



Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

**Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7
Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения
ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технологические решения.

**Книга 1. Сбор и транспорт нефти и газа. Текстовая
часть**

ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.01

Том 6.1.1

Иzm.	№ док.	Подп.	Дата
02	53-26		12.01.26



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУССВЬЕТПЕТРО»

**Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7
Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения
ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технологические решения

**Книга 1. Сбор и транспорт нефти и газа. Текстовая
часть**

ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.01

Том 6.1.1

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

А.С. Горев

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.01-С	Содержание тома 6.1.1	Изм.02 (Зам.)
ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-00.СП.00.00.00	Состав проектной документации	
ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.01	Технологические решения. Текстовая часть	Изм.02 (Зам.)

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа:

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	В.И. Липатов
Заведующий группой	И.А. Жорник
Заведующий группой	Н.С. Маркелова
Ведущий инженер	А.В. Тулупова

Отдел металлоконструкций и прочностных расчетов:

Начальник отдела ОМПР	М.А. Юдаков
Главный специалист	М.А. Федотенко
Заведующий группой	А.В. Елуферьев
Нормоконтролер	Е.В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 СБОР И ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА.....	1–1
1.1 Исходные данные	1–1
1.2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрологических и климатических условиях участка	1–1
1.3 Сведения о инженерно-геологических, геокриологических и гидрогеологических условиях площадок.....	1–3
1.3.1 Куст скважин № 1.....	1–3
1.3.2 Куст скважин № 7.....	1–4
1.4 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, представляемого для размещения сооружений обустройства месторождения.....	1–4
1.4.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1–4
1.4.2 Сезонное пучение.....	1–5
1.4.3 Подтопление	1–5
1.5 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции.....	1–6
1.5.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции	1–6
1.5.2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом.....	1–7
1.5.2.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора	1–7
1.5.3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса	1–11
1.5.3.1 Расширение куста скважин №1	1–11
1.5.3.2 Расширение куста скважин №7	1–16
1.5.3.3 Механизм депарафинизации скважин МДСА («Лебедка»)	1–21
1.5.3.4 Технологические трубопроводы на кустах скважин	1–22
1.5.3.5 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации	1–23
1.5.3.6 Очистка полости и испытание трубопроводов.....	1–23
1.5.4 Гидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции скважин Западно-Хоседауского месторождения	1–23
1.5.4.1 Общие положения.....	1–23
1.6 Исходные данные	1–24
1.7 Результаты гидравлического расчета.....	1–28
1.8 Выводы по результатам гидравлического расчета системы сбора Западно-Хоседауского месторождения.....	1–31
1.8.1 Мероприятия по защите надземных трубопроводов от опасных геологических процессов	1–32
1.8.2 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промысловых и технологических трубопроводов.....	1–32
1.8.3 Защита от коррозии	1–35
1.8.4 Требования к организации производства.....	1–35
1.9 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	1–38
1.10 Описание источников поступления сырья	1–39
1.11 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.....	1–39
1.12 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования	1–39
1.13 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	1–39
1.14 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям, и сооружениям на опасных производственных объектах	1–40
1.15 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости)	1–43
1.16 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	1–44
1.16.1 Сведения о расчетной численности, профессионально -квалификационном составе работников.....	1–44

1.17 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	1-45
1.18 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	1-47
1.19 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1-48
<i>1.19.1 Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от организованных и неорганизованных источников выделения.....</i>	<i>1-48</i>
<i>1.19.2 Выбросы вредных веществ от неорганизованных источников.....</i>	<i>1-48</i>
<i>1.19.3 Выбросы вредных веществ от организованных источников</i>	<i>1-49</i>
1.20 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	1-49
1.21 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ	1-49
1.22 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ	1-50
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ	2-1
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2-1
<i>2.2.1 Технологические трубопроводы</i>	<i>2-1</i>
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	2-1
2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ	2-1
<i>2.4.1 Трубы.....</i>	<i>2-1</i>
<i>2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы</i>	<i>2-2</i>
<i>2.4.3 Крепежные детали.....</i>	<i>2-3</i>
<i>2.4.4 Запорная и регулирующая арматура</i>	<i>2-3</i>
<i>2.4.5 Металлоконструкции.....</i>	<i>2-3</i>
2.5 РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-3
<i>2.5.1 Исходные данные</i>	<i>2-4</i>
<i>2.5.2 Расчет толщины стенки технологических трубопроводов.....</i>	<i>2-4</i>
<i>2.5.3 Расчет срока службы трубопроводов</i>	<i>2-5</i>
<i>2.5.4 Выборка типоразмеров труб</i>	<i>2-5</i>
2.6 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2-6
2.7 ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ	2-7
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	A-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ.....	Б-1
ПРИЛОЖЕНИЕ В РАСЧЕТ РАСТЕПЛЕНИЯ ГРУНТОВ ПРИУСТЬЕВЫХ ЗОН ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....	В-1

1 СБОР И ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА

1.1 Исходные данные

Настоящий раздел проекта по расширению кустовых площадок №№ 1, 7 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого разработан на основании следующих документов:

- Задания на проектирование объекта «Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого», утвержденного генеральным директором ООО «СК «Русвьетпетро»» Бышовым С.Н. в 2025 г;
- Лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах участка ЦХП блок №3 (НРМ 00690 НР);
- Дополнения к технологическому проекту разработки Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения им. Д. Садецкого (утв. Протоколом заседания ЦКР Роснедр по УВС №8805 от 26.05.2023);
- Проекта 0133 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период пробной эксплуатации» (с учетом корректировки);
- Проекта 0375 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период полного развития»;
- Проекта 1729 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого на период полного развития. Обустройство дополнительных скважин на кустовых площадках №№ 1, 10, 11, 12, 14»;
- Проект 1825 «Обустройство дополнительных скважин на кустовых площадках №№ 1, 6, 7, 10, 11, 12, 16 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и расширение пропускной способности межпромысловых трубопроводов»;
- Материалов инженерных изысканий, выполненных АО «Гипровостокнефть» в июне 2025 года.

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

1.2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрологических и климатических условиях участка

Западно-Хоседаюское имени Д. Садецкого нефтяное месторождение ЦХП располагается в Ненецком автономном округе муниципальный район «Заполярный район», в 230 км восточнее-северо-восточнее административного центра г. Нарьян-Мар – крупного речного и морского порта на Крайнем северо-востоке Европейской части России.

Железнодорожные станции – г. Инта и г. Усинск – расположены на расстоянии около 150 км южнее месторождения. Ближайшие города к месторождению - Воркута, Усинск, Инта находятся в Республике Коми.

Ближайший населенный пункт - посёлок Хорей-Вер находится в 48 км к юго-западу. Дороги в районе работ отсутствуют. Сообщение в течение года осуществляется вертолётом, а в зимний период доставка груза и персонала возможна автомобильным и гусеничным транспортом по зимникам.

В географическом отношении район работ располагается в северо-восточной части Большеземельской тундры, на севере Печорской низменности. В орографическом отношении представляет собой слаборасчленённую полого-волнистую равнину, изрезанную долинами рек и ручьев с преобладающими абсолютными отметками 90-140 м. Водораздельные участки

осложнены грядами и увалами (абсолютные отметки до 185 м), которые простираются с юго-запада на северо-восток и ограничены от равнины четко выраженным в рельефе уступами.

Гидрографическая сеть района работ принадлежит бассейну р. Печора и представлена рекой Юньяха – левым притоком р. Колва и небольшими ее притоками. Реки в исследуемом районе несудоходны из-за малых глубин, обилия галечно-валунных перекатов и извилистости.

Изучаемый участок расположен в подзоне северной лесотундры. Большие площади на поверхности ледово-морской равнины занимает пятнистая и кочковатая кустарничково-мохово-лишайниковая тundra, неравномерно дренированная, торфяники и полигональноваликовые болота имеют подчиненное распространение. Травяно-моховые болота различной степени обводненности встречаются фрагментарно. Лишайниковые, кустарничково-мохово-лишайниковые тундры распространены на участках, сложенных минеральными грунтами. Крутые склоны ($>12^\circ$) покрыты травяно-моховой растительностью.

Территория Западно-Хоседауского нефтяного месторождения имени Д. Садецкого относится к географическому району, называемому Северным краем, располагается севернее Полярного круга, характеризуется субарктическим климатом с коротким и прохладным летом и длительной холодной зимой с устойчивым снежным покровом.

Для Северного Края характерна частая смена воздушных масс при прохождении циклонов со стороны Атлантики и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана, что придает погоде большую неустойчивость в течение всего года. С циклонами связана пасмурная с осадками погода, теплая и нередко с оттепелями зимой и прохладная летом. Циклоничность наиболее развита зимой и осенью, летом она ослабевает. Зима длится полгода - с ноября по апрель. Остальные сезоны – примерно по два месяца: весна – май-июнь, лето – июль-август, осень – сентябрь-октябрь.

Поступление воздушных масс арктического происхождения в любое время года сопровождается холодными и сухими северо-восточными ветрами, приносящими резкие похолодания. Наиболее часто их вторжения наблюдаются в летнее время.

Со стороны Сибири зимой нередко приходит континентальный воздух, принося сухую морозную погоду. С юга и юго-востока поступают преимущественно континентальные массы воздуха, охлажденные зимой и прогретые летом.

Северный климатический район находится в зоне избыточного увлажнения. Средние многолетние годовые суммы осадков составляют от 436 до 555 мм. Наибольшие месячные суммы осадков приходятся на август-октябрь, наименьшие - на февраль-март. В течение года осадки выпадают неравномерно. Основная их часть 65-70 % приходится на теплый период года (апрель-октябрь) и 35-30 % на зимний период (ноябрь-март).

Средние значения основных климатических параметров приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Значения основных климатических параметров

Климатический параметр	Значение
Среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	минус 5
Абсолютная минимальная температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	минус 53
Абсолютная максимальная температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	плюс 34
Наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 (метеостанция Нарьян-Мар), $^{\circ}\text{C}$	минус 46
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (метеостанция Нарьян-Мар), $^{\circ}\text{C}$	минус 42
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца (июль), $^{\circ}\text{C}$	плюс 12,6
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца (январь), $^{\circ}\text{C}$	минус 19,6
Среднее годовое количество осадков, мм	436

Климатический параметр	Значение
Максимальная скорость ветра, м/с	32
Наибольшая скорость ветра, превышение которой в году составляет 5%, м/с	11,7

Снежный покров на данной территории залегает в среднем в течении 7,5 месяцев. Снежный покров появляется, в среднем, в начале октября, устойчивым он становится во второй декаде октября. Средняя дата разрушения снежного покрова - вторая декада мая, а дата схода - конец мая - начало июня. Число дней в году со снежным покровом 170-220, среднее число дней с устойчивым покровом равно 214. Максимальная из наибольших на зиму высота снежного покрова составляет - 76 см, средняя из наибольших – 37 см. Наибольшая высота снежного покрова на зиму по постоянной рейке 5% обеспеченности составляет 65 см (место установки рейки – открытый участок). Средняя плотность его при наибольшей декадной высоте – 250 кг/м3. Запас воды в снежном покрове к началу снеготаяния в среднем составляет 200 мм (максимальный – 224 мм).

Промерзание почвогрунтов начинается в конце октября – начале ноября; полное оттаивание – в третьей декаде мая. Наибольшая глубина оттаивания почвы наблюдается с августа по октябрь месяц и достигает глубины 240 см.

1.3 Сведения о инженерно-геологических, геокриологических и гидрогеологических условиях площадок

1.3.1 Куст скважин № 1

Площадка расположена в 1,8 километрах на северо-восток от УПСВ-3.

Территория площадки – застроенная, отсыпанная и спланированная. Инженерные коммуникации на площадке представлены нефтепроводами, водоводами, расположенными на многоуровневых эстакадах, подземными и наземными электрокабелями, кабельными эстакадами и сооружениями. На территории площадки №1 располагается девять нефтяных скважин.

Подъезд к площадке автотранспортом свободный.

Максимальная абсолютная отметка 106,07 метра, минимальная – 100,62 метра, средняя абсолютная отметка 103,35 метра. Угол наклона составляет до 5 градусов.

Растительность – мох, кочкарник.

В геоморфологическом отношении площадка куста №1 расположена в пределах полого-холмистой озерно-аллювиальной равнины.

В геокриологическом отношении площадка куста №1 расположена в северной геокриологической зоне, в подзоне сплошного распространения ММП, с поверхности «щелями» и «окнами» несквозных таликов.

В период проведения изысканий (июнь 2025г.) температура многолетнемерзлых грунтов до глубины 10,0-17,0 м изменялась от 0,7 °C до минус 1,0 °C.

Среднегодовая температура ММП на глубине 10 м изменяется в диапазоне от минус 0,8 до минус 1,0 °C (приложение Е).

На период изысканий (июнь 2025 г.) грунтовые воды межмерзлотных таликов скважинами не встречены.

Надмерзлотные грунтовые воды приурочены к деятельности слою на момент изысканий отсутствуют.

Прогнозный уровень данного горизонта вод с учётом естественной амплитуды колебаний рекомендуется принять на дневной поверхности, что соответствует глубине 0,0 м.

Согласно приложению И СП 11-105-97, часть II [1.18] территория размещения площадки является подтопленной и относится к типу I-A-2 (сезонно (ежегодно) подтопляемой).

1.3.2 Куст скважин № 7

Площадка расположена в 2,5 километрах на северо-восток от УПСВ-3.

Территория площадки – застроенная, отсыпана и спланирована. На территории куста скв.№7 располагается 8 нефтяных скважин. Инженерные коммуникации на площадке представлены нефтепроводами, расположенными на эстакадах, кабельными эстакадами и электрокабелями. В западной части куста проходят ВЛ-10кВ 3 пр. (ф-1) и ВЛ-10кВ 3пр. (ф-2). В северо-западной части находится проезд с покрытием из песка.

Подъезд к площадке автотранспортом свободный.

В южной части площадки располагается навал песка, в северо-западной рельеф изрыт.

Максимальная абсолютная отметка 112,03 метра, минимальная – 102,83 метра, средняя абсолютная отметка 107,43 метра. Угол наклона в северной части достигает 41градуса. В юго-западной части, угол наклона составляет 11 градусов.

Растительность – мох, кочкарник, кустарнички.

В геокриологическом отношении площадка куста №7 расположена в северной геокриологической зоне, в подзоне сплошного распространения ММП, с поверхности «щелями» и «окнами» несквозных таликов.

В период проведения изысканий (июнь 2025г.) температура многолетнемерзлых грунтов до глубины 10,0-17,0 м изменялась от 0,8 °C до минус 1,0 °C.

Среднегодовая температура ММП на глубине 10 м изменяется в диапазоне от минус 0,8 до минус 1,0 °C (приложение Е).

На период изысканий (июнь 2025 г.) грунтовые воды межмерзлотных таликов скважинами не встречены.

Надмерзлотные грунтовые воды приурочены к деятельности слою на момент изысканий отсутствуют.

Прогнозный уровень данного горизонта вод с учётом естественной амплитуды колебаний рекомендуется принять на дневной поверхности, что соответствует глубине 0,0 м.

Согласно приложению И СП 11-105-97, часть II [1.18] территория размещения площадки является подтопленной и относится к типу I-A-2 (сезонно (ежегодно) подтапливаемой).

1.4 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, представляемого для размещения сооружений обустройства месторождения

1.4.1 Многолетнемерзлые грунты

В геокриологическом отношении участок изысканий расположен в северной геокриологической зоне, в подзоне сплошного распространения ММП, нарушенного межмерзлотными таликами и с поверхности «щелями» и «окнами» несквозных таликов. В пределах района работ установлены подзоны:

- сплошного распространения ММП;
- межмерзлотных таликов.

Многолетнемерзлые породы распространены на участке изысканий повсеместно.

Температурный режим мерзлых пород формируется под влиянием температуры воздуха, рельефа местности, характера снежного покрова, растительного слоя, а также состава и свойств слоя сезонного оттаивания.

Непосредственно на участке изысканий при проведении полевых работ (июнь 2025г.) температура многолетнемерзлых грунтов до глубины 10,0-17,0 м изменялась от 0,8 °C до минус 1,0 °C.

Среднегодовая температура ММП на глубине 10 м изменяется в диапазоне от минус 0,7 до минус 1,0 °C.

Мерзлые породы приурочены к приподнятым блокам, в межблочных понижениях формируются несквозные талики мощностью от 6 до 12 м. Мерзлые породы отсутствуют лишь

в руслах постоянных и временных водотоков. В пределах торфяников многолетнемерзлыми породами сложено свыше 95 % площади, в пределах междуречий и надпойменных террас ММП занимают от 50 до 95 %.

Криогенная текстура мерзлых пород весьма разнообразна и зависит от вещественного состава самих пород, их влажности и условий промерзания. Среднечетвертичные ледниково-морские отложения (gmQ_{II}), представленные суглинками, реже супесями и песками имеют эпигенетический тип промерзания.

В торфах, имеющих наибольшую влажность и льдистость, криотекстуры отмечаются наибольшим разнообразием криотекстур - от атакситовой и порфировидной до сетчатой, слоистой и массивной криотекстуры.

На исследуемой территории развит как сезонноталый (СТС), так и сезонномерзлый (СМС) слой.

Формирование СТС приурочено к участкам ММГ, СМС – к участкам, где ММГ отсутствуют. В целом, отмечается преимущественное распространение СТС. Глубина СТС-СМС зависит от литолого-влажностных характеристик грунта и местных условий, таких, как толщина снежного покрова, характеристики растительности и т.п.

Процесс сезонного оттаивания грунтов в районе исследования начинается в первой декаде июня и заканчивается, как правило, в сентябре.

Сезонное промерзание грунтов начинается в первой декаде октября; на участках «сливающейся мерзлоты» в январе – феврале происходит смыкание промерзающего слоя с ММГ, в пределах таликов промерзание заканчивается к маю.

1.4.2 Сезонное пучение

Морозное пучение распространено повсеместно и его интенсивность определяется глубиной сезонного оттаивания и промерзания, литологией грунтов и их влажностью. Формирование медальонных лишайниковых тундр - прямое следствие пучения.

Нарушение снежного покрова при инженерной деятельности и наличие на данной территории пучинистых грунтов будет способствовать активизации процессов морозного пучения.

Интенсивность сезонного пучения определяется глубиной сезонного оттаивания, литологией грунтов и их влажностью.

По степени опасности морозного пучения участок относится к весьма опасным согласно СП 115.13330.2016, поражение территории более 75 %.

1.4.3 Подтопление

В сферу взаимодействия проектируемых сооружений с геологической средой в данном районе попадают грунтовые воды верхнего гидрогеологического этажа, среди которых выделяются воды деятельного слоя (надмерзлотные) и грунтовые воды несквозных таликов.

На период изысканий (июнь 2025 г.) грунтовые воды межмерзлотных таликов скважинами не встречены.

Сезонное колебание уровня грунтовых вод в межмерзлотных таликах не прогнозируется, ввиду перекрытия водосодержащих грунтов толщей многолетнемерзлых грунтов и отсутствия внешнего питания.

1.5 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

1.5.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

Производственная программа в соответствии с Заданием на проектирование по объекту 1968 «Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседауского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого» включает в себя строительство следующих объектов и сооружений:

- Расширение кустовой площадки № 1 на 1 добывающую скважину, с подключением ее к существующей АГЗУ на 14 подключений куста скважин № 1;
- Расширение кустовой площадки № 7 на 2 добывающие скважины, с подключением их к существующей АГЗУ на 14 подключений.

Данным проектом в соответствии с Заданием на проектирование для данного раздела предусмотрено выделение следующих этапов строительства:

1 этап – Обустройство дополнительной скважины № 3113 на кустовой площадке № 1;

2 этап – Обустройство дополнительной скважины № 3714 на кустовой площадке № 7;

3 этап – Обустройство дополнительной скважины № 3715 на кустовой площадке № 7.

В составе расширения кустовых площадок № 1, 7 предусмотрены следующие проектируемые технологические сооружения:

1 этап строительства (обустройство дополнительной скважины №3113 на кустовой площадке №1):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №3113;
- Мачта прожекторная №4;
- Эстакада к добывающей скважине №3113.

2 этап строительства (обустройство дополнительной скважины №3714 на кустовой площадке №7):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №3714
- Площадка СУ ЭЦН;
- Мачта прожекторная №5;
- Эстакада к добывающей скважине №3714.

3 этап строительства (обустройство дополнительной скважины №3715 на кустовой площадке №7):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №3715;
- Эстакада к добывающей скважине №3715.

Номера добывающих скважин на кустах №№ 1, 7 распределение скважин по кустам приняты по графику ввода скважин Западно-Хоседауского месторождения и приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Распределение скважин по кустам №№ 1, 7 Западно-Хоседаюского месторождения

Куст №	Скважины на кустах				Всего сква- жин на кусте	
	№ скважины		Количество до- бывающих скважин под- ключенных к сущ. АГЗУ	Количество до- бывающих скважин под- ключенных к проектной АГЗУ		
	Добываю- щие Проекты 0133, 0497, 0375, 0898, 1729, 1825	Добываю- щие Проект 1968				
1	2	3	4	5	6	
К-1	3101	3113	14	Проектная АГЗУ отсутствует	14	
	3102	-				
	3103	-				
	3104	-				
	3105	-				
	3106	-				
	3107	-				
	3108	-				
	3112	-				
	скв.3	-				
	3109	-				
	3111	-				
К-7	3110	-	14	Проектная АГЗУ отсутствует	14	
	7601	3714				
	3702	3715				
	3703	-				
	3704	-				
	3705	-				
	3706	-				
	3707	-				
	3708	-				
	3709	-				
	3710	-				
	3711	-				
	3712	-				

В соответствии с требованиями п.1 ст.2 к Федеральному закону N 116-ФЗ от 21.07.1997 г «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые сооружения относятся к категории опасных производственных объектов.

Проектируемые сооружения будут входить в состав опасных производственных объектов «Фонд скважин Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) имени Д. Садецкого». Фонд скважин относится к III классу опасности.

1.5.2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом

1.5.2.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора

В настоящем разделе рассматривается расширение кустов скважин №№ 1, 7 Западно-Хоседаюского месторождения.

Прогнозные показатели по добыче нефти, жидкости для проектируемых скважин №3113 на кусте К-1, №№3714, 3715 на кусте К-7 приняты в соответствии с Техническим заданием на проектирование и представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Показатели добычи для проектируемых скважин в соответствии с Техническим заданием на проектирование

№ скважины	Qнефти, т/сут	Qжидк, т/сут
3113	86,5	89,8
3714	92,6	96
3715	110,3	117,3

Схема технологическая принципиальная расширения куста скважин №1 приведена на чертеже ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.02-0001-ЧРТ.

Схема технологическая принципиальная расширения куста скважин № 7 приведена на чертеже ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.02-0002-ЧРТ.

В проекте принята напорная герметизированная система сбора нефти в соответствии с РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов».

Принципиальные технологические решения сбора продукции скважин обеспечивают выполнение следующих требований:

- замер продукции вновь проектируемых скважин на кустах №№ 1, 7;
- надежность эксплуатации трубопроводов;
- полную герметизацию процессов;
- максимальное использование природных ресурсов;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

Размещение проектируемых объектов выполнено в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" № 534 от 15.12.2020 г и, утвержденными ранее типовыми генеральными планами кустовых площадок по объектам ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО».

Устья проектируемых нефтяных скважин на кустовой площадке №1 размещены от ближайших кустов №№ 7, 6, 11, 10 и 16 на расстоянии 908 м, 1273 м, 2427 м 5372 м и 3682 м соответственно (нормативное расстояние по Приложению №2 ФНиП «ПБНГП» составляет 100 м) и от ВЖК на расстоянии 2428 м (нормативное расстояние по Приложению №2 ФНиП «ПБНГП» составляет 300 м). ЛЭП и электроподстанции соседних предприятий отсутствуют. Расстояния между существующими объектами и проектируемыми приведено в Томе 2.2.

На кусте скважин № 1 наименьшее расстояние:

- от устья проектируемой скважины до устья проектируемой скважины составляет 235,4 м, до существующей КТП-630/10/0,4 кВ – 224,8 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ПБНГП» составляет 12 м);
- от устья проектируемой скважины до существующей АГЗУ составляет 187,2 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ПБНГП» составляет 9 м);
- от устья проектируемых скважин до существующей дренажной емкости составляет 174 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ПБНГП» составляет 9 м);
- от устья проектируемых скважин до существующего блока дозирования реагентов (БДР) составляет 159,4 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ПБНГП» составляет 9 м).

Расстояния между существующим оборудованием и проектируемыми скважинами на кустовой площадке № 1 приведено в Томе 2.2 чертеж ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-02.ПЗУ.00.00.00-003-ЧРТ.

На кусте скважин № 7 наименьшее расстояние:

- от существующего КТП-10/0,4 кВ до устья проектируемых скважин составляет 118,7 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ПБНГП» составляет 12 м);
- от устья проектируемых скважин до существующей АГЗУ-1 составляет 192,8 м, до АГЗУ-2 – 26,5 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ПБНГП» составляет 9 м);
- от устья проектируемых скважин до существующей дренажной емкости составляет 195,6 м, до проектируемой дренажной емкости 31-С07-ЕД-2 составляет 32,4 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ПБНГП» составляет 9 м);
- от устья проектируемых скважин до существующего блока дозирования реагентов БДР-1 составляет 197,4 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ПБНГП» составляет 9 м).

Расстояния между существующим оборудованием и проектируемыми скважинами на кустовой площадке № 7 приведено в Томе 2.2 чертеж ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-02.ПЗУ.00.00.00-005-ЧРТ.

Способ добычи нефти на кустах механизированный с применением электроцентробежных насосов (ЭЦН).

Устья добывающих скважин, оборудуются фонтанной арматурой АФ6А-80/65х21 по ГОСТ 13846-89. Скважинное оборудование (фонтанная арматура и ее обвязка) в состав объема проектирования не входит, так как тип фонтанной арматуры и внутрискважинное оборудование относится к проекту бурения. Заказчиком представлены данные по погружным насосам, фонтанной арматуре.

Расчетное давление трубопроводной системы принято равным 4,0 МПа.

Расположение оборудования и прокладка технологических трубопроводов на кустовых площадках приняты с учетом одновременного производства буровых работ и эксплуатации скважин.

Обвязка устьев добывающих скважин предусматривает отключение насоса ЭЦН скважины в случае прорыва трубопровода или при увеличении давления выше допустимого. Для отключения выкидной линии при аварии или для производства ремонтных работ на устье каждой скважины предусматривается отключающая задвижка DN 80 PN 4,0 МПа.

Для снижения выбросов в окружающую среду горючих и взрывопожароопасных веществ при аварийной разгерметизации измерительной установки предусмотрено прекращение поступления нефтяной эмульсии в установку за счет отключения добывающего насоса ЭЦН при предельном минимальном значении давления в выкидном трубопроводе равном 0,3 МПа.

Нефтегазовая смесь от вновь проектируемой скважины № 3113 на кустовой площадке № 1 с давлением, не превышающим 4,0 МПа, по выкидному трубопроводу поступает на существующую замерную установку «АГЗУ» 31-С01-АГЗУ-1 на четырнадцать подключений, где поочередно замеряется дебет скважин.

На кусте скважин № 1 размещается один блок АГЗУ.

Нефтегазовая смесь от вновь проектируемых скважин № 3714, 3715 на кустовой площадке № 7 с давлением, не превышающим 4,0 МПа, по выкидным трубопроводам поступает на замерную установку «АГЗУ» 31-С07-АГЗУ-2 на четырнадцать подключений, где поочередно замеряется дебет скважин.

На кусте скважин № 7 размещается два блока АГЗУ (существующий - 31-С07-АГЗУ-1, проектный - 31-С07-АГЗУ-2).

Для защиты нефтегазосборных трубопроводов от парафиноотложений и от коррозии на площадках кустов скважин № 1, 7 предусмотрена подача реагента (СНПХ-7912М или аналог). Подача реагента осуществляется существующими блоками дозирования реагента БДР-25, БДР-10 в нефтегазосборные трубопроводы. На кустах скважин №№ 1, 7 размещается по одному блоку дозирования реагента.

Дренаж от существующих АГЗУ, БДР и трубопроводов на площадках кустов скважин №1, 7 осуществляется в существующие дренажные емкости $V=12,5 \text{ м}^3$. На кусте скважин № 1 размещается одна дренажная емкость. На кусте скважин №7 размещается две дренажные емкости.

На трубопроводе выброса газа в атмосферу из существующих дренажных емкостей установлен огнепреградитель.

Существующие: АГЗУ (на 14 подключений), БДР-25 и дренажная емкость $V=12,5 \text{ м}^3$ на кусте скважин № 1 запроектированы в проекте 0133 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период пробной эксплуатации», получившем положительное заключение ФАУ Главгосэкспертизы России №395-10/СПЭ-1031/02 от 12.08.2010 г. (№ в реестре 00-1-4-3069-10).

Существующие: АГЗУ-1 (на 10 подключений), БДР-25 и дренажная емкость ЕД-1 $V=12,5 \text{ м}^3$ на кусте скважин № 7 запроектированы в проекте 0375 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период полного развития», получившем положительное заключение ФАУ Главгосэкспертизы России №268-16/СПЭ-3902/02 от 24.06.2016 г. (№ в реестре 00-1-1-2005-16). Существующие АГЗУ-2 (на 14 подключений), ЕД-2 $V=8 \text{ м}^3$ на кусте скважин №7 запроектированы в проекте 1825 «Обустройство дополнительных скважин на кустовых площадках №№ 1, 6, 7, 10, 11, 12, 16 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и расширение пропускной способности межпромысловых трубопроводов».

Существующие блоки БДР-25 на кустах № 1, 7 - тип блока дозирования реагента зависит от количества скважин на кусте. Тип насоса дозатора – плунжерный с герметичным уплотнением. Напор насоса-дозатора - 4,0 МПа, производительность насоса дозатора – для БДР-25 - 25 л/ч. Объем технологической емкости - 4,0 м^3 .

В соответствии с требованиями п.10.1.5 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и п. 6.3.23 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», на кустах скважин принята надземная прокладка. Для сохранения венчномерзлых грунтов в стабильном состоянии трубопроводы прокладываются надземно на свайных основаниях высотой не менее 1,0 м.

Для трубопроводов предусмотрены следующие трубы:

- для трубопроводов водогазонефтяной эмульсии приняты трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52.

Номенклатура труб, применяемых на кустах скважин, приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Номенклатура труб применяемых на кусте скважин

Характеристика трубопровода				Марка стали
Диаметр наружный, мм	Назначение трубопровода	Ррасч, МПа	Категория трубопровода по ГОСТ 32569-2013 по ТР ТС 032/2013	
89	Выкидные трубопроводы	4,0	A(б), I 2 (1гр.среды)	Хладостойкая сталь повышенной эксплуатационной

Характеристика трубопровода				Марка стали
Диаметр наружный, мм	Назначение трубопровода	Ррасч, МПа	Категория трубопровода по ГОСТ 32569-2013 по ТР ТС 032/2013	
				надежности 13ХФА класса прочности К52

Материальное исполнение труб приведено в разделе 2 данного тома. Назначенный и расчетный ресурс трубопроводов для проекта принят 20 лет.

Трубопроводы теплоизолируются полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты, на синтетическом связующем ГОСТ 23208-2022, толщиной 100 мм.

Для теплоизоляции арматуры применимы маты теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 21880-2022, толщиной 100 мм.

Защитное покрытие из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

Все технологическое оборудование, предусмотренное к использованию в проекте – новое, поставляется по соответствующим опросным листам, нормативным документам РФ (ГОСТ, СТО ИНТИ, ОСТ), внутренним нормативным документам Заказчика (ЕТТ).

1.5.3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

1.5.3.1 Расширение куста скважин №1

Данным проектом предусматривается расширение кустовой площадки №1. Дополнительно обустраивается добывающая скважина №№ 3113. Скважина вводится на 1 этапе строительства.

Скважины на кусте расположены группами на специальной площадке на одной прямой по оси куста (п. 6.1.18 СП 231.1311500.2015).

В соответствии с п. 6.1.19 СП 231.1311500.2015 расстояние между устьями скважин составляет не менее 5 м. Расстояние между группами скважин составляет не менее 15 м.

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин в течении эксплуатации, принятое расстояние между скважинами в 11,8 метров превышает 1,2 максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин в 6,0 метра, что соответствует требованиям пункта 526 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Расстояния между скважинами куста скважин №1 приведены на чертеже марки ГП лист ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-02.ПЗУ.00.00.00-003-ЧРТ.

С целью ограничения радиуса оттаивания ММГ вокруг устьев скважин предусмотрено применение термокейсов Ø426/245 мм.

Во время эксплуатации необходимо обеспечивать мониторинг за состоянием грунтов в районе зоны влияния скважин на ММГ. При обнаружении негативного влияния в процессе эксплуатации необходимы компенсирующие мероприятия (восстановление отметок вертикальной планировки путем подсыпки песком при осадке в районе приустьевой площадки).

Расчет растяжения грунтов приустьевых зон добывающих скважин приведен в Приложении В (ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.01-ПрилВ).

Схема принципиальная технологическая расширения куста скважин №1 приведена на чертеже ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.02-0001-ЧРТ.

Скважины имеют контроль по повышению и понижению давления от рабочего с передачей информации на диспетчерский пункт.

На устье скважины предусмотрен штуцер для пропарки выкидного трубопровода при необходимости.

В соответствии с требованиями п.п. 6.1.24, 6.1.25, 6.1.26 СП 231.1311500.2015 для обеспечения требований пожарной безопасности на период бурения дополнительной скважины №№ 3113 на расширяемом кусте скважин № 1 существующие эксплуатируемые скважины, расположенные на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 метров от бурящейся скважины, выводятся из эксплуатации и будут временно законсервированы.

В соответствии с п. 6.7.3.1 ГОСТ Р 58367-2019 на площадке устья нефтяной скважины сбор и канализование поверхностных (дождевых) стоков не предусмотрено.

Обустраиваемая скважина оснащена погружным насосом ЭЦН и устьевой фонтанной арматурой типа АФК2-65х21, которая в свою очередь оснащена:

- коренной и боковой задвижками;
- пробоотборником, установленным в соответствии с ГОСТ 2517-2012.

Обвязка устья скважины №3113 приведена на чертеже ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.02-0006-ЧРТ.

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

- приустьевая площадка;
- площадка под ремонтный агрегат;
- место под приемные мостки,
- инвентарные якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата. Якоря оттяжек входят в комплект оборудования бригады по ремонту скважин.

Площадка под ремонтный агрегат. Габариты площадки 4,0x12,0 м. Покрытие - сборные железобетонные плиты 1ПДН-14 по ГОСТ Р 56600-2015. Плиты укладываются на песчано-гравийную смесь.

Место под передвижные мостки. Габариты площадки 4,0x12,0 м. Устраивается из песчано-гравийной смеси.

Более подробные решения по площадке под ремонтный агрегат и по месту под передвижные мостки прописаны в томе 4.4 «Конструктивные решения».

Якоря для растяжек агрегатов по ремонту скважин предусмотрены передвижными. Якоря привозятся бригадой по ремонту скважин. В качестве якорей используются железобетонные блоки, которые испытаны на нагрузки, установленные инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя. После монтажа агрегата по ремонту над устьем скважины, якоря оттяжек располагаются в соответствии со схемой, указанной в паспорте агрегата по ремонту скважин (установки). Соединение оттяжек с якорями должно соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации завода-изготовителя. Размещение якорей оттяжек показано в Томе 2.2, чертеж ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-02.ПЗУ.00.00.00-003-ЧРТ.

Для обслуживания фонтанной арматуры предусмотрены площадки обслуживания.

Строительство проектируемой скважины предусмотрено в рамках проекта 1694 «Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№3108, 3109, 3110, 3111, 3112 на кустовой площадке №1, №№3708, 3709, 3710, 3711, 3712 на кустовой площадке №7 Западно-Хоседауского месторождения им. Д. Садецкого, ЦХП, блок №3».

На кустах скважин предусмотрено размещение пожарного инвентаря согласно ГОСТ 12.4.009-83.

Номера скважин кустовой площадки №1 приведены в таблице 1.2. Состав сооружений на кусте № 1 приведен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Состав сооружений на кусте скважин № 1

№ 1	Куст № 1	Куст № 1
7	Проект 0133	
2	Проект 1729	Устье эксплуатационной скважины, шт.
3	Проект 1825	
1	Проект 1968	
7	Проект 0133	
2	Проект 1729	Обслуживающая площадка, шт
3	Проект 1825	
1	Проект 1968	
7	Проект 0133	
2	Проект 1729	Площадка под ремонтный агрегат, шт
3	Проект 1825	
1	Проект 1968	
7	Проект 0133	
2	Проект 1729	Место под передвижные мостики, шт
3	Проект 1825	
1	Проект 1968	
7	Проект 0133	
2	Проект 1729	Замерная установка АГЗУ-1 на 14 подключений (существующая)
3	Проект 0133	Блок дозирования реагента БДР-25 (существующий)
7	Проект 0133	УДС (установка депарафинизации скважин)
2	Проект 1729	
3	Проект 1825	Механизм депарафинизации скважин МДСА («лебедка»)
1	Проект 1968	
1	Проект 0133	Дренажная емкость V=12.5 м ³ (существующая)

Продукция от проектируемой скважины по выкидному трубопроводу поступает на существующую АГЗУ, где происходит замер дебита скважины. Для замера дебита скважин принята лучевая схема сбора продукции скважин. Существующая АГЗУ на кусте №1 принята на 14 подключений. Рабочая среда - газожидкостная смесь. Измеряемые продукты - жидкость, газ, вода. Расчетное давление - 4,0 МПа. Температура продукта - плюс 2÷30 °C. Для проектируемой скважины прогнозируемый показатель по добыче нефти 86,5 т/сут, по добыче жидкости 89,6 т/сут.

После замера продукция от проектируемой скважины по действующему нефтегазосборному трубопроводу DN 150 направляется до площадки узла запуска СОД.

Расстояние между осями смежных трубопроводов при параллельной прокладке в пределах площадки куста скважин приняты в соответствии с п.п.10.1.5, 10.1.9 (Приложение Е), 10.1.13 ГОСТ 32569-2013 и составляет не менее 500 мм.

Свободная высота эстакады технологических трубопроводов над проездами и переходами в соответствии с п.10.1.29 ГОСТ 32569-2013 и п.49 ФНиП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» Приказ от 21.12.2021 г. №444 принята равной:

- 5 м – для автомобильных дорог;
- 2,2 м – для пешеходных дорог.

Проектом предусмотрено автоматическое отключение двигателей ЭЦН при отклонениях давления в выкидных трубопроводах:

- максимального значения – 3,9 МПа (абс.);
- минимального значения – 0,4 МПа (абс.);
- при 50% НКПРП и /или при возникновении пожара в блоке АГЗУ.

Для отключения выкидной линии при аварии или для производства ремонтных работ на устье каждой скважины предусматривается отключающая задвижка DN80 PN4,0 МПа.

Для очистки внутренних поверхностей НКТ от асфальто-парафиновых отложений на вновь проектируемых скважинах предусматривается установка депарафинизации скважин на лубрикаторе (лебедка).

При вращении барабана подвешенный на проволоку скребок опускается в скважину на заданную глубину (0-150 м), а после реверса скребок поднимается вверх, очищая стенки НКТ от парафина. Установка механизма депарафинизации скважин позволяет постоянно поддерживать дебит скважины на оптимальном уровне.

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных зонах предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу взрывоопасной зоны, группе и категории взрывоопасной смеси согласно ПУЭ и Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с обеспечением исполнения по взрывозащите не менее, чем «повышенная надежность против взрыва».

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных зонах предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу взрывоопасной зоны, группе и категории взрывоопасной смеси согласно ПУЭ и Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с обеспечением исполнения по взрывозащите не менее, чем «повышенная надежность против взрыва».

В соответствии с п.6.3.7 СП 231.1311500 на кустовой площадке №1 на выходе из 31-С01-АГЗУ-1 установлена электроприводная запорная арматура с дистанционным управлением (2 шт.) 31-С01-XV-001 DN100 PN40 и 31-С01-XV-002 DN150 PN40 для возможности отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети. Данная арматура запроектирована в проекте 1825 «Обустройство дополнительных скважин на кустовых площадках №№ 1, 6, 7, 10, 11, 12, 16 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и расширение пропускной способности межпромысловых трубопроводов».

Дренаж с имеющегося производственного оборудования и технологических линий, на период проведения технического обслуживания и ремонта, на кусте скважин предусматривается в существующую дренажную емкость 31-С01-ЕД-1 объемом 12,5 м³. На трубопроводе на воздушник дренажной емкости предусмотрена установка огневого преградителя.

Для сбора загрязнённых стоков при проведении ремонтных работ на скважинах используются инвентарные поддоны.

Все трубопроводы в пределах кустовой площадки № 1 относятся к технологическим трубопроводам, прокладываются надземно на стойках без уклона, в соответствии с требованиями п.10.1.4 ГОСТ 32569-2013 на высоте не менее 1,0 м до низа трубопровода. Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном 0,03 м на 1 погонный метр трубопровода.

Проектные решения по опорам для надземных трубопроводов приняты в соответствии с требованиями п.10.4 ГОСТ 32569-2013. Опоры располагаются на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов (п.10.4.3). В соответствии с п.11.3.5 ГОСТ 32569-2013 расстояние от фланца арматуры до опоры, подвески принято достаточным для обслуживания фланцевого соединения, и составляет не менее 500 мм.

В продольном направлении отдельно стоящие опоры и эстакады разбиваются на температурные блоки, длина которых не превышает предельных расстояний между неподвижными опорными частями трубопроводов.

Материал элементов опор, привариваемых к трубопроводу, соответствует материалу трубопровода. Для прокладки надземных трубопроводов на площадках применяются хомутовые опоры скольжения по техническим условиям изготовителей:

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

Выкидной трубопровод относится к трубопроводу группы Аб, категории I в соответствии с ГОСТ 32569-2013, проектируется из труб DN 80 стальных бесшовных горячедеформированных из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности К52.

При проектировании технологических трубопроводов следует руководствоваться Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444. При этом элементы технологических трубопроводов, воспринимающие воздействие избыточного давления более 0,05 МПа непосредственно (например, трубы, детали (предназначенные для изменения направления, присоединения ответвлений, изменения диаметра, постоянного или временного перекрытия), компенсаторы, фланцы или фланцевые соединения, арматура), должны соответствовать требованиям технического регламента "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013), принятого решением Совета Евразийской экономической комиссии от 2 июля 2013 г. N 41.

Оборудование, трубы, запорная арматура их качество и материальное исполнение выбраны в зависимости от климатического исполнения, свойств и рабочих параметров транспортируемой среды, требований Заказчика.

На кустовой площадке № 1 предусмотрены два въезда с устройством площадок для размещения пожарной техники, в соответствии с требованиями п.6.1.30 СП 231.1311500.2015.

Данным проектом предусматривается теплоизоляция выкидных трубопроводов полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2022 толщиной 100 мм. Детали трубопроводов изолируются матами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 21880-2022 толщиной 100 мм.

Для теплоизоляции арматуры применимы маты теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 21880-2022 толщиной 100 мм.

Защитное покрытие из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

В соответствии с п.10.8.5 ГОСТ 32569-2013 для арматуры с разъемным способом присоединения, фланцевых соединений, в местах измерения и проверки состояния трубопроводов предусматриваются съемные теплоизоляционные конструкции для быстрого доступа к поверхности изолируемого объекта.

1.5.3.2 Расширение куста скважин №7

Данным проектом предусматривается расширение кустовой площадки №7. Дополнительно обустраиваются две добывающие скважины №№3714, 3715. Скважины вводятся на 2 и 3 этапах строительства соответственно.

Скважины на кусте расположены группами на специальной площадке на одной прямой по оси куста (п. 6.1.18 СП 231.1311500.2015).

В соответствии с п. 6.1.19 СП 231.1311500.2015 расстояние между устьями скважин составляет не менее 5 м. Расстояние между группами скважин составляет не менее 15 м.

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин в течении эксплуатации, принятое расстояние между скважинами в 8,8 метров превышает 1,2 максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин в 7,44 метра, что соответствует требованиям пункта 526 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Расстояния между скважинами куста скважин №1 приведены на чертеже марки ГП ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-02.ПЗУ.00.00.00-005-ЧРТ.

С целью ограничения радиуса оттаивания ММГ вокруг устьев скважин предусмотрено применение термокейсов Ø426/245 мм.

Во время эксплуатации необходимо обеспечивать мониторинг за состоянием грунтов в районе зоны влияния скважин на ММГ. При обнаружении негативного влияния в процессе эксплуатации необходимы компенсирующие мероприятия (восстановление отметок вертикальной планировки путем подсыпки песком при осадке в районе приустьевой площадки).

Расчет растяжения грунтов приустьевых зон добывающих скважин приведен в Приложении В (ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.01-ПрилВ).

Схема принципиальная технологическая расширения куста скважин № 7 приведена на чертеже ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.02-0002-ЧРТ.

Скважины имеют контроль по повышению и понижению давления от рабочего с передачей информации на диспетчерский пункт.

На устье скважины предусмотрен штуцер для пропарки выкидного трубопровода при необходимости.

В соответствии с требованиями п.п. 6.1.24, 6.1.25, 6.1.26 СП 231.1311500.2015 для обеспечения требований пожарной безопасности на период бурения дополнительных скважин №№ 3714, 3715 на расширяемом кусте скважин № 7 существующие эксплуатируемые скважины, расположенные на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 метров от бурящейся скважины, выводятся из эксплуатации и будут временно законсервированы.

В соответствии с п. 6.7.3.1 ГОСТ Р 58367-2019 на площадках устьев нефтяных скважин сбор и канализование поверхностных (дождевых) стоков не предусмотрено.

Обустраиваемые скважины оснащены погружными насосами ЭЦН и устьевой фонтанной арматурой типа АФК2-65х21, которая в свою очередь оснащена:

- коренной и боковой задвижками;
- пробоотборником, установленным в соответствии с ГОСТ 2517-2012.

Обвязка устья скважины № 3714 приведена на чертеже ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.02-0006-ЧРТ, для скважины № 3715 на чертеже ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.02-0005-ЧРТ.

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

- приусьеевая площадка;
- площадка под ремонтный агрегат;
- место под приемные мостки,
- инвентарные якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата. Якоря оттяжек входят в комплект оборудования бригады по ремонту скважин.

Площадка под ремонтный агрегат. Габариты площадки 4,0x12,0 м. Покрытие - сборные железобетонные плиты 1ПДН-14 по ГОСТ Р 56600-2015. Плиты укладываются на песчано-гравийную смесь.

Место под передвижные мостки. Габариты площадки 4,0x12,0 м. Устраивается из песчано-гравийной смеси.

Более подробные решения по площадке под ремонтный агрегат и по площадке под передвижные мостки прописаны в томе 4.4 «Конструктивные решения».

Якоря для растяжек агрегатов по ремонту скважин предусмотрены передвижными. Якоря привозятся бригадой по ремонту скважин. В качестве якорей используются железобетонные блоки, которые испытаны на нагрузки, установленные инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя. После монтажа агрегата по ремонту над устьем скважины, якоря оттяжек располагаются в соответствии со схемой, указанной в паспорте агрегата по ремонту скважин (установки). Соединение оттяжек с якорями должно соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации завода-изготовителя. Размещение якорей оттяжек показано в Томе 2.2, чертеж ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-02.ПЗУ.00.00.00-005-ЧРТ.

Для обслуживания фонтанной арматуры предусмотрены площадки обслуживания.

Строительство проектируемой скважины предусмотрено в рамках проекта 1694 «Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№3108, 3109, 3110, 3111, 3112 на кустовой площадке №1, №№3708, 3709, 3710, 3711, 3712 на кустовой площадке №7 Западно-Хоседаюского месторождения им. Д. Садецкого, ЦХП, блок №3».

На кустах скважин предусмотрено размещение пожарного инвентаря согласно ГОСТ 12.4.009-83.

Номера скважин кустовой площадки №7 приведены в таблице 1.2. Состав сооружений на кусте № 7 приведен в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Состав сооружений на кусте скважин № 7

№7	Куст №	
	Проект	Наименование
5	Проект 0313	
2	Проект 0375	Устье эксплуатационной скважины, шт
3	Проект 1672	
2	Проект 1825	
2	Проект 1968	
5	Проект 0313	
2	Проект 0375	Обслуживающая площадка, шт
3	Проект 1672	
2	Проект 1825	
2	Проект 1968	
5	Проект 0313	
2	Проект 0375	Площадка под ремонтный агрегат, шт
3	Проект 1672	
2	Проект 1825	
2	Проект 1968	
1	Проект 0313	Замерная установка АГЗУ-1 на 10 подключений (существующая)
1	Проект 1825	Замерная установка АГЗУ-2 на 14 подключений (существующая)
1	Проект 0313	Блок дозирования реагента БДР-25 (существующий)
5	Проект 0313	
2	Проект 1197	УДС (установка депарафинизации скважин (существующая)
3	Проект 1471	
2	Проект 1825	Механизм депарафинизации скважин МДСА («лебедка»)
1	Проект 0313	Дренажная емкость V=12,5 м ³ (существующая)
1	Проект 1825	Дренажная емкость V=8,0 м ³ (существующая)

Продукция от проектируемых скважин по выкидному трубопроводу поступает на существующую АГЗУ-2, где поочередно происходит замер дебита скважины. Для замера дебита скважин принята лучевая схема сбора продукции скважин. Существующая АГЗУ 31-С07-АГЗУ-2 на кусте №7 принята на 14 подключений. Рабочая среда - газожидкостная смесь. Измеряемые продукты - жидкость, газ, вода. Расчетное давление - 4,0 МПа. Температура продукта - плюс 2–30 °С. Для проектируемых скважин прогнозируемый показатель по добыче нефти 92,6…110,3 т/сут, по добыче жидкости 96…117,3 т/сут.

После замера продукция от проектируемых скважин по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу DN150 направляется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод куста №7.

Расстояние между осями смежных трубопроводов при параллельной прокладке в пределах площадки куста скважин приняты в соответствии с п.п.10.1.5, 10.1.9 (Приложение Е), 10.1.13 ГОСТ 32569-2013 и составляет не менее 500 мм.

Свободная высота эстакады технологических трубопроводов над проездами и переходами в соответствии с п.10.1.29 ГОСТ 32569-2013 и п.49 ФНиП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» Приказ от 21.12.2021 г. №444 принята равной:

- 5 м – для автомобильных дорог;
- 2,2 м – для пешеходных дорог.

Проектом предусмотрено автоматическое отключение двигателей ЭЦН при отклонениях давления в выкидных трубопроводах:

- максимального значения – 3,9 МПа (абс.);
- минимального значения – 0,4 МПа (абс.);
- при 50% НКПРП и /или при возникновении пожара в блоке АГЗУ.

Для отключения выкидной линии при аварии или для производства ремонтных работ на устье каждой скважины предусматривается отключающая задвижка DN80 PN4,0 МПа.

Для очистки внутренних поверхностей НКТ от асфальто-парафиновых отложений на вновь проектируемых скважинах предусматривается установка депарафинизации скважин на лубрикаторе (лебедка).

В состав модульной конструкции входят: лебедка, мотор-редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки, стойка для установки лебедки на верхнюю часть лубрикатора, лубрикаторное уплотнение, скребки, контроллер системы управления лебедкой.

При вращении барабана подвешенный на проволоку скребок опускается в скважину на заданную глубину (0-150 м), а после реверса скребок поднимается вверх, очищая стенки НКТ от парафина. Установка механизма депарафинизации скважин позволяет постоянно поддерживать дебит скважины на оптимальном уровне.

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных зонах предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу взрывоопасной зоны, группе и категории взрывоопасной смеси согласно ПУЭ и Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с обеспечением исполнения по взрывозащите не менее, чем «повышенная надежность против взрыва».

В соответствии с п.6.3.7 СП 231.1311500, на кустовой площадке №7 на выходе из 31-С07-АГЗУ-1 предусмотрена установка электроприводной запорной арматуры с дистанционным управлением 31-С07-XV-001 DN150 PN40, для возможности отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети. Данная арматура запроектирована в проекте 1825 «Обустройство дополнительных скважин на кустовых площадках №№ 1, 6, 7, 10, 11, 12, 16 Западно-Хоседауского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и расширение пропускной способности межпромысловых трубопроводов».

Дренаж с проектируемого производственного оборудования и технологических линий на период проведения технического обслуживания и ремонта на кусте скважин предусматривается в существующую дренажную емкость 31-С07-ЕД-2 объемом 8 м³. На

трубопроводе на воздушник дренажной емкости предусмотрена установка огневого преградителя.

Для сбора загрязнённых стоков при проведении ремонтных работ на скважине используются инвентарные поддоны.

Все трубопроводы в пределах кустовой площадки № 7 относятся к технологическим трубопроводам, прокладываются надземно на стойках без уклона, в соответствии с требованиями п.10.1.4 ГОСТ 32569-2013 на высоте не менее 1,0 м до низа трубопровода. Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном 0,03 м на 1 погонный метр трубопровода.

Проектные решения по опорам для надземных трубопроводов приняты в соответствии с требованиями п.10.4 ГОСТ 32569-2013. Опоры располагаются на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов (п.10.4.3). В соответствии с п.11.3.5 ГОСТ 32569-2013 расстояние от фланца арматуры до опоры, подвески, принято достаточным для обслуживания фланцевого соединения, и составляет не менее 500 мм.

В продольном направлении отдельно стоящие опоры и эстакады разбиваются на температурные блоки, длина которых не превышает предельных расстояний между неподвижными опорными частями трубопроводов.

Материал элементов опор, привариваемых к трубопроводу, соответствует материалу трубопровода. Для прокладки надземных трубопроводов на площадках применяются хомутовые опоры скольжения по техническим условиям изготовителей:

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

Выкидные трубопроводы относятся к трубопроводам группы Аб, категории I в соответствии с ГОСТ 32569-2013, проектируются из труб DN 80 стальных бесшовных горячедеформированных из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности К52.

При проектировании технологических трубопроводов следует руководствоваться Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444. При этом элементы технологических трубопроводов, воспринимающие воздействие избыточного давления более 0,05 МПа непосредственно (например, трубы, детали (предназначенные для изменения направления, присоединения ответвлений, изменения диаметра, постоянного или временного перекрытия), компенсаторы, фланцы или фланцевые соединения, арматура), должны соответствовать требованиям технического регламента "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013), принятого решением Совета Евразийской экономической комиссии от 2 июля 2013 г. N 41.

Оборудование, трубы, запорная арматура их качество и материальное исполнение выбраны в зависимости от климатического исполнения, свойств и рабочих параметров транспортируемой среды, требований Заказчика.

На кустовой площадке №7 предусмотрены два въезда с устройством площадок для размещения пожарной техники в соответствии с требованиями п.6.1.30 СП 231.1311500.2015.

Данным проектом предусматривается теплоизоляция выкидных трубопроводов полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2022 толщиной 100 мм. Детали трубопроводов изолируются матами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 21880-2022 толщиной 100 мм.

Для теплоизоляции арматуры применимы маты теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 21880-2022 толщиной 100 мм.

Защитное покрытие из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

В соответствии с п.10.8.5 ГОСТ 32569-2013 для арматуры с разъемным способом присоединения, фланцевых соединений, в местах измерения и проверки состояния трубопроводов предусматриваются съемные теплоизоляционные конструкции для быстрого доступа к поверхности изолируемого объекта.

1.5.3.3 Механизм депарафинизации скважин МДСА («Лебедка»)

Установка депарафинизации скважин на лубрикаторе предназначена для очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) от асфальтопарафиновых отложений на скважинах.

Применяемое оборудование соответствует климатическому исполнению ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, позволяющему его размещению на открытом воздухе.

Механизм выполнен в виде модульной конструкции, содержащей редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки и систему автоматического управления с контроллером. На барабан наматывается проволока с закрепленным на конце скребком.

Для ввода в канал подъемных труб скважины проволоки со скребком предусматривается лубрикатор, устанавливаемый на верхнем фланце фонтанной ёлки.

Механизм подъема с барабаном устанавливается непосредственно на верхней части лубрикаторного устройства. При вращении барабана проволока разматывается и скребок опускается в скважину, очищая стенки НКТ от парафина. При достижении заданной контроллером глубины, барабан начинает вращаться в другую сторону и скребок будет подниматься вверх, также очищая стенки НКТ. После окончания цикла очистки скребок с грузом находится в лубрикаторе до начала следующего цикла.

Программой предусмотрена работа механизма как в автоматическом, так и в ручном режимах.

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных зонах предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу взрывоопасной зоны, группе и категории взрывоопасной смеси согласно ПУЭ и Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с обеспечением исполнения по взрывозащите не менее, чем «повышенная надежность против взрыва». Все электрооборудование, установленное на опасных участках, сертифицировано для его использования в зонах класса В-1г (зона 2) по ГОСТ 31610.0-2019 не менее, чем IExdIIAT3.

Все электрооборудование, применяемое на опасном производственном объекте, имеют декларации или сертификаты соответствия, либо экспертизы промышленной безопасности. Характеристика основного технологического оборудования приведена в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Техническая характеристика механизма депарафинизации скважин

Технические характеристики	Показатели
Наименование оборудования	Механизм депарафинизации скважин автоматический (МДСА)
Количество	13 комплектов
Режим работы установки	Автоматический
Потребляемая мощность, не более, Вт	1200
Глубина обработки м	0÷2000
Скорость обработки (номинальная скорость движения скребка), м/мин	3,0÷17,0
Рабочее давление лубрикатора, МПа, не более	21
Длина лубрикатора, м	1,5÷2,2
Число циклов очистки при автоматическом режиме	От 1 раза в неделю до 8 раз в сутки

Дискретность установки времени цикла, ч	0,5
Количество задаваемых проходов в зоне очистки	1...10

1.5.3.4 Технологические трубопроводы на кустах скважин

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

Расчетное давление проектируемых технологических трубопроводов кустов №№ 1, №7 приведено в п.1.5.6 таблица 1.12.

Проектируемые трубопроводы на кусте скважин предназначены:

- выкидные – для подачи продукции скважин в систему сбора;

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

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

Высота прокладки надземных трубопроводов составляет не менее 1,0 м от поверхности земли до оси трубопровода.

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

На кустах №№ 1, 7 предусмотрена возможность пропарки и продувки всех проектируемых трубопроводов.

Все трубопроводы на кустовых площадках №№ 1, 7 проектируются с применением теплоизоляции полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2022 толщиной 100 мм. Детали трубопроводов изолируются матами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 21880-2022 толщиной 100 мм.

Зашитное покрытие из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

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

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

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

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

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

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

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний приведены в п.1.5.6 в таблице 1.12.

1.5.3.5 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации

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

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

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

1.5.3.6 Очистка полости и испытание трубопроводов

Трубопроводы до ввода их в эксплуатацию подвергаются очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность. Очистку трубопровода и испытания осуществляют по специальной инструкции, отражающей местные условия работ. Специальная инструкция составляется Заказчиком совместно со строительно-монтажной организацией.

К проектируемым технологическим трубопроводам на площадке кустов скважин №№ 1, 7 относятся выкидные линии от устьев скважин.

Согласно ГОСТ 32569-2013 выкидные трубопроводы от скважин относятся к группе А(б), категории I.

После монтажа трубопроводы необходимо очистить, промыть и подвергнуть гидравлическому испытанию на прочность и герметичность в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 для технологических трубопроводов.

Все технологические трубопроводы, помимо обычных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность давлением равным рабочему с определением падения давления во время испытания.

По окончании монтажа и испытания трубопроводов на прочность и плотность, производят промывку и продувку трубопроводов с целью очистки внутренней поверхности трубопроводов от механических загрязнений и удаления влаги и выполняют обычно в период пусконаладочных работ. Продувка должна производиться под давлением равным рабочему, но не более 4,0 МПа.

Все технологические трубопроводы в соответствии с требованиями п.10.2.1 ГОСТ 32569-2013 должны иметь дренажи для слива воды после гидравлических испытаний и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа.

1.5.4 Гидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции скважин Западно-Хоседаюского месторождения

1.5.4.1 Общие положения

В настоящем разделе представлено гидравлическое исследование системы сбора продукции скважин Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения имени Д. Садецкого и транспорт ее до УПСВ-3.

Система сбора выполнена по коллекторно-лучевой схеме - по отдельным нефтесборным трубопроводам продукция скважин от кустов поступает на УПСВ-3.

Данным проектом предусматривается обустройство скважин на кустовых площадках №№ 1 и 7.

Исследование проведено с целью:

- определение устьевых давлений и температурного режима системы сбора;
- определение скоростей движения потока в выкидных трубопроводах и нефтесборных коллекторах;
- определение режимов течения потоков по всей системе сбора и транспорта нефтегазовой смеси.

Исследование гидравлического режима системы сбора и транспорта нефтегазовой смеси выполнено с использованием уравнения состояния Peng Robinson.

Компьютерное моделирование включает в себя расчеты и выводы результатов расчета таких важных переменных, как давление, температура, плотность и других параметров нефтегазовой смеси.

1.6 Исходные данные

Прогнозные показатели по добыче нефти и жидкости для проектируемых скважин №№ 3113 (кустовая площадка №1), 3714, 3715 (кустовая площадка №7) приняты в соответствии с пунктом 9.3 Задания на проектирование и представлены в 1.8.

Прогнозные показатели по добыче нефти и жидкости для ранее запроектированных скважин кустов №№1,6,7,10,12,14,8-БИС,17 в соответствии с Заданиями на проектирование 1672П, 1729П, 1825П, 1902П, для существующих скважин кустов Западно-Хоседаюского месторождения приняты в соответствии файлом «Расчет добычи ЗХ по кустам» от 26.01.2024 г.

При выполнении гидравлического расчета были учтены следующие исходные данные:

- давление входа на УПСВ-3 на основании проекта 1755П по модернизации УПСВ-3-0,855 МПа (изб.);
- газовый фактор 45,23 м³/т в соответствии с пунктом 9.4 Задания на проектирование;
- расчетное давление трубопроводов системы сбора составляет 4,0 МПа (изб.);
- температуры на устьях приняты в соответствии с присланным документом «Отчет по фонду Западное Хоседаю» от 12.12.2023 г.,
- температура на устье для проектируемых скважин принята плюс 20⁰C;
- прокладка трубопроводов надземная в теплоизоляции из ППУ (коэффициент теплопроводности 0,029 Вт/м*К);
- температура окружающего воздуха минус 46⁰C (зима);
- компонентный мольный состав и физико-химические свойства нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти для скважины №3420 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения имени Д. Садецкого на основании данных проекта 1471 и «Главы 2 Геолого-физической характеристики Западно-Хоседаюского месторождения ДТПР» представлены в таблице 1.9;
- компонентный мольный состав и физико-химические свойства нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Верхнеколвинского месторождения в таблице 1.10;
- максимальные показатели добычи по Верхнеколвинскому месторождению, принятые в расчет: нефти 389 тонн/сутки, по жидкости – 423 тонн/сутки, добыча газа 5,13 млн.м³/год;
- коэффициент абсолютной шероховатости трубопроводов системы сбора и транспорта принят 0,2 мм;
- принципиальная схема системы сбора со скважин Западно-Хоседаюского месторождения представлена на рисунке 1.1.

Таблица 1.8 – Прогнозные показатели по добыче нефти и жидкости для проектируемых скважин на кустовых площадках №№ 1, 7

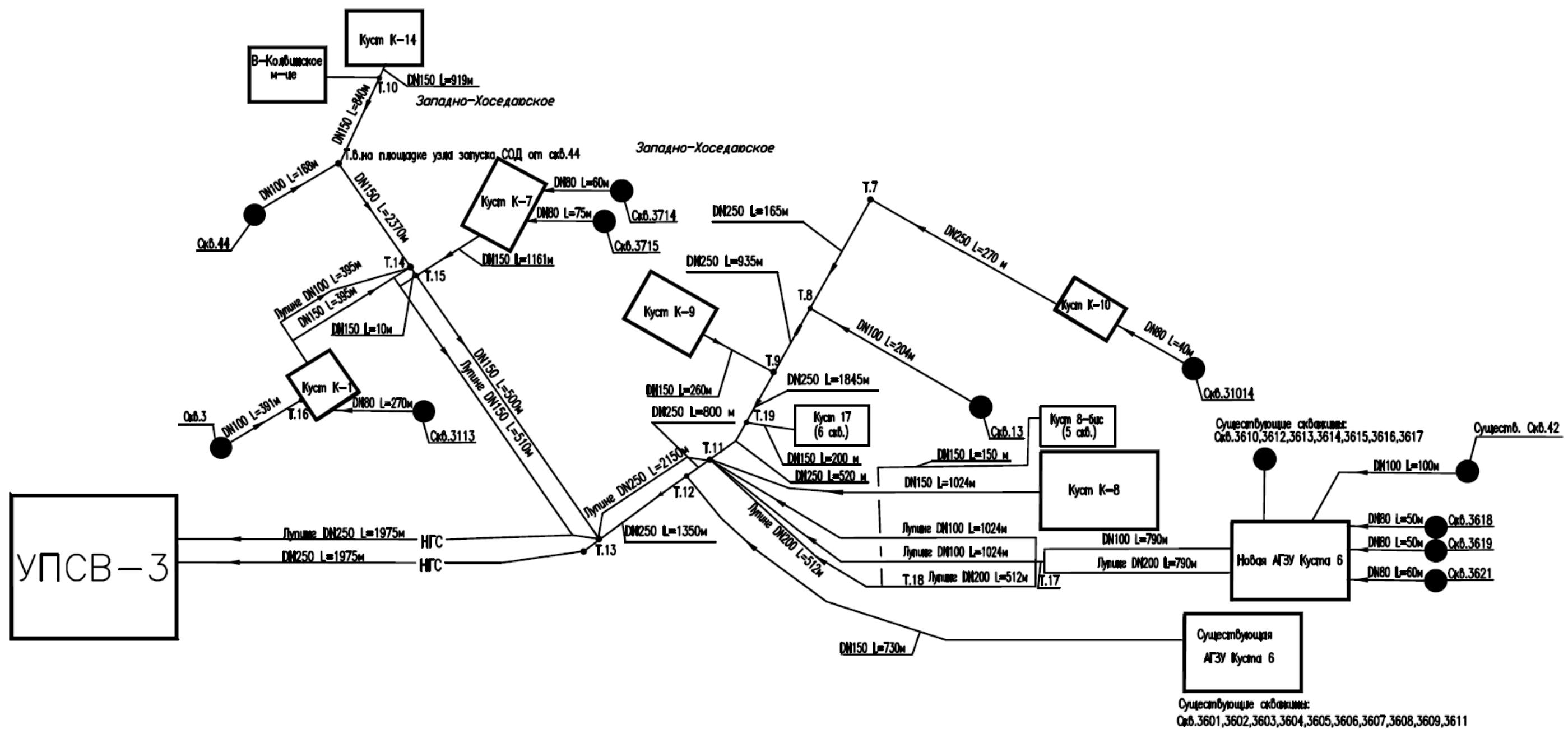
№ скв.	Qнефти, т/сут	Qжидк, т/сут	Гф, м ³ /т	Qгаза, м ³ /сут	Обводненность, % масс.
3113	86,5	89,8	45,23	4920,1	1,9
3714	92,6	96,0	45,23	5267,1	1,84
3715	110,3	117,3	45,23	6273,9	3,17

Таблица 1.9 - Компонентный состав газа, разгазированной и пластовой и физико-химические свойства нефти Западно-Хоседауского месторождения. Скважина №3420. Однократное разгазирование

Наименование компонента	Газ		Разгазированная нефть		Пластовая нефть	
	моль.%	масс.%	моль.%	масс.%	моль.%	масс.%
Сероводород	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Диоксид углерода	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Азот	9,10	9,38	0,00	0,00	3,55	0,47
Гелий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Водород	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Метан	55,29	32,73	0,00	0,00	21,60	1,64
Этан	13,78	15,37	0,00	0,00	5,38	0,77
Пропан	12,67	20,90	0,00	0,00	4,95	1,03
и-Бутан	2,23	4,92	0,00	0,00	0,87	0,24
н-Бутан	4,13	9,12	0,00	0,00	1,61	0,44
Изопентаны	1,30	3,43	3,93	0,86	2,90	0,99
н-Пентан	1,03	2,72	3,60	0,79	2,60	0,88
Изогексаны	0,22	0,62	2,65	0,69	1,70	0,69
н-Гексан	0,08	0,26	2,54	0,66	1,58	0,64
Изогептаны	0,14	0,48	2,51	0,76	1,58	0,75
н-Гептан	0,02	0,08	2,86	0,87	1,75	0,83
н-Октан	0,00	0,00	2,40	0,83	1,46	0,79
н-Нонан	0,00	0,00	2,56	0,99	1,56	0,94
н-Декан	0,00	0,00	3,00	1,29	1,83	1,23
н-Ундекан	0,00	0,00	3,17	1,50	1,93	1,43
Остаток (C ₁₂₊)	0,00	0,00	70,79	90,75	43,15	86,24
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Плотность газа (расч.), кг/м ³		1,130				
Плотность (экспер.), кг/м ³		1,138				
Плотность (среднее), кг/м ³		1,134		930,09		
Молекулярная масса		27,186		330		212
Динамическая вязкость при 20°C, сПз				482,3		
Динамическая вязкость при 20°C, сПз				70		

Таблица 1.10 – Компонентный мольный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти и физико-химические свойства Верхнеколвинского нефтяного месторождения

Наименование	Численные значения					
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть	
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	однократное разгазир.	дифференциальное разгазир.
Мольное содержание компонентов, %:						
Сероводород	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Диоксид углерода	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Азот	10.25	0.00	10.67	0.00	3.17	4.06
Гелий	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Водород	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Метан	56.78	0.00	55.78	0.00	17.57	21.21
Этан	11.99	0.00	12.06	0.00	3.71	4.59
Пропан	11.85	0.00	11.84	0.00	3.67	4.50
и-Бутан	2.71	0.00	2.77	0.00	0.84	1.05
н-Бутан	4.20	0.00	4.45	0.00	1.30	1.69
Изопентаны	1.20	4.71	1.26	4.94	3.62	3.54
н-Пентан	0.79	5.21	0.90	5.42	3.85	3.70
Изогексаны	0.16	3.58	0.18	3.58	2.52	2.28
н-Гексан	0.05	4.56	0.06	4.59	3.17	2.87
Изогептаны	0.01	1.69	0.03	1.53	1.17	0.96
н-Гептан	0.01	3.32	0.01	2.95	2.30	1.83
н-Октан	0.00	4.16	0.00	4.25	2.87	2.63
н-Нонан	0.00	5.65	0.00	5.32	3.90	3.30
н-Декан	0.00	5.35	0.00	5.13	3.69	3.18
н-Ундекан	0.00	4.43	0.00	4.36	3.06	2.70
Остаток (C12+)	0.00	57.34	0.00	57.93	39.59	35.91
Всего	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Молекулярная масса	25,809	255	25,88	255	172	163



1.7 Результаты гидравлического расчета

Гидравлический расчет системы сбора продукции со скважин Западно-Хоседаюского месторождения выполнен на показатели добычи в соответствии с Заданием на проектирование для проектируемых скважин №№ 3113 (кустовая площадка №1), 3714,3715 (кустовая площадка №7) и файлом «Расчет добычи ЗХ по кустам» от 26.01.2024 г на зимний период.

При выполнении гидравлического расчета учитывались фактически применяемые лупинги:

- DN100 от куста К8- 2 трубопровода-лупинга;
- DN100 от куста К1;
- от новой АГЗУ Куста 6 до т.в. в трубопроводы-лупинги от Куста 8 ($L=790\text{м}$) – DN200;
- от т.в. 17 до т.в.11 ($L=1024\text{м}$) – DN200;
- от т.в.11 до УПСВ-3 ($L=4125\text{м}$) – DN250.

Продукция от скважины №7 и скважин куста 12 Западно-Хоседаюского месторождения не учтена в гидравлическом расчете в соответствии с письмом ООО «РУСВЬЕТПЕТРО» СБ-10-03-02/643 от 19.02.2024г.

Для разгрузки трубопровода от куста 6 в соответствии с письмом ООО «РУСВЬЕТПЕТРО» СБ-10-03-02/643 от 19.02.2024г продукция от скважин №3606, 3605,3601,3604,3602,3603,3607,3608,3609,3611 через существующую АГЗУ куста 6 по трубопроводу DN150 поступает в т.в.12, а продукция от скв. 42 и скважин №№3612,3610,3613,3615,3614,3616,3617,3618,3619,3620,3621 через новую АГЗУ в районе куста 8 поступает по существующему трубопроводу от скв. 42 DN100 в существующие трубопроводы-лупинги от куста 8.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Результаты гидравлического расчета системы сбора Западно-Хоседаюского месторождения

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °C		Скорость, в начале, м/с	Скорость, в конце, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч
			в начале	в конце	в начале	в конце								
Сущ. АГЗУ Куст 10 (скв. 31001,31002,31003,31004,31005,31006,31007,31008,31009,18P)				2,872		41,0				51361				
Новая АГЗУ Куст 10 (скв. 31011,31012,31013,31014)				2,872		19,0				17995				
Куст 10 – т.в.7	250	270	2,872	2,790	34,7	34,6	0,44	0,45	пробковый	69357	85,3	14,8	70,5	445,4
т.в.7 – т.в.8	250	165	2,790	2,788	34,6	34,5	0,46	0,46	пробковый	69357	85,9	15,4	70,5	450,6
Скв.13 – т.в.8	100	204	2,773	2,788	26,0	25,2	0,14	0,14	пробковый	3574	4,4	0,8	3,6	22,9
т.в.8 - т.в.9	250	935	2,788	2,665	34,1	33,7	0,48	0,49	пробковый	72930	90,3	16,2	74,1	473,5
Куст 9 – т.в.9	150	260	2,726	2,665	18,2	17,7	0,17	0,17	пробковый	8001	10,2	2,1	8,1	64,7
т.в.9 – т.в. Куста 17	250	1380	2,665	2,653	32,2	31,8	0,54	0,54	пробковый	88931	101,7	19,5	82,2	548,1
Скв. 31701 – Куст 17	80	45	2,687	2,682	20,0	19,9	0,32	0,32	пробковый	4034	5,3	1,2	4,1	37,1
Скв. 31702 – Куст 17	80	50	2,688	2,682	20,0	19,9	0,31	0,31	пробковый	4069	5,3	1,1	4,1	33,8
Скв. 31703 – Куст 17	80	80	2,691	2,682	20,0	19,8	0,31	0,32	пробковый	4031	5,3	1,2	4,1	35,4
Скв. 31704 – Куст 17	80	80	2,690	2,682	20,0	19,8	0,31	0,31	пробковый	3832	5,2	1,3	3,9	39,9
Скв. 31705 – Куст 17	80	105	2,692	2,682	20,0	19,7	0,32	0,32	пробковый	3797	5,3	1,5	3,9	43,3
Скв. 31707 – Куст 17	80	105	2,699	2,682	20,0	19,8	0,44	0,44	пробковый	5331	7,4	2,0	5,4	59,8
Куст 17 – т.в 19	150	200	2,682	2,653	19,8	19,7	0,59	0,59	пробковый	25095	33,9	8,4	25,5	249,4
т.в. 19 - т.в.11	250	520	2,653	2,605	29,2	29,0	0,73	0,74	пробковый	106025	136,0	28,3	107,7	803,2
Куст 8 – т.в.11	150	1024	3,490	2,605	35,8	35,6	1,36	1,47	дисперсный	65290	78,0	11,8	66,6	431,8
Скв.42 – Новая АГЗУ	100	100	2,887	2,864	54,0	53,8	0,47	0,47	пробковый	10108	15,0	4,4	10,6	124,3
Скв. 3618 – Новая АГЗУ	80	50	2,871	2,864	20,0	19,9	0,37	0,37	пробковый	5094	6,6	1,4	5,2	44,6
Скв. 3619 – Новая АГЗУ	80	50	2,872	2,864	20,0	19,9	0,40	0,40	пробковый	5476	7,1	1,5	5,6	47,9
Скв. 3621 – Новая АГЗУ	80	60	2,876	2,864	20,0	19,9	0,51	0,51	пробковый	6648	9,0	2,2	6,8	70,1
Новая АГЗУ Куст 6 (скв.3612,3610,3613,3615,3614,3616,3617) –				2,864		15,0				35343				
Новая АГЗУ Куст 6 – т.в. в трубопроводы-лупинги от Куста 8	100	790	2,864	2,785	22,3	21,0	0,35	0,35	пробковый	8147	10,6	2,3	8,3	73,5
Лупинг новая АГЗУ Куст 6 – т.в. в трубопроводы-лупинги от Куста 8	200	790	2,864	2,786	22,3	22,0	0,59	0,59	пробковый	54522	71,1	15,6	55,4	491,6
Лупинг Куст 8 (от новой АГЗУ) – т.в.11	100	1024	2,785	2,605	21,9	20,3	0,36	0,36	пробковый	8335	11,0	2,5	8,5	76,0
Лупинг Куст 8 (от новой АГЗУ) – т.в.11	100	1024	2,785	2,605	21,9	20,3	0,36	0,36	пробковый	8335	11,0	2,5	8,5	76,0
Лупинг Куст 8 (от новой АГЗУ) – т.в.18	200	512	2,785	2,690	21,9	21,6	0,47	0,49	пробковый	45999	60,4	13,7	46,7	419,2
Скв. 3811 – Куст 8БИС	80	65	2,715	2,710	20,0	19,8	0,31	0,31	пробковый	3717	5,3	1,5	3,8	44,2
Скв. 3812 – Куст 8БИС	80	65	2,711	2,710	20,0	19,9	0,36	0,36	пробковый	5259	6,1	0,8	5,3	24,5
Скв. 3814 – Куст 8БИС	80	95	2,725	2,710	20,0	19,8	0,43	0,43	пробковый	5318	7,2	1,8	5,4	53,3
Скв. 3815 – Куст 8БИС	80	95	2,724	2,710	20,0	19,8	0,48	0,48	пробковый	5249	8,1	2,7	5,4	80,8
Скв. 3816 – Куст 8БИС	80	130	2,729	2,710	20,0	19,7	0,48	0,49	пробковый	5250	8,1	2,7	5,4	81,2
Куст 8БИС - т.в.18	150	150	2,710	2,690	19,8	19,7	0,60	0,60	пробковый	24794	34,8	9,5	25,3	285,0
т.в.18 - т.в.11	200	512	2,690	2,606	21,0	20,9	0,79	0,80	пробковый	70794	96,1	24,0	72,1	711,4
т.в.11 – т.в.12	250	800	2,605	2,508	28,1	28,0	0,91	0,92	пробковый	129389	170,8	39,2	131,6	1093,6
Лупинг т.в.11 – т.в.12	250	800	2,605	2,508	28,1	28,0	0,91	0,92	пробковый	129389	170,8	39,2	131,6	1093,6
Сущ. АГЗУ Куст 6 (скв.3601,3602,3603,3604,3605,3606,3607,3608,3609,3611) – т.в.12	150	730	3,303	2,508	25,9	25,8	1,38	1,47	дисперсный	71978	84,2	11,4	72,8	409,8
т.в.12 – т.в.13	250	1350	2,508	2,391	27,5	27,3	1,17	1,17	пробковый	165378	217,7	49,8	167,9	1341,3
Лупинг т.в.12 – т.в.13	250	1350	2,508	2,391	27,5	27,3	1,17	1,17	пробковый	165378	217,7	49,8	167,9	1341,3
Продукция от куста 1 Верхне-Колвинского месторождения после ПП и сепарации с выделением требуемого количества газа на ПП – т.в.10	200	17120	3,233	3,218	69,8	29,8	0,37	0,32	волновой	18761	45,2	23,8	21,4	715,6
Скв. 31401 куст 14 – Куст 14	80	63	3,231	3,225	20,0	19,8	0,32	0,32	пробковый	4357	5,7	1,2	4,4	44,1
	150	26	3,225	3,225	19,8	19,7	0,09	0,09	пробковый	4357	5,7	1,2	4,4	44,1

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °C		Скорость, в начале, м/с	Скорость, в конце, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м ³ /ч	Расход газа в станд. условиях (при 20 °C), в начале, м ³ /ч
			в начале	в конце	в начале	в конце								
Куст 14 – т.в.10	150	919	3,225	3,218	19,8	16,6	0,11	0,11	пробковый	4689	6,2	1,4	4,8	50,2
Т.в.10 – т.в. скв.44	150	840	3,218	3,158	26,2	25,2	0,75	0,76	расслоенный	23450	44,6	19,0	25,6	660,3
Скв.44 – т.в.скв. 44	100	168	3,157	3,158	20,0	17,0	0,04	0,03	расслоенный	779	1,1	0,3	0,8	9,6
Т.в. скв.44 – т.в.14	150	2370	3,158	2,976	24,9	22,3	0,75	0,77	пробковый	24229	46,0	19,6	26,4	672,0
Скв.3 – т.в.16	100	391	3,356	3,303	26,0	25,2	0,21	0,21	дисперсный	5687	6,5	0,8	5,7	28,6
Скв 3113 - Куст 1	80	270	3,319	3,303	20,0	18,8	0,36	0,36	дисперсный	3925	6,3	2,2	4,1	81,2
Куст 1 – т.в.14	150	395	3,303	2,976	24,3	24,3	1,40	1,43	дисперсный	70093	85,1	14,0	71,1	505,2
Лупинг Куст 1 – т.в.14	100	395	3,303	2,976	24,3	24,2	1,00	1,10	дисперсный	26321	32,0	5,2	26,7	189,7
т.в.14 – т.в.15	150	10	2,976	2,970	24,1	24,1	1,37	1,37	пробковый	60321	83,9	21,9	62,0	709,5
Лупинг т.в.14 – т.в.15	150	10	2,976	2,970	24,1	24,1	1,37	1,37	пробковый	60321	83,9	21,9	62,0	709,5
Сущ. АГЗУ Куст 7 (скв. 3701,3702,3703,3704,3705,3706,3707)			3,797		31,6					38265				
Скв.3714 - Новая АГЗУ Куст 7	80	60	3,801	3,797	20,0	19,7	0,36	0,36	пробковый	4196	6,3	1,9	4,4	80,3
Скв.3715 - Новая АГЗУ Куст 7	80	75	3,804	3,797	20,0	19,7	0,43	0,43	пробковый	5121	7,7	2,2	5,4	95,6
Новая АГЗУ Куст 7 (скв. 3708,3709,3710,3711,3712)			3,797		19,7					29372				
Куст 7 – т.в.15	150	1161	3,797	2,970	26,1	26,0	1,56	1,69	пробковый	76954	95,3	16,5	78,8	685,1
т.в.15 – т.в.13	150	500	2,970	2,390	24,8	24,8	2,22	2,42	пробковый	98798	135,5	34,1	101,4	1100,9
Лупинг т.в.15 – т.в.13	150	500	2,970	2,390	24,8	24,8	2,22	2,42	пробковый	98798	135,5	34,1	101,4	1100,9
т.в.13 – т.в.5	250	1975	2,390	0,856	26,4	26,2	1,98	3,29	пробковый	264176	369,0	99,8	269,2	2568,3
Лупинг т.в.13 – т.в.5	250	1975	2,390	0,856	26,4	26,2	1,98	3,29	пробковый	264176	369,0	99,8	269,2	2568,3

1.8 Выводы по результатам гидравлического расчета системы сбора Западно-Хоседауского месторождения

Гидравлический расчет системы сбора продукции со скважин Западно-Хоседауского месторождения выполнен на показатели добычи в соответствии с Заданием на проектирование для проектируемых скважин №№ 3113 (кустовая площадка №1), 3714,3715 (кустовая площадка №7) и файлом «Расчет добычи ЗХ по кустам» от 26.01.2024 г на зимний период.

При выполнении гидравлического расчета учитывались фактические применяемые лупинги:

- DN100 от куста К8- 2 трубопровода-лупинга;
- DN100 от куста К1;
- от новой АГЗУ Куста 6 до т.в. в трубопроводы-лупинги от Куста 8 (L=790м) – DN200;
- от т.в. 17 до т.в.11 (L=1024м) – DN200;
- от т.в.11 до УПСВ-3 (L=4125м) – DN250.

Для разгрузки трубопровода от куста 6 в соответствии с письмом ООО «РУСВЬЕТПЕТРО» СБ-10-03-02/643 от 19.02.2024г продукция от скважин №3606, 3605,3601,3604,3602,3603,3607,3608,3609,3611 через существующую АГЗУ куста 6 по трубопроводу DN150 поступает в т.в.12, а продукция от скв. 42 и скважин №№3612,3610,3613,3615,3614,3616,3617,3618,3619,3620,3621 через новую АГЗУ в районе куста 8 поступает по существующему трубопроводу от скв. 42 DN100 в существующие трубопроводы-лупинги от куста 8.

Рекомендуемые по результатам гидравлического расчета диаметры проектируемых выкидных трубопроводов в теплоизоляции из пенополиуретана толщиной 100 мм без электрообогрева составляют:

- от скв. №№3113 куста 1 – DN80;
- от скв. №№3714,3715 куста 7 – DN80.

При этом рабочее давление на устьях проектируемых скважин составляет 3,31-3,804Па (изб.) и не превышает максимальное расчетное давление, равное 4,0 МПа (изб.).

Режимы течения и скорости потоков в проектируемых трубопроводах указаны в таблице результатов расчета 1.11. В соответствии с выполненным расчетом в трубопроводах будет наблюдаться пробковый режим. Скорости потоков в выкидных трубопроводах от проектируемых скважин куста 1 и куста 7 не превышают 1 м/с.

При малых скоростях нефтегазовой смеси в трубопроводах в пониженных местах трассы может наблюдаться явление локальной коррозии металла. Для борьбы с коррозией рекомендуется применение ингибитора коррозии.

Во избежание образования и выпадения АСПО в трубопроводах при транспорте нефтегазовой смеси по трассе рекомендуется применение:

- теплоизоляции трубопроводов системы сбора и транспорта НГС от кустов скважин до УПСВ-3;
- ингибиторов от образования АСПО и диспергаторов (растворителей) АСПО (периодически).

Температура потока в проектируемых трубопроводах составляет плюс 18,8 \div 20,0 $^{\circ}$ С при температуре застывания нефти плюс 10 $^{\circ}$ С. Риска застывания нефти не наблюдается, применение электрообогрева трубопроводов и оборудования не требуется.

При останове процесса добычи и транспорта нефтегазовой смеси из скважин при остывании НГС во избежание образования парафиновых пробок рекомендуется освобождать трубопроводы (дренировать).

1.8.1 Мероприятия по защите надземных трубопроводов от опасных геологических процессов

На территории кустовых площадок №№1, 7 имеют широкое распространение геологические процессы, свойственные районам распространения ММГ: морозное пучение, морозобойное растрескивание. В связи с этим для проектируемых трубопроводов применяется надземный способ прокладки.

Высота прокладки трубопроводов выбрана из условия предотвращения растепления ММГ в процессе эксплуатации трубопроводов. Кроме того, применение теплоизоляции позволяет снизить интенсивность распространения теплового потока, идущего от трубопроводов.

Увеличение глубины заложения свайных фундаментов и применение буроопускного метода установки свай позволяет обеспечить возможность нормальной эксплуатации проектируемых линейных сооружений при допущенных термокарстовых проявлениях. Кроме того, использование ММГ в качестве основания по принципу I позволяет избежать скопления поверхностных вод на площадках строительства, а также предохранить от повреждения растительный покров, выполняющий роль естественной теплоизоляции для залегающих у поверхности слоев ММГ.

1.8.2 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промысловых и технологических трубопроводов

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

Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промысловых трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

Гидравлическое испытание трубопроводов рекомендуется проводить в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха.

При температуре окружающей среды трубопровода ниже 0°C допускается использовать жидкости, имеющие пониженную температуру замерзания (антифризы).

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

Все технологические трубопроводы испытываются гидравлическим способом.

Все работы по очистке полости трубопровода, испытанию на прочность и проверке на герметичность проводят согласно рекомендациям, приведенным:

- в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444, в разделах V.IV, V.V, V.VI, V.VII, V.VIII;
- в п. 13.1, 13.2.1, 13.2.6 ГОСТ 32569-2013 – для технологических трубопроводов на кустах скважин и дренажных трубопроводов.

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

По окончании монтажа и испытания трубопроводов на прочность и плотность, производят промывку и продувку трубопроводов с целью очистки внутренней поверхности трубопроводов от механических загрязнений и удаления влаги и выполняют обычно в период пусконаладочных работ. Продувка должна производиться под давлением равным рабочему, но не более 4,0 МПа

Значения пробных давлений приведены в таблице 1.12.

Величины давлений, продолжительность испытаний трубопроводов на прочность, проверка их на герметичность и объем контроля сварных стыков приведены в таблице 1.12.

Контроль сварных соединений трубопроводов выполнить в объеме 100% радиографическим методом. Работы по контролю должны соответствовать требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

Согласно требованиям ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п.903 и требований таблицы 2 приложения №7 на период проведения испытаний трубопроводов определен размер опасных зон.

Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см в обе стороны от оси трубопровода, м – 75 м, Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м – 600 м.

Согласно п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» предусмотрена предпусковая внутритрубная приборная диагностика для участков, относящихся к наиболее опасным (на пересечении с автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями, водными преградами).

Таблица 1.12 – Испытания технологических и промысловых трубопроводов

Наименование участков трубопроводов	Диаметр, толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория, группа	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		Примечания	
					На прочность			
					Гидравлическим способом	Инервматическим способом		
В верхней точке (не менее)		В нижней точке		На герметичность, МПа				

Примечания

- Продолжительность испытаний технологических трубопроводов осуществлять в соответствии с п.п. 13.1, 13.2.1, 13.2.6 ГОСТ 32569 2013. Испытания на прочность испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут, после чего его снижают до расчетного, при этом производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность). По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до расчетного и вторично тщательно осматривают трубопровод. Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.
 - Испытание технологических трубопроводов на герметичность проводить гидравлическим способом. Величина испытательного давления должна соответствовать расчетному давлению трубопровода.
 - В соответствии с п. 13.5 ГОСТ 32569-2013 технологические трубопроводы помимо обычных испытаний на прочность и плотность подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность.
 - Продолжительность дополнительных испытаний для технологических трубопроводов составляет не менее 24 ч.

1.8.3 Защита от коррозии

Защита оборудования, аппаратов, емкостей и металлоконструкций от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации и выполняться согласно требованиям СП 72.13330.2016 Актуализированная редакция СНиП 3.04.03–85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

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. Окраску трубопроводов производить перед монтажом теплоизоляции. Срок службы анткоррозионных 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.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры, оборудования с теплоизоляцией применить эпоксидное покрытие – один слой толщиной 200 мкм. Окраску трубопроводов производить перед монтажом теплоизоляции. Покрытия должны выдерживать кратковременные повышения температуры при пропарке до 150 °С.

Покрытия для анткоррозионной защиты наружной поверхности оборудования, емкостей и аппаратов представляют собой комплексные системы покрытий, состоящие из 2÷4 слоев лакокрасочных покрытий (ЛКП) различных классов: эпоксидных, полиуретановых и других.

Также одной из мер по борьбе с внутренней коррозией выкидных и нефтегазосборного трубопроводов является применение труб повышенной коррозионной стойкости.

Дополнением к плановым мероприятиям по контролю за техническим состоянием оборудования и трубопроводов является мониторинг коррозии.

Подробные рекомендации по защите от коррозии приведены в Разделе 2 «Материальное исполнение и анткоррозионные покрытия».

1.8.4 Требования к организации производства

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

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

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

- создание рациональной производственной структуры внутри предприятия и организация основных производственных процессов (состав и номенклатура цехов, служб и подразделений, степень их специализации), а также вопросы, связанные непосредственно с регламентом работы цехов и участков и обеспечения бесперебойного хода производственного процесса;

- техническое обслуживание производства - квалифицированное обслуживание основного производства, обеспечивающее ритмичный выпуск высококачественной продукции;

- управление производством.

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

Численность работников, задействованных на обслуживании комплекса добычи и транспорта нефти и газа, составлена исходя из условий организации работы в две вахты по две смены в сутки на непрерывном производстве. Продолжительность смены административного, производственного и обслуживающего персонала составляет 12 часов. Продолжительность рабочей вахты определяется согласно внутреннего распорядка предприятия и не должна превышать 30 дней.

При проектировании организации и оснащении рабочих мест были использованы материалы проектов-аналогов, показатели которых соответствовали прогрессивным технологическим, организационным, санитарно-гигиеническим и другим нормативам.

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

– наличие необходимых инструкций и предупредительных знаков, предостерегающих об опасности и указывающих на необходимые меры предосторожности при работе.

На уровне созданного производственного подразделения предусматривается реализовать автоматизированную систему управления технологическими процессами на всех подключаемых к системе объектах и сооружениях.

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

Постоянные рабочие места для мастера по добыче нефти и газа, и оператора по добыче нефти и газа предусмотрены в существующем здании операторной, расположенной на площадке УПСВ-3 Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП, где для них уже предусмотрено санитарно-бытовое обслуживание.

Постоянных рабочих мест для остального существующего персонала не предусмотрено. Работники будут размещаться в уже существующем вахтовом поселке.

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 комплекса добычи и 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 (ГОСТ 12.0.004-2015).

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 комплекса добычи и транспорта нефти и газа, поскольку создает благоприятные возможности для высокопроизводительной работы трудового коллектива, выпуска продукции хорошего качества, полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего развития личности в процессе труда. Организация производства – это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления – в отрасли в регионе, на предприятии.

Организация и обслуживание рабочих мест предусматривает социальное и производственное обслуживание - бытовое обеспечение работников питанием, медицинскими, коммунальными, бытовыми услугами и др.

Ремонтная бригада и эксплуатационный персонал, обслуживающий проектируемые объекты, обеспечиваются грузопассажирским вахтовым автобусом на шасси ГАЗ (ГАЗ 3301 «Садко»). Фургон вахта «Грузопассажирский» представляет собой помещение, разделенное на несколько отсеков перегородкой (с дверью, либо глухой). В одном отсеке размещаются высокие велюровые пассажирские сиденья для перевозки бригад, в другом отсеке располагается различное оборудование. Вахта грузопассажирская изготавливается на шасси ГАЗ-33081 «Садко» (дизель, 4x4).

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

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

– Положение о порядке организации безопасного производства работ должно предусматривать:

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

Подробно требования к организации производства приведены в Томе 3.3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.9 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

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

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

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

Электроснабжение Западно-Хоседаюского месторождения осуществляется существующими энергоцентрами № 1, 2, 3, расположенные на площадке ЦПС и Северо-Хоседаюском месторождении.

Электроснабжение электроприемников расширения кустовых площадок №№ 1, 7, Западно-Хоседауского месторождения ЦХП выполняется от существующих комплектных двухтрансформаторных подстанций 2КТП-10/0,4 кВ.

Потребность месторождения в электроэнергии на добычу, сбор, транспорт нефти и газа и обоснование потребности электроэнергии представлены Томе 5.1 «Система электроснабжения».

1.10 Описание источников поступления сырья

Источники сырья и материалов:

- в систему сбора и транспорта поступает продукция скважин Западно-Хоседауского месторождения ЦХП (блок №3);

- источниками энергоснабжения являются энергоцентры № 1, 2, 3, на площадке ЦПС и Северо-Хоседауском месторождении, а также существующие комплектные двухтрансформаторные подстанции 2КТП-10/0,4 кВ, расположенные на каждом кусте скважин. 2КТП-10/0,4 кВ предполагаются в качестве «основного» и «резервного» источника электроснабжения. Подробно сведения о потребности электроэнергии представлено в Томе 5.1 «Система электроснабжения»;

1.11 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

В систему сбора месторождения поступает водогазонефтяная жидкость из пласта со следующими параметрами:

– Давление на устьях скважин не превышает	3,31...3,804 МПа
– Температура окружающей среды	плюс 34÷минус 46 °C
– Давление в системе сбора	1,09...1,33 МПа(изб)
– Давление на входе на сооружения площадки УПСВ-3	0,9...1,3 МПа (изб)
– Температура на входе на сооружения площадки УПСВ-3	12,4 ...15,9 °C

1.12 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования

Характеристики технологического процесса, конфигурация оборудования и другие решения приняты на основании расчета системы сбора продукции скважин.

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

При обустройстве месторождения использовалось оборудование блочного исполнения: групповая замерная установка АГЗУ, блок дозирования реагента БДР, дренажная емкость, арматура и трубопроводы, материальное исполнение которых рассчитано на использование в климатических условиях месторождения и при установленных давлениях.

Весь комплекс оборудования, примененный в проекте, выбран из условий наиболее рациональной связки блоков, объема дренажной емкости, позволяющих осуществлять полный комплекс работ по эксплуатации месторождения, с соблюдением действующих норм и правил при наименьших затратах.

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

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, размещаемого на технологических площадках, используются передвижные грузоподъемные устройства.

Краткая характеристика, проектные и конструктивные решения устройства площадок установки подъемных агрегатов и площадок (мест) размещения приемных мостков бригад ремонта скважин приведена в Томе 4.1 «Конструктивные и объемно-планировочные решения».

В данном проекте организация ремонтного хозяйства и его оснащенность не рассматриваются. Для обслуживания и ремонта используются механизмы и оборудование, имеющиеся на уже существующих объектах.

Обоснование количества, производственных и технических характеристик вспомогательного оборудования приведено в Томе 5.1 «Система электроснабжения», в Томе 5.2 «Система водоснабжения», в Томе 5.3 «Система водоотведения». Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте на период строительства приведена в Томе 7 «Проект организации строительства».

Предусмотрено применение технических устройств, материалов и изделий, имеющих документы, подтверждающие их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 8 технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011) по схеме декларации - 5д либо сертификации по эквивалентной схеме, ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), р. VI технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013).

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

В соответствии с требованиями п.1 ст.2 к Федеральному закону N 116-ФЗ от 21.07.1997 г «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые сооружения относятся к категории опасных производственных объектов, на которых обращается горючая жидкость – нефть.

В соответствии с требованиями ФЗ № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые объекты являются опасными производственными объектами (ОПО) исходя из количества опасного вещества (Таблица 2 Приложения 2 к ФЗ-116) и подлежат обязательной регистрации в государственном реестре.

Проектируемые объекты обустройства (расширение) кустов скважин № 1, 7 система транспорта продукции скважин отнесены к III классу опасности при регистрации в государственном реестре.

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

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

Характеристика основных технологических объектов обустройства месторождения по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Характеристика основных 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 пожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ (шестое издание, дополненное с исправлениями и Госэнергонадзор, Москва 2009)	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020, ГОСТ 30852.11-2002 ГОСТ 30852.15-2002	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности и»
Кустовая площадка №1					
Приусьевая площадка (12 - существующие, 1 - проектируемые)	ЛВЖ Газ тяжелый	АН	В-1г	IIА-Т3	Зона 0, 1, 2
Замерная установка 31-С01-АГЗУ-1 (существующая)	ЛВЖ Газ тяжелый	A (блок бокс) АН (для наружной установки «постамент»)	B-1а (для модульного блока) B-1г (для наружной установки)	IIА-Т3	Зона 2
БДР-25 31-С01-БДР-1 (существующий)	ЛВЖ	A (блок бокс) АН (для наружной установки «постамент»)	B-1а (для модульного блока) B-1г (для наружной установки)	IIА-Т2	Зона 2
Площадка дренажной емкости ЕД-1 V=12,5 м ³ 31-С01-ЕД-1 (существующая)	ЛВЖ Газ тяжелый	АН	В-1г	IIА-Т3	Зона 0, 1, 2
Кустовая площадка №7					
Приусьевая площадка (14 - существующие, 2 - проектируемые)	ЛВЖ Газ тяжелый	АН	В-1г	IIА-Т3	Зона 2
Замерная установка 31-С07-АГЗУ-1 (существующая) 31-С07-АГЗУ-2 (существующая)	ЛВЖ Газ тяжелый	A (блок бокс) АН (для наружной установки «постамент»)	B-1а (для модульного блока) B-1г (для наружной установки)	IIА-Т3	Зона 2
БДР-25 31-С07-БДР-1 (существующий)	ЛВЖ	A (блок бокс) АН (для наружной установки «постамент»)	B-1а (для модульного блока) B-1г (для наружной установки)	IIА-Т2	Зона 2

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожаро- опасности и пожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ (шестое издание, дополненное с исправлениями и Госэнергонадзор, Москва 2000)	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020, ГОСТ 30852.11-2002 ГОСТ 30852 .15-2002	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
Площадка дренажной емкости ЕД-1 V=12,5 м ³ 31-С07-ЕД-1 (существующая) 31-С07-ЕД-2 ЕД-1 V=8 м ³ (существующая)	ЛВЖ Газ тяжелый	АН	В-1г	IIА-Т3	Зона 0, 1, 2

Для снижения опасности производства на объектах и сооружениях обустройства месторождения в проекте предусмотрены следующие технологические решения:

- обеспечение надежности и герметичности оборудования и трубопроводов;
- предусмотрено автоматическое отключение двигателей ЭЦН при отклонениях давления в выкидных трубопроводах:
 - а) максимального значения – 4,0 МПа (изб);
 - б) минимального значения – 0,3 МПа (изб);
 - в) при 50% НКПРП и /или при возникновении пожара в блоке АГЗУ.
- контроль по повышению и понижению давления от рабочего с передачей информации на диспетчерский пункт;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями нормативных документов, приведенных в Приложении А;
- применение запорной арматуры класса герметичности А;
- контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающими возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающими минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
 - сбор дренажа от оборудования и трубопроводов в дренажную емкость;
 - контроль состояния воздушной среды с установкой датчиков ДВК в блоках;
 - автоматическая или ручная система обнаружения пожара и загазованности;
 - снабжение оборудования запорной, регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
 - применение электрозадвижек;
 - заземление трубопроводов, арматуры, надземных емкостей;
 - защита от атмосферной коррозии надземных трубопроводов цинконаполненными красками;
 - защита от коррозии наружной поверхности дренажных емкостей и аппаратов цинконаполненными красками;
 - молниезащита и защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющему устройству;
 - применение труб с толщиной стенки из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях и в климатических условиях.

На площадке приустьевой фонтанной арматуры образуются три класса взрывоопасных зон:

- Зона 0. Радиус 1,5 м от источника образования взрывоопасных смесей.
- Зона 1. Радиус 3 м от источника образования взрывоопасных смесей.
- Зона 2. Радиус 5 м от источника образования взрывоопасных смесей.
- От фланцевых соединений арматур образуется зона 2 радиусом 3 м.

Подробно перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах приведено Томе 3.3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

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

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

В данном проекте предусматривается только новое оборудование.

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

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

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

Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств будут приведены в рабочей документации после определения заводов-изготовителей в результате тендера. Технологическое оборудование и технические устройства, применяемые в проекте, не используются на подземных горных работах. Сертификаты на оборудования представлены в Приложении В. Поставщики выбраны предварительно, окончательное решение по оборудованию принимает Заказчик на основании проведенного тендера.

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

1.16.1 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников

Численность работников, задействованных на обслуживании комплекса добычи и транспорта нефти и газа, была учтена в проекте 0375 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период полного развития».

Для проекта 1968 «Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого» увеличение численности работников не требуется.

В основу разработки численности по обслуживанию месторождения был положен анализ количества и состава проектируемых сооружений промысла, а также нормативы определения численности обслуживающего персонала в нефтяной и газовой промышленности с учетом автоматизации производственного процесса.

Формирование штатной численности обуславливается набором объектов и сооружений технологического назначения, производственной и социальной инфраструктур.

Организационная структура месторождения определяет состав и подчиненность производственных служб, участков, звеньев хозяйственных групп, их связь и взаимодействие в общей системе управления.

Для работников с вредными условиями труда установлен льготный пенсионный возраст и дополнительные отпуска. Права на льготные пенсии и дополнительные отпуска предоставляются в соответствии со следующими документами:

- Трудовой Кодекс РФ;
- постановление Кабинета Министров СССР от 26 января 1991 г. № 10 «Об утверждении списков производств, работ, профессий, должностей и показателей, дающих право на льготное пенсионное обеспечение»;
- постановление Госкомтруда СССР и Президиума ВЦСПС от 25 октября 1974 г. № 298/П-22 «Об утверждении списка производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право на дополнительный отпуск и сокращенный рабочий день»;

В соответствии с «Перечнем вредных производственных факторов, при воздействии которых в профилактических целях рекомендуется употребление молока или других равноценных пищевых продуктов» после проведения аттестации рабочих мест работодателем определяется список работающих, которые будут получать молоко или другие равноценные пищевые продукты.

На основании статьи 27 Федерального закона от 17 декабря 2001 г. № 173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации», пенсия по возрасту на льготных условиях назначается мужчинам по достижении возраста 50 лет и женщинам по достижении возраста 45 лет, если они проработали на работах с вредными условиями труда, соответственно, не менее 10 лет и 7 лет 6 месяцев и имеют страховой стаж, соответственно, не менее 20 и 15 лет.

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».

Подробно сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности приведены в Томе 3.3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.17 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, большие объемы взрывопожароопасных веществ – пластового газа и газового конденсата, их токсичность.

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

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

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

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- обеспечение работающих индивидуальными газоанализаторами для контроля воздушной среды рабочей зоны, индивидуальными и коллективными средствами защиты от вредных веществ;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отправляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки ИЗОД либо ДОТ-460, 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, травмирование 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 газоконденсата, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления.

Допустимые уровни звукового давления на рабочих местах:

- служебные помещения в здании операторного блока – не более 75 дБА;
- операторная в здании операторного блока – не более 75 дБА;
- щитовая – не более 80 дБА;

Для компенсации ультрафиолетовой недостаточности в помещениях без естественного освещения (а также в климатогеографической зоне выше 57,5° северной широты) необходимо предусматривать использование ультрафиолетовых облучательных установок длительного действия (совмещенных с осветительными установками).

При проектировании установки профилактического ультрафиолетового облучения следует учитывать противопоказания к его применению, в частности, наличие у работающих контакта с фотосенсибилизаторами и токсическими веществами, действие которых усиливается под влиянием ультрафиолетового излучения.

В ультрафиолетовых облучательных установках (совмещенных с осветительными установками) ртутные лампы высокого давления (ДРЛ) следует применять в помещениях с высотой 3-5 м; ксеноновые лампы для освещения производственных помещений из-за высокой интенсивности ультрафиолетовых излучений в их спектре не допускаются.

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 трубопроводов системы сбора при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

В производственных помещениях, в которых работа с использованием ПЭВМ является основной (диспетчерские, операторские, расчетные, кабины и посты управления, залы вычислительной техники и др.) и связана с нервно-эмоциональным напряжением, должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата для категории работ 1а и 1б в соответствии с действующими гигиеническими нормативами и требованиями к обеспечению безопасности и безвредности для человека факторов среды. Согласно СанПиН 1.2.3685-21 для

оператора по добыче газа и конденсата параметры микроклимата предусмотрены в таблице 1.14. На других рабочих местах следует поддерживать параметры микроклимата на допустимом уровне, соответствующем требованиям указанных выше нормативов.

Таблица 1.14 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах операторов по добыче газа и конденсата в операторной

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °C	Температура поверхностей, °C	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

В производственных помещениях при выполнении основных или вспомогательных работ с использованием ПЭВМ уровни шума на рабочих местах не должны превышать предельно допустимых значений, установленных для данных видов работ в соответствии с действующими санитарно-эпидемиологическими нормативами. Оператор по добыче газа и конденсата выполняет работу, требующую сосредоточенности, с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Согласно СанПиН 1.2.3685-21 таблица 5.38 уровень шума на его рабочем месте не должен превышать 75 дБА.

Рабочие столы следует размещать таким образом, чтобы видеодисплейные терминалы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева.

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

При размещении рабочих мест с ПЭВМ расстояние между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного видеомонитора и экрана другого видеомонитора), должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менее 1,2 м.

1.18 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

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

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- контроль и управление линейными объектами;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;

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

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

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

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

1.19.1 Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от организованных и неорганизованных источников выделения

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

- организованные;
- неорганизованные.

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:

- «воздушки» дренажных емкостей;
- вентиляционные трубы.

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу от сооружений представлены в Томе 6 «Мероприятия по охране окружающей среды».

1.19.2 Выбросы вредных веществ от неорганизованных источников

Ниже приведены формулы, использованные в расчетах выбросов в атмосферу вредных веществ по РМ 62-91-90 / Гипрокваучук. «Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования». Воронеж, 1990.

По общему количеству выделяющихся паров Π и содержанию y_i всех i -ых компонентов в парах можно легко вычислить количество выбросов паров любого компонента:

$$\Pi_i = \Pi \cdot y_i,$$

где y_i – массовая доля i -го вещества в выделяющихся парах.

Расчет утечек через неплотности отдельных подвижных и неподвижных уплотнений (фланцы, сальники и т.п.) рассчитывается в соответствии с «Методикой расчета выбросов вредных веществ от неорганизованных источников нефтегазового оборудования» РД 39.142-00 по формуле:

$$Y_{hy} = n \cdot g \cdot x,$$

где n – количество уплотнений, шт.;

g – расчетная величина утечки, мг/с;

x – расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы.

1.19.3 Выбросы вредных веществ от организованных источников

Расчет выбросов от организованных источников в проекте 1968 не выполнялся. Проектом предусмотрено обустройство дополнительных скважин с использованием существующего оборудования.

1.20 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду во время эксплуатации проектируемых объектов достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений.

К ним относятся:

- полная герметизация технологических процессов;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;
- дистанционный контроль и управление технологическими процессами, исключающими постоянное пребывание обслуживающего персонала непосредственно у аппаратов и оборудования;
- установка в наиболее опасных местах автоматических сигнализаторов состояния воздушной среды в блоках дозирования химреагентов;
- изготовление, монтаж и эксплуатация оборудования, арматуры и трубопроводов осуществляется с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемых нефтепродуктов, а также требований действующих нормативно-технических документов;
- применяется запорная арматура с ручным и дистанционным управлением, запорно-регулирующая арматура, запорные и обратные клапаны, предохранительные устройства от превышения давления;
- применяются насосы с торцевыми уплотнениями;
- предусмотрена закрытая система дренирования, исключающая поступление в окружающую среду нефтепродукта. Дренаж оборудования и трубопроводов предусмотрен в специальные емкости с возвратом продукта в технологический процесс;
- соединения трубопроводов для транспортирования продуктов выполняются на сварке;
- используется минимально необходимое количество фланцевых соединений;
- выполняется контроль сварных соединений неразрушающими методами контроля в объемах, предусмотренных нормативной документацией;
- предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- предусмотрена защита от атмосферной коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов, арматуры, и металлоконструкций красками на основе цинконаполненных композиций;
- предусмотрена молниезащита и защита от статического электричества и защитные меры электробезопасности.

1.21 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 в ранее выполненных проектах были указаны отходы, состоящие из шламов зачистки емкостей и из отработанных индустриальных масел.

Расчет объемов нефтешлама был определен по «Сборнику методик по расчету объемов образования отходов» МРО-7-99 г. Санкт-Петербург 2004.

В период эксплуатации проектируемых сооружений образуются отходы:

- шлам трубопроводов от нефти и нефтепродуктов.

Шлам очистки трубопроводов от нефти и нефтепродуктов предусматривается обезвреживать на установке «Форсаж-2», расположенной на УПСВ-3 Западно-Хоседауского месторождения, согласно лицензии ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО».

1.22 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов

Несанкционированное вмешательство в технологический процесс может повлиять на снижение производительности, остановку производства, развитие аварии (возможны взрывы, пожары, человеческие жертвы), кроме того, возможны хищения материальных ценностей и перекачиваемой продукции.

Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к проектируемым объектам предусмотрена система обеспечения охраны.

Основными объектами защиты являются:

- персонал объекта, который может подвергнуться опасности в результате аварийной ситуации на взрывопожароопасных производствах;
- производственно-технологическое оборудование, которое может быть выведено из строя в результате умышленных действий;
- материальные ценности, оборудование, имущество, транспортируемый продукт.

Допуск лиц на проектируемые объекты и организация въезда автотранспорта осуществляется через существующий контрольно-пропускной пункт (КПП) оснащенный СКУД, средствами визуального досмотра (СрВД) персонала и автотранспорта.

Проектными решениями проекта 1002 «Проектирование ИТСО объекта «Производственная площадка ДНС Западно-Хоседауского месторождения имени Д. Садецкого», получившего положительное заключение №83-2-1-3-018465-2019 ООО «Межрегионэкспертиза-С», предусмотрено здание контрольно-пропускного пункта (КПП).

Оснащение комплексом ИТСО кустовых площадок №1, 7 осуществлялось в рамках реализации проекта «1002 «Проектирование ИТСО объекта «Производственная площадка УПСВ-3 Западно-Хоседауского месторождения имени Д. Садецкого», получившего положительное заключение №83-2-1-3-018465-2019 ООО «Межрегионэкспертиза-С». Дооснащение средствами ИТСО данных кустовых площадок не требуется.

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

Все технические решения при обустройстве Западно-Хоседауского месторождения приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А «Перечень законодательных актов РФ и нормативно-технических документов, использованных при выполнении проектной документации».

Собственно, технологические регламенты по эксплуатации технологических объектов и сооружений, а также объектов и сооружений производственной инфраструктуры будут разработаны, 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

Целью работы является выбор материального исполнения и сортамента трубопроводов проекта «Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого», рекомендаций по сварке. Проектирование трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

2.2 Общие положения

2.2.1 Технологические трубопроводы

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

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 53 °C;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 34 °C;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 42 °C.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

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

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H₂S, CO₂, O₂). Степень агрессивного воздействия и прогнозируемая скорость коррозии определены согласно рекомендациям РД 39-0147103-362-86. Согласно рекомендациям таблицы №5 данного документа продукт считается слабоагрессивной средой, скорость коррозии принята равной 0,1 мм/год. В качестве мероприятий по компенсации внутренней коррозии принята прибавка к толщине стенки трубопроводов и мониторинг коррозии.

Расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при нормативном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 2,0 мм.

Расчетная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов приняты трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности не ниже К52.

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

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

Значение эквивалента углерода С_{экв} и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке Р_{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 21%.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 все трубы и детали технологических трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах КСУ не менее 30 Дж/см² при температуре минус 60°C;
- на образцах КСВ не менее 20 Дж/см² при температуре минус 60°C.

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, утвержденными в установленном порядке. Материальное исполнение соединительных деталей трубопроводов и фланцев, должно соответствовать по марке стали и классу прочности материалу трубы, на которой они установлены. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

Для трубопроводов из сталей повышенной эксплуатационной надежности рекомендуется применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надежности класса прочности не ниже К52.

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

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

Для трубопроводов с номинальным давлением 4,0 МПа применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. Е-Ф) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением 4,0 МПа применить спирально-навитые прокладки тип В по ГОСТ Р 52376-2005.

2.4.3 Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений из низколегированных сталей, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применять из малоуглеродистой и низколегированной стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки 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 ГОСТ 33260-2015. Для трубопроводов применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали (20ГЛ, 09Г2С и другие) с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 19,6 Дж/см².

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

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

2.4.5 Металлоконструкции

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 допускаемых нагрузок на опору согласно ОСТ 36-146-88 применять опоры по специально-разработанным рабочим чертежам.

2.5 Расчет толщины стенки стальных трубопроводов

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

2.5.1 Исходные данные

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

Таблица 2.1 - Исходные данные для трубопроводов

Ду мм	Катего- рия	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °C	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
80	Аб, I	Выкидные нефтегазосборные трубопроводы от скважин до АГЗУ	4,0	+10...+26	—	—

Характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_p , МПа	Сопротивление разрыву σ_B , МПа
13ХФА	K52	372	510

2.5.2 Расчет толщины стенки технологических трубопроводов

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

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

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned} s &\geq s_R + c_1 + c_2, \\ s &\geq s_{min} + c_2, \end{aligned}$$

где c_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (РД 39-0147103-362-86) с учетом расчетного 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:

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

Результаты расчета и выбора минимальной толщины стенки для технологических трубопроводов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов

$D_a, \text{мм}$	$P, \text{МПа}$	$[\sigma], \text{МПа}$	$\delta, \%$	Толщина стенки, мм					
				Расчетная s_R	c_1	c_2	Отбраковочная [s]	Номинальная s	Принятая
89	4,0	212,50	12,5	0,83	0,62	2	2,00	4,00	5

2.5.3 Расчет срока службы трубопроводов

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

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

где s – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

s_R – расчетная толщина стенки трубопроводов, мм;

c_1 – прибавка на утонение стенки, мм;

V_c – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,1 мм/год.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	$s, \text{мм}$	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	$c_1, \text{мм}$	$s_R, \text{мм}$	[s]*	$V_c, \text{мм}/\text{год}$	$T_r, \text{лет}$
89	5	4,0	372	510	0,62	0,83	2,00	0,1	23

* Если расчетная толщина стенки менее отбраковочной, то в расчете берется отбраковочная, согласно Д.10 ГОСТ32388-2013

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопроводов 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 технологических трубопроводов представлен в таблице 2.5. Толщина стенки трубопроводов принята согласно расчету с учетом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.5 - Материальное исполнение и сортамент стальных трубопроводов

DN	Наименование участка трубопровода	P , МПа	Temperatura продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал
80	Выкидные нефтегазосборные трубопроводы от скважин до АГЗУ	4,0	+15...+20	Аб, I	89×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52

2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

Для сварки труб применяется ручная электродуговая сварка. Рекомендуемые к применению электроды:

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

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

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

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

– Твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 НВ соответственно.

Контроль сварных соединений технологических трубопроводов выполняется в соответствии с разделом 12.3 ГОСТ 32569-2013. Объем неразрушающего контроля сварных соединений принимается согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категории трубопровода. Неразрушающий контроль сварных соединений выполняется 100% 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 Защита от коррозии

Защита трубопроводов, аппаратов, резервуаров 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. Окраску трубопроводов производить перед монтажом теплоизоляции. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ГОСТ 34667.2-2020 (ISO 12944-2:2017).

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры, оборудования с теплоизоляцией применить эпоксидное покрытие – один слой толщиной 200 мкм. Окраску трубопроводов производить перед монтажом теплоизоляции. Покрытия должны выдерживать кратковременные повышения температуры при пропарке до 150 °C.

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. Рекомендуется степень очистки поверхности не менее Sa2,5 или St3 согласно ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014. Качество подготовки металлической поверхности должно быть проинспектировано 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.

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 Градостроительный кодекс Российской Федерации, от 29.12.2004 №190-ФЗ.
- 2 Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изм-ми на 15.09.2023 г.).
- 3 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 г. №123-ФЗ.
- 4 Федеральный закон от 21 июля 1997 г № 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 5 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534.
- 6 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №536.
- 7 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №533.
- 8 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 №444.
- 9 «Правила противопожарного режима в РФ» утв. постановлением Правительства РФ, №1479 от 16.09. 2020 г.
- 10 Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 15.04.2016 г. №248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства».
- 11 ППБО -85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
- 12 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 13 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 14 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 15 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования к безопасности.
- 16 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 17 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 18 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 19 ГОСТ 12.2.085-2017 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности.
- 20 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 21 ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
- 22 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 23 ГОСТ 15180-86. Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры.
- 24 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.

- 25 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
- 26 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 27 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 28 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 29 ГОСТ 19281-2014 Прокат повышенной прочности. Общие условия.
- 30 ГОСТ 19904-90 Прокат листовой холоднокатаный. Сортамент.
- 31 ГОСТ 23208-2003 Цилиндры и полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем. Технические условия.
- 32 ГОСТ 27772-2015. Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия.
- 33 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.
- 34 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах».
- 35 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 36 ГОСТ 33260-2015 Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов».
- 37 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.
- 38 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 39 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 40 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
- 41 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 степень подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий.
- 42 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Введено в действие 01.01.1976 г.
- 43 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Введено в действие 01.01.1979 г.
- 44 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
- 45 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 46 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 47 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 48 ГОСТ 9573-2012 Плиты из минеральной ваты на синтетическом связующем теплоизоляционные. Технические условия.
- 49 ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
- 50 ОК 016-94 «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов».
- 51 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.

- 52 ПУЭ Правила устройства электроустановок (шестое издание 1985 г. с изменениями 1999 г.).
- 53 ПУЭ, седьмое издание, 2003 г. Правила устройства электроустановок.
- 54 РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности».
- 55 РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
- 56 РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов».
- 57 РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.
- 58 РМ 62-91-90 Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования.
- 59 РТМ 36.22.13-90 «Системы автоматизации. Монтажно-технологические требования к проектированию».
- 60 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
- 61 СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
- 62 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 63 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 64 СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003. Минрегион России, Москва, 2012.
- 65 СП 131.13330.2020. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99. Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ, приказ №859/пр от 24.12.2020.
- 66 СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80* (введен с 18.03.2020 г.)».
- 67 СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.
- 68 СП 25.13330.2020 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Приказ № 915/пр от 30.12.2020.
- 69 СП 28.13330.2017, Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии».
- 70 СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности.
- 71 СП 45.13330.2017 «СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты».
- 72 СП 48.13330.2019, Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004 «Организация строительства».
- 73 СП 52.13330.2016, Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
- 74 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Минрегион России, Москва, 2012.
- 75 СП 72.13330.2016 Актуализированная редакция СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».
- 76 СП 75.13330.2011, СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

77 СП 77.13330.2016, Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации».

78 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности» (Приказ МЧС России от 17.06.2015 № 302).

79 СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования».

80 СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».

81 ISO 12944-2:1998 Лаки и краски – Защита стальных конструкций от коррозии системам защитной окраски – Часть 2: Классификация сред.

82 Нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений Главтюменнефтегаза, ВНИИОЭНГ, Москва, 1987 г.

83 Требования к функциональным характеристикам» № СтКНГ-912-2015.

84 ТУ 1468-010-593377520-2003. Соединительные детали трубопроводов стальные приварные бесшовные, повышенной эксплуатационной надежности, предназначенные для обустройства месторождений ОАО "ТНК". Утв. ЗАО НИПЦ НефтеГазСервис.

85 ТУ 1462-203-0147016-01. Соединительные детали стальные приварные для эксплуатации в нефтепромысловых средах повышенной коррозионной активности. Утв. ОАО ВНИИТнефть; АО Белэнергомаш.

86 ТУ 1317-006.1-593377520-2003. Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности для обустройства месторождений ОАО "ТНК". Утв. ЗАО НИПЦ НефтеГазСервис.

Приложение Б
ВЕДОМОСТЬ
оборудования, изделий и материалов

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
Расширение куста скважин №1			
1. Механизм депарафинизации скважин автоматический (МДСА)		компл.	1
Расширение куста скважин №7			
1. Механизм депарафинизации скважин автоматический (МДСА)		компл.	2

Приложение В

Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин

B.1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима грунтов приустьевых зон добывающих скважин кустовых площадок объекта «Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседауского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого».

B.2 Общие положения

Расчет проводится численным методом конечных разностей и выполняется в программном комплексе Frost 3D Universal (сертификат соответствия № РОСС RU.CP15.H00900, выданный центром сертификации программной продукции в строительстве). Решается объемная задача в нестационарной постановке. В качестве расчетной модели принят участок между добывающими скважинами кустовой площадки.

Входными параметрами для расчета являются:

- расположение скважин на кустах и их назначение;
- конструктивное исполнение скважин;
- теплотехнические данные о мерзлых и талых грунтах в прилегающих районах к рассматриваемой области;
- начальное температурное распределение по глубине скважины;
- климатические условия района проектирования;
- данные о функционировании скважины (проектная производительность скважины, теплофизические свойства продукта, срок эксплуатации скважин).

По исходным данным генерируется конечно-разностная расчетная модель. Выходными расчетными параметрами являются данные о тепловом распределении, по которым можно построить временные диаграммы на весь срок эксплуатации скважины.

B.3 Исходные данные

B.3.1 Конструкция и эксплуатационные параметры скважин

Количество скважин на кустовых площадках и расстояние между скважинами принимается согласно чертежам тома 2 проекта «Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседауского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого». Минимальное расстояние между проектируемыми добывающими и существующими

скважинами составляет 11,8 метров для кустовой площадки №1 и 8,8 метра для кустовой площадки №7.

Общие сведения о конструкции скважины представлены в таблицах В.1.

Таблица В.1 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м	
		по вертикали	
		от	до
Кустовая площадка №1, 7			
Кондуктор	245	0	350
Эксплуатационная колонна	178	2250	2380
НКТ	114/73	-	-

Направление цементируется цементным раствором ПЦТ I-G-CC-2 плотностью 1860 кг/м³.

Направление диаметром 426/245 мм, комплектуется из разборного термоизолирующего направления основания буровых скважин заводского изготовления (термокейс 426/245 мм).

B.3.2 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Хорей-Вер в соответствии с техническим отчетом ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ИИ-03.ИГМИ.00 проекта «Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого» и СП 131.13330.2020, а также дополнена данными климатической базы GLDAS в части суммарной солнечной радиации в районе метеостанции Хорей-Вер.

Климатические характеристики приведены в таблице В.2.

Таблица В.2 - Климатические данные

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °C	-19,3	-18,9	-14,1	-8,3	-0,8	7,8	13,3	10,1	5,0	-2,9	-11,4	-15,4
Высота снежного покрова, см	25,0	28,0	31,33	28,67	10,67	-	-	-	-	4,33	14,67	20,67
Скорость ветра, м/с	5,2	5,2	5,3	5,0	4,9	4,6	4,0	3,9	4,1	4,5	4,7	5,3
Суммарная солнечная радиация, Вт/м ²	2,09	21,41	72,43	145,73	209,83	224,35	211,33	136,73	78,43	28,42	4,69	0

B.3.3 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты в соответствии с техническим отчетом ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ИИ-02.ИГИ.00 проекта «Обустройство

кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседауского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в В.6.2.

С целью анализа температурного распределения в ММГ в зоне устья скважин были выделены характерные участки между добывающими скважинами. В качестве расчетного случая выбраны ближайшие к проектируемым добывающим скважинам геологические скважины: № 3-25 для кустовой площадки №1, № 5-25 для кустовой площадки №7.

Начальное распределение температуры в модели принято на основании результатов замеров температуры грунта согласно приложению Ж к техническому отчету о выполненных инженерно-геологических изысканиях проекта ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ИИ-02.ИГИ.00 проекта «Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседауского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого» и представлено в таблице В.3.

Таблица В.3 – Результаты замеров температуры грунта

№ скв	Глубина замера, м																
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10	12	14
3-25	0,5	0,2	0,1	0	-0,4	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7	-0,8	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-1
5-25	0,8	0,6	0,3	0,1	0	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-0,6	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-0,9	-1

B.4 Расчетные параметры

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

B.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.

Вычисление коэффициента теплопередачи основано на выражении [2]:

$$\alpha = \frac{1}{d_{n+1} \left(\frac{1}{\alpha_{liq} d_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} \right)}.$$

где α_{liq} – коэффициент теплопередачи от жидкости (нефти в скважине) к стенке трубы $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$;

λ_i – теплопроводность материала i -ой стенки, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$;

d_{i+1} и d_{n+1} – наружный диаметр трубы, м;

d_i и d_1 – внутренний диаметр трубы, равный $d_i = d_{i+1} - \delta_i$, м;

δ_i – толщина i -й стенки, м.

Коэффициент теплопередачи при течении жидкости в трубе, определяется из выражения:

$$\alpha_{liq} = \frac{0,023 \Pr \text{Re}^{0.8}}{1 + 2,14 \text{Re}^{-0.1} (\Pr^{2/3} - 1)} \cdot \frac{\lambda_{liq}}{d_1}.$$

где $\Pr = C_{liq} \eta_{liq} / \lambda_{liq}$ – число Прандтля;

$\text{Re} = \rho_{liq} v d / \eta_{liq}$ – число Рейнольдса;

C_{liq} – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м 3 ·°C);

η_{liq} – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

ρ_{liq} – плотность жидкости, кг/м 3 ;

λ_{liq} – теплопроводность жидкости, Вт/(м·°C);

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

d_1 – внутренний диаметр трубы, м.

Данное выражение хорошо согласуется с экспериментальными данными при $0.5 < \Pr < 200$ и $4 \cdot 10^3 < \text{Re} < 10^7$.

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 [9],

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

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

C – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м 3 ·°C);

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м 3 ;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°C);

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

d – внутренний диаметр трубы, м.

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

Таблица В.4 – Параметры теплообмена скважина-грунт

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	51,6 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности пространства в межтрубном пространстве	0,24 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности цементного раствора ПЦТ I-G-CC-2	0,93 Вт/м °C
Коэффициент теплопроводности термокейса	0,031 Вт/м °C
Приведённый коэффициент теплоотдачи через стенку скважины с учетом термокейса	0,178 Вт/м ² °C

B.4.2 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

Расчётная среднемесячная температура поверхности насыпи в летнее время (при отсутствии снежного покрова) определяется согласно формуле (5.6) СП 498.1325800.2020:

$$T_{n,i} = T_{s,i} + \frac{R_i - Q_i}{\alpha_i}$$

где $T_{s,i}$ – среднемесячная температура воздуха (см. в таблице 1), °C;

R_i – радиационный баланс поверхности насыпи, Вт/м², равный:

$(0,61\Phi_{s,i} - 20)$ – для песчаных, щебеночных и асфальтовых поверхностей;

$(0,61\Phi_{s,i} - 40)$ – для бетонных и железобетонных поверхностей;

$Q_i = 0,49\Phi_{s,i} - 60$ – потери тепла дневной поверхности насыпи за счет испарения, нагрева подстилающих слоев и фазовых переходов, Вт/м²;

$\Phi_{s,i}$ – суммарная солнечная радиация на основе гидрометеорологических сведений для участка строительства (см. в таблице 1), Вт/м²;

α_t – коэффициент теплообмена на поверхности покрытия, принимается равным:

$(2,4v_i + 2,3)$ – при среднемесячной скорости ветра $v_i < 4,6$ м/с;

$(3,7v_i - 1)$ – при среднемесячной скорости ветра $v_i > 4,6$ м/с/

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица В.5 – Среднемесячные коэффициенты теплообмена грунт-воздух

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. № 3-25, Вт/м ² К	2,28	2,05	1,85	2,0	4,78	25,43	22,92	22,5	23,34	9,12	3,64	2,71
Коэффициент теплообмена грунт-воздух принятый на участке в районе геол. скв. № 5-25, Вт/м ² К	2,28	2,05	1,85	2,0	4,78	25,43	22,92	22,5	23,34	9,12	3,64	2,71

B.5 Прогноз теплового поля грунтов основания

B.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.

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

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

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

где T – температура, °C;

$C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости от температуры, Дж/м³°C;

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

ρ – плотность грунта, кг/м³;

L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

t – время, с;

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

C_w – объемная теплоемкость грунтовой воды, Дж/м³ С;

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

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

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

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

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

По результатам анализа размер конечно-элементной сетки в горизонтальном направлении по линии между скважинами составляет 0,1 м, размер сетки по вертикальному направлению составляет от 0,05 м в зоне влияния сезонно талого слоя до 1,0 м на больших глубинах. Принятый размер расчетной области составляет 40 метров по глубине и 11,8x40 и 8,8x40 метров в плане. Слои грунта на глубине ниже 40 метров представляются как однородные и соответствующие слою грунта над ними.

Расчетная сетка модели представлена на рисунке В.1.

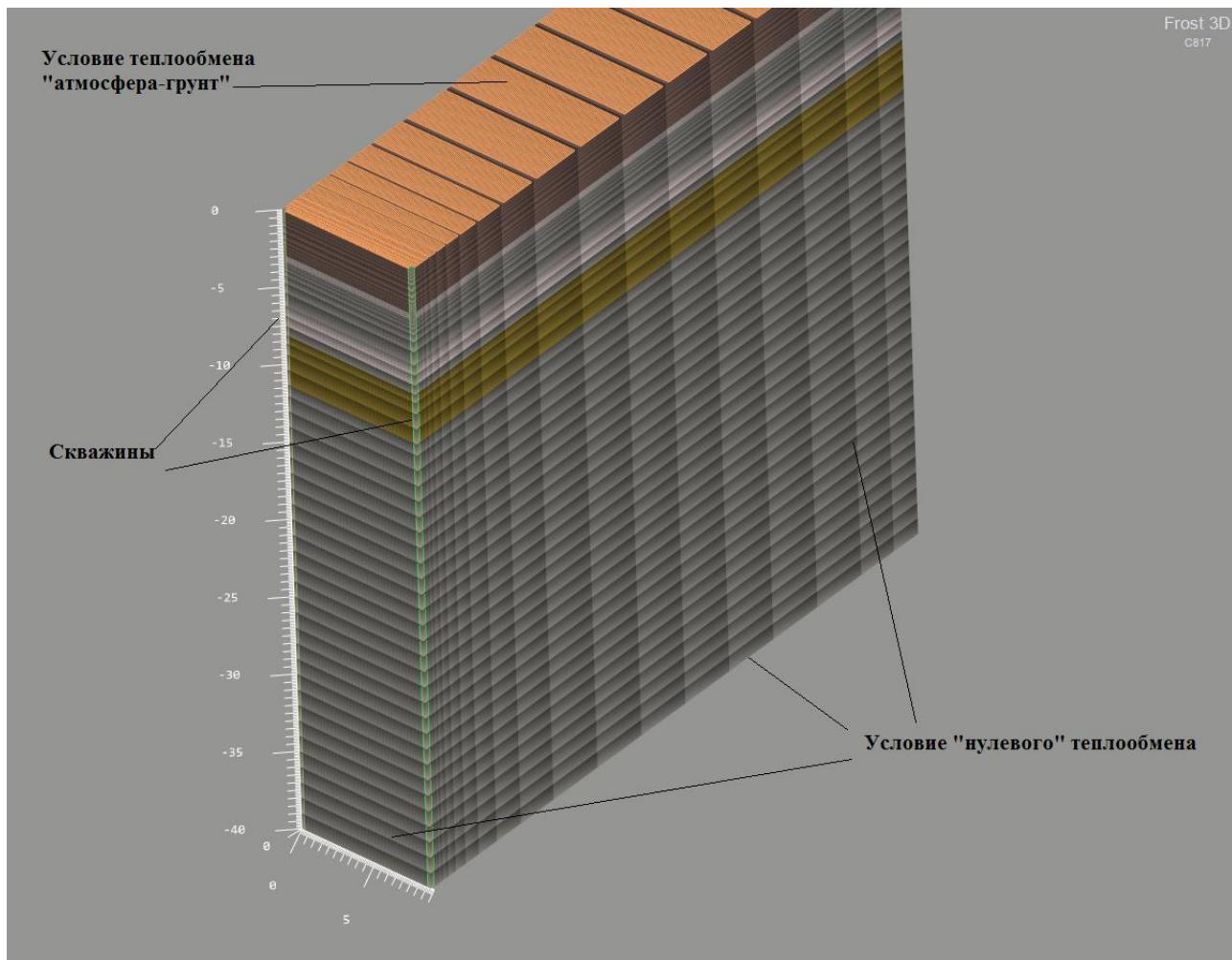


Рисунок В.1 – Конечно-разностная модель расчетной области

B.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. Картинки полученного температурного распределения представлены в В.6.3.

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

Таблица В.6 – Максимальный радиус растепления грунтов в приустьевой зоне скважин

Расположение добывающих скважин	Год эксплуатации / Радиус растепления, м				
	1	5	10	15	20
Кустовая площадка №1	0,4	1,6	1,7	2,3	2,5
Кустовая площадка №7	0,6	2,3	2,6	2,9	3,1

B.6 Выводы

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин сделаны следующие выводы:

1. С целью ограничения радиуса оттаивания ММГ вокруг устьев скважин предусмотрено применение термокейсов Ø 426/245мм;
2. Максимальный радиус оттаивания при принятых проектных решениях за срок эксплуатации 20 лет составляет 2,5 метра для КП№1 и 3,1 метр для КП№7 (см. таблицу 6);
3. Принятое расстояние между скважинами в 11,8 и 8,8 метров превышает 1,2 максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин в 6,0 и 7,44 метра для кустовых площадок №1 и №7 соответственно, что соответствует требованиям пункта 526 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
4. Во время эксплуатации необходимо обеспечивать мониторинг за состоянием грунтов в районе зоны влияния скважин на ММГ. При обнаружении негативного влияния в процессе эксплуатации необходимы компенсирующие мероприятия (восстановление отметок вертикальной планировки путем подсыпки песком при осадке в районе приустьевой площадки).

B.7 Список использованных источников

1. Кондратьев, К. Я. Актинометрия. – Л. : Гидрометеоролог. изд-во, 1965. – 691 с.
2. Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеоиздат, 1969;
3. Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М: Энергоатомиздат, 1990. – 367 с.
4. Павлов А.В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН, 1975. – 304 с.; Павлов А.В. Термофизика ландшафтов. Новосибирск, Наука, Сиб. отд., 1979, С.286.;
5. Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании загубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов) автореф. дис. ... канд. тех. наук. ФГБУН «Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН», Тюмень, 2017.
6. РД 39-30-139-79. «Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неニュтоновских 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

B.8 Нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов

Таблица B.7 - Нормативные характеристики физико-механических свойств мерзлых грунтов

Наименование и номер ИГЭ	Плотность, г/см ³			Влажность, %						Коэф. пористости, мерзлого грунта, e_i , д. е.	Число пластичности, I_p , %.	Показатель текучести, I_L , д. е.	Степень засоленности, D_{sal} , %	Льдистость, д. е.	Коэф. оттавания, д. е.	Компрессионное сжатие мерзлого грунта	Предельно-долгительное эквивалентное сцепление, C_{eq} , МПа	Предел прочности на одноосное сжатие, R_c	Удельное сцепление МПа	Сопротивление срезу оттаивающего грунта		
	мерзлого грунта, ρ_f	сухого мерзлого грунта, ρ_d	частиц грунта, ρ_s	суммарная, W_{tot}	между ледяными включениями, W_m	включений видимого льда, W_i	незамерзшей воды, W_w	на границе текучести, W_L	на границе раскатывания, W_p													
2м – Торф слаборазложившийся мерзлый	0,98	0,14	1,64	594,68	305,36	289,33	152,95	-	-	10,465	-	-	0,93		0,695	0,456	0,252	0,9653	-	-	-	-
3м – Суглинок пылеват. легк. с дресвой мерзлый слабольдист. пластичномерзл., в талом состоянии мягкотекущий	1,95	1,59	2,71	22,86	19,6	3,26	9,86	27,0	16,86	0,708	10,14	0,59	0,87		0,228	0,058	0,051	0,1280	9,4	0,082	0,066	0,24
4м- Суглинок пылеват. легк. с дресвой мерзлый нельдист. пластичномерзл., в талом состоянии тугопластичный	2,01	1,68	2,71	20,53	18,38	1,40	9,47	27,15	16,63	0,612	10,52	0,37	0,90		0,204	0,026	0,052	0,1310	10,4	0,0772	0,068	0,30
5м- Суглинок пылеват. легк. с дресвой мерзлый слабольдист. пластичномерзл., в талом состоянии текучий	1,85	1,44	2,71	29,0	19,89	8,80	9,85	27,6	17,47	0,878	10,13	1,15	0,89		0,303	0,141	0,058	0,1243	10,3	0,0783	0,071	0,30

Таблица В.8 - Нормативные характеристики физико-механических свойств талых грунтов

С.И.демон	Наименование грунта	Нормированная влажность, W , %	Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$			Плотность грунта ρ , $\text{г}/\text{см}^3$ при доверительной вероятности		Коэффициент пористости, e , д.е.	Коэф. водонасыщения, SR , д.е.	Влажность, д.е.	Индекс пластичности, I_L	Показатель текучести, I_T
			сухого	грунта, ρ_d	грунта, ρ_s	грунта, ρ_w						
1	Насыпной слой (Песок мелкий ср.плотн. неоднород. ср. степени водонас. slabopuchin.)	13,49	1,63	2,63	1,84	1,84	1,83	0,621	0,57			

Таблица В.9 - Расчетные значения теплофизических характеристик грунтов

Наименование и номер ИГЭ	Влажность грунта суммарная , %, W_{tot}	Плотность сухого, г/см ³		Коэф. теплопроводности, Вт/(м*°C)		Объемная теплоемкость, кДж/(м ³ *°C)		Объемная теплота таяния (замерзания) грунта, Дж/м ³ , $L_{v,th}$
		талого грунта, $\rho_{d,th}$	мерзлого грунта, $\rho_{d,f}$	талого грунта, λ_{th}	мерзлого грунта, λ_f	талого грунта, C_{th}	мерзлого грунта, C_f	
2м – Торф слаборазложившийся мерзлый	594,68	0,14	0,14	0,25	0,43	1,64583	1,01611	211905798,3
3м – Суглинок пылеват. легк. с дресвой мерзлый слабольдист. пластичномерзл., в талом состоянии мягкотпластич	22,86	1,61	1,59	1,42	1,60	2,77319	2,22073	68596487,8
4м- Суглинок пылеват. легк. с дресвой мерзлый нельдист. пластичномерзл., в талом состоянии тугопластич.	20,53	1,69	1,68	1,44	1,63	2,74848	2,21901	61788303,5
5м- Суглинок пылеват. легк. с дресвой мерзлый слабольдист. пластичномерзл., в талом состоянии текуч.	29,0	1,45	1,44	1,50	1,58	2,57511	1,92681	91515142,8

В.9 Температурное распределение между скважинами

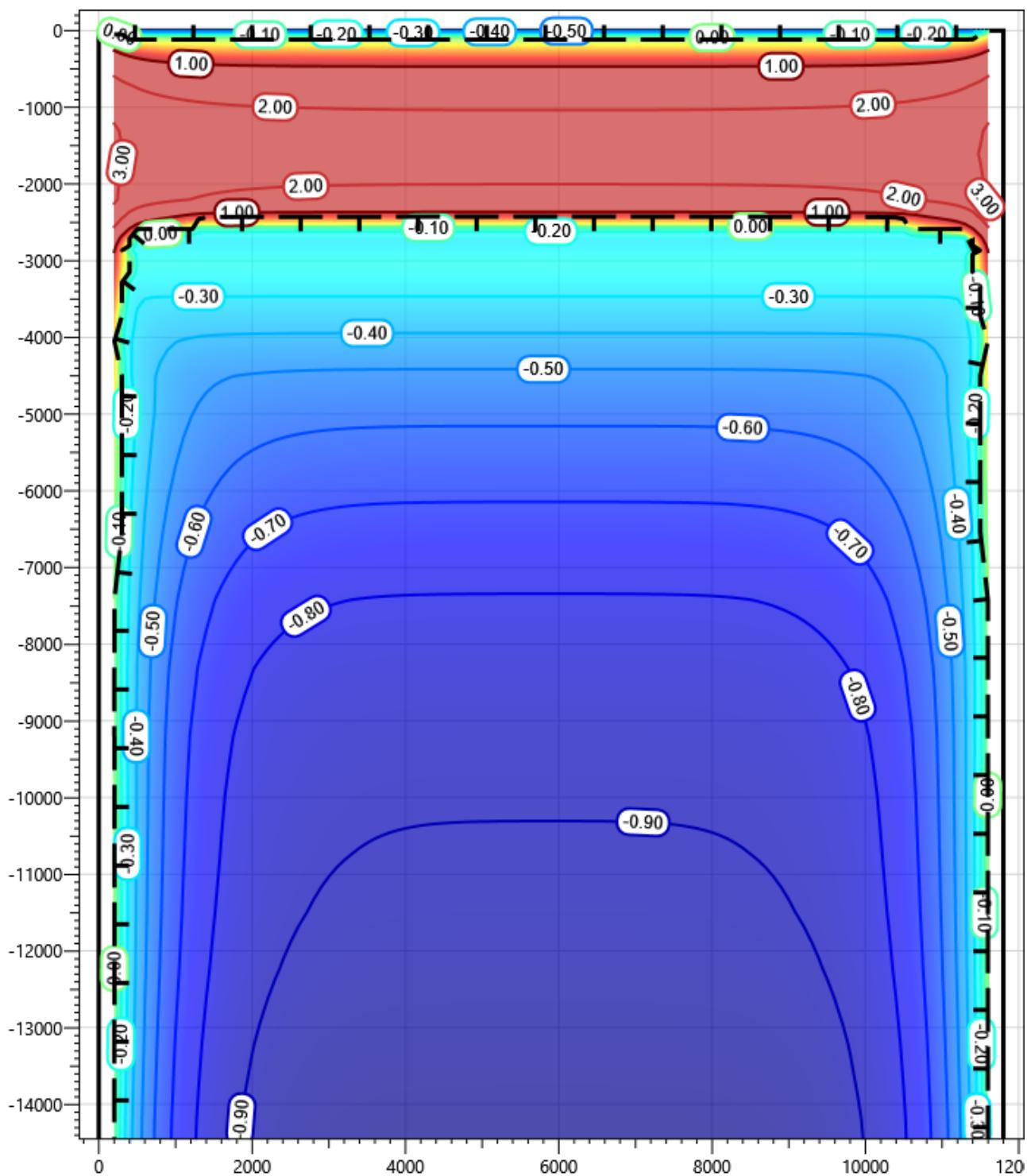


Рисунок В.2– Распределение температур в приустьевой зоне с термокейсом в районе геологической скважины №3-25 на конец первого года эксплуатации (15.10.2025г.)

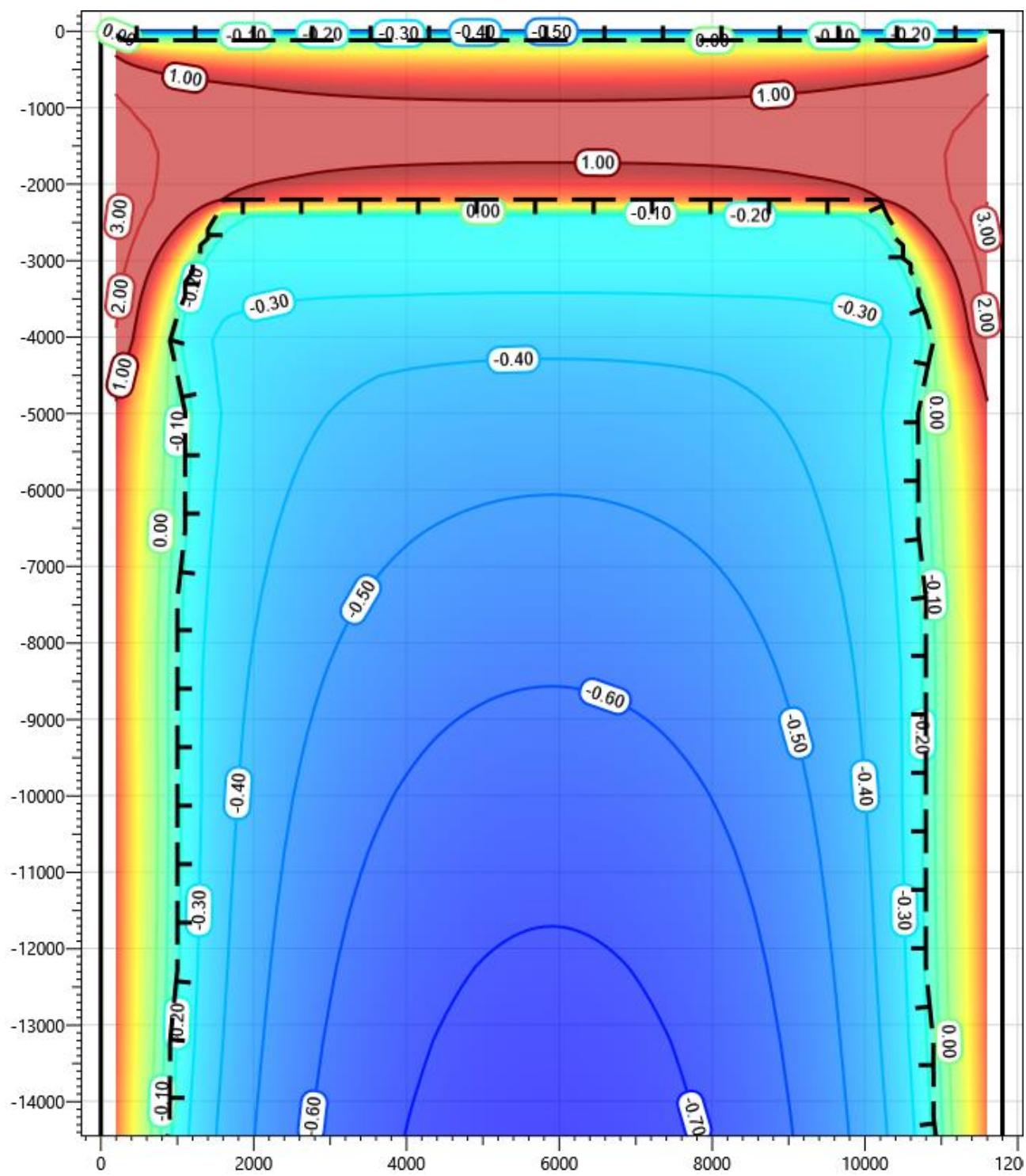


Рисунок В.3 – Распределение температур в приусьевой зоне с термокейсом в районе геологической скважины №3-25 на конец пятого года эксплуатации (15.10.2029г.)

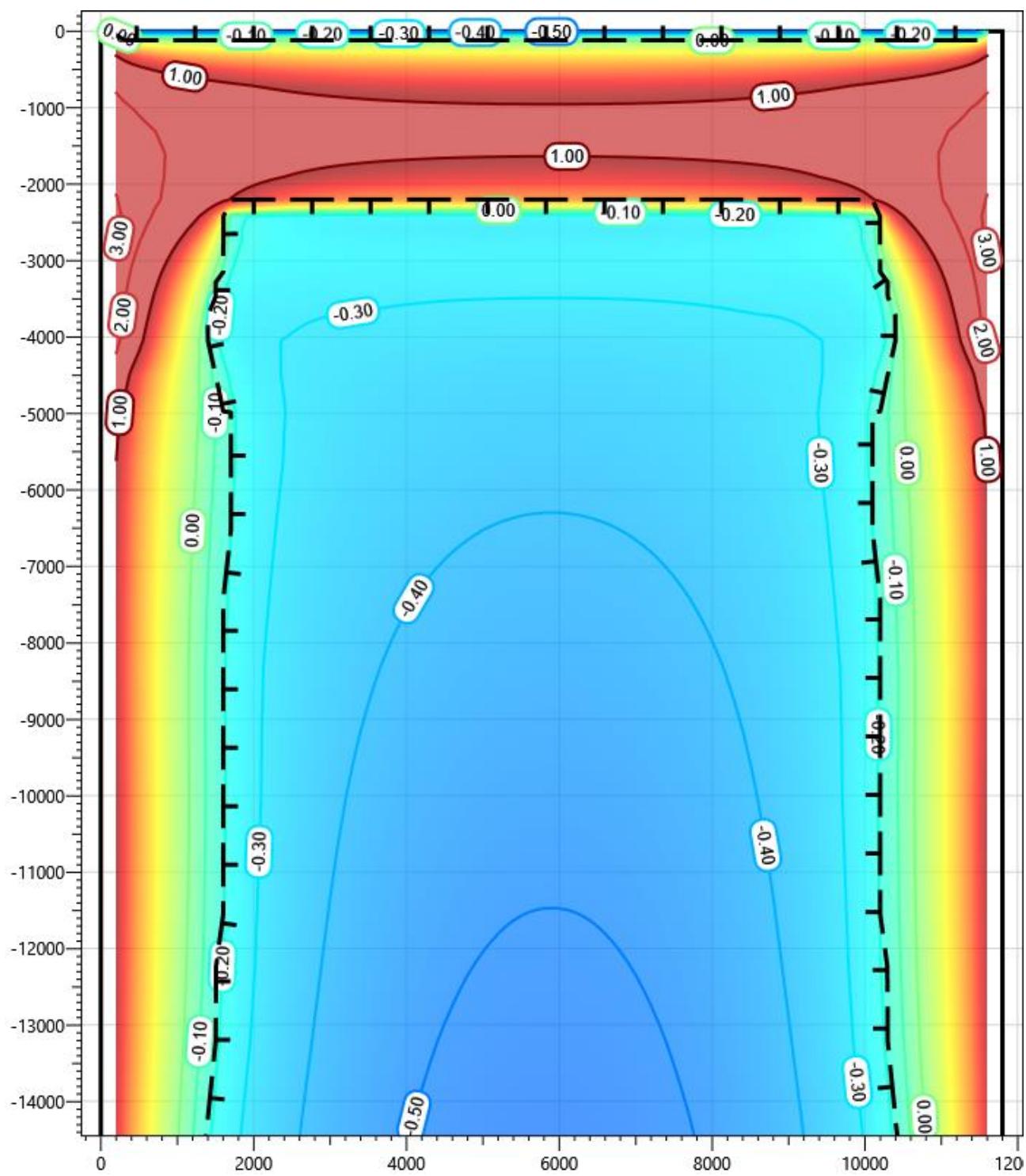


Рисунок В.4 – Распределение температур в приустьевой зоне с термокейсом в районе геологической скважины №3-25 на конец десятого года эксплуатации (15.10.2034г.)

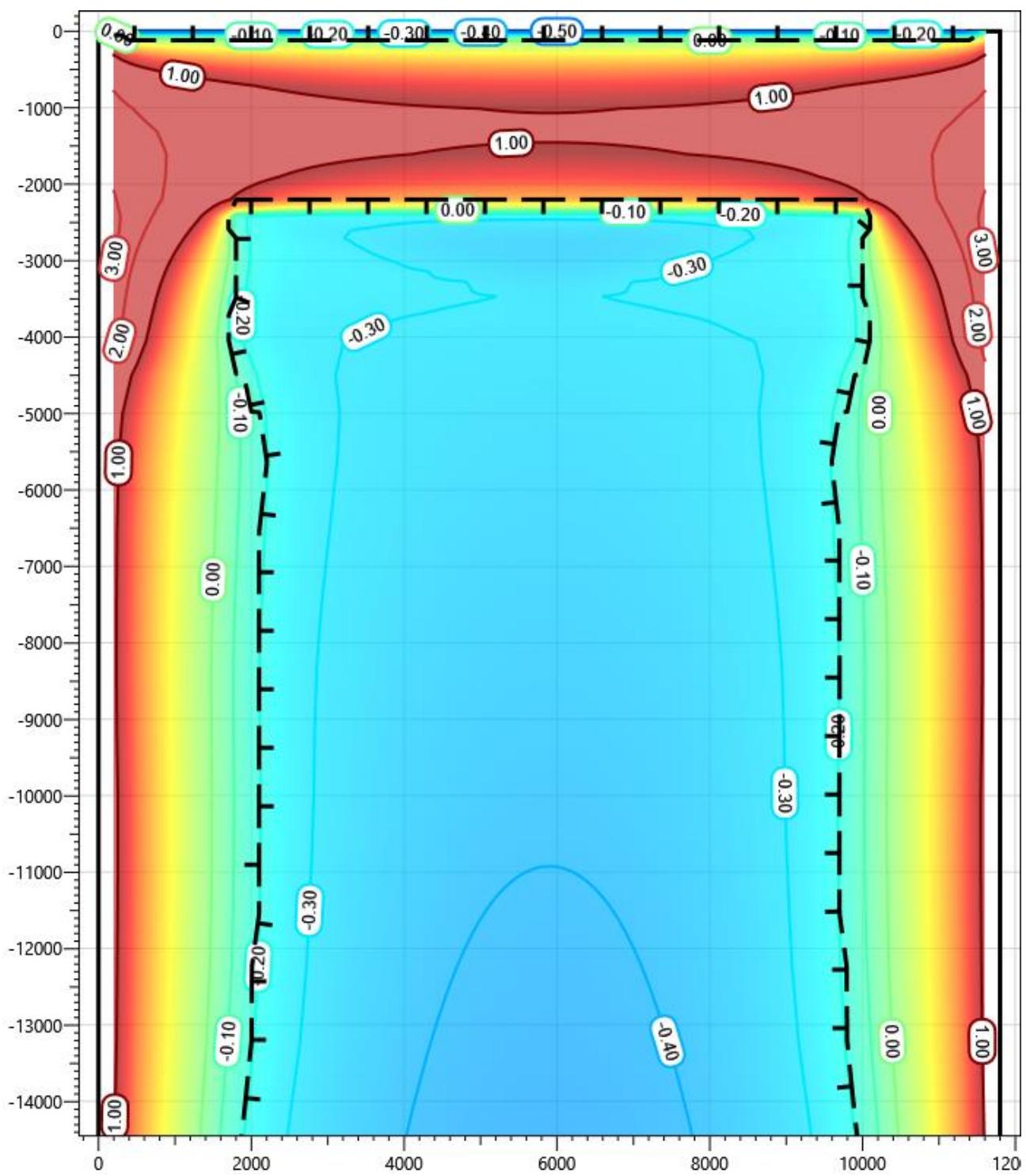


Рисунок В.5 - Распределение температур в приусьевой зоне с термокейсом в районе геологической скважины №3-25 на конец пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2039г.)

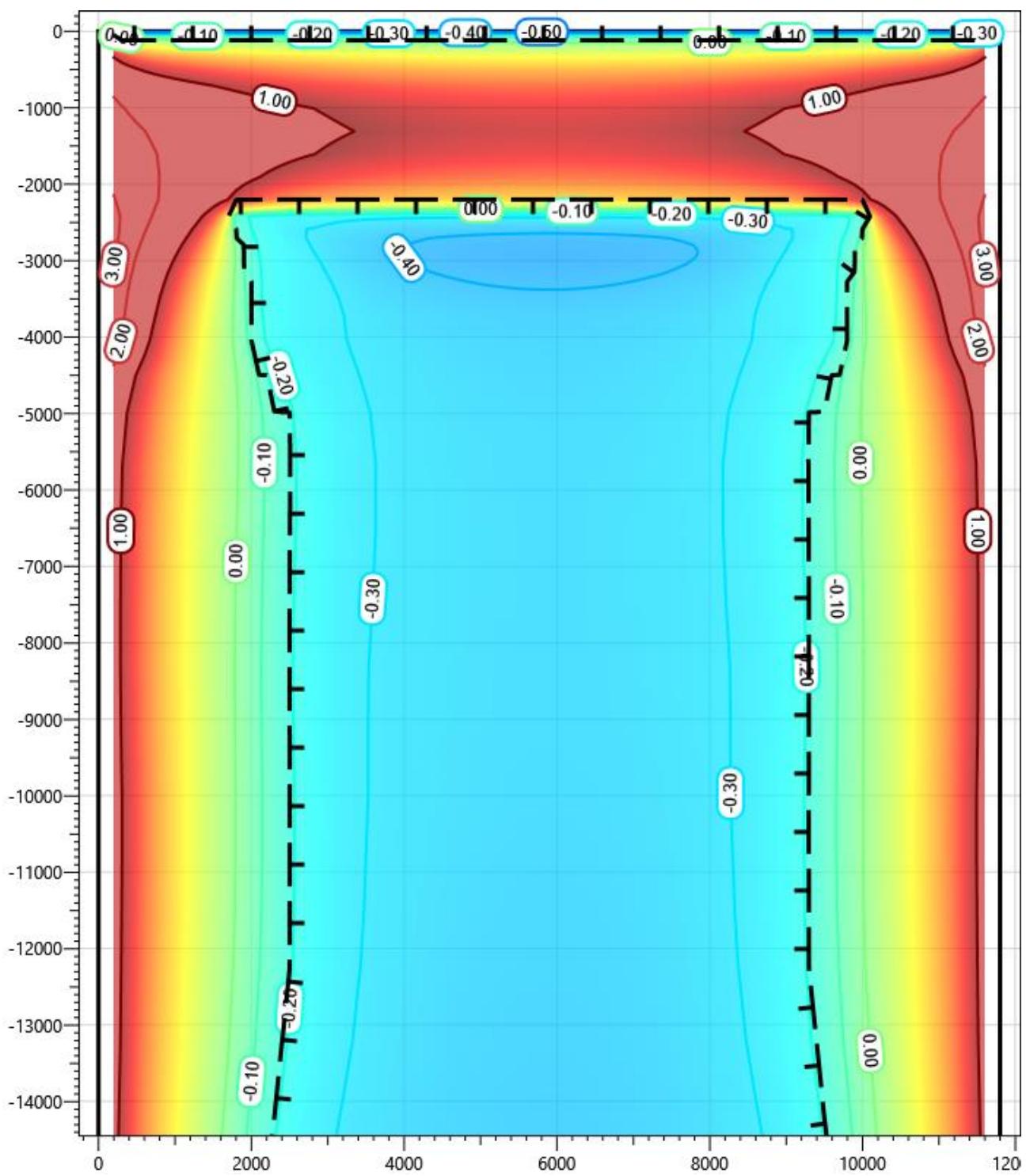


Рисунок В.6 – Распределение температур в приустьевой зоне с термокейсом в районе геологической скважины №3-25 на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2044г.)

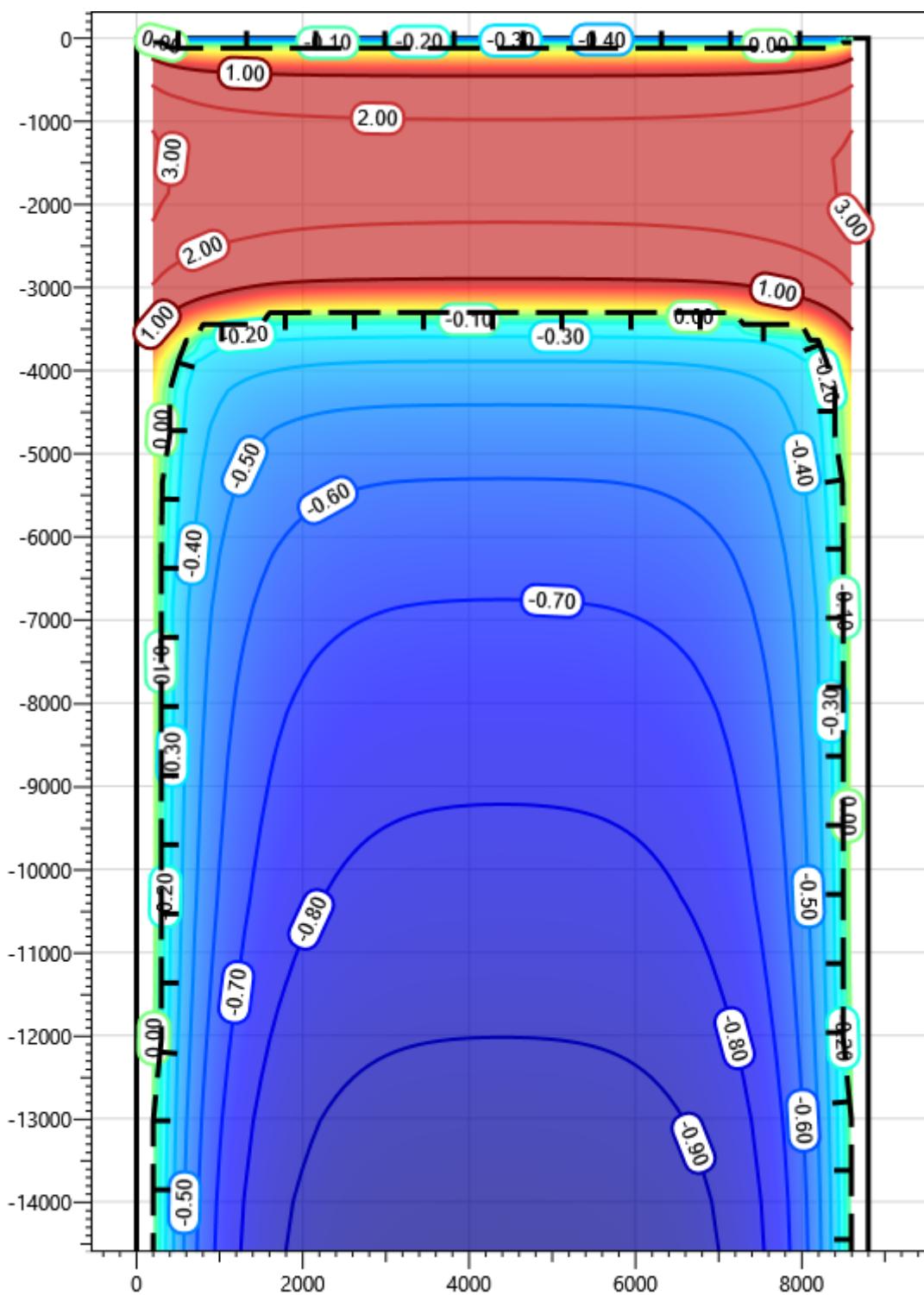


Рисунок В.7 – Распределение температур в приустьевой зоне с термокейсом в районе геологической скважины №5-25 на конец первого года эксплуатации (15.10.2025г.)

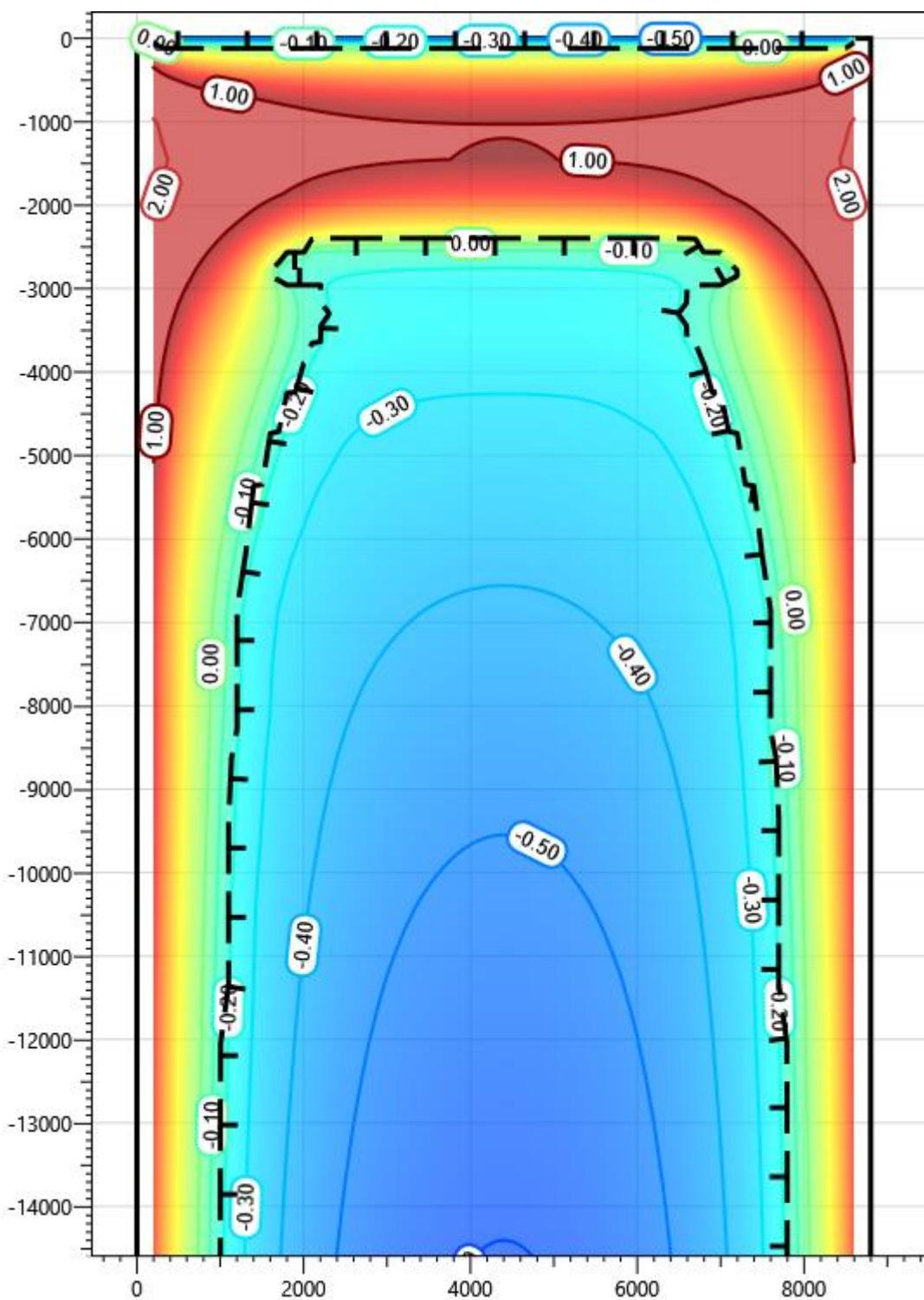


Рисунок В.8 – Распределение температур в приустьевой зоне с термокерасом в районе геологической скважины №5-25 на конец пятого года эксплуатации (15.10.2029г.)

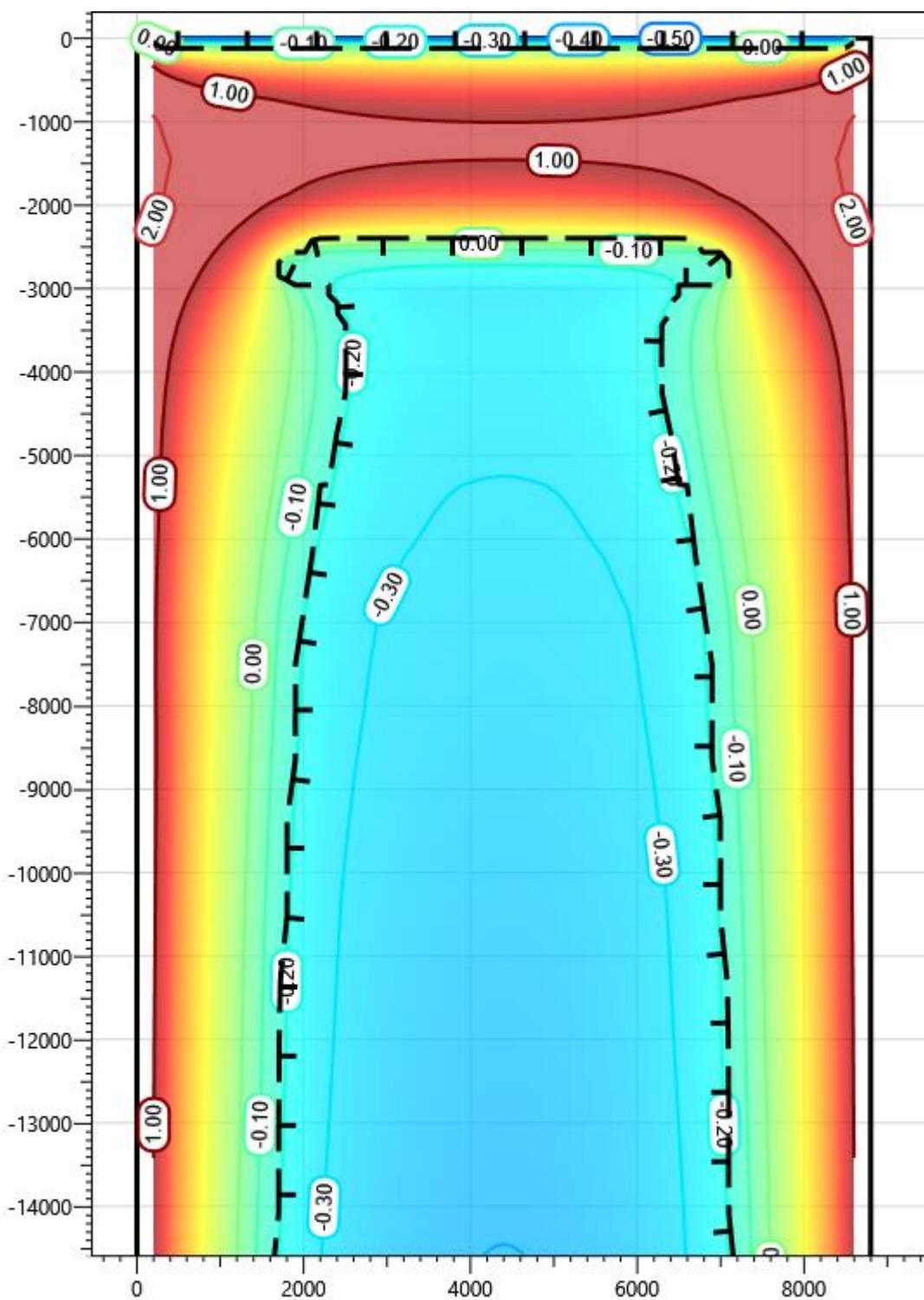


Рисунок В.9 – Распределение температур в приустьевой зоне с термокерасом в районе геологической скважины №5-25 на конец десятого года эксплуатации (15.10.2034г.)

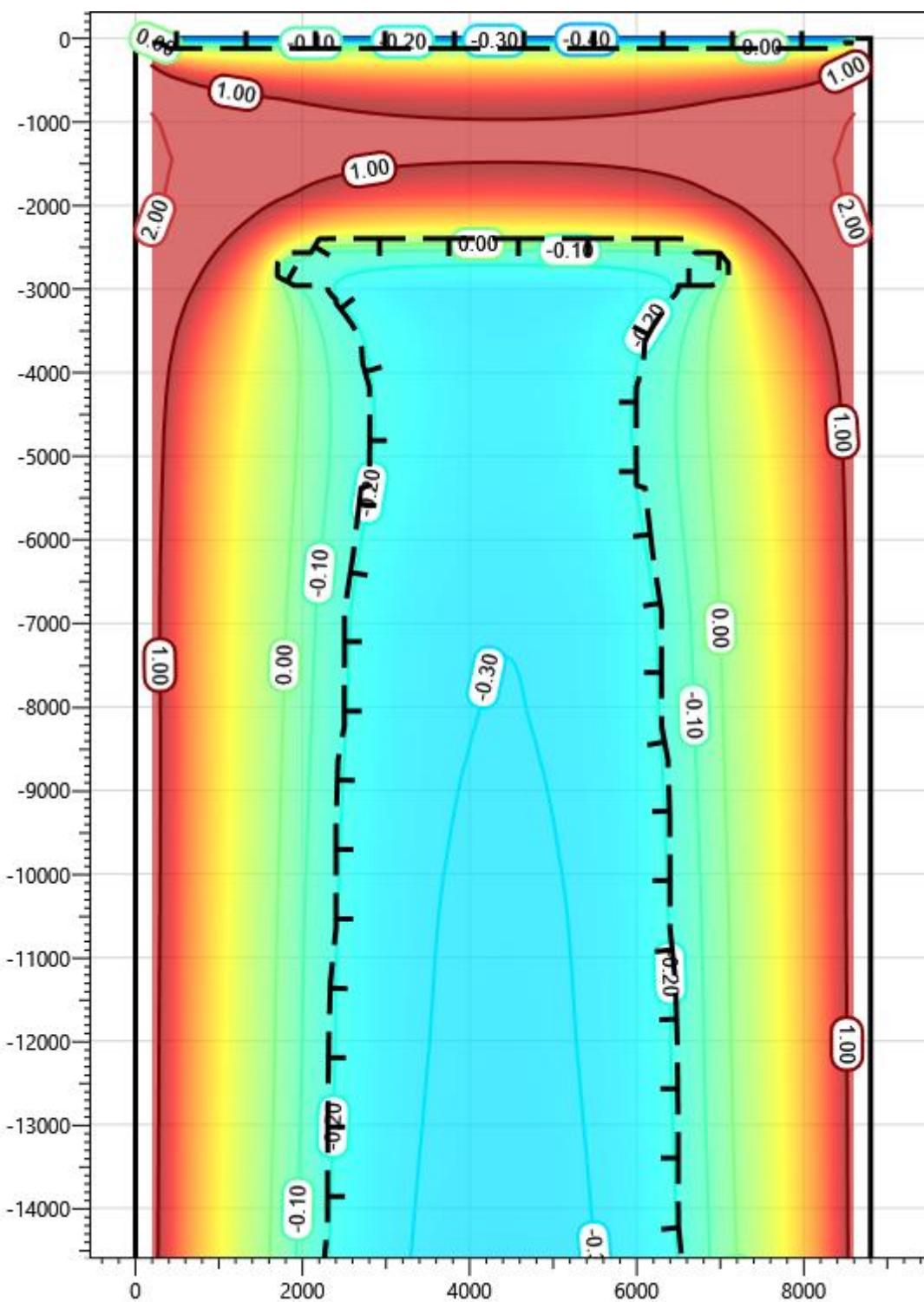


Рисунок В.10 - Распределение температур в приустьевой зоне с термокейсом в районе геологической скважины №5-25 на конец пятнадцатого года эксплуатации (15.10.2039г.)

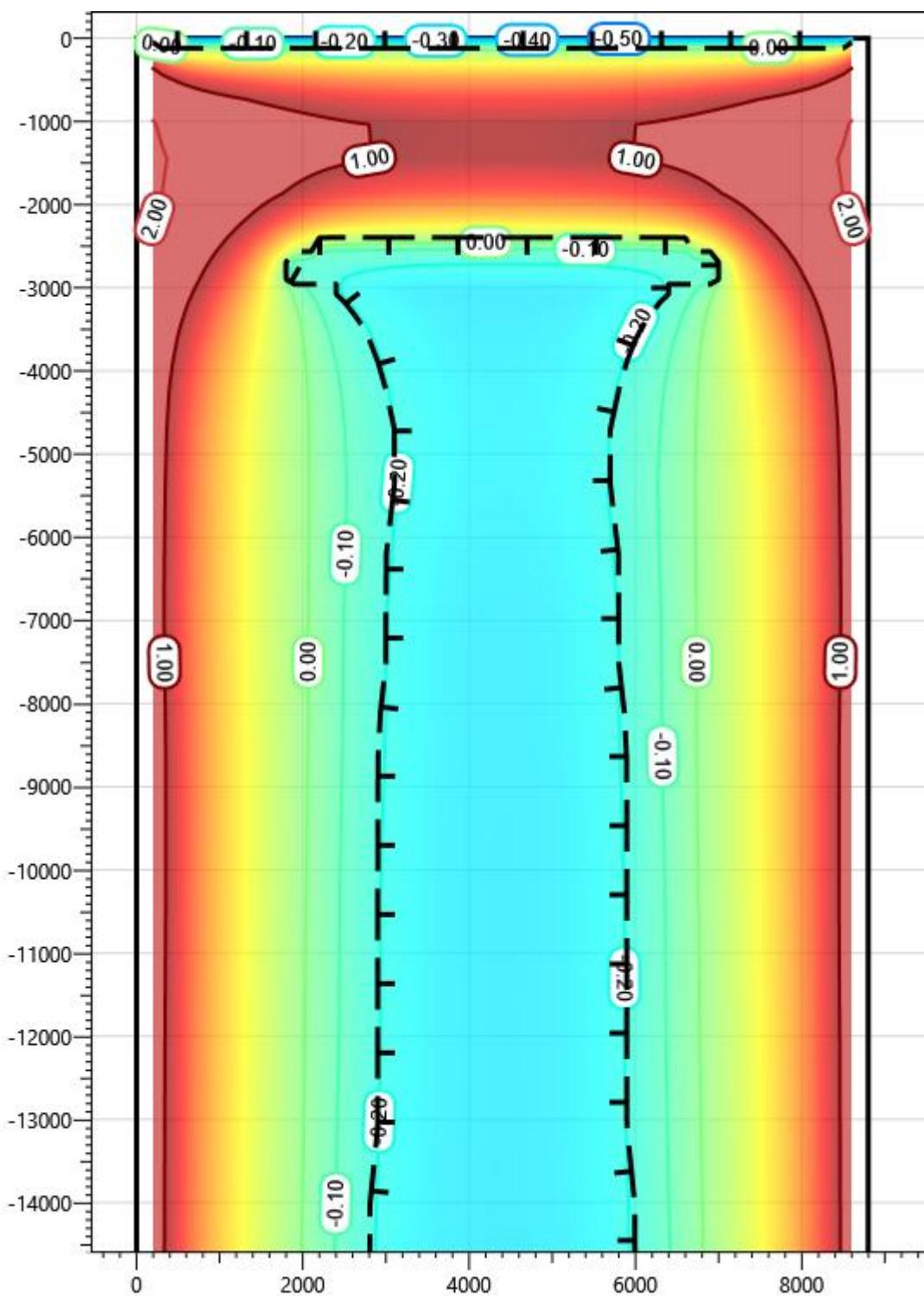


Рисунок В.11 – Распределение температур в приустьевой зоне с термокейсом в районе геологической скважины №5-25 на конец двадцатого года эксплуатации (15.10.2044г.)

Разрешение		Обозначение	ПО-30-ПО-КС-КП00-1968-ПД-06.ТР.00.01.01-РВИ		
53-26		Наименование объекта строительства	Обустройство кустовых площадок № 1 и № 7 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
02	TP.00. 01.01- C TP.00. 01.01- P1 л.1-6	Zаменен. Актуализирована ревизия документов. Заменен. Откорректирован состав сооружений		3	Изменения внесены в связи с корректировкой состава сооружений.

Согласовано	Изм.внес	Жорник	12.01.26
	Составил	Жорник	12.01.26
На контр	Утв.	Горев	12.01.26

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

Лист	Листов
1	