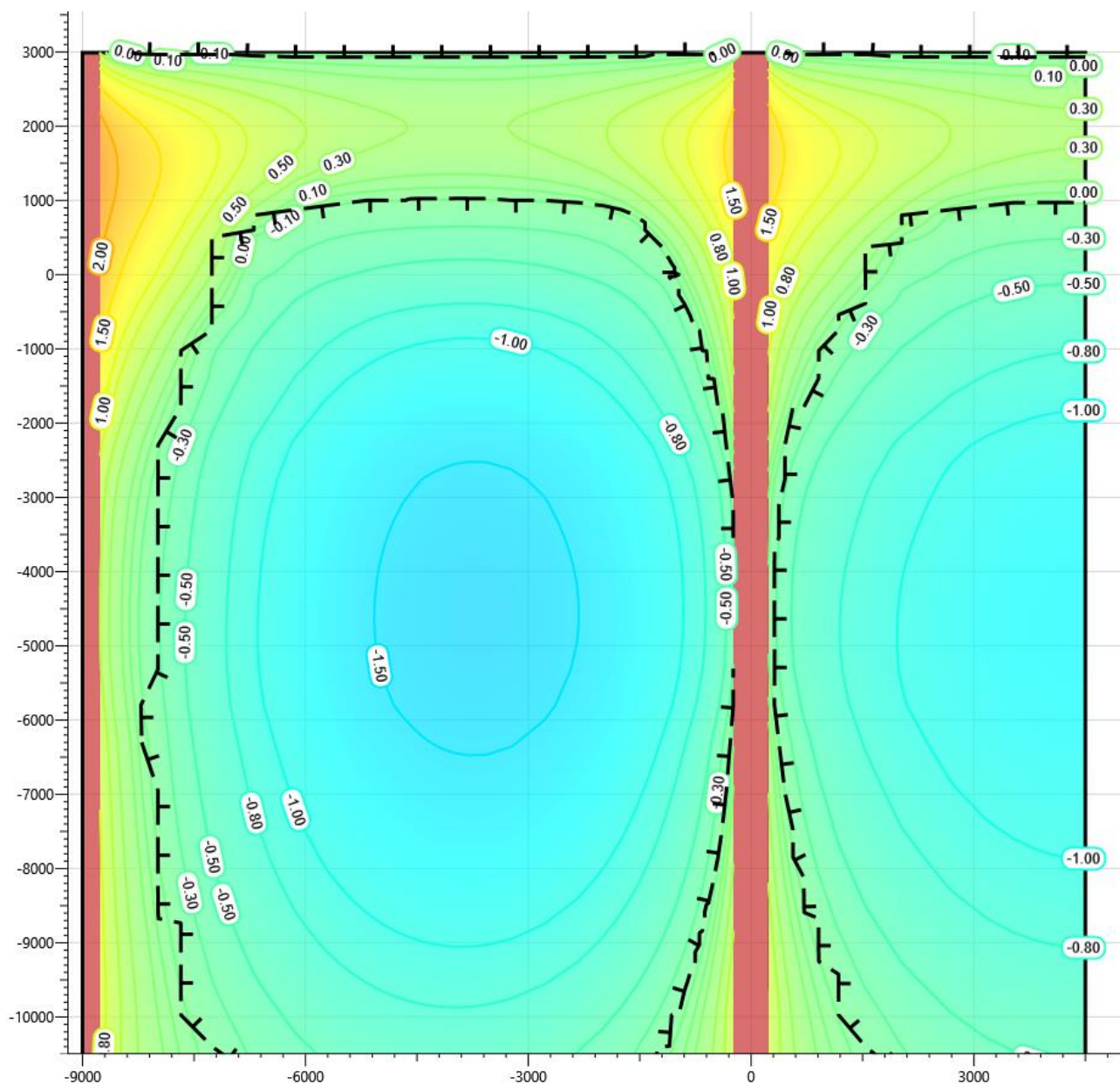
Полученные температурные распределения представлены на рисунках 4...13.



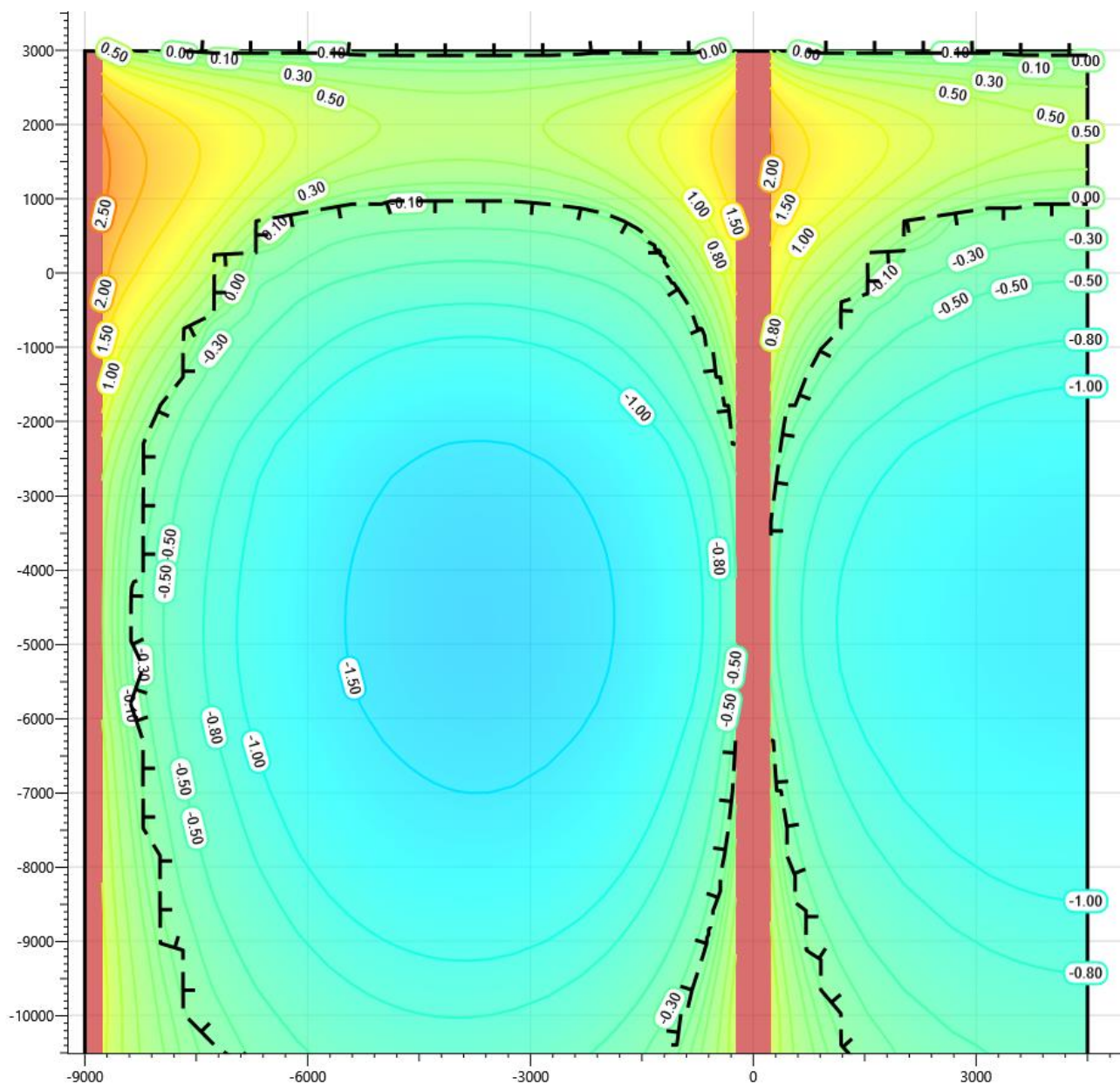
**Рисунок 4 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №1 на первый год эксплуатации**



**Рисунок 5 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №1 на пятый год эксплуатации**

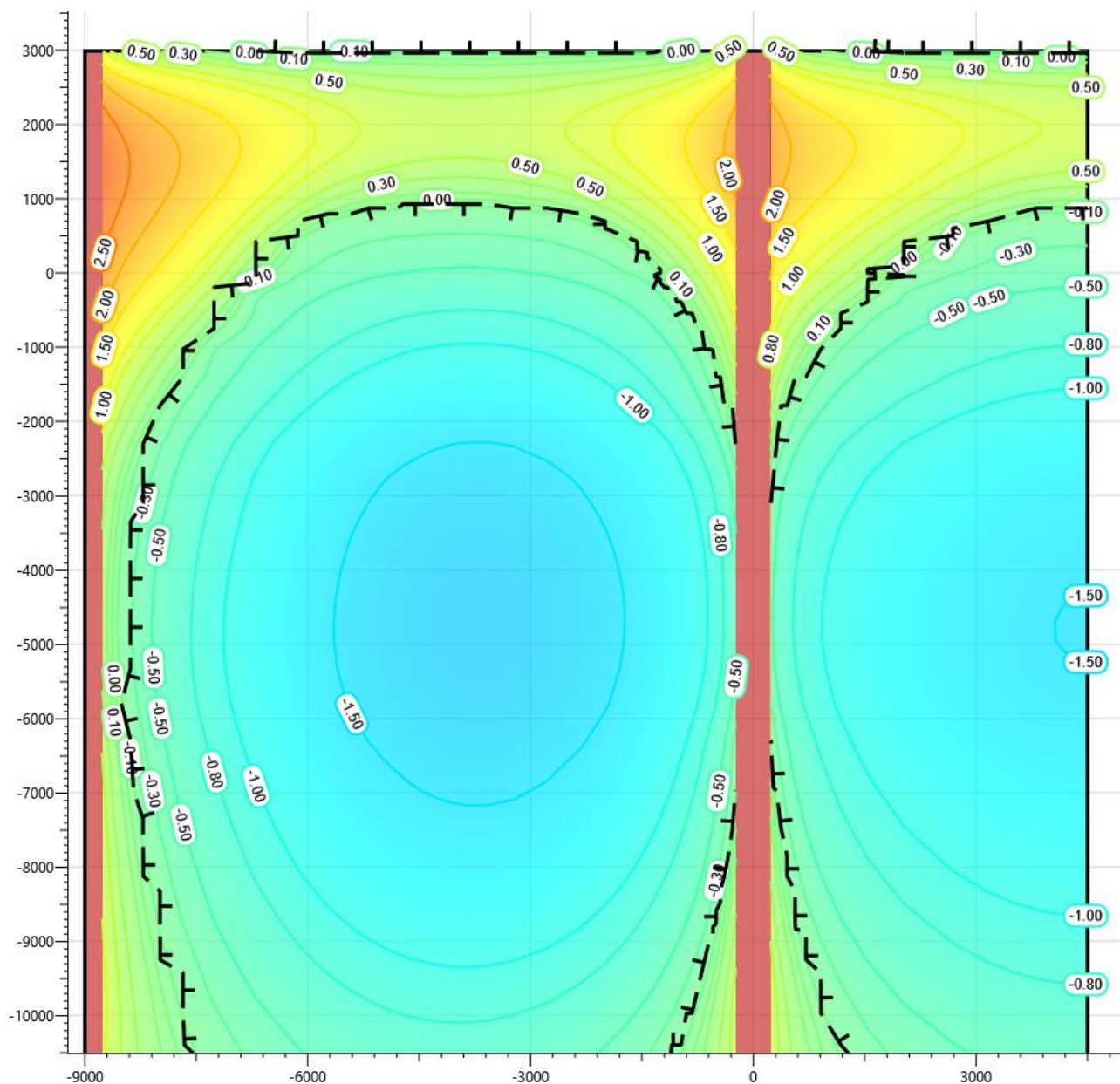


**Рисунок 6 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №1 на десятый год эксплуатации**

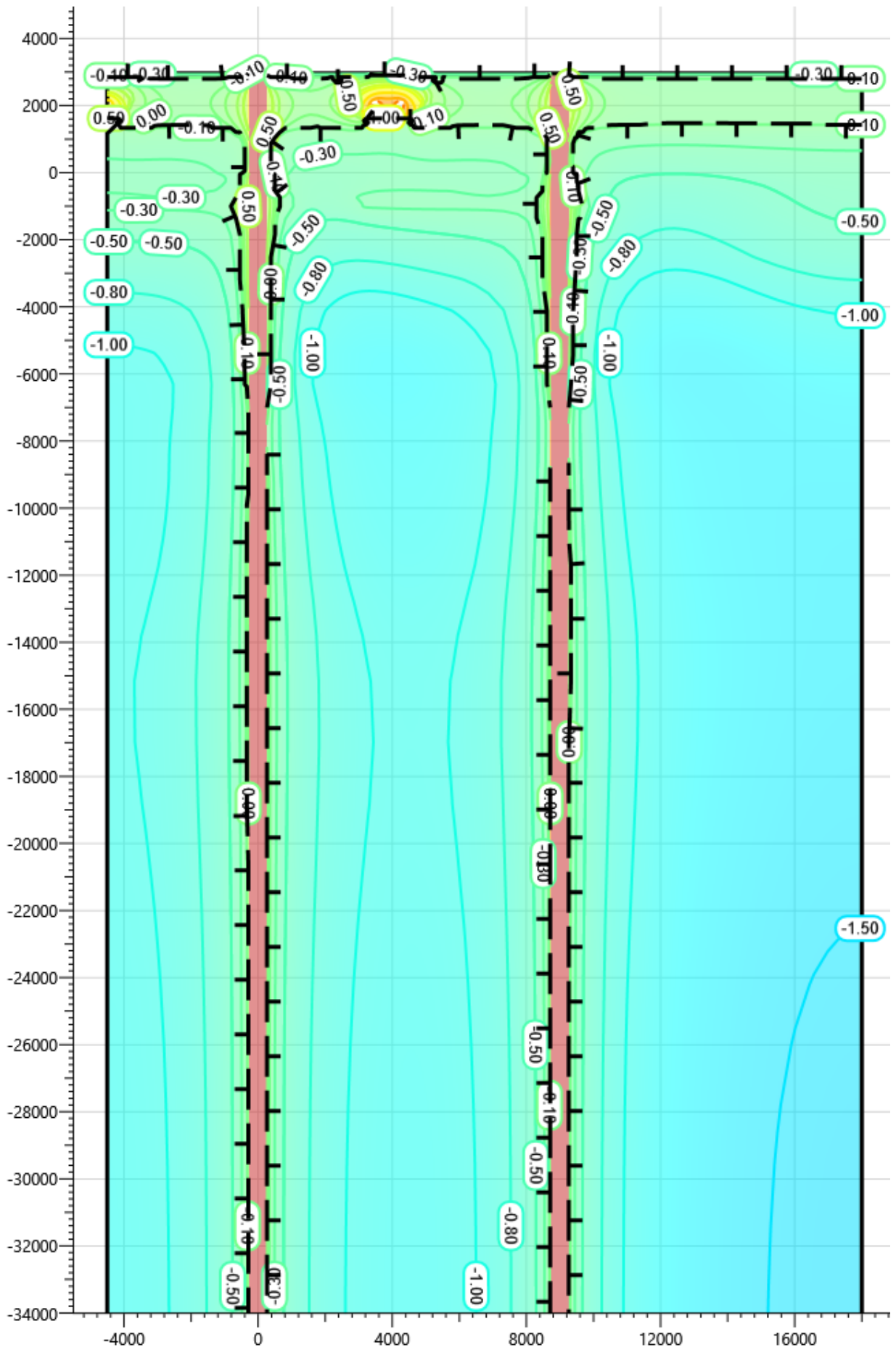


**Рисунок 7 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №1 на пятнадцатый год эксплуатации**

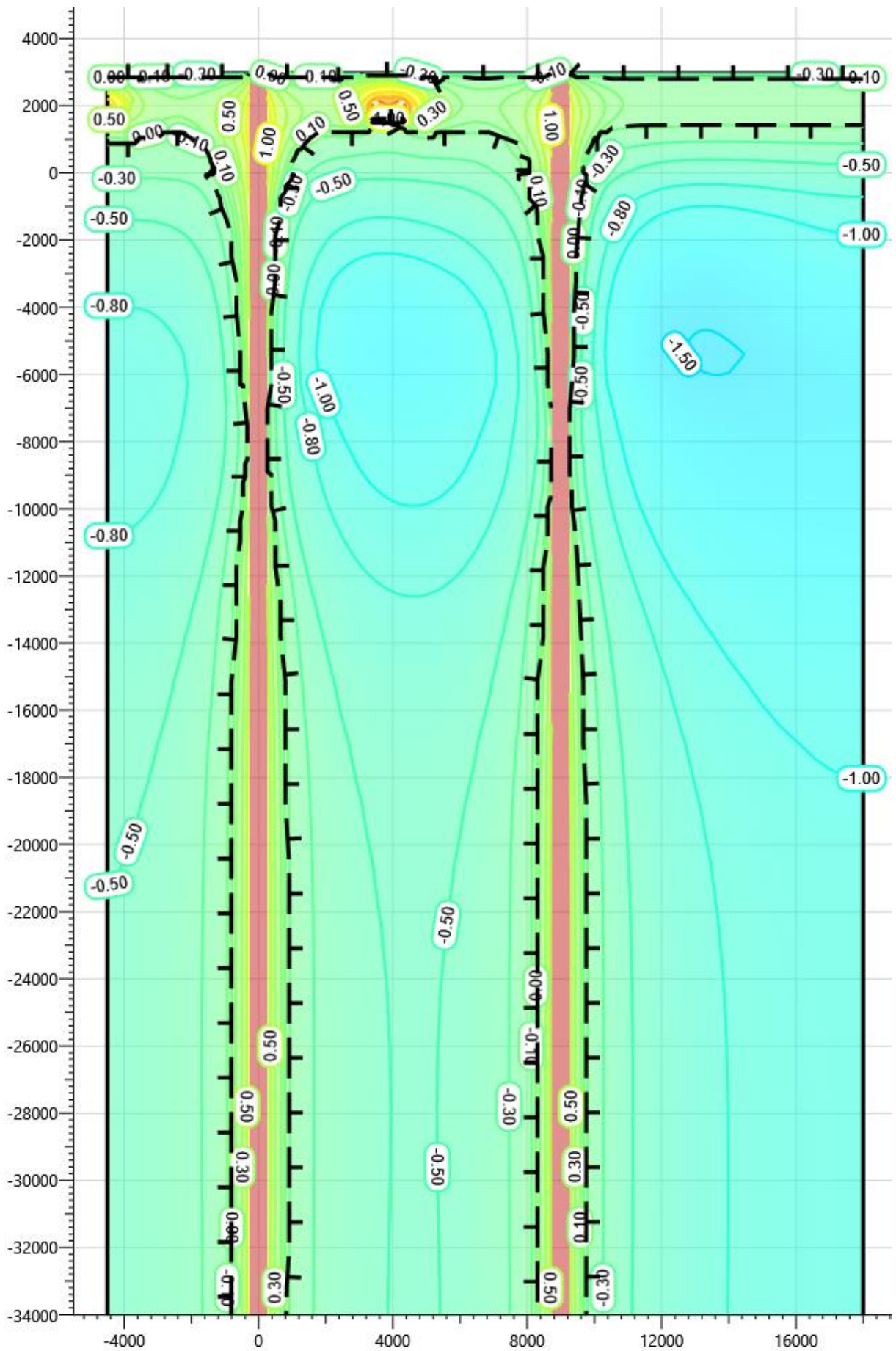




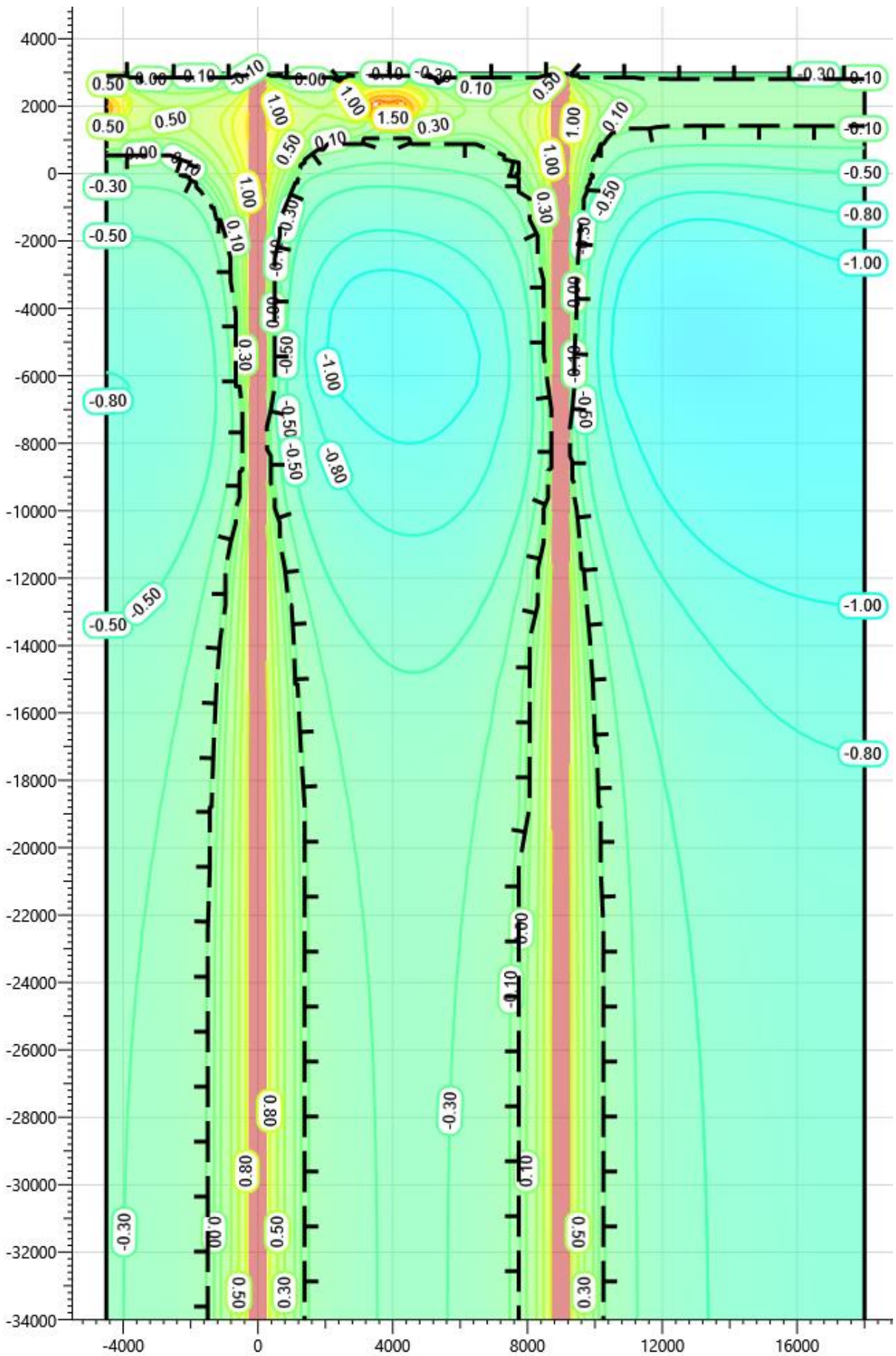
**Рисунок 8 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №1 на двадцатый год эксплуатации**



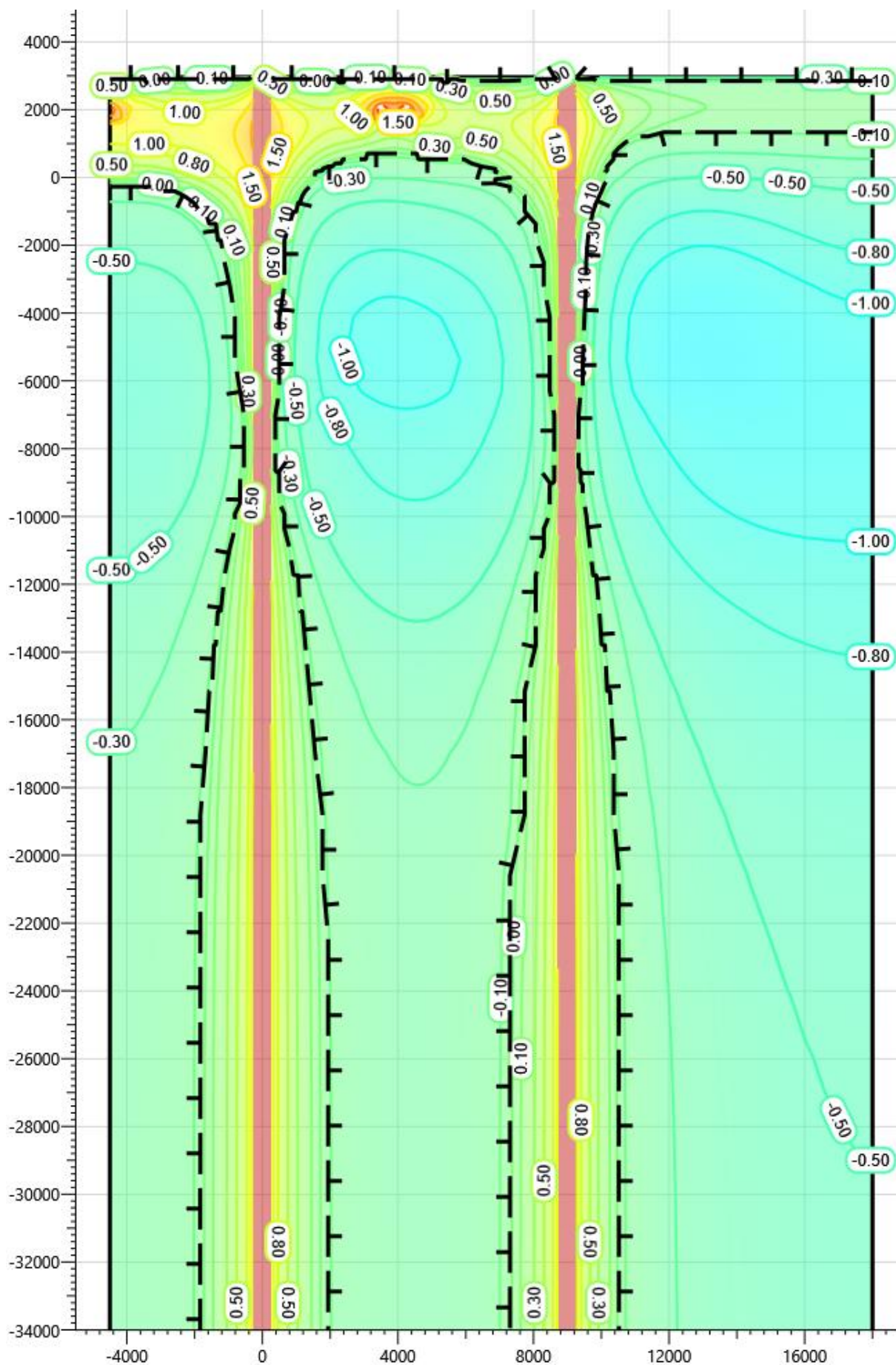
**Рисунок 9 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №5 на первый год эксплуатации**



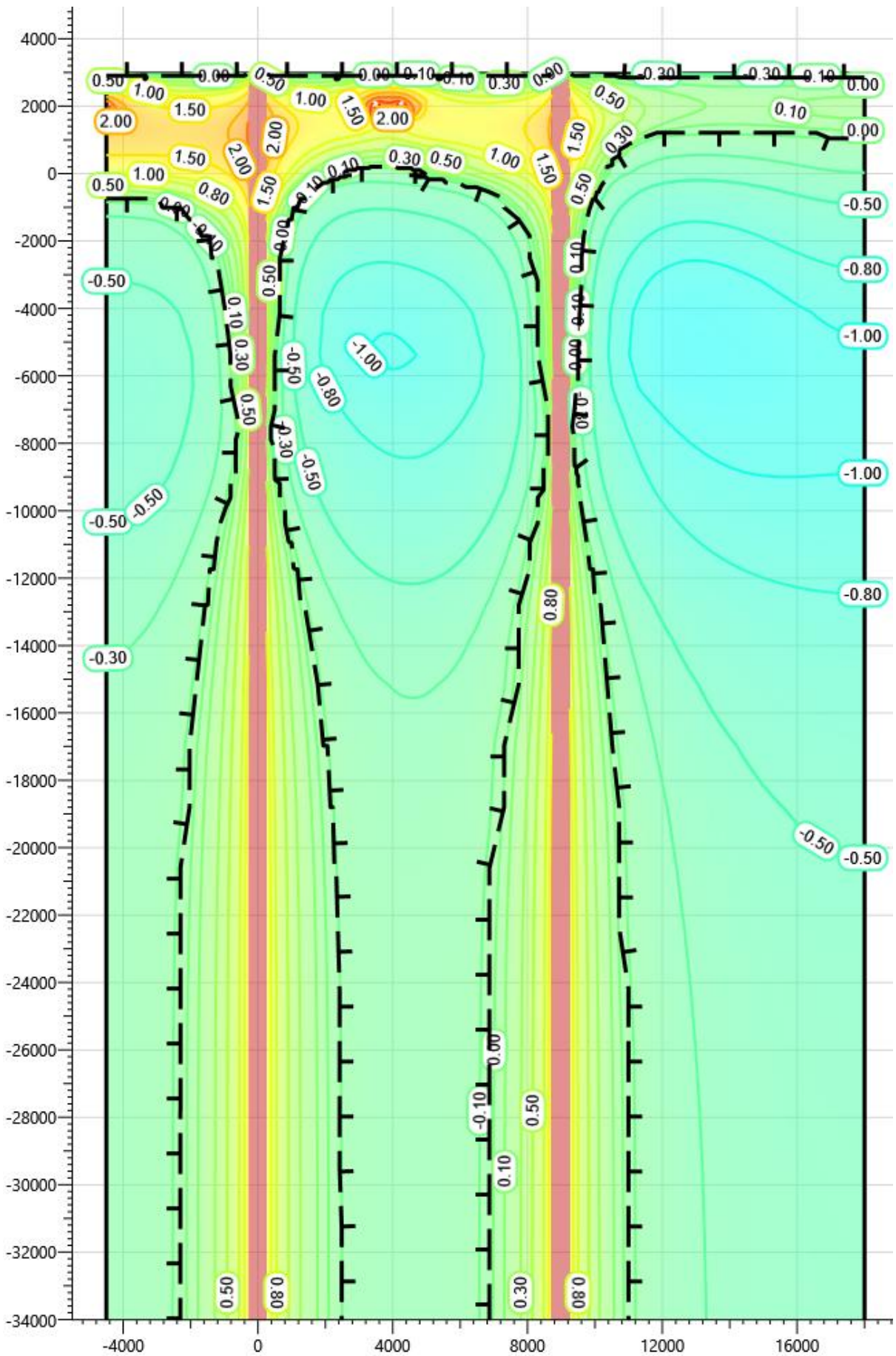
**Рисунок 10 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №5 на пятый год эксплуатации**



**Рисунок 11 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №5 на десятый год эксплуатации**



**Рисунок 12 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №5 на пятнадцатый год эксплуатации**



**Рисунок 13 – Температурное распределение между скважинами на кустовой площадке №5 на двадцатый год эксплуатации**

Результаты нестационарного теплового расчета системы в виде максимальных радиусов растепления грунтов в зависимости от года эксплуатации представлены в таблице 7.

**Таблица 7 – Максимальный радиус растепления грунтов в приустьевой зоне скважин**

Кустовая площадка	Год эксплуатации / Радиус растепления, м				
	1	5	10	15	20
№1	2,690	1,740	1,740	1,740	2,304
№5	0,652	0,912	1,387	1,939	2,423

Радиус оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев скважин на кустовых площадках с применением термоизолирующего направления не превышает 3,0 м (при расстоянии между скважинами не менее 9 метров).

## 6 Выводы

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин в течении эксплуатации радиус оттаивания ММГ не превышает половину расстояния между устьями соседних скважин. Эксплуатация скважин, при принятом расстоянии в 9 метров между скважинами возможна и соответствует требованиям пункта 328 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 – подсыпка песком в районе локальных участков осадки насыпи.

## Приложение А

### Список использованных источников

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



## Приложение Б

### Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов для куста скважин №1

**Таблица Б.1 - Нормативные и расчетные значения характеристик физико-механических свойств талых грунтов**

Наименование грунта	№ ИГЭ	Значения характеристик																
		нормативные					расчетные											
		$\gamma_n$ , кН/м <sup>3</sup>	$\varphi_n$ , град	$C_n$ , кПа	Еест. / Езам, МПа	Еп. Ест / Е п. Зам, МПа	при доверительной вероятности 0,85			при доверительной вероятности 0,90			при доверительной вероятности 0,95			при доверительной вероятности 0,98		
$\gamma_I$ , кН/м <sup>3</sup>	$\varphi_I$ , град						$C_I$ , кПа	$\gamma$ , кН/м <sup>3</sup>	$\varphi$ , град	$C$ , кПа	$\gamma_I$ , кН/м <sup>3</sup>	$\varphi_I$ , град	$C_I$ , кПа	$\gamma$ , кН/м <sup>3</sup>	$\varphi$ , град	$C$ , кПа		
Песок пылеватый	1	18,4	28,0	1,8	13,96	13,96	18,3	28,9	1,9	18,3	28,6	1,9	18,2	28,0	1,7	18,1	27,1	1,5
Суглинки текучепластичные	2	19,2	17,0	19,4	3,10	12,71	19,1	16,6	18,4	19,0	-	-	18,9	16,3	17,6	18,8	-	-

Примечание - Корреляционный коэффициент ( $m_k$ ) для модуля деформации  $[E]$ , вычисленный в результате сравнительного анализа лабораторных и полевых испытаний принят равным: для суглинков (ИГЭ-2) – 4,1

**Таблица Б.2 - Нормативные показатели физико-механических свойств мерзлых грунтов**

№ ИГЭ	Плотность, г/см <sup>3</sup>			Влажность, д. е.			Коэф. пористости, мерзлого грунта, $e_f$ , д. е.	Число пластичности, $I_p$ , д. е.	Показатель текучести, $I_L$ , д. е.	Коэффициент водонасыщения, $S_r$ , д. е.	Относительная осадка мерзлого грунта, $\epsilon_{T-m}$ д.е.	Степень засоленности, $D_{sal}$ , %	Льдистость, д. е.		Коэффициент сжимаемости, $m_{th,i}$ , МПа <sup>-1</sup>	Коэффициент оттаивания, $A_{th,i}$ , д.е.	Сопротивление срезу по поверхности смерзания, $R_{af}$ , МПа	Предел прочности на односное сжатие, $C_{eq}$ , МПа
	мерзлого грунта, $\rho_f$	сухого мерзлого грунта, $\rho_{df}$	частиц грунта, $\rho_s$	суммарная, $W_{tot}$	включений видимого льда, $W_i$	незамёрзшей воды, $W_w$							суммарная, $i_{tot}$ .	видимых включений льда, $i_i$				
1М	1,06	0,15	1,66	6,04	3,03	0,000	10,08	-	-	1,054	0,901	-	0,624	0,483	-	-	-	-
2М	1,93	1,42	2,71	0,35	0,15	0,150	0,91	0,11	1,36	1,124	0,232	0,102	0,323	0,221	0,146	0,020	0,142	0,479
3М	1,90	1,53	2,71	0,25	0,07	0,131	0,78	0,11	0,62	0,883	0,130	0,106	0,185	0,123	0,138	0,025	0,144	0,494
4М	1,85	1,45	2,64	0,28	0,01	0,000	0,82	-	-	0,954	0,035	0,108	0,383	0,017	0,085	0,023	0,198	1,139
5М	1,87	1,47	2,64	0,27	0,01	0,000	0,81	-	-	0,969	0,035	0,128	0,442	0,017	0,114	0,009	0,199	1,09
6М	1,92	1,45	2,71	0,33	0,13	0,111	0,87	0,11	1,14	1,073	0,215	0,105	0,344	0,201	0,143	0,022	0,141	0,384

**Таблица Б.3 - Нормативные значения характеристик физических свойств талых грунтов**

№ ИГЭ	Природная влажность, W, доли ед.	Плотность, г/см <sup>3</sup>			Плотность грунта $\rho$ , г/см <sup>3</sup> при доверительной вероятности				Коэффициент пористости, e, доли единиц	Коэффициент водонасыщения, S <sub>к</sub> , доли единиц	Влажность, доли ед.		Число пластичности, I <sub>p</sub> , %	Показатель текучести, I <sub>L</sub> , доли единиц
		сухого грунта, $\rho_d$	частиц грунта, $\rho_s$	грунта, $\rho$	0,85	0,90	0,95	0,98			на границе текучести, W <sub>L</sub>	на границе раскаты, W <sub>P</sub>		
1	0,17	1,57	2,65	1,84	1,83	1,83	1,82	1,81	0,686	0,67	-	-	-	-
2	0,27	1,52	2,61	1,92	1,91	1,90	1,89	1,88	0,72	0,97	0,28	0,19	0,09	0,95

**Таблица Б.4 - Расчетные теплофизические характеристики грунтов**
















№ ИГЭ	Наименование грунта	Влажность грунта суммарная, доли единиц, W <sub>tot</sub>	Плотность сухого, г/см <sup>3</sup>		Коэф. теплопроводности, Вт/(м*°С)		Объемная теплоемкость, кДж/(м <sup>3</sup> *°С)		Объемная теплота замерзания (таяния) грунта, кДж/м <sup>3</sup> , L <sub>v</sub>
			талого грунта, $\rho_{d, th}$	мерзлого грунта, $\rho_{d, f}$	талого грунта, $\lambda_{th}$	мерзлого грунта, $\lambda_f$	талого грунта, C <sub>th</sub>	мерзлого грунта, C <sub>f</sub>	
1м	Торф	6,04	0,16	0,15	0,64	1,01	4094,87	2924,75	-
2м	Суглинки	0,35	1,46	1,42	1,53	1,69	3471,12	2864,63	-
3м	Суглинки	0,25	1,55	1,53	1,37	1,54	3018,46	2672,05	-
4м	Пески	0,28	1,51	1,45	1,96	2,48	2750,11	1677,80	-
5м	Пески	0,27	1,52	1,47	2,01	2,53	2759,30	1940,07	-
6м	Суглинки	0,33	1,49	1,45	1,48	1,68	3354,75	2706,79	-

## Приложение В

### Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов для куста скважин №5

Таблица В.1 – Физические свойства мерзлых грунтов

Наименование показателей по ГОСТ 25100-2011	Индекс	Единицы измерения	Номер ИГЭ						
			96983	208021	208022	308021	418011	418012	428011
Влажность суммарная	W <sub>tot</sub>	д.е.	4,83	0,24	0,40	0,22	0,20	0,26	0,16
Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными прослойками	W <sub>m</sub>	д.е.	2,70	0,17	0,20	0,18	0,17	0,25	0,13
Влажность за счет ледяных включений	W <sub>i</sub>	д.е.	2,45	0,07	0,200	0,06	0,02	0,01	0,02
Влажность за счет незамерзшей воды	W <sub>w</sub>	д.е.	0,00	0,05	0,060	0,02	0,00	0,00	0,00
Влажность за счет порового льда	W <sub>ic</sub>	д.е.	2,70	0,12	0,140	0,16	0,17	0,25	0,14
Влажность на границе текучести	W <sub>l</sub>	д.е.	–	0,25	0,28	0,20	–	–	–
Влажность на границе раскатывания	W <sub>p</sub>	д.е.	–	0,15	0,18	0,14	–	–	–
Число пластичности	I <sub>p</sub>	д.е.	–	0,10	0,10	0,06	–	–	–
Показатель текучести	IL	д.е.	–	0,86	2,41	1,34	–	–	–
Относительное содержание органического вещества	I <sub>r</sub>	д.е.	0,73	0,07	0,07	-	–	–	–
Степень разложения, %		%	15	–	–	–	–	–	–
Засоленность	D <sub>sal</sub>	%	–	0,0082	0,006	0,0070	0,0030	0,0060	0,0021
Угол откоса сухого грунта	ac	град.	–	–	–	–	32	33	31
Угол откоса под водой	av	град.	–	–	–	–	22	25	24
Коэффициент фильтрации	K <sub>ф</sub>	м/сут	–	–	–	–	7,17	6,3	13,78
Плотность грунта	ρ	г/см <sup>3</sup>	1,00	1,83	1,68	1,81	1,81	1,80	1,85
Плотность грунта при α=0,85	ρ <sub>l</sub>	г/см <sup>3</sup>	0,96	1,81	1,65	1,80	1,78	1,78	1,84
Плотность грунта при α=0,95	ρ <sub>ll</sub>	г/см <sup>3</sup>	0,92	1,8	1,63	1,79	1,78	1,77	1,84
Плотность сухого грунта	ρ <sub>d</sub>	г/см <sup>3</sup>	0,17	1,48	1,21	1,47	1,51	1,42	1,6
Плотность частиц грунта	ρ <sub>s</sub>	г/см <sup>3</sup>	1,40	2,69	2,72	2,67	2,65	2,65	2,65
Коэффициент пористости	e	д.е.	7,66	0,82	1,29	0,82	0,75	0,86	0,66
Пористость	n	%	88	45	55	45	43	46	39
Льдистость суммарная	ltot	д.е.	0,93	0,31	0,45	0,34	0,32	0,42	0,28
Льдистость за счет ледяных включений	li	д.е.	0,41	0,12	0,27	0,10	0,04	0,02	0,04
Льдистость за счет порового льда	lic	д.е.	0,52	0,19	0,18	0,25	0,29	0,40	0,24
Степень заполнения объема пор ММГ льдом и незамерзшей водой	S <sub>r</sub>	д.е.	0,56	0,60	0,49	0,63	0,65	0,85	0,60
Теплопроводность грунта: в талом состоянии	λ <sub>th</sub>	Вт/(м*С)	0,23	1,33	1,57	1,33	1,86	1,91	1,80
в мерзлом состоянии	λ <sub>f</sub>		0,41	1,58	1,80	1,63	2,3	2,48	2,1
Объемная теплоемкость: в талом состоянии	C <sub>th</sub>	Дж/(м <sup>3</sup> *С)*10 <sup>6</sup>	1,88	2,96	3,11	2,48	2,39	2,78	2,78
в мерзлом состоянии	C <sub>f</sub>		1,26	2,2	2,12	1,89	2,01	2,06	2,06
Температура начала замерзания грунта	T <sub>bf</sub>	°С	-0,14	-0,20	-0,20	-0,15	-0,10	-0,10	-0,10

Номер п/п	Обозначение документа	Наименование документа	Номер последнего изменения (версии)	
	Раздел ПД№3 ТКР.01.00	Том 3.1 Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Часть 1. Куст скважин	В00	
MD5				
Наименование файла		Дата и время последнего изменения файла	Размер файла, байт	
Раздел ПД№3 ТКР.01.00.pdf		21.07.2022 17-15	16 000	
Характер работы	Фамилия	Подпись	Дата подписания	
Разраб.	Лопатин В.Е.		21.07.2022	
Разраб.	Аширов М.В.		21.07.2022	
Провер.	Дрынкина Т.Н.		21.07.2022	
Провер.	Силин С.А.		21.07.2022	
Разраб.	Шабалкина Л.В.		21.07.2022	
Провер.	Маркелова Н.С.		21.07.2022	
Провер.	Федотенко М.А.		21.07.2022	
Провер.	Елуферьев А.В.		21.07.2022	
Провер.	Юдаков М.А.		21.07.2022	
Провер.	Никишова Е.А.		21.07.2022	
Разраб.	Баюшева Ж.В.		21.07.2022	
Разраб.	Щербакова Д.В.		21.07.2022	
Н. контр.	Поликашина Е.В.		21.07.2022	
Утв.	Бизяев П.А.		21.07.2022	
Гл. инженер	Попов Н.П.		21.07.2022	
Информационно-удостоверяющий лист		Раздел ПД№3 ТКР.01.00-УЛ	Лист	Листов
				1