



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

**Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17
Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения
ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение
пропускной способности нефтегазосборных
трубопроводов**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Технологические и конструктивные
решения линейного объекта. Искусственные
сооружения**

Подраздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технологические решения.

Книга 1. Текстовая часть

ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.01

Том 4.6.1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
03	4385-26		14.05.26



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

**Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17
Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения
ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение
пропускной способности нефтегазосборных
трубопроводов**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Технологические и конструктивные
решения линейного объекта. Искусственные
сооружения**

Подраздел 6. Технологические решения.

Часть 1. Технологические решения

Книга 1. Текстовая часть

ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.01

Том 4.6.1.1

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Р.В. Шапиевский


2026

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.01-С	Содержание тома 4.6.1.1	Изм.03 (Зам.)
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-00.СП	Состав проектной документации	
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.01	Часть 1. Технологические решения. Текстовая часть	Изм.03 (Зам.)

Взам. инв. №										
	Подпись и дата									
Изм.		Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.01-С			
	03							-	Зам.	4385-26
Инв. № подл.	Разраб.		Гаврилина			14.05.26	Содержание тома 4.6.1.1	Стадия	Лист	Листов
	Проверил		Жорник			14.05.26		П		1
	Н.контр.		Поликашина			14.05.26		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

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
Инженер I категории	И.Б. Гаврилина

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 ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СООРУЖЕНИЙ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	1-3
1.3.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1-3
1.3.2 Сезонное пучение.....	1-4
1.3.3 Термокарст.....	1-4
1.3.4 Заболачивание.....	1-4
1.3.5 Солифлюкция.....	1-5
1.3.6 Наледообразование.....	1-5
1.3.7 Овражно-балочная эрозия.....	1-5
1.4 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ.....	1-5
1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....	1-5
1.4.2 Замена существующих трехходовых кранов (2 шт.) на кустовой площадке №15.....	1-9
1.4.2.1 Описание принятых технологических решений.....	1-9
1.4.2.2 Арматура и фитинги.....	1-10
1.4.2.3 Испытания трубопроводов и контроль сварных швов для задвижек клиновых на кусте скважин №15 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения.....	1-10
1.4.3 Монтаж байпасной линии от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от АГЗУ до точки врезки в НСК от куста №10 – УПСВ-3.....	1-11
1.4.3.1 Описание принятых технологических решений.....	1-11
1.4.3.2 Технологические трубопроводы на байпасной линии от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от МФР (12-С08-МФР-1) до точки врезки в НСК от куста №10 – УПСВ-3 на существующем кусте скважин №8.....	1-12
1.4.3.3 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков технологических трубопроводов байпасной линии.....	1-12
1.4.4 Характеристика принятой технологической схемы для кустовых площадок №№ 8-бис, 17 производства в целом.....	1-13
1.4.4.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора для кустовых площадок №№ 8-бис, 17.....	1-13
1.4.5 Характеристика отдельных параметров технологического процесса.....	1-16
1.4.5.1 Обустройство куста скважин №8-бис.....	1-16
1.4.5.2 Обустройство куста скважин №17.....	1-21
1.4.5.3 Механизм депарафинизации скважин МДСА («Лебедка»).....	1-26
1.4.5.4 Многофазный расходомер.....	1-27
1.4.5.5 Установка дозирования реагентов БДР.....	1-28
1.4.5.6 Арматура и фитинги.....	1-30
1.4.5.7 Технологические трубопроводы на кустах скважин.....	1-31
1.4.5.8 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации.....	1-32
1.4.5.9 Очистка полости и испытание трубопроводов.....	1-32
1.4.6 Гидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции скважин.....	1-33
1.4.6.1 Общие положения.....	1-33
1.4.6.2 Исходные данные.....	1-33
1.4.6.3 Результаты гидравлического расчета.....	38
1.4.6.4 Выводы по результатам гидравлического расчета системы сбора Западно-Хоседаюского месторождения.....	1-41
1.4.7 Мероприятия по защите надземных трубопроводов от опасных геологических процессов для кустовых площадок №№8-бис, 17.....	1-42
1.4.8 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков технологических трубопроводов для кустовых площадок №№8-бис, 17.....	1-42
1.4.9 Защита от коррозии.....	1-46
1.4.10 Требования к организации производства для кустовых площадок №№8-бис, 17.....	1-46
1.5 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД ДЛЯ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК №№8-БИС, 17.....	1-50
1.6 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ ДЛЯ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК №№8-БИС, 17.....	1-51

1.7 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК №№8-БИС, 17	1-52
1.8 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК (НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА) ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК №№8- БИС, 17.....	1-52
1.9 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ ДЛЯ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК №№8-БИС, 17	1-52
1.10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ, И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ ДЛЯ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК №№8-БИС, 17	1-53
1.11 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)	1-56
1.12 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ	1-57
1.12.1 Сведения о расчетной численности, профессионально -квалификационном составе работников для кустовых площадок №№8-бис, 17.....	1-57
1.13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	1-58
1.14 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	1-61
1.15 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1-61
1.15.1 Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от организованных и неорганизованных источников выделения.....	1-61
1.15.2 Выбросы вредных веществ от неорганизованных источников.....	1-61
1.15.3 Выбросы вредных веществ от организованных источников	1-62
1.15.3.1 Расчет вредных выбросов через «воздушку»	1-62
1.16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	1-63
1.17 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1-63
1.18 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ	1-64
1.19 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА	1-65
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-1
2.1 Назначение	2-1
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2-1
2.2.1 Технологические трубопроводы	2-1
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	2-1
2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	2-1
2.4.1 Трубы.....	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-3
2.4.3 Крепежные детали.....	2-3
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2-3
2.4.5 Металлоконструкции	2-4
2.5 РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-4
2.5.1 Исходные данные	2-4
2.5.2 Расчет толщины стенки технологических трубопроводов.....	2-5
2.5.3 Расчет срока службы трубопроводов	2-6
2.5.4 Выборка типоразмеров труб	2-6
2.6 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2-7
2.7 ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ.....	2-8

Приложение А	Перечень законодательных актов РФ и нормативно-технических документов, использованных при выполнении проектной документации.....	А-1
Приложение Б.	Ведомость оборудования, изделий и материалов.....	Б-1
Приложение В	Сертификаты соответствия оборудования.....	В-1

1 СБОР И ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА

1.1 Исходные данные

Настоящий раздел проекта «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов» разработан на основании следующих документов:

- Задания на проектирование объекта «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов», утвержденного генеральным директором ООО «СК «Русъветпетро»» Бышовым С.Н. в 2025 г;
- Лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах участка ЦХП блок №3 (НРМ 00690 НР);
- Дополнение к технологическому проекту разработки Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения им. Д. Садецкого (утв. Протоколом заседания ЦКР Роснедр по УВС от 27.09.2024 №9133);
- Проекта 0897 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3). Кустовая площадка №15»;
- Материалов инженерных изысканий, выполненных АО «Гипровостокнефть» в феврале 2023 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 вертолётном, 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 выраженными 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.

Исследуемый участок расположен в подзоне северной лесотундры. Большие площади на поверхности ледово-морской равнины занимает пятнистая и кочковатая кустарничково-мохово-лишайниковая тундра, неравномерно дренированная, торфяники и полигонально-

валиковые 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-Хоседаюского 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 Таблица 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
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 об особых природно-климатических условиях земельного участка, представляемого для размещения сооружений обустройства месторождения

1.3.1 Многолетнемерзлые грунты

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

- 1 сплошного распространения ММП;
- 2 с заглубленной кровлей ММП;
- 3 межмерзлотных таликов.

Среднегодовая температура многолетнемерзлых грунтов изменяется от минус 0,1 °С, до минус 2,2 °С.

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 %.

Многочисленные термокарстовые озера и котловины распространены на озерных, озерно-аллювиальных и морских осадках.

Криогенная текстура мерзлых пород весьма разнообразна и зависит от вещественного состава самих пород, их влажности и условий промерзания.

На исследуемой территории развит как сезонноталый (СТС), так и сезонномерзлый (СМС) слой. Формирование СТС приурочено к участкам ММП, СМС – к участкам, где ММП 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.

Минимальные глубины СТС-СМС характерны для торфяных и торфяно-суглинистых грунтов. Они обычно не превышают 0,5 м, в отдельных случаях (для СМС) достигая 1,0 м.

В суглинистых грунтах глубина СТС-СМС меняется в основном от 0,5 до 1,5 м, и в значительной степени зависит от характера растительности. На участках с мощными сухими мхами она составляет 0,5-1,0 м, при маломощном разреженном моховом покрове – 1,0-1,5 м. Глубина СМС определяется характером мезорельефа и составляет на тундровых участках с более расчлененным рельефом 0,5 -1,0 м, на менее расчлененных – 0,7-1,2 м. В локальных понижениях СМС меняется от первых десятков сантиметров до 1,0 м.

Максимальные глубины СТС-СМС фиксируются в песчаных и песчано-суглинистых грунтах. В основном они составляют около 1,5 м, в отдельных случаях достигая 2,0 м.

1.3.2 Сезонное пучение

На исследуемой территории развит как сезонноталый (СТС), так и сезонномерзлый (СМС) слой. Формирование СТС приурочено к участкам ММП, СМС – к участкам, где ММП 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.

На участке работ развито сезонное пучение, которое возникает в результате промерзания СТС (сезонно талого слоя). При наступлении отрицательных температур СТС промерзает как сверху, так и снизу. В результате сдавливания талого слоя происходит деформация поверхности с образованием небольших сезонных бугров пучения высотой до 0,4 м и в диаметре до 1,5 м.

Минимальные глубины СТС-СМС характерны для торфяных и торфяно-суглинистых грунтов. Они обычно не превышают 0,5 м, в отдельных случаях (для СМС) достигая 1,0 м.

В суглинистых грунтах глубина СТС-СМС меняется в основном от 0,5 до 1,5 м, и в значительной степени зависит от характера растительности. На участках с мощными сухими мхами она составляет 0,5-1,0 м, при маломощном разреженном моховом покрове – 1,0-1,5 м. Глубина СМС определяется характером мезорельефа и составляет на тундровых участках с более расчлененным рельефом 0,5 -1,0 м, на менее расчлененных – 0,7-1,2 м. В локальных понижениях СМС меняется от первых десятков сантиметров до 1,0 м.

Максимальные глубины СТС-СМС фиксируются в песчаных и песчано-суглинистых грунтах. В основном они составляют около 1,5 м, в отдельных случаях достигая 2,0 м.

Сезонное промерзание начинается в октябре и продолжается до марта. Сезонное оттаивание почвы начинается после схода снежного покрова или же, в случае развития мощных моховых покровов, через 10-20 суток после его схода, и к сентябрю заканчивается.

Нормативная глубина сезонного оттаивания для торфов составляет 0,6 м, для песчаных грунтов – 2,27 м, для супесей – 1,81 м, для суглинков – 1,27 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания для торфов составляет 0,9 м, для песчаных грунтов – 2,71 м, для супесей – 2,35 м, для суглинков – 1,94 м.

1.3.3 Термокарст

Сущность процесса состоит в оттаивании льдистых грунтов и подземных льдов, сопровождающееся их осадкой и образованием отрицательных форм рельефа. Наиболее льдистыми в районе работ являются торфяные грунты, следовательно, наиболее интенсивное проявление термокарста приурочено к полям развития этих отложений.

Термокарстовые образования приурочены, в основном, к торфяникам. Широкое распространение имеют древние формы: неглубокие термокарстовые озера, котловины, остаточного-полигональный рельеф. Современный термокарст развивается малоактивно, наиболее распространёнными из современных термокарстовых образований являются плоско-западинные и полигональные формы. Формируются они в результате увеличения глубины сезонного оттаивания (при отрицательной среднегодовой температуре грунтов) вследствие локального изменения условий теплообмена в системе грунт – атмосфера. Эти изменения обусловлены динамикой роста растительности, нарушением или удалением мохово-лишайникового слоя, увеличением мощности снежного покрова, заболачиванием и обводнёностью территории.

Резко увеличивает скорость термокарста техногенное воздействие на грунты с нарушением почвенно-растительного покрова.

1.3.4 Заболачивание

Заболачивание является площадным и сопровождается торфообразованием. Развитие процесса наблюдается в пределах обширных озёрно-аллювиальных котловин как заключительный процесс существования обширных бассейнов верхнего плейстоцена,

сохранившихся в настоящее время в виде остаточных водоёмов. Торфяники, сформировавшиеся в этот период, в настоящее время интенсивно перерабатываются криогенными процессами.

1.3.5 Солифлюкция

Солифлюкция – флюидальное течение влажных или насыщенных водой грунтовых масс по склонам крутизной более 3°. Развивается в супесчано-суглинистых отложениях с влажностью, близкой к пределу текучести или превышающей его.

Солифлюкация встречается на склонах долин ручьев, сложенных глинистыми породами. Необходимым условием солифлюкции является высокая влажность пылевато-глинистых пород, что по данным проведенных работ на склонах наблюдается не часто. Медленная солифлюкция фиксируется на склонах некоторых ручьев и ложбин стока в виде небольших складок-террас без разрыва сплошности покрова.

1.3.6 Наледообразование

Наледообразование приурочено к долинам водотоков. Имеет сезонный характер и связан с промерзанием русла, в результате чего возникает гидростатический напор, под влиянием которого вода взламывает лед, изливается на поверхность, замерзает и образует наледь. В основном в районе работ отмечаются небольшие (мощн. до 0,3 м) наледи.

1.3.7 Овражно-балочная эрозия

Овражно-балочная эрозия приурочена большей частью к долинам водотоков.

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

1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

Производственная программа в соответствии с Заданием на проектирование по проекту 1902 «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов» включает в себя строительство следующих объектов и сооружений:

1. Лупинг надземной прокладки для нефтегазосборного трубопровода от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 Западно-Хоседаюского месторождения (ориентировочная протяженность 2,2 км) с узлом запуска СОД, дренажной емкостью, линейной запорной арматурой, подъездной автодорогой к узлу запуска СОД данного лупинга (описание приведено в Томе 3.1);
2. Перемычка между выкидными трубопроводами от АГЗУ куста №8 и от блока многофазного расходомера (МФР) куста №8-бис (описание приведено в Томе 3.1);
3. Перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 5 метров Д114 и Д 89) (описание приведено в Томе 3.1);
4. Перемычка между нефтегазосборным трубопроводом от кустовой площадки №8 до точки врезки в трубопровод «Кустовая площадка №10 Западно-Хоседаюского месторождения - УПСВ-3» и трубопроводом «УПСВ-3 – ЦПС» (протяженностью 8 метров Д159) (описание приведено в Томе 3.1);

5. Перемычка от нефтегазосборного трубопровода-лупинга DN200 от АГЗУ куста №6 на камеру запуска СОД DN250 для возможности направления продукции от кустов №6 и №8-бис по трубопроводу-лупингу DN250 на УПСВ-3;
6. Нефтегазосборный трубопровод от блока МФР куста №8-бис до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод-лупинг DN200 от куста №6 Западно-Хоседаюского месторождения (описание приведено в Томе 3.1);
7. Нефтегазосборный трубопровода от блока МФР куста №17 до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод DN250 от куста №10 Западно-Хоседаюского месторождения (описание приведено в Томе 3.1).
8. На кустовой площадке № 8 (АГЗУ):
 - монтаж байпасной линии с применением ЗКЛ 100/40 от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от АГЗУ до точки врезки в НСК от куста №10-УПСВ-3 (Д 114);
 - монтаж секущей ЗКЛ 100/40 на трубопроводе от АГЗУ Д 114.
9. Обустройство добывающих скважин на кустовой площадке №8-бис №№ 3811; 3812; 3814; 3815; 3816 – 5 шт.;
10. Обустройство добывающих скважин на кустовой площадке №17 №№ 31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 – 6 шт.;
11. Замена существующих трёхходовых кранов (2 шт.) на электроприводные задвижки для подключения выкидных трубопроводов от скважин №№45-р, 31501 на кустовой площадке №15 к АГЗУ на Западно-Хоседаюском нефтяном месторождении.

Проектом, в соответствии с заданием на проектирование, для данного раздела предусмотрено выделение этапов строительства:

- 2 этап – обустройство скважины № 3811 на кустовой площадке №8-бис;
- 3 этап – обустройство скважины № 3812 на кустовой площадке №8-бис;
- 4 этап – обустройство скважины № 3814 на кустовой площадке №8-бис;
- 5 этап - обустройство скважины № 3815 на кустовой площадке №8-бис;
- 6 этап - обустройство скважины № 3816 на кустовой площадке №8-бис;
- 7 этап - обустройство скважины № 31701 на кустовой площадке №17;
- 8 этап - обустройство скважины № 31702 на кустовой площадке №17;
- 9 этап - обустройство скважины № 31703 на кустовой площадке №17;
- 10 этап - обустройство скважины № 31704 на кустовой площадке №17;
- 11 этап - обустройство скважины № 31705 на кустовой площадке №17;
- 12 этап - обустройство скважины № 31707 на кустовой площадке №17;
- 13 этап - замена существующих трёхходовых кранов (2 шт.) на электроприводные задвижки для подключения выкидных трубопроводов от скважин №№45-р, 31501 на кустовой площадке №15 к АГЗУ на Западно-Хоседаюском нефтяном месторождении;
- 14 этап – кустовая площадка №8. Монтаж байпасной линии с применением ЗКЛ 100/40 от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от АГЗУ до точки врезки в НСК от куста №10-УПСВ-3 (Д 114). Монтаж секущей ЗКЛ 100/40 на трубопроводе от АГЗУ Д 114.

В состав проектируемой площадки куста скважин № 8-бис входят следующие основные технологические сооружения:

2 этап строительства (обустройство скважины №3811 на кустовой площадке №8-бис):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №3811;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №3811;
- Многофазный расходомер (МФР);
- БДР;

- Узел контроля коррозии;
- Площадка для запорной арматуры с электроприводом 31-C08-XV-001 (DN150 PN40);
- Нефтегазосборный трубопровод от МФР до задвижки с электроприводом 31-C08-XV-001 (DN150, L=19м);
- Площадка СУ ЭЦН;
- Комплектная трансформаторная подстанция;
- Пункт контроля и управления;
- Мачта прожекторная №2.

3 этап строительства (обустройство скважины №3812 на кустовой площадке №8-бис):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №3812;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №3812.

4 этап строительства (обустройство скважины №3814 на кустовой площадке №8-бис):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №3814;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №3814.

5 этап строительства (обустройство скважины №3815 на кустовой площадке №8-бис):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №3815;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №3815.

6 этап строительства (обустройство скважины №3816 на кустовой площадке №8-бис):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №3816;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №3816.

В состав проектируемой площадки куста скважин № 17 входят следующие основные технологические сооружения:

7 этап строительства (обустройство скважины №31701 на кустовой площадке №17):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №31701;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №31701;
- Многофазный расходомер (МФР);
- БДР;
- Узел контроля коррозии;
- Площадка для запорной арматуры с электроприводом 31-C17-XV-001 (DN150 PN40);
- Нефтегазосборный трубопровод от МФР до задвижки с электроприводом 31-C17-XV-001 (DN150, L=20м);
- Отпайка ВЛ-10 кВ до КТП;
- Площадка СУ ЭЦН;
- Комплектная трансформаторная подстанция;
- Пункт контроля и управления;
- Мачта прожекторная №2.

8 этап строительства (обустройство скважины №31702 на кустовой площадке №17):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №31702;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №31702.

9 этап строительства (обустройство скважины №31703 на кустовой площадке №17):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №31703;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №31703.

10 этап строительства (обустройство скважины №31704 на кустовой площадке №17):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №31704;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №31704.

11 этап строительства (обустройство скважины №31705 на кустовой площадке №17):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №31705;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №31705.

12 этап строительства (обустройство скважины №31707 на кустовой площадке №17):

- Площадка под ремонтный агрегат скважины №31707;
- Эстакада инженерных коммуникаций к добывающей скважине №31707.

Кустовая площадка скважин №15 включает в себя строительство следующих объектов и сооружений:

13 этап строительства (замена существующих трехходовых кранов (2 шт.) на электроприводные задвижки для подключения выкидных трубопроводов от скважин №№45-р, 31501 на кустовой площадке №15 к АГЗУ на Западно-Хоседаюском нефтяном месторождении):

- демонтаж трехходовых кранов DN100 PN40 31-C15-TXK-001, 31-C15-TXK-002 и задвижек с ручным приводом DN100 PN40 с катушками трубы длиной min 100 мм,
- монтаж тройников равнопроходных DN100 взамен трехходовых кранов, задвижек с электроприводом 31-C15-XV-001, 31-C15-XV-002, 31-C15-XV-003, 31-C15-XV-004 взамен задвижек с ручным приводом с катушками трубы необходимой длины.

Кустовая площадка скважин №8 включает в себя строительство следующих объектов и сооружений:

14 этап строительства (монтаж байпасной линии с применением ЗКЛ 100/40 от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от АГЗУ до точки врезки в НСК от куста №10-УПСВ-3 (Д 114). Монтаж секущей ЗКЛ 100/40 на трубопроводе от АГЗУ Д 114):

- монтаж тройника равнопроходного в трубопровод от АГЗУ (12-C08-АГЗУ-1) до точки врезки в НСК от куста №10 – УПСВ-3;
- монтаж байпасной линии DN100 от тройника равнопроходного до выкидного трубопровода скважины №3803;
- монтаж задвижек клиновых DN100 PN40 – 3 шт.

Номера добывающих скважин на кустах скважин №8-бис и №17, распределение скважин по кустам приняты по графику ввода скважин Западно-Хоседаюского месторождения и приведены в таблице Таблица 1.2.

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.

Таблица 1.2 - Распределение скважин по кустам №8-бис и №17 Западно-Хоседаюского месторождения

Куст №	Скважины на кустах		Всего скважин на кусте
	№ скважины	Количество добывающих скважин, подключенных к проектной МФР	
8-бис	2 этап строительства		5
	3811	1	
	3 этап строительства		
	3812	1	
	4 этап строительства		
	3814	1	
	5 этап строительства		
	3815	1	
17	6 этап строительства		6
	7 этап строительства		
	31701	1	
	8 этап строительства		
	31702	1	
	9 этап строительства		
	31703		
	10 этап строительства		
	31704	1	
	11 этап строительства		
31705	1		
12 этап строительства			
	31707	1	

1.4.2 Замена существующих трехходовых кранов (2 шт.) на кустовой площадке №15

1.4.2.1 Описание принятых технологических решений

Для осуществления замены трехходовых кранов на электроприводные задвижки для скважин №41-р и 51501 на кусте скважин №15 Западно-Хоседаюского месторождения производятся следующие действия:

- демонтаж трехходовых кранов с электроприводом DN100 PN40 31-C15-TXK-001, 31-C15-TXK-002 и задвижек с ручным приводом DN100 PN40 с катушками трубы длиной min 100 мм.
- монтаж тройников равнопроходных DN100 взамен трехходовых кранов с электроприводом, задвижек с электроприводом 31-C15-XV-001, 31-C15-XV-002, 31-C15-XV-003, 31-C15-XV-004 взамен задвижек с ручным приводом с катушками трубы необходимой длины.

После замены трехходового крана на задвижки с эл. приводом направление потока продукции скважин в замерный или эксплуатационный коллектор будет осуществляться с помощью задвижек, оборудованных приводом с дистанционным управлением.

Проектом предусмотрены дополнительные гарантийные стыки на проектируемой трубной обвязке для осуществления стыковки с существующей обвязкой.

Типовой узел замены электроприводного трёхходового крана на узлах переключения кустовых площадок на электроприводные задвижки приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-012.

Схема принципиальная технологическая куста скважин № 15 приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-011.

1.4.2.2 Арматура и фитинги

Соединительные детали и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами, или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Материальное исполнение соединительных деталей трубопроводов и фланцев, должно соответствовать по марке стали и классу прочности материалу трубы, на которой они установлены.

Для трубопроводов из сталей повышенной эксплуатационной надёжности рекомендуется применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надёжности класса прочности не ниже K52.

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Для трубопроводов, изготовленных из хладостойких сталей необходимо применять арматуру из углеродистой стали исполнения ХЛ1, для работы при низких температурах, ниже минус 50 °С.

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

Арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды, принимается с классом герметичности - А в соответствии с п. 3.2 ГОСТ Р 55990-2014 и п. 5, таблица 3 ГОСТ 9544-2015.

1.4.2.3 Испытания трубопроводов и контроль сварных швов для задвижек клиновых на кусте скважин №15 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения

Гидравлическое испытание запорной арматуры и приваренных к ней катушек предусмотрено перед ее монтажом. объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний проектируемых промысловых трубопроводов представлены в Таблица 1.3

Таблица 1.3 - Характеристика, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний для задвижек клиновых на кусте скважин №15 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения

Наименование участков трубопроводов	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		На герметичность, МПа	Примечания
		На прочность			
		Гидравлическим способом			
		В верхней точке (не менее)	В нижней точке		
Задвижка клиновая DN100 (с приварными катушками min 100 мм)	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	1,43 P _{расч} =5,72 (гидравлический)		4,0	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013

По окончании работ производится ВИК всех сварных соединений. Для неиспытываемых (гарантийных) сварных соединений объем контроля неразрушающими методами ВИК, радиографический и ультразвуковой методы в объеме 100%.

1.4.3 Монтаж байпасной линии от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от АГЗУ до точки врезки в НСК от куста №10 – УПСВ-3

1.4.3.1 Описание принятых технологических решений

Для осуществления монтажа байпасной линии от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от АГЗУ (12-С08-АГЗУ-1) до точки врезки в НСК от куста №10 – УПСВ-3 на существующем кусте скважин №8 Западно – Хоседаюского месторождения производятся следующие действия:

- монтаж тройника равнопроходного в трубопровод от АГЗУ (12-С08-АГЗУ-1) до точки врезки в НСК от куста №10 – УПСВ-3;
- монтаж трубопровода (байпасной линии) DN100 от тройника равнопроходного до выкидного трубопровода скважины №3803;
- монтаж задвижек клиновых DN100 PN40 – 2 шт. на трубопроводе от АГЗУ (12-С08-АГЗУ-1) до точки врезки в НСК от куста №10 – УПСВ-3;
- монтаж задвижки клиновой DN100 PN40 – 1 шт. на (байпасной линии) DN100 от тройника равнопроходного до выкидного трубопровода скважины №3803.

Монтаж байпасной линии осуществляется методом холодной врезки, без остановки перекачки продукции.

Способ прокладки трубопроводов – надземный.

На байпасной линии предусмотрена установка запорной арматуры. В качестве запорной арматуры применяется задвижка клиновая, полнопроходная. Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность затвора, соответствующую классу «А» по ГОСТ 9544-2015. Предусматривается установка фланцевой арматуры с заводской разделкой кромок. Арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями. Арматура изготавливается из той же стали, что и трубопровод, на котором она установлена. Для теплоизоляции арматуры используются теплоизоляционные маты. Арматура заземляется.

1.4.3.2 Технологические трубопроводы на байпасной линии от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от МФР (12-С08-МФР-1) до точки врезки в НСК от куста №10 – УПСВ-3 на существующем кусте скважин №8

Проектируемый байпасный трубопровод является 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.

Материальное исполнение байпасной линии - трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52.

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

1.4.3.3 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков технологических трубопроводов байпасной линии

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

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний приведены в таблице Таблица 1.4.

Трубопровод до ввода в эксплуатацию подвергается 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 строительной-монтажной организацией.

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».

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

При температуре окружающей среды трубопровода ниже 0°С 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.

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 герметичность производят промывку и продувку трубопроводов с целью очистки внутренней поверхности трубопроводов от механических загрязнений и удаления влаги. Продувка должна производиться под давлением равным рабочему, но не более 4,0 МПа.

Гидравлическое испытание запорной арматуры, устанавливаемой на байпасной линии, предусмотрено перед ее монтажом.

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.

Таблица 1.4 - Характеристика, объем контроля сварных соединений, величины давлений испытаний для байпасного трубопровода на кусте скважин №8 Западно-Хоседаю-кого нефтяного месторождения

Наименование участков трубопроводов	ГОСТ, ТУ	Категория, группа по ГОСТ 32569-2013 Категория, группа по ТР ТС 032/2013	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		На герметичность, МПа	Примечания
				На прочность			
				Гидравлическим способом			
				В верхней точке (не менее)	В нижней точке		
Трубопровод DN100	ГОСТ 32569-2013	A(б), I 2 (1гр.среды)	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	1,43 P _{расч} =5,72 (гидравлический)		4,0	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013

По окончанию работ производится ВИК всех сварных соединений. Для неиспытываемых (гарантийных) сварных соединений объем контроля неразрушающими методами ВИК, радиографический и ультразвуковой методы в объеме 100%.

1.4.4 Характеристика принятой технологической схемы для кустовых площадок №№ 8-бис, 17 производства в целом

1.4.4.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора для кустовых площадок №№ 8-бис, 17

Прогнозные показатели по добыче нефти, жидкости для проектируемых скважин №№ 3811; 3812; 3814; 3815; 3816 на кустовой площадке №8-бис, для проектируемых скважин №№ 31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 на кустовой площадке №17 приняты в соответствии с Техническим заданием на проектирование и представлены в п.1.4.4.

Схема технологическая принципиальная куста скважин №8-бис приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-001.

Схема технологическая принципиальная куста скважин №17 приведена на ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-002.

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 проектируемых скважин на кустах №8-бис и №17;

- 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».

Расстояния между проектируемым оборудованием и проектируемыми скважинами на кустовых площадках № 8-бис и №17 приведены в марке ГП в Томе 4.2.1 на чертежах ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.02.01.00-002 и ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.02.01.00-003, соответственно. Расстояния до смежных объектов и инженерных сетей приведены на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.02.01.00-001. Таблица фактических и нормативных расстояний между проектируемыми и существующими сооружениями приведены в марке ГП в Томе 4.2.1.

Размещение сооружений на проектируемых кустах № 8-бис и № 17 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».

На кусте скважин №8-бис наименьшее расстояние:

- от проектируемой КТП-1000/10/0,4 кВ до устья проектируемых скважин составляет 86,5 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ЛБНГП» составляет 12 м);
- от устья проектируемых скважин до проектируемого блока мультифазного расходомера 31-С08-МФР-1 составляет 19 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ЛБНГП» составляет 9 м);
- от устья проектируемых скважин до проектируемого блока дозирования реагентов 31-С08-БДР-1 составляет 29 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ЛБНГП» составляет 9 м).

На кусте скважин № 17-бис наименьшее расстояние:

- от проектируемой КТП-1000/10/0,4 кВ до устья проектируемых скважин составляет 84,6 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ЛБНГП» составляет 12 м);
- от устья проектируемых скважин до проектируемого блока мультифазного расходомера 31-С17-МФР-1 составляет 17 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ЛБНГП» составляет 9 м);
- от устья проектируемых скважин до проектируемого блока дозирования реагентов 31-С17-БДР-1 составляет 26,4 м (нормативное расстояние по Приложению №3 ФНиП «ЛБНГП» составляет 9 м).

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.

Давление трубопроводной системы принято 4,0 МПа.

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

Обязка 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 проектируемых скважин №№3811, 3812, 3814, 3815, 3816 на кустовой площадке №8-бис с давлением, не превышающим 4,0 МПа, по выкидным трубопроводам DN80 через задвижки с электроприводом направляется через эксплуатационный коллектор в нефтегазосборный трубопровод или через замерный коллектор на поочередный замер продукции скважин, который осуществляется многофазным расходомером для подключения скважин по индивидуальному выкидному трубопроводу. На кусте скважин № 8-бис размещается один блок многофазного расходомер.

После замера продукция от проектируемых скважин по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу DN 150 направляется до точки подключения к нефтегазосборному трубопроводу от куста № 8-бис.

Нефтегазовая смесь от проектируемых скважин №№31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 на кустовой площадке №17 с давлением, не превышающим 4,0 МПа, по выкидным трубопроводам по выкидным трубопроводам DN80 через задвижки с электроприводом направляется через эксплуатационный коллектор в нефтегазосборный трубопровод или через замерный коллектор на поочередный замер продукции скважин, который осуществляется многофазным расходомером для подключения скважин по индивидуальному выкидному трубопроводу. На кусте скважин № 17 размещается один блок многофазного расходомер.

После замера продукция от проектируемых скважин по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу DN 150 направляется до точки подключения к нефтегазосборному трубопроводу от куста № 17.

Для защиты нефтегазосборных трубопроводов от парафиноотложений и от коррозии на площадках кустов скважин №8-бис1 и №17 предусмотрена подача реагента (СНПХ-7912М или аналог). Подача реагента осуществляется существующими блоками дозирования реагента БДР-10 в проектируемый нефтегазосборный трубопровод.

Дренаж от проектируемых МФР, БДР и трубопроводов на площадке кустов скважин №8-бис и №17 осуществляется в передвижную технику.

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 вечномерзлых грунтов в стабильном состоянии трубопроводы прокладываются надземно на свайных основаниях высотой не менее 1,0 м.

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

Номенклатура труб, применяемых на кустах скважин №8-бис, №17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения приведена в таблице Таблица 1.5.

Таблица 1.5 - Номенклатура труб применяемых на кустах скважин №8-бис, №17

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	А(б), I 2 (1гр.среды)	Хладостойкая сталь повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52
114				
89	Коллекторы эксплуатационный и замерный	4,0	А(б), I 2 (1гр.среды)	Хладостойкая сталь повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52
159				
159	Нефтегазосборный трубопровод (от МФР до обвалования куста)	4,0	А(б), I 2 (1гр.среды)	Хладостойкая сталь повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52
32	Трубопроводы подачи реагента	4,0	Бб, I 2 (1гр.среды)	Хладостойкая сталь 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732
57				

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), внутренним нормативным документам Заказчика (ЕТТ).

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

1.4.5 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

1.4.5.1 Обустройство куста скважин №8-бис

Данным проектом предусматривается обустройство кустовой площадки № 8-бис.

На кустовой площадке №8-бис обустраиваются пять добывающих скважин №№3811, 3812, 3814, 3815, 3816. Скважины вводятся поэтапно – 2, 3, 4, 5, 6 этапы 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.

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

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин в течении эксплуатации, принятое расстояние между скважинами в 15 метров превышает 1,2 максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин, что соответствует требованиям пункта 526 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

План расположения оборудования на площадке куста скважин № 8-бис дан на чертежах марки ГП Том 4.2.1 на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.02.01.00-002.

Схема принципиальная технологическая расширения куста скважин № 8-бис приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-001.

План инженерных сетей по площадке куста скважин № 8-бис приведен на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-009.

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.

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 №№3811, 3814, 3816 приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-003, для скважин №№3812, 3815 на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-004.

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

- приустьевая площадка;
- площадка под ремонтный агрегат;
- площадка 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 4,0х12,0 м. Покрытие - сборные железобетонные плиты 1ПДН-14 по ГОСТ Р 56600-2015. Плиты укладываются на песчано-гравийную смесь.

Более подробные решения по площадке под ремонтный агрегат 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 марке ГП в Томе 4.2.1 на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.02.01.00-002. Для обслуживания фонтанной арматуры предусмотрены площадки обслуживания.

Строительство проектируемых скважин предусмотрено в рамках проекта 1926 «Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 3811, 3812, 3814, 3815, 3816 куст № 8, 31013, 31014 куст № 10, 31107 куст № 11, 31206 куст № 12, 31601, 31604, 31605, куст № 16, 31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 куст № 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения, им. Д. Садецкого, ЦХП, блок 3».

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

Номера скважин кустовой площадки №8-бис приведены в таблице 1.2. Состав сооружений на кусте №8-би приведен в таблице Таблица 1.6.

Таблица 1.6 - Состав сооружений на кусте скважин №8-бис

Устье эксплуатационной скважины, шт	Обслуживающая площадка, шт	Площадка под ремонтный агрегат, шт	Замерная установка 31-С08-МФР-1	Блок дозирования реагента 31-С08-БДР-1	Механизм депарфинизации скважин МДСА
5	5	5	1	1	5

Блок многофазного расходомера (31-С08-МФР-1), блок дозирования реагента (31-С08-БДР-1) поставляются в соответствии с требованиями опросных листов ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-009-ОЛ, ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-003-ОЛ соответственно.

Продукция от проектируемых скважин по выкидным трубопроводам через замерный коллектор поочередно поступает на проектируемой блок многофазного расходомера 31-С08-МФР-1, где происходит замер дебита скважины. Для замера дебита проектируемых скважин принята коллекторная схема сбора продукции скважин. Переключение выкидных трубопроводов между сборным и замерным коллекторами осуществляется дистанционно с помощью отключающей арматуры с электрическим приводом. На сборном и замерном коллекторах предусмотрена отключающая арматура для поэтапного ввода скважин, а также для последующего подключения вновь обустраиваемых скважин при расширении куста.

Измерительная установка с многофазным расходомером выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.1004-2021 «ГСИ. Системы измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси и измерительные установки. Метрологические и технические требования», ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Рабочая среда - газожидкостная смесь. Измеряемые продукты - жидкость, газ, вода. Расчетное давление - 4,0 МПа. Температура продукта - плюс 15÷20 °С. Для проектируемых скважин прогнозируемый показатель составляет: по добыче нефти 277,3 т/сут, по добыче жидкости 581 т/сут.

Подключение проектируемых эксплуатационного и замерного коллекторов к проектируемому многофазному расходомеру (31-С08-МФР-1) приведено на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-007.

После замера продукция от проектируемых скважин по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу DN 150 направляется до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод-лупинг DN200 от куста №6 Западно-Хоседаюского месторождения.

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% НКПП 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 защиты нефтегазосборного трубопровода от парафиноотложений и от коррозии на кустовой площадке предусмотрена подача реагента (типа СНПХ-7912М или аналог) существующим блоком дозирования реагента БДР-10 (31-С08-БДР-1) в эксплуатационный коллектор. После прохождения насоса дозатора реагент при давлении до 4,0 МПа и производительностью до 10 л/ч, по реагентопроводу DN50 подается в эксплуатационный коллектор, где смешивается с продукцией скважин.

Физико-химические свойства реагентов приведены в таблице Таблица 1.7

Таблица 1.7 - Физико-химические свойства реагентов

Наименование показателя	Норма	
	Ингибитор коррозии	Ингибитор парафиноотложений
Внешний вид	Однородная жидкость от желтого до темно-коричневого цвета	Однородная жидкость от бесцветного до темно-коричневого цвета
Массовая доля сухого остатка, % в пределах	30 – 40 *	30 – 40 *
Температура застывания, °С, не выше	Минус 50	Минус 50
Массовая доля азота %, в пределах	0,50 – 1,50	0,30 – 1,30
Водородный показатель pH	-	-
Плотность при 20 °С, г/см ³ , в пределах	0,809	0,740 – 0,94
Класс опасности	3	3
Температура вспышки, °С	плюс 24	плюс 24 – плюс 27
Температура воспламенения, °С	плюс 27,5	плюс 31
Температура самовоспламенения, °С	плюс 377	плюс 350

Блок дозирования реагента БДР-10 (31-С08-БДР-1) на кусте скважин N8-бис представлен на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-007.

На кусте скважин №8-бис предусмотрен контроль коррозии в режиме реального времени. Для этого применяются узлы мониторинга скорости коррозии с образцами свидетелями коррозии пластинчатого типа в гравиметрическом исполнении. Узел контроля скорости коррозии расположен на нефтегазосборном трубопроводе на выходе с куста, поставляется в соответствии с опросным листом ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-007-ОЛ.

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.

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».

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

В соответствии с п.6.3.7 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», необходимо обеспечить возможность отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения. На эксплуатационном коллекторе на выходе с куста запроектирована запорная арматура с электроприводом 31-С08-XV-001 DN150 PN4,0 МПа, которая имеет дистанционное и автоматическое управление по сигналам систем противоаварийной защиты. Арматура с электроприводом поставляются в соответствии с требованиями опросного листа ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ.005-ОЛ.

В состав запорной арматуры входит оборудование КИПиА. До и после отключающей арматуры с электроприводом устанавливаются манометры и датчики давления.

Все трубопроводы в пределах кустовой площадки № 8-бис относятся к технологическим трубопроводам, прокладываются надземно, на стойках с уклоном 0,002 м на 1 погонный метр трубопровода в соответствии с требованиями п.10.1.4 ГОСТ 32569-2013 на высоте не менее 1,5 м до низа трубопровода.

Проектные решения по опорам для надземных трубопроводов приняты в соответствии с требованиями п.10.4 ГОСТ 32569-2013 и 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 K52.

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. В соответствии с ТР ТС 032/2013 (таблица 8) группа рабочих сред в технологических трубопроводах принята 1, категория технологических трубопроводов на давление до 4,0 МПа принята 2. Категория технологических трубопроводов по ТР ТС 032/2013 по участкам указаны в Таблице 1.9.

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 № -8-бис 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 23208-2003 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.

1.4.5.2 Обустройство куста скважин №17

Данным проектом предусматривается обустройство кустовой площадки №17.

На кустовой площадке №17 обустраиваются шесть добывающих скважин №№31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707. Скважины вводятся поэтапно – 7, 8, 9, 10, 11, этапы 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.

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

Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустьевых зон добывающих скважин в течение эксплуатации, принятое расстояние между скважинами в 15 метров превышает 1,2 максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин, что соответствует требованиям пункта 526 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

План расположения оборудования на площадке куста скважин № 17 дан на чертежах марки ГП Том 4.2.1 на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.02.01.00-003.

Схема принципиальная технологическая расширения куста скважин № 17 приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-002.

План инженерных сетей по площадке куста скважин № 17 приведен на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-010.

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.

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 №№31701, 31703, 31705 приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-003, для скважин №№31702, 31704, 31707 на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-004.

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

- приустьевая площадка;
- площадка под ремонтный агрегат;
- площадка 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 4,0х12,0 м. Покрытие - сборные железобетонные плиты 1ПДН-14 по ГОСТ Р 56600-2015. Плиты укладываются на песчано-гравийную смесь.

Более подробные решения по площадке под ремонтный агрегат 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 на листе Размещение якорей оттяжек показано в марке ГП в Томе 4.2.1 на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.02.01.00-003. Для обслуживания фонтанной арматуры предусмотрены площадки обслуживания.

Строительство проектируемых скважин предусмотрено в рамках проекта 1926 «Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 3811, 3812, 3814, 3815, 3816 куст № 8, 31013, 31014 куст № 10, 31107 куст № 11, 31206 куст № 12, 31601, 31604, 31605, куст № 16, 31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 куст № 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения, им. Д. Садецкого, ЦХП, блок 3».

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

Номера скважин кустовой площадки №17 приведены в таблице 1.2. Состав сооружений на кусте №17 приведен в таблице Таблица 1.8.

Таблица 1.8 - Состав сооружений на кусте скважин №17

Устье эксплуатационной скважины, шт	Обслуживающая площадка, шт	Площадка под ремонтный агрегат, шт	Многофазный расходомер 31-С17-МФР-1 на 8 подключений	Блок дозирования реагента 31-С17-БДР-1	Механизм депарфизации скважин МДСА
6	6	6	1	1	6

Многофазный расходомер (31-С17-МФР-1), блок дозирования реагента (31-С17-БДР-1) поставляются в соответствии с требованиями опросных листов ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-002-ОЛ, ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-003-ОЛ, ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-009-ОЛ соответственно.

Нефтегазовая смесь от вновь проектируемых скважин №№3811, 3812, 3814, 3815, 3816 на кустовой площадке №8-бис с давлением, не превышающим 4,0 МПа, по выкидным трубопроводам DN80 через задвижки с электроприводом направляется через эксплуатационный коллектор в нефтегазосборный трубопровод или через замерный коллектор на поочередный замер продукции скважин, который осуществляется многофазным расходомером для подключения скважин по индивидуальному выкидному трубопроводу. На кусте скважин № 8-бис размещается один блок многофазного расходомер.

Продукция от проектируемых скважин по выкидным трубопроводам через замерный коллектор поочередно поступает на проектируемой блок многофазного расходомера 31-С08-МФР-1, где происходит замер дебита скважины. Для замера дебита проектируемых скважин принята коллекторная схема сбора продукции скважин. Переключение выкидных трубопроводов между сборным и замерным коллекторами осуществляется дистанционно с помощью отключающей арматуры с электрическим приводом. На сборном и замерном коллекторах предусмотрена отключающая арматура для поэтапного ввода скважин, а также для последующего подключения вновь обустраиваемых скважин при расширении куста.

Измерительная установка с многофазным расходомером выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.1004-2021 «ГСИ. Системы измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси и измерительные установки. Метрологические и технические требования», ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования». Рабочая среда - газожидкостная смесь. Измеряемые продукты - жидкость, газ, вода. Расчетное давление - 4,0 МПа. Температура продукта - плюс 15÷20 °С. Для проектируемых скважин прогнозируемый показатель составляет: по добыче нефти 281,2 т/сут, по добыче жидкости 519 т/сут.

Подключение проектируемых эксплуатационного и замерного коллекторов к проектируемому многофазному расходомеру (31-С17-МФР-1) приведено на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-007.

После замера продукция от проектируемых скважин по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу DN 150 направляется до точки подключения в действующий трубопровод DN250 от куста №10 Западно-Хоседаюского месторождения.

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% НКПП 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 защиты нефтегазосборного трубопровода от парафиноотложений и от коррозии на кустовой площадке предусмотрена подача реагента (типа СНПХ-7912М или аналог) существующим блоком дозирования реагента БДР-10 (31-С17-БДР-1) в нефтегазосборный трубопровод. После прохождения насоса дозатора реагент при давлении до 4,0 МПа и производительностью до 10 л/ч, по реагентопроводу DN50 подается в нефтегазосборный трубопровод от многофазного расходомера (31-С17-МФР-1), где смешивается с продукцией скважин.

Физико-химические свойства реагентов приведены в таблице Таблица 1.9

Таблица 1.9 - Физико-химические свойства реагентов

Наименование показателя	Норма	
	Ингибитор коррозии	Ингибитор парафиноотложений
Внешний вид	Однородная жидкость от желтого до темно-коричневого цвета	Однородная жидкость от бесцветного до темно-коричневого цвета
Массовая доля сухого остатка, % в пределах	30 – 40 *	30 – 40 *
Температура застывания, °С, не выше	Минус 50	Минус 50
Массовая доля азота %, в пределах	0,50 – 1,50	0,30 – 1,30
Водородный показатель рН	-	-
Плотность при 20 °С, г/см ³ , в пределах	0,809	0,740 – 0,94
Класс опасности	3	3
Температура вспышки, °С	плюс 24	плюс 24 – плюс 27
Температура воспламенения, °С	плюс 27,5	плюс 31
Температура самовоспламенения, °С	плюс 377	плюс 350

Блок дозирования реагента БДР-10 (31-С17-БДР-1) на кусте скважин N17 представлен на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-007.

На кусте скважин №17 предусмотрен контроль коррозии в режиме реального времени. Для этого применяются узлы мониторинга скорости коррозии с образцами свидетелями коррозии пластинчатого типа в гравиметрическом исполнении. Узел контроля скорости коррозии расположен на нефтегазосборном трубопроводе на выходе с куста, поставляется в соответствии с опросным листом ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-007-ОЛ.

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.

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».

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.

Дренаж с имеющегося производственного оборудования и технологических линий, на период проведения технического обслуживания и ремонта, на кусте скважин №17 предусматривается в проектируемую дренажную емкость 31-С17-ЕД-1 объемом 8,0 м³. На трубопроводе на воздушник дренажной емкости предусмотрена установка огневого преградителя.

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

В соответствии с п.6.3.7 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», необходимо обеспечить возможность отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения. На эксплуатационном коллекторе на выходе с куста запроектирована запорная арматура с электроприводом 31-С17-ХV-001 DN150 PN4,0 МПа, которая имеет дистанционное и автоматическое управление по сигналам систем противоаварийной защиты. Арматура с электроприводом поставляются в соответствии с требованиями опросного листа ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-005-ОЛ.

Все трубопроводы в пределах кустовой площадки № 17 относятся к технологическим трубопроводам, прокладываются надземно, на стойках с уклоном 0,002 м на 1 погонный метр трубопровода в соответствии с требованиями п.10.1.4 ГОСТ 32569-2013 на высоте не менее 1,5 м до низа трубопровода.

Проектные решения по опорам для надземных трубопроводов приняты в соответствии с требованиями п.10.4 ГОСТ 32569-2013 и 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. В соответствии с ТР ТС 032/2013 (таблица 8) группа рабочих сред в технологических трубопроводах принята 1, категория технологических трубопроводов на давление до 4,0 МПа принята 2. Категория технологических трубопроводов по ТР ТС 032/2013 по участкам указаны в Таблице 1.9.

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 № 17 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 23208-2003 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.

1.4.5.3 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.

Механизм депарафинизации скважин типа МДСА (Лебедка) поставляется в соответствии с опросным листом ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-001-ОЛ.

Характеристика основного технологического оборудования приведена в таблице Таблица 1.10.

Таблица 1.10 - Техническая характеристика механизма депарафинизации скважин

Технические характеристики	Показатели
Наименование оборудования	Механизм депарафинизации скважин автоматический (МДСА)
Количество	6 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

1.4.5.4 Многофазный расходомер

Система учета продукции скважин обеспечивается замерным устройством (блоком мобильного многофазного расходомера).

В качестве замерной установки на кустовых площадках №№8-бис, 17 проектируются многофазные расходомеры блочного исполнения (с учетом перспективного расширения) 31-С08-МФР-1 и 31-С17-АГЗУ-1 соответственно.

Многофазный расходомер предназначен для периодического измерения дебита нефтяных скважин по жидкости и газу (по заданной программе). Многофазный расходомер основан на сочетании следующих принципов измерения:

- перепад давления с использованием трубки Вентури;
- фотонно-квантовый метод определения массового соотношения фаз.

Климатическое исполнение ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Установка замерная (блок многофазного расходомера) оснащена следующими элементами систем жизнеобеспечения:

- 1) обогрев;

2) освещение.

Для обеспечения работы во взрывоопасных установках должно быть предусмотрено электрооборудование (клеммные коробки, светильники) соответствующее по исполнению классу зоны, группе и категории взрывоопасной смеси, но не ниже 2ExdIIAT3. Электрооборудование в закрытых помещениях имеет маркировку взрывозащиты не менее 1ExdeIIAT3.

Дренаж с оборудования производится в передвижную технику.

Характеристика многофазных расходомеров на кустах №№8-бис, 17 приведена в таблице Таблица 1.11.

Таблица 1.11 - Характеристика блока многофазного расходомера на кустах скважин №№ 8-бис, 17

Параметры	Значение
Рабочее давление, МПа	4,0
Пропускная способность по жидкости, м ³ /сут.	До 1500
Потребляемая мощность, кВт	20

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

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

План площадки блока многофазного расходомера для куста № 8-бис представлен на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-007.

План площадки блока многофазного расходомера для куста № 17 представлен на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-007.

Поставка блоков многофазных расходомеров для кустов №№8-бис, 17 осуществляется в соответствии с опросным листом ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-009-ОЛ.

1.4.5.5 Установка дозирования реагентов БДР

Для борьбы с коррозией, АСПО проектом предусмотрена установка дозирования реагентов БДР (31-С08-БДР-1, 31-С17-БДР-1) на территории кустов скважин №№8-бис, 17 соответственно.

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

В БДР располагается 1 технологическая емкость объемом 4 м³. БДР состоит из двух отдельных отсеков одного блок-бокса (технологического и аппаратного), установленного на одной раме. В аппаратном отсеке расположен шкаф управления (ЛСУ). Отсеки разделены противопожарной перегородкой 2 типа с пределом огнестойкости EI 15 в соответствии с требованиями СП 2.13130.2020.

Блок-бкс БДР снабжен отоплением, вентиляцией, освещением, газоанализатором. Климатическое исполнение ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Исполнение электрооборудования и осветительных приборов блок-бокса – взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1А.

В помещении блок-бокса применяется искробезопасное покрытие пола. Техническая характеристика блока БДР приведена в таблице Таблица 1.12.

Таблица 1.12 - Техническая характеристика блока БДР

Параметры	Значение
-----------	----------

Максимальная производительность дозирующего насоса, л/ч	10
Тип насоса-дозатора (НД)	Плунжерный насос с герметичным торцевым уплотнением
Количество насосов-дозаторов, шт.	2 (1рабочий + 1резервный)
Давление нагнетания (напор) насоса дозатора, МПа (изб.)	4,0
Максимальное рабочее давление на выходе из блока, МПа	4,0
Наличие частотного преобразователя для автоматического регулирования	Да
Объем технологической емкости, м ³	4,0
Количество технологических емкостей, шт.	1
Возможность заполнения внутренних емкостей при помощи насоса	Да (из бочек или емкостей, предусмотреть соединительную линию)
Наличие отдельной обвязки двух дозирующих насосов с внутренней (технологической) емкостью	Да (Предусмотреть взаимозаменяемость насосов-дозаторов)
Температура дозируемой среды, °С	10 ÷ 26
Количество шестеренных насосов для закачки химреагента из подъездной техники в технологическую емкость, шт.	1
Количество напорных трубопроводов	1
Количество приёмных трубопроводов	1
Обязательное наличие фильтров тонкой очистки (площадь ячейки фильтроэлемента – 1 мм ²): - на приемных линиях дозирующих насосов; - на линии налива реагента в технологическую емкость	Да (На приемной линии насоса дозатора предусмотреть фильтр тонкой очистки и датчик степени засоренности фильтра). Да. (Заливная горловина расходной емкости должна быть оборудована фильтром тонкой очистки 0,2 мм)
Наличие на нагнетательной линии дозирующих насосов спускных вентилей для возможности стравливания давления	Да
Установленная мощность, кВт	20
Режим работы	Непрерывный без постоянного присутствия персонала
Уровень освещенности внутри установки не менее, лк	50
Габаритные размеры (транспортные), м, не более	6,0x 2,4 x 2,1
Масса блока с оборудованием, кг, не более	8000

План площадки БДР для кустов №№ 8-бис и 17 представлен на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.02-007.

Поставка блока дозирования реагентов осуществляется в соответствии с опросным листом ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ-003-ОЛ.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение блока дозирования реагентов соответствует требованиям МУ «Единые технические требования. Установка дозированной подачи химреагентов группы компаний АО «Зарубежнефть» (Редакция 1.00).

1.4.5.6 Арматура и фитинги

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами, или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Материальное исполнение соединительных деталей трубопроводов и фланцев, должно соответствовать по марке стали и классу прочности материалу трубы, на которой они установлены.

Для трубопроводов из сталей повышенной эксплуатационной надёжности рекомендуется применять соединительные детали трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности К52.

Проектом предусматривается надземная установка всей запорной арматуры на кустах скважин №№8-бис, 17.

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

На технологических площадках применяется арматура диаметром от DN50 до DN80 мм на давление 4,0 МПа.

На эксплуатационном коллекторе на выходе с куста установлена отключающая арматура с электроприводом. Управление электроприводной арматурой осуществляется как автоматически, так и дистанционно из операторной.

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

Электропривод, устанавливаемый на запорную арматуру, имеет климатическое исполнение ХЛ1, взрывозащищенное исполнение (группа II), вид взрывозащиты не менее 1ExdПВТЗ по ГОСТ 31610.0-2019, тип оболочки не ниже IP 66, температурный класс электрооборудования – Т3.

Материальное исполнение запорной, регулирующей арматуры, обратных клапанов зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Для трубопроводов, изготовленных из хладостойких сталей необходимо применять арматуру из углеродистой стали исполнения ХЛ1, для работы при низких температурах, ниже минус 50 °С.

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

Арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды, принимается с классом герметичности - А в соответствии с п. 5, таблица 3 ГОСТ 9544-2015.

Рекомендации по выбору арматуры приведены в Разделе 2 «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия». Назначенный и расчетный ресурс арматуры для проекта принят 20 лет.

Заводы-изготовители арматуры, применяемой в проекте, будут определены в результате тендера.

1.4.5.7 Технологические трубопроводы на кустах скважин

Все трубопроводы, прокладываемые по территории кустов №№8-бис, 17, 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 №№8-бис, 17 приведено в таблице Таблица 1.17.

Трубопроводы на кусте скважин предназначены:

- выкидные – для подачи продукции скважин в систему сбора;
- эксплуатационный и замерный коллектор;
- для подачи химреагентов в коллекторы;
- для дренажа и продувки трубопроводов;
- для технологических нужд.

Все проектируемые трубопроводы, кроме участков дренажных трубопроводов, прокладываются надземно на эстакадах, что в соответствии с п. 10.1.2 ГОСТ 32569-2013 обеспечивает возможность контроля за техническим состоянием трубопроводов. Трассы технологических трубопроводов выбраны исходя из наименьшей их протяженности, возможности беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения, а также для возможности самокомпенсации температурных деформаций в местах поворотов трассы в соответствии с п.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 скважин №8-бис и №17 предусмотрена возможность пропарки и продувки всех проектируемых трубопроводов.

Все трубопроводы на кустовых площадках №№8-бис, 17 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.

Защитное 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 строительного-монтажных работ технологические трубопроводы подлежат промывке и гидравлическому испытанию.

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

Порядок контроля сварных соединений трубопроводов и гидравлических испытаний приведены в таблице Таблица 1.17.

1.4.5.8 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.

1.4.5.9 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 строительного-монтажной организацией.

К проектируемым технологическим трубопроводам на площадках кустов скважин №8-бис и №17 относятся:

- выкидные линии от устьев скважин;
- замерный и сборный коллекторы;
- трубопровод ингибитора коррозии.

Согласно ГОСТ 32569-2013 технологические трубопроводы подразделяются на следующие группы и категории:

- выкидные нефтегазопроводы от скважин - группа А(б), категория I;
- замерный и сборный коллекторы- группа А(б), категория I;
- трубопроводы ингибитора коррозии – группа А(б), категория I.

Трубопровод от куста скважин № 8-бис до точки подключения к существующему трубопроводу от куста скважин №6 Западно-Хоседаюского месторождения относится к промышленному трубопроводу (Том 3.1).

Трубопровод от куста скважин № 17 до точки подключения к существующему трубопроводу от куста скважин №10 Западно-Хоседаюского месторождения относится к промышленному трубопроводу (Том 3.1).

Граница технологических и промышленного трубопровода на кустах скважин №№ 8-бис, 17 принимается по обвалованию куста.

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.

Все работы по очистке полости технологических трубопроводов, 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 дренажных трубопроводов.

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.

1.4.6 Гидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции скважин

1.4.6.1 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 №№ 8-бис и 17.

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.

1.4.6.2 Исходные данные

Прогнозные показатели по добыче нефти и жидкости для проектируемых скважин №№ 3811, 3812, 3814, 3815, 3816 (кустовая площадка №8-бис), 31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 (кустовая площадка №17) приняты в соответствии с пунктом 9.3 Изменения №2 к Заданию на проектирование и представлены в таблице Таблица 1.13.

Прогнозные показатели по добыче нефти и жидкости для ранее запроектированных скважин кустов №№1,6,7,10,12,14 в соответствии с Заданиями на проектирование 1672П, 1729П, 1825П, для существующих скважин кустов Западно–Хоседаюского месторождения приняты в соответствии файлом «Расчет добычи 3Х 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 Западно Хоседаю» от 12.12.2023 г.,
- температура на устье для проектируемых скважин принята плюс 20⁰С;

- прокладка трубопроводов надземная в теплоизоляции из ППУ (коэффициент теплопроводности 0,029 Вт/м*К);
- температура окружающего воздуха минус 46⁰С (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 ДТТР» представлены в таблице Таблица 1.14;
- компонентный мольный состав и физико-химические свойства нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Верхнеколвинского месторождения в таблице Таблица 1.15;
- 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 Рисунок 1.1.

Таблица 1.13 – Прогнозные показатели по добыче нефти и жидкости для проектируемых скважин на кустовых площадках №№ 8-бис, 17

№ скв.	Qнефти, т/сут	Qжидк, т/сут
3811	57,0	102
3812	77,7	83
3814	78,5	122
3815	24,0	125
3816	44,0	87
31701	36	95
31702	32,8	96
31703	34,4	95
31704	38,7	90
31705	42	89
31707	58	125

Таблица 1.14 - Компонентный состав газа, разгазированной и пластовой и физико-химические свойства нефти Западно-Хоседаюского 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-Декал	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 ⁰ С, сПз			482,3			
Динамическая вязкость при 20 ⁰ С, сПз			70			

Таблица 1.15 – 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

1.4.6.3 Результаты гидравлического расчета

Гидравлический расчет системы сбора продукции со скважин Западно-Хоседаюского месторождения выполнен на показатели добычи в соответствии с изменением №2 к заданию на проектирование для проектируемых скважин №№ 3811, 3812, 3814, 3815, 3816 (кустовая площадка №8-бис), 31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 (кустовая площадка №17) 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=790м) – DN200;
- от т.в. 17 до т.в.11 (L=1024м) – DN200;
- от т.в.11 до УПСВ-3 (L=4125м) – 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 Таблица 1.16.

Таблица 1.16 – Результаты гидравлического расчета системы сбора Западно-Хоседаюского месторождения

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, в начале, м/с	Скорость, в конце, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце								
Сущ. АГЗУ Куст 10 (скв. 31001,31002,31003,31004,31005,31006,31007,31008,31009,18P)				2,826		41,0				51361				
Новая АГЗУ Куст 10 (скв. 31011,31012,31013,31014)			2,860	2,826		19,0				17995				
Куст 10 – т.в.7	250	270	2,827	2,745	34,7	34,6	0,45	0,45	пробковый	69357	85,7	15,1	70,5	448,4
т.в.7 – т.в.8	250	165	2,745	2,742	34,6	34,5	0,46	0,46	пробковый	69357	86,3	15,8	70,5	453,7
Скв.13 – т.в.8	100	204	2,728	2,742	26,0	25,2	0,14	0,14	пробковый	3574	4,4	0,8	3,6	23,1
т.в.8 - т.в.9	250	935	2,742	2,620	34,1	33,7	0,49	0,49	пробковый	72930	90,7	16,6	74,1	476,7
Куст 9 – т.в.9	150	260	2,681	2,620	18,2	17,7	0,17	0,17	пробковый	8001	10,3	2,2	8,1	65,1
т.в.9 – т.в. Куста 17	250	1380	2,620	2,608	32,2	31,8	0,55	0,55	пробковый	80931	102,1	19,9	82,2	551,8
Скв. 31707 – т.вр. от скв. 31707	80	27	2,662	2,646	20,0	19,8	0,45	0,45	пробковый	5331	7,5	2,0	5,4	60,1
т.вр. от скв. 31707 - т.вр. от скв. 31705	150	15	2,646	2,645	19,8	19,7	0,13	0,13	пробковый	5331	7,5	2,1	5,4	60,2
Скв. 31705 – т.вр. от скв. 31705	80	27	2,662	2,659	20,0	19,9	0,32	0,32	пробковый	3797	5,4	1,5	3,9	43,5
т.вр. от скв. 31705 - т.вр. от скв. 31704	150	15	2,645	2,645	19,8	19,8	0,22	0,22	пробковый	9128	12,9	3,5	9,3	103,8
Скв. 31704 – т.вр. от скв. 31704	80	27	2,661	2,659	20,0	19,9	0,31	0,31	пробковый	3832	5,3	1,4	3,9	40,1
т.вр. от скв. 31704 - т.вр. от скв. 31703	150	15	2,645	2,644	19,8	19,8	0,31	0,31	пробковый	12960	18,1	4,9	13,2	144,0
Скв. 31703 - т.вр. от скв. 31703	80	27	2,661	2,658	20,0	19,9	0,32	0,32	пробковый	4031	5,3	1,2	4,1	35,6
т.вр. от скв. 31703 - т.вр. от скв. 31702	150	15	2,644	2,643	19,8	19,8	0,41	0,41	пробковый	16991	23,4	6,1	17,3	179,7
Скв. 31702 - т.вр. от скв. 31702	80	27	2,660	2,657	20,0	19,9	0,31	0,31	пробковый	4069	5,3	1,2	4,1	33,9
т.вр. от скв. 31702 - т.вр. от скв. 31701	150	15	2,643	2,642	19,8	19,8	0,50	0,50	пробковый	21060	28,7	7,3	21,4	213,7
Скв. 31701 – т.вр. от скв. 31701	80	27	2,658	2,655	20,0	19,9	0,32	0,32	пробковый	4034	5,4	1,3	4,1	37,3
т.вр. от скв. 31702 – граница Куста 17	150	30	2,642	2,637	19,9	19,8	0,59	0,59	пробковый	25095	34,1	8,6	25,5	251,1
Куст 17 – т.в 19	150	200	2,637	2,608	19,8	19,7	0,59	0,59	пробковый	25095	34,1	8,6	25,5	251,3
Т.в. 19 - т.в.11	250	520	2,608	2,560	29,2	29,0	0,73	0,74	пробковый	106025	136,7	29,0	107,7	808,8
Куст 8 – т.в.11	150	1024	3,450	2,560	35,8	35,6	1,36	1,47	дисперсный	65290	78,6	12,0	66,6	434,4
Скв.42 – Новая АГЗУ	100	100	2,838	2,816	54,0	53,8	0,47	0,47	пробковый	10108	15,06	4,5	10,6	124,6
Скв. 3618 – Новая АГЗУ	80	50	2,823	2,816	20,0	19,9	0,37	0,37	пробковый	5094	6,6	1,4	5,2	45,0
Скв. 3619 – Новая АГЗУ	80	50	2,824	2,816	20,0	19,9	0,40	0,40	пробковый	5476	7,1	1,5	5,6	48,3
Скв. 3621 – Новая АГЗУ	80	60	2,828	2,816	20,0	19,9	0,51	0,51	пробковый	6648	9,0	2,3	6,8	70,6
Новая АГЗУ Куст 6 (скв.3612,3610,3613,3615,3614,3616,3617) –				2,816		15,0				35343				
Новая АГЗУ Куст 6 – т.в. в трубопроводы-лупинги от Куста 8	100	790	2,816	2,737	22,3	21,0	0,35	0,35	пробковый	8147	10,7	2,4	8,3	74,0
Лупинг новая АГЗУ Куст 6 – т.в. в трубопроводы-лупинги от Куста 8	200	790	2,816	2,738	22,3	22,0	0,59	0,60	пробковый	54522	71,4	16,0	55,4	495,4
<i>Лупинг Куст 8 (от новой АГЗУ) – т.в.11</i>	<i>100</i>	<i>1024</i>	<i>2,737</i>	<i>2,560</i>	<i>21,9</i>	<i>20,3</i>	<i>0,35</i>	<i>0,36</i>	<i>пробковый</i>	<i>8147</i>	<i>10,8</i>	<i>2,5</i>	<i>8,3</i>	<i>74,8</i>
<i>Лупинг Куст 8 (от новой АГЗУ) – т.в.11</i>	<i>100</i>	<i>1024</i>	<i>2,737</i>	<i>2,560</i>	<i>21,9</i>	<i>20,3</i>	<i>0,35</i>	<i>0,36</i>	<i>пробковый</i>	<i>8147</i>	<i>10,8</i>	<i>2,5</i>	<i>8,3</i>	<i>74,8</i>
Лупинг Куст 8 (от новой АГЗУ) – т.в.18	200	512	2,737	2,641	21,9	21,6	0,47	0,49	пробковый	46375	61,29	14,2	47,1	412,5
Скв. 3816 – т.вр. от скв. 3816	80	30	2,666	2,663	20,0	19,9	0,32	0,32	пробковый	3718	5,4	1,5	3,8	45,6
т.вр. от скв. 3816 - т.вр. от скв. 3815	150	15	2,663	2,663	19,9	19,8	0,09	0,09	пробковый	3718	5,4	1,5	3,8	45,6
Скв. 3815 – т.вр. от скв. 3815	80	30	2,705	2,704	20,0	19,9	0,36	0,36	пробковый	5259	6,1	0,8	5,3	24,4
т.вр. от скв. 3815 - т.вр. от скв. 3814	150	15	2,663	2,663	19,9	19,9	0,20	0,20	пробковый	8977	11,5	2,4	9,1	70,2
Скв. 3814 - т.вр. от скв. 3814	80	30	2,705	2,701	20,0	19,9	0,49	0,49	пробковый	5249	8,1	2,7	5,4	81,0
т.вр. от скв. 3814 - т.вр. от скв. 3812	150	15	2,663	2,662	19,9	19,9	0,34	0,34	пробковый	14226	19,6	5,1	14,5	151,7
Скв. 3812 - т.вр. от скв. 3812	80	30	2,700	2,698	20,0	19,9	0,39	0,39	пробковый	3623	6,5	2,7	3,8	80,4
т.вр. от скв. 3812 - т.вр. от скв. 3811	150	15	2,662	2,661	19,9	19,9	0,45	0,45	пробковый	17849	26,2	7,9	18,3	232,5
Скв. 3811 - т.вр. от скв. 3811	80	30	2,701	2,697	20,0	19,9	0,39	0,39	пробковый	4370	6,5	2,0	4,5	58,8
т.вр. от скв. 3811 – граница Куста 8БИС	150	50	2,661	2,656	19,9	19,8	0,57	0,57	пробковый	22219	32,7	9,9	22,8	291,7
Куст 8БИС - т.в.18	150	150	2,656	2,641	19,8	19,7	0,57	0,57	пробковый	22219	32,7	9,9	22,8	291,8

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа(изб.)		Температура, °С		Скорость, в начале, м/с	Скорость, в конце, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, в начале, м³/ч	Расход газа в станд. условиях (при 20 °С), в начале, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце								
Т.в.18 - Т.в.11	200	512	2,641	2,562	21,1	20,9	0,78	0,79	пробковый	68595	94,8	24,9	69,9	725,1
Т.в.11 – Т.в.12-1	250	400	2,560	2,512	28,2	28,2	0,91	0,92	пробковый	128102	170,6	40,2	130,4	1104,0
Т.в.12-1 – Т.в.12	250	400	2,512	2,464	28,2	28,1	0,92	0,93	пробковый	128102	171,7	41,3	130,3	1111,9
Лупинг Т.в.11 – Т.в.12	250	800	2,560	2,464	28,2	28,1	0,91	0,93	пробковый	128102	170,6	40,2	130,4	1104,0
Сущ. АГЗУ Куст 6 (скв.3601,3602,3603,3604,3605,3606,3607,3608,3609,3611) – Т.в.12	150	730	3,263	2,464	25,9	25,8	1,38	1,48	дисперсный	71978	84,4	11,6	72,8	412,5
Т.в.12 – Т.в.13	250	1350	2,464	2,347	27,6	27,4	1,17	1,19	пробковый	164091	217,8	51,1	166,7	1353,0
Лупинг Т.в.12 – Т.в.13	250	1350	2,464	2,347	27,6	27,4	1,17	1,19	пробковый	164091	217,8	51,1	166,7	1353,0
Продукция от куста 1 Верхне-Колвинского месторождения после ПП и сепарации с выделением требуемого количества газа на ПП – Т.в.10	200	17120	3,154	3,134	69,8	29,8	0,38	0,33	волновой	18761	46,2	24,8	21,4	723,1
Скв. 31401 куст 14 – Куст 14	80	63	3,147	3,141	20,0	19,8	0,32	0,32	пробковый	4357	5,7	1,3	4,4	44,7
	150	26	3,141	3,141	19,8	19,7	0,09	0,09	пробковый	4357	5,7	1,3	4,4	44,7
Куст 14 – Т.в.10	150	919	3,141	3,134	19,8	16,6	0,11	0,11	пробковый	4689	6,3	1,5	4,8	50,9
Т.в.10 – Т.в. скв.44	150	840	3,134	3,073	26,2	25,2	0,76	0,77	расслоенный	23450	45,4	19,8	25,6	668,1
Скв.44 – Т.в.скв. 44	100	168	3,072	3,073	20,0	17,0	0,04	0,04	расслоенный	779	1,1	0,3	0,8	9,8
Т.в. скв.44 – Т.в.14	150	2370	3,073	2,888	24,9	22,3	0,77	0,79	пробковый	24229	46,8	20,4	26,4	680,0
Скв.3 – Т.в.16	100	391	3,283	3,231	26,0	25,2	0,21	0,21	дисперсный	5687	6,5	0,8	5,7	28,9
Куст 1 – Т.в.14	150	395	3,231	2,890	24,5	24,4	1,32	1,36	дисперсный	67240	80,8	12,7	68,1	450,2
Лупинг Куст 1 – т.в.14	100	395	3,231	2,888	24,5	24,3	0,99	1,02	дисперсный	25250	30,4	4,8	25,6	169,1
Т.в.14 – Т.в.15	150	10	2,888	2,883	24,1	24,1	1,33	1,33	пробковый	58359	81,4	21,5	60,0	675,0
Лупинг Т.в.14 – Т.в.15	150	10	2,888	2,883	24,1	24,1	1,33	1,33	пробковый	58359	81,4	21,5	60,0	675,0
Сущ. АГЗУ Куст 7 (скв. 3701,3702,3703,3704,3705,3706,3707)				3,641		31,6				38265				
Новая АГЗУ Куст 7 (скв. 3708,3709,3710,3711,3712)				3,641		19,7				29372				
Куст 7 – Т.в.15	150	1161	3,641	2,883	26,6	26,5	1,34	1,43	пробковый	67637	82,0	13,0	68,9	517,2
Т.в.15 – Т.в.13	150	500	2,883	2,347	25,0	25,0	2,05	2,22	пробковый	92178	125,3	30,9	94,4	967,6
Лупинг Т.в.15 – Т.в.13	150	500	2,883	2,347	25,0	25,0	2,05	2,22	пробковый	92178	125,3	30,9	94,4	967,6
Т.в.13 – Т.в.5	250	1975	2,347	0,858	26,6	26,4	1,91	3,13	пробковый	256269	357,0	96,1	260,9	2426,5
Лупинг Т.в.13 – Т.в.5	250	1975	2,347	0,858	26,6	26,4	1,91	3,13	пробковый	256269	357,0	96,1	260,9	2426,5

1.4.6.4 Выводы по результатам гидравлического расчета системы сбора Западно-Хоседаюского месторождения

Гидравлический расчет системы сбора продукции со скважин Западно-Хоседаюского месторождения выполнен на показатели добычи в соответствии с заданием на проектирование для проектируемых скважин №№ 3811, 3812, 3814, 3815, 3816 (кустовая площадка №8-бис), 31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 (кустовая площадка №17) 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. №№3811, 3812, 3814, 3815, 3816 куста 8-бис – DN80;
- от скв. №№31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 куста 10 – DN80;
- от куста 8-бис до т.в.18 – DN150;
- от куста 17 до т.в.19 - DN150.

При этом рабочее давление на устьях проектируемых скважин составляет 2,611-2,656 МПа (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 Таблица 1.16. В соответствии с выполненным расчетом в трубопроводах будет наблюдаться пробковый режим. Скорости потоков в выкидных трубопроводах и нефтегазосборных коллекторах от куста 8-бис и куста 17 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 19,7 ÷ 20,0 °С при температуре застывания нефти плюс 10 °С. Риска застывания нефти не наблюдается, применение электрообогрева трубопроводов и оборудования не требуется.

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

1.4.7 Мероприятия по защите надземных трубопроводов от опасных геологических процессов для кустовых площадок №№8-бис, 17

На территории кустовых площадок №№8-бис, 17 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.

1.4.8 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков технологических трубопроводов для кустовых площадок №№8-бис, 17

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».

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 Таблица 1.17.

Величины давлений, продолжительность испытаний трубопроводов на прочность, проверка их на герметичность и объем контроля сварных стыков приведены в таблице Таблица 1.17.

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 предупредительная внутритрубная приборная диагностика для участков, относящихся к наиболее опасным (на пересечении с автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями, водными преградами).

Таблица 1.17 – Испытания технологических трубопроводов для кустовых площадок №№8-бис, 17

Наименование участков трубопроводов	Диаметр, толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория, группа по ГОСТ 32569-2013 Категория, группа по ТР ТС 032/2013	Контроль физическими методами, %	Давление испытания, МПа		На герметичность, МПа	Примечания	
					На прочность				
					Гидравлическим способом				Пневматическим способом
					В верхней точке (не менее)	В нижней точке			
Технологические трубопроводы на кустах скважин №№8-бис, 17									
Выкидные трубопроводы обвязки устья скважины, выкидные трубопроводы до эксплуатационного и замерного коллекторов	89x5, 114x5	ГОСТ 32569-2013	A(б), I ₂ (1гр.среды)	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	1,43 P _{расч} =5.72 (гидравлический)	Не испытывается	4,0	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013	
Эксплуатационный коллектор	89x5	ГОСТ 32569-2013	A(б), I ₂ (1гр.среды)	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	1,43 P _{расч} =5.72 (гидравлический)	Не испытывается	4,0		
Замерный коллектор	159x5	ГОСТ 32569-2013	A(б), I ₂ (1гр.среды)	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	1,43 P _{расч} =5.72 (гидравлический)	Не испытывается	4,0		
Реагентопровод	32x3 57x4	ГОСТ 32569-2013	Бб, I ₂ (1гр.среды)	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	1,43 P _{расч} =5.72 (гидравлический)	Не испытывается	4,0		

Примечания:

1. Продолжительность испытаний технологических трубопроводов осуществить в соответствии с п.п. 13.1, 13.2.1, 13.2.6 ГОСТ 32569 2013. При испытании на прочность испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут, после чего его снижают до расчетного, при котором 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.
2. Испытание технологических трубопроводов на герметичность проводить гидравлическим способом. Величина испытательного давления на герметичность должна соответствовать расчетному давлению трубопровода.
3. В соответствии с п. 13.5 ГОСТ 32569-2013 технологические трубопроводы помимо обычных испытаний на прочность и плотность подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность.
4. Продолжительность дополнительных испытаний для технологических трубопроводов составляет не менее 24 ч.

1.4.9 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 антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ISO 12944-2:1998.

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 антикоррозионной 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 антикоррозионные покрытия».

1.4.10 Требования к организации производства для кустовых площадок №№8-бис, 17

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 ДНС 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.

Проживание эксплуатационного персонала, привлекаемого для обслуживания проектируемых объектов и сооружений обустройства кустовых площадках №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского месторождения, предусмотрено в существующем вахтовом жилом комплексе (ВЖК), расположенном в 1,5км от площадки УПСВ-3 Западно-Хоседаюского месторождения, где и будет предусмотрено питание, медицинское и санитарно-бытовое обслуживание работников.

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 пассажирские сиденья для перевозки бригад, в другом отсеке располагается различное оборудование.

Стандартная комплектация грузопассажирского вахтового автобуса:

- тип фургона – каркасный;
- габаритные размеры – 3720х2380х2100 мм (ДхШхВ);
- утепление – пенополистирол 80 мм («Северный вариант»);
- двери – боковая одинарная, задняя одинарная – являются одновременно запасными выходами;
- лестница – трапового типа;
- окна – 7 шт.: 1 раздвижное, 6 глухих;
- освещение – 2 потолочных плафона;
- отопитель – Планар 4Д-24;
- перегородка (с дверью), разделяющая фургон на пассажирский и грузовой отсеки;
- держатель запасного колеса (на задней стенке фургона).

Фургон-вахта грузопассажирская может быть оснащена дополнительным оборудованием:

- вентилятор (для принудительной циркуляции воздуха)
- кондиционер (импортного и отечественного производства);
- шторы;
- поручни;
- откидной стол;
- шкаф для одежды;
- зуммер (связь с водителем – кнопка вызова);
- электроразводка 220В;
- люк в крышу вентиляционный;
- предпусковой подогреватель двигателя;
- тосольный отопитель;
- переговорное устройство;
- умывальник с подогревом;
- окраска с соответствующими цветами;
- специальная цветовая маркировка согласно ГОСТа или ТУ;
- световые и другие сигнальные устройства;
- перегородка;
- огнетушитель;
- аптечка;
- бутилированная вода;

- биотуалет.

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

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

- Положение о порядке организации безопасного производства работ должно предусматривать:

- последовательность работ и операций, порядок их начала при совмещении во времени;

- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности всех участников производственных процессов;

- систему оперативного контроля за ходом и качеством работ, соблюдением требований промышленной безопасности;

- порядок и условия взаимодействия организаций между собой и ответственным руководителем работ.

Подробно требования к организации производства приведены в Томе 3.5 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.5 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд для кустовых площадок №№8-бис, 17

На проектируемых площадках кустов скважин №№8-бис, 17 для предупреждения образования АСПО и антикоррозионной защиты в выкидных и в нефтегазосборном трубопроводе предусматривается подача реагента СНПХ-7912М (или аналог), методом постоянного дозирования с расходом 200 г/т жидкости:

- Агрегатное состояние: жидкость;
- Состав: представляет собой смесь активной основы (продукт взаимодействия жирной кислоты с амином и НПАВ) и органических растворителей: метанол, сольвент нефтяной тяжелый (нефрас А120/200 или нефрас А130-/150) и кубовые остатки производства бутиловых спиртов;
- Растворимость в воде: диспергирует в воде;
- Растворимость в органических растворителях: растворим в нефти;
- Сведения о взрывопожароопасности: горючая легко воспламеняющаяся жидкость - температура вспышки - плюс 14 °С, температура воспламенения – плюс 27,5 °С, температура самовоспламенения - плюс 337 °С, пары образуют с воздухом взрывоопасную смесь;
- Сведения о токсичности: продукт относится к умеренно опасным, 3 класс опасности, оказывает раздражающее действие на слизистые оболочки и кожу, обладает кожно-резорбтивным действием.

Потребность ингибитора составляет в среднем 37800 л в год. Запас ингибитора коррозии на кусте обеспечивает бесперебойную работу в течении семи дней.

Заполнение емкостей подачи реагента в БДР предусмотрено при помощи дозирочных насосов, входящих, в комплекте БДР.

При замене масла в насосных агрегатах НД-400 блока дозирования реагента используется промышленное масло И-20 или И-50А. Потребность в масле составляет 0,0172 т/год.

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 проектируемых электроприемников кустовой площадки №8-бис выполняется от проектируемой однострансформаторной комплектной подстанции КТП-1000/10/0,4кВ.

Электроснабжение проектируемых электроприемников кустовой площадки №17 выполняется от проектируемой однострансформаторной комплектной подстанции КТП-1000/10/0,4кВ.

Подключение проектируемой КТП-1000/10/0,4кВ на кустовой площадке №8-бис и проектируемой КТП-1000/10/0,4кВ на кустовой площадке №17 осуществляется кабельной линией по эстакаде от существующих ВЛ-10 кВ.

Потребность месторождения в электроэнергии на добычу, сбор, транспорт нефти и газа и обоснование потребности электроэнергии представлены Томе 4.5.1 «Система электроснабжения».

1.6 Описание источников поступления сырья для кустовых площадок №№8-бис, 17

Источники сырья и материалов:

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

– источниками энергоснабжения являются дизельные и газотурбинные электростанции, расположенные на площадке ЦПС. Подробно сведения о потребности электроэнергии представлено в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения»;

– на хозяйственно-питьевые и технологические нужды используются поверхностные воды. Подробно сведения о потребности в воде представлено Том 4.5.2 «Система водоснабжения»;

– для предупреждения образования АСПО и антикоррозионной защиты, трубопроводов и оборудования системы сбора предусматривается подача реагентов СНПХ-7942М (или аналог) от специализированной организации Российской Федерации (поставщика СК «Русвьетпетро»). Разгрузка реагентов производится с железнодорожной станции «Усинск».

Доставка реагентов со станции на склад предусматривается автомобильным транспортом.

Хранение реагентов предусмотрено в бочках на централизованном складе, расположенном на территории ЦПС. Доставка реагента на кустовые площадки предусматривается автомобильным транспортом. Реагент (ингибитор коррозии, метанол) на кустовую площадку №1 доставляется автоцистернами на базе шасси «Камаз». Степень заполнения цистерны с реагентом принята 90%. Автоцистерна с реагентом принята $V = 4 \text{ м}^3$.

Хранение ингибитора коррозии на кустах предусматривается в расходных емкостях установки дозирования реагентов.

Для перекачки ингибитора коррозии из бочек в расходные емкости установки дозирования реагентов применяются насосы шестеренные типа НМШ-5-25-2,5/6-1. Данный тип насоса применяется для обслуживания оборудования.

– масло индустриальное марки И-20 или И-50А для дозирочных насосов НД-400 поступает от специализированной организации Российской Федерации (поставщика СК «РУСВЬЕТПЕТРО»). Разгрузка масла производится с железнодорожной станции «Усинск».

1.7 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции для кустовых площадок №№8-бис, 17

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

- | | |
|---|-------------------------|
| – Давление на устьях скважин не превышает | 2,656 МПа |
| – Температура продукции на устье скважин | плюс 15 °С плюс 20°С |
| – Температура окружающей среды | плюс 34÷минус 46 °С |
| – Температура продукции в системе сбора | плюс 15,0...плюс 41,0 |
| – Давление в системе сбора | 0,85...3,50 МПа(изб) |

1.8 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования для кустовых площадок №№8-бис, 17

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

1.9 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов для кустовых площадок №№8-бис, 17

При обустройстве месторождения использовалось оборудование блочного исполнения: многофазный расходомер МФР, 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 обвязки 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 4.4 «Конструктивные 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 4.5.1 «Система электроснабжения», в Томе 4.5.2 «Система водоснабжения», в Томе 4.5.3 «Система водоотведения». Потребность

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

Предусмотрено применение технических устройств, материалов и изделий, имеющих пользуются механизмы и оборудование, имеющиеся на уже существующих объектах, 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).

1.10 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям, и сооружениям на опасных производственных объектах для кустовых площадок №№8-бис, 17

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 кустов скважин №№8-бис, 17 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 приведена в таблице в таблице Таблица 1.18.

Таблица 1.18 – 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 взрывопожароопасности 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	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
Кустовая площадка №8-бис					
Приустьевая площадка (5 шт.)	ЛВЖ Газ тяжелый	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 0, 1, 2
Многофазный расходомер 31-С08-МФР-1	ЛВЖ Газ тяжелый	А (блок бокс) АН (для наружной установки «постамент»)	В-1а (для модульного блока) В-1г (для наружной установки)	ПА-Т3	Зона 1, 2
БДР-10 31-С08-БДР-1	ЛВЖ	А (блок бокс) АН (для наружной установки «постамент»)	В-1а (для модульного блока) В-1г (для наружной установки)	ПА-Т2	Зона 2
Аппаратурный отсек в БДР	Твердые горючие вещества (изоляция электропроводов)	В4	П-Па	П-Па	-
Площадка узла отключающей арматуры с эл/приводом 31-С08-ХV-001 DN150 PN40 на нефтегазосборном трубопроводе от проектируемой МФР	ЛВЖ Газ тяжелый	АН	В-1г	ПА-Т3	2
Кустовая площадка №17					
Приустьевая площадка (6 шт.)	ЛВЖ Газ тяжелый	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 0, 1, 2
Многофазный расходомер 31-С17-МФР-1	ЛВЖ Газ тяжелый	А (блок бокс)	В-1а (для модульного блока)	ПА-Т3	Зона 1, 2

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Категория помещений зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ (шестое издание, дополненное с исправлениям и Госэнергонадзор, Москва 2000)	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
		АН (для наружной установки «постамент»)	В-1г (для наружной установки)		
БДР-10 31-С17-БДР-1	ЛВЖ	А (блок бокс) АН (для наружной установки «постамент»)	В-1а (для модульного блока) В-1г (для наружной установки)	ПА-Т2	Зона 2
Аппаратурный отсек в БДР	Твердые горючие вещества (изоляция электропроводов)	В4	П-Па	П-Па	-
Площадка узла отключающей арматуры с эл/приводом 31-С17-ХV-001 DN150 PN40 на нефтегазосборном трубопроводе от проектируемой МФР	ЛВЖ Газ тяжелый	АН	В-1г	ПА-Т3	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 МФР.
- 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 3.5 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.11 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.

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

1.12.1 Сведения о расчетной численности, профессионально - квалификационном составе работников для кустовых площадок №№8-бис, 17

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» получившем положительное заключение ФАУ Главгосэкспертизы России №268-16/СПЭ-3902/02 от 24.06.2016 г. (№ в реестре 00-1-1-3-2005-16).

Для проекта 1902 «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов» 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 3.5 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.13 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных 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 отравляющих 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 Таблица 1.19. На других рабочих местах следует поддерживать параметры микроклимата на допустимом уровне, соответствующем требованиям указанных выше нормативов.

Таблица 1.19 – 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, °С	Температура поверхностей, °С	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.

1.14 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

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

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

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

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

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

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

1.15.1 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:

- вентиляционные трубы.

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

1.15.2 Выбросы вредных веществ от неорганизованных источников

Ниже приведены формулы, использованные в расчетах выбросов в атмосферу вредных веществ по РМ 62-91-90 / Гипрокаучук. «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:

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

где n – количество уплотнений, шт.;

g – расчетная величина утечки, мг/с;

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

1.15.3 Выбросы вредных веществ от организованных источников

Расчет выбросов от организованных источников выполнен по методике, приведенной в РМ 62-91-90 «Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования», п.3.

1.15.3.1 Расчет вредных выбросов через «воздушку»

Объем паров I -го вещества, образующихся в результате диффузии ($\text{м}^3/\text{с}$):

$$V_i = 2,3 \cdot k_6 \cdot \frac{F}{h} D_i C \lg \frac{1}{(1 - k_i x_i)}$$

где k_6 – коэффициент, учитывающий снижение выбросов из-за гидравлического сопротивления «воздушки»;

h – расстояние от верхнего края сосуда до уровня жидкости (глубина парового пространства), м;

F – поверхность испарения жидкости (зеркало испарения), м^2 ;

C – коэффициент, учитывающий тяжесть паров по отношению к воздуху;

M_i – молекулярная масса паров I -го вещества, кг/кмоль;

$M_{\text{возд}}$ – молекулярная масса воздуха;

D_i – коэффициент молекулярной диффузии паров I -го вещества в воздухе ($\text{м}^2/\text{с}$) при температуре испарения жидкости;

x_i – мольная доля I -го вещества в жидкости;

k_i – константа равновесия между паром и жидкостью I -го вещества.

Суммарный расход паровоздушной смеси на выходе из «воздушки», $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_{\text{п.в.}} = \frac{\sum V_i}{\sum k_i x_i}$$

где $\sum V_i$ – суммарный объемный расход вредных веществ, покидающих «воздушку», $\text{м}^3/\text{с}$;

$\sum k_i x_i$ – сумма мольных долей этих веществ в паровой (газовой) фазе.

Общая скорость паровоздушной смеси в «воздушке», $\text{м}/\text{с}$:

$$W_{\text{п.в.}} = V_{\text{п.в.}} / 0,785 \cdot d_{\text{тр}}^2$$

где $d_{\text{тр}}$ – внутренний диаметр «воздушки», м.

Массовое количество вредных выбросов I -го вещества, $\text{кг}/\text{с}$:

$$P_i = 12,2 \cdot \frac{M}{(272 + t_{\text{ж}})} V_i$$

1.16 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, исключая 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, исключая 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.

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

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

При эксплуатации технологического оборудования образуются отходы, состоящие из шламов зачистки емкостей и из отработанных промышленных масел И-20 и И50А, образующихся при замене масла в маслосистемах насосных агрегатов НД-400 блоков дозирования реагентов.

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

– объемов отработанных промышленных масел И-20А и И-50А, образующихся при замене масла в маслосистемах насосных агрегатов НД-400 блока дозирования реагентов БДР 10- 1 шт, принят по паспортам на насосное оборудование и составляет 0,0025 т/год.

Расчет объемов отработанных промышленных масел И-20 и И50А, образующихся при замене масла в маслосистемах насосных агрегатов НД-400 блоков дозирования реагента БДР-10 был принят по паспортам на насосное оборудование и составлял 0.002 т/год.

Периодичность замены масла в системе смазки подшипников была принята в соответствии с паспортами заводов-изготовителей - через 1500 часов работы.

Зачистка оборудования на кусте скважин - один раз в год.

В период эксплуатации проектируемых сооружений образуются отходы:

– шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов;

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

Лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства передаются специализированной организации для обезвреживания".

1.18 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.

В состав инженерно-технических средств охраны входят:

– система объектовой охранной сигнализации;

– система видеонаблюдения;

– система контроля и управления доступом.

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 предусмотрены технические средства охраны (ТСО), обеспечивающие безопасное функционирование объекта, сохранность имущества, информации, здоровья и жизни персонала и посетителей. ТСО предоставляют оперативному персоналу необходимую информацию о состоянии безопасности объектов, позволяющую оперативно принимать меры по предотвращению нештатных ситуаций и ликвидации их последствий.

В состав ТСО кустов скважин №№8-бис, 17 входят следующие системы безопасности:

– объектовая охранная сигнализация (ООС), существующая и проектируемая в проектируемых зданиях;

– система охранная телевизионная (СОТ);

– телекоммуникационные сети;

– система сбора, обработки и отображения информации (ССОИ).

Предусмотрено применение оборудования, соответствующего месту размещения по климатическому исполнению. Для установки во взрывоопасных зонах предусматривается использование оборудования во взрывобезопасном исполнении.

Подробное описание организации ИТСО приведено в Томе 4.5.5 «Сети связи».

Все технические решения при обустройстве Западно-Хоседаюского 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».

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.

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

Все технические решения при обустройстве Западно-Хоседаюского 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 №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов», 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 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 34 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 42 °С.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

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

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

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: 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, реагент неагрессивная среда, скорость коррозии принята 0,05 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 для нефтегазосборных трубопроводов и 1 мм для реагента.

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 следующие трубы:

- для трубопроводов реагента – трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С класс прочности не ниже К48;
- для остальных трубопроводов – 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 $S_{\text{ЭКВ}}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $R_{\text{с.м}}$, характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,43% и 0,25% соответственно. Пластическая деформация металла в процессе производства труб должна быть не более 1,2 %. Относительное удлинение при разрыве должно составлять не менее 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 KCU не менее 30 Дж/см² при температуре минус 60°С;
- на образцах KCV не менее 20 Дж/см² при температуре минус 60°С.

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 K52.

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

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.

Для соединения трубопроводов с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами рекомендуется применять фланцы стальные приварные встык (тип 11) по ГОСТ 33259-2015 исполнения В для давления 0,2 МПа и исполнения Е-Ф для давления 4,0 МПа. Материал должен соответствовать материалу трубопровода.

Прокладки во фланцевых соединениях трубопроводов применять спирально-навитые тип Д по ГОСТ Р 52376-2005 для давления 0,2 МПа и тип В по ГОСТ Р 52376-2005 для давления 4,0 МПа.

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 допустимых 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	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % моль	
					H ₂ S	CO ₂
80	Аб, I	Выкидные нефтегазосборные трубопроводы от скважин	4,0	+10...+26	–	–
150	Аб, I	Эксплуатационный коллектор	4,0	+10...+26	–	–
80	Аб, I	Замерный коллектор	4,0	+10...+26	–	–
25	Бб, I	Трубопроводы подачи реагента	4,0	-53...+34	–	–
50						

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
09Г2С	К48	265	470
13ХФА	К52	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:

$$s \geq s_R + c_1 + c_2,$$

$$s \geq s_{min} + c_2,$$

где c_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (РД 39-0147103-362-86) с 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
32	4,0	176,67	10,0	0,36	0,30	1	1,50	2,50	3
57	4,0	176,67	12,5	0,64	0,50	1	1,50	2,50	4
89	4,0	212,50	12,5	0,83	0,62	2	2,00	4,00	5
159	4,0	212,50	12,5	1,48	0,75	2	2,50	4,50	6

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 , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	c_1 , мм	s_R , мм	$[s]^*$	V_c , мм/год	T_r , лет
32	3	4,0	265	470	0,30	0,36	1,50	0,05	24
57	4	4,0	265	470	0,50	0,64	1,50	0,05	40
89	5	4,0	372	510	0,62	0,83	2,00	0,1	23
159	6	4,0	372	510	0,75	1,48	2,50	0,1	27

* 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	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал
80	Выкидные нефтегазосборные трубопроводы от скважин	4,0	+15...+20	Аб, I	89×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52
150	Эксплуатационный коллектор	4,0	+10...+26	Аб, I	159×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52
80	Замерный коллектор	4,0	+10...+26	Аб, I	89×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52

DN	Наименование участка трубопровода	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
25	Трубопроводы подачи реагента	4,0	-53...+34	Б6, I	32×3	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78
50					57×4	

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

Для 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 KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;

- Твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB 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 °С.

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 проконтролировано по степени очистки от окислов, шероховатость поверхности и устранению дефектов (заусенцы, острые кромки, сварочные брызги и т.д.), степени запыленности, содержанию солей и обезжириванию участков.

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

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 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 12 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 13 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 14 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования к безопасности.
- 15 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 16 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 17 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 18 ГОСТ 12.2.085-2017 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности.
- 19 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 20 ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
- 21 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 22 ГОСТ 15180-86. Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры.
- 23 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.

- 24 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
- 25 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 26 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 27 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 28 ГОСТ 19281-2014 Прокат повышенной прочности. Общие условия.
- 29 ГОСТ 19904-90 Прокат листовой холоднокатаный. Сортамент.
- 30 ГОСТ 23208-2003 Цилиндры и полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем. Технические условия.
- 31 ГОСТ 27772-2015. Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия.
- 32 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.
- 33 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах».
- 34 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 35 ГОСТ 33260-2015 Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Основные требования к выбору материалов».
- 36 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.
- 37 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 38 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 39 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
- 40 ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень окисления и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий.
- 41 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Введено в действие 01.01.1976 г.
- 42 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Введено в действие 01.01.1979 г.
- 43 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
- 44 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 45 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 46 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 47 ГОСТ 9573-2012 Плиты из минеральной ваты на синтетическом связующем теплоизоляционные. Технические условия.
- 48 ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
- 49 ОК 016-94 «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов».

- 50 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.
- 51 ПУЭ Правила устройства электроустановок (шестое издание 1985 г. с изменениями 1999 г.).
- 52 ПУЭ, седьмое издание, 2003 г. Правила устройства электроустановок.
- 53 РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности».
- 54 РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
- 55 РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов».
- 56 РД 39.142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.
- 57 РМ 62-91-90 Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования.
- 58 РТМ 36.22.13-90 «Системы автоматизации. Монтажно-технологические требования к проектированию».
- 59 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
- 60 СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
- 61 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 62 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 63 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.
- 64 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.
- 65 СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80* (введен с 18.03.2020 г.)».
- 66 СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.
- 67 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.
- 68 СП 28.13330.2017, Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии».
- 69 СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности.
- 70 СП 45.13330.2017 «СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты».
- 71 СП 48.13330.2019, Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004 «Организация строительства».
- 72 СП 52.13330.2016, Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
- 73 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Минрегион России, Москва, 2012.
- 74 СП 72.13330.2016 Актуализированная редакция СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

75 СП 75.13330.2011, СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

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

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

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

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

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

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

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

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

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

85 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
Замена существующих трехходовых кранов (2 шт.) на кустовой площадке №15			
1. Задвижка клиновая DN100 PN4,0 МПа с электроприводом. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности К52, прокладками и крепежом	30лс941нж	компл.	4
2. Тройник равнопроходный штампованный ТШ 114(5К52)-4,0-0,6-13ХФА-УХЛ-И1, Рисп=6,0 МПа		шт.	2
3. Труба стальная бесшовная горячедеформированные 114х6 из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52		м	2
Монтаж байпасной линии с применением ЗКЛ 100/40 от выкидного трубопровода скважины №3803 до трубопровода от АГЗУ до точки врезки в НСК от куста №10-УПСВ-3 (Д 114)			
1. Задвижка клиновая DN100 PN4,0 МПа с ручным приводом. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности К52, прокладками и крепежом	30лс941нж	компл.	3
2. Отвод стальной ОКШ 90гр. 114х6-К52-4-0,6-1,5DN 13ХФА, УХЛ-И1, Рисп=6,0 МПа		шт.	3
3. Тройник равнопроходный штампованный ТШ 114(5К52)-4,0-0,6-13ХФА-УХЛ-И1, Рисп=6,0 МПа		шт.	1




Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
4. Труба стальная бесшовная горячедеформированные 114х6 из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52		м	1
Обустройство куста скважин №8-бис			
1. Механизм депарафинизации скважин автоматический (МДСА)	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ -001-ОЛ	компл.	5
2. Многофазный расходомер	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ -009-ОЛ	компл.	1
3. Блок дозирования реагентов (БДР)	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ -003-ОЛ	компл.	1
4. Узел контроля скорости коррозии (гравиметрический метод)	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ -007-ОЛ	компл.	1
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52			
5. труба 159х6 (эксплуатационный трубопровод)		м	108
6. труба 89х5 (замерный трубопровод)		м	82
7. труба 89х5 (выкидные)		м	160
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В, класса прочности К48			

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
8. труба 57х4 (реагентопровод)		м	15
9. Задвижка клиновая DN50 PN4,0 МПа. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности K52, прокладками и крепежом	30лс15нж	компл.	1
10. Клапан обратный фланцевый DN50 PN4.0МПа. Климатическое исполнение ХЛ1. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности K52, со спирально-навитыми прокладками и крепежными деталями	19лс53нж	компл.	1
11. Задвижка клиновая DN80 PN4,0 МПа. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности K52, прокладками и крепежом	30лс15нж	компл.	32
12. Задвижка клиновая с электроприводом DN80 PN4,0 МПа. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности K52, прокладками и крепежом	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД- 000-СНГ.СОЛ -010-ОЛ	компл.	10
13. Задвижка клиновая с электроприводом DN150 PN4,0 МПа. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности K52, прокладками и крепежом	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД- 000-СНГ.СОЛ -005-ОЛ	компл.	1

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
Обустройство куста скважин №17			
1. Механизм депарафинизации скважин автоматический (МДСА)	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ -001-ОЛ	компл.	6
2. Многофазный расходомер	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ -009-ОЛ	компл.	1
3. Блок дозирования реагентов (БДР)	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ -003-ОЛ	компл.	1
4. Узел контроля скорости коррозии (гравиметрический метод)	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД-000-СНГ.СОЛ -007-ОЛ	компл.	1
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52			
5. труба 159х6 (эксплуатационный трубопровод)		м	104
6. труба 89х5 (замерный трубопровод)		м	86
7. труба 89х5 (выкидные)		м	192
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В, класса прочности К48			
8. труба 57х4 (реагентопровод)		м	14
9. Задвижка клиновья DN50 PN4,0 МПа. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности К52, прокладками и крепежом	30лс15нж	компл.	1

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
10. Клапан обратный фланцевый DN50 PN4.0МПа. Климатическое исполнение ХЛ1. Поставляется в комплекте с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности К52, со спирально-навитыми прокладками и крепежными деталями	19лс53нж	компл.	1
11. Задвижка клиновая DN80 PN4,0 МПа. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности К52, прокладками и крепежом	30лс15нж	компл.	38
12. Задвижка клиновая с электроприводом DN80 PN4,0 МПа. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности К52, прокладками и крепежом	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД- 000-СНГ.СОЛ -010-ОЛ	компл.	12
13. Задвижка клиновая с электроприводом DN150 PN4,0 МПа. Климатическое исполнение ХЛ1, с ответными фланцами из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА, класс прочности К52, прокладками и крепежом	Опросный лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-РД- 000-СНГ.СОЛ -005-ОЛ	компл.	1

Приложение В**Сертификаты соответствия оборудования**

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ	
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ	
№ ЕАЭС <u>RU C-RU.AA87.B.00411/20</u>	
Серия RU № 0230819	
ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ	Орган по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования (ОС ЦСВЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Центр по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования» (ООО «НАНИО ЦСВЭ»). Адрес места нахождения юридического лица: Россия, 140004, Московская область, Люберецкий район, город Люберцы, поселок ВУГИ, АО «Завод «ЭКОМАШ», литера В, Объект 6, этаж 3, офис 26. Адрес места осуществления деятельности в области аккредитации: Россия, 140004, Московская область, Люберецкий район, город Люберцы, поселок ВУГИ, АО «Завод «ЭКОМАШ», Литера В, Объект 6, этаж 3, офисы 26/3, 26/4, 26/5, 27/6, 30/1, 32. Аттестат № RA.RU.11AA87 от 20.07.2015 г. Телефон: +7 (495) 558-83-53, +7 (495) 558-82-44. Адрес электронной почты: ccve@ccve.ru
ЗАЯВИТЕЛЬ	Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозирочной техники «Ареопаг» Адрес места нахождения юридического лица: Россия, 194156, Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68. Адрес места осуществления деятельности: Россия, 197374, Санкт-Петербург, улица Оптиков, дом 4, корпус 3, литер А. ОГРН: 1037811051190. Телефон: +78126433501. Адрес электронной почты: info@areopag-spb.ru
ИЗГОТОВИТЕЛЬ	Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозирочной техники «Ареопаг» Адрес места нахождения юридического лица: Россия, 194156, Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68. Адреса мест осуществления деятельности по изготовлению продукции: - Россия, 197374, Санкт-Петербург, улица Мебельная, дом 5, литер В. - Россия, 188230, Ленинградская область, город Луга, улица Малая Инженерная, дом 2.
ПРОДУКЦИЯ	Блоки непрерывного дозирования реагентов регулируемые тип БНДР с Ех-маркировкой II Gb с ПА Т6...Т2 Х или II Gb с ПВ Т6...Т2 Х, III Db с ПВ Т85°С...Т200°С IP6X или III Db с ПС Т85°С...Т200°С IP6X (с комплектующим взрывозащищенным оборудованием – см. приложение, бланки №№ 0736474, 0736475, 0736476, 0736477, 0736478, 0736479, 0736480, 0736482, 0736483, 0736484, 0736486, 0736487). Документы, в соответствии с которыми изготовлены изделия - см. приложение, бланк № 0736473. Серийный выпуск.
КОД ТН ВЭД ЕАЭС	8413 50 4000
СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ	ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ	Протокола испытаний № 126.2020-Г от 18.05.2020 Испытательной лаборатории технических устройств Автономной некоммерческой организации «Национальный испытательный и научно-исследовательский институт оборудования для взрывоопасных сред» ИЛ Ех ТУ (аттестат № РОСС RU.0001.21МШ19 выдан 16.10.2015); Акта анализа состояния производства № 127-А/19 от 20.12.2019 Органа по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования (ОС ЦСВЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Центр по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования» (ООО «НАНИО ЦСВЭ»); Документов, представленных заявителем в качестве доказательства соответствия продукции требованиям ТР ТС 012/2011 (см. приложение, бланк № 0736473). Схема сертификации – 1с.
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	Перечень стандартов, применяемых на добровольной основе для соблюдения требований ТР ТС 012/2011 (см. приложение, бланк № 0736473). Условия и срок хранения указаны в эксплуатационной документации. Назначенный срок службы – 30 лет.
СРОК ДЕЙСТВИЯ С	20.05.2020
ПО	19.05.2025
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО	
Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации	 (подпись)
Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))	 (подпись)
	
	Залогин Александр Сергеевич (Ф.И.О.) Залогин Андрей Александрович (Ф.И.О.)

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ	
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ	
	№ ЕАЭС RU C-RU.АЖ58.В.04046/23
	Серия RU № 0459139
<p>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общества с ограниченной ответственностью "ПРОММАШ ТЕСТ Инжиниринг". Место нахождения: 119501, Россия, город Москва, улица Веерная, дом 2, этаж П, помещение №1, комната №4. Адрес места осуществления деятельности: 142111, РОССИЯ, Московская область, город Подольск, улица Окружная, дом 2В, комнаты 1,5. Телефон: +7(495) 011-03-06, адрес электронной почты: info@profeks.ru. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.10АЖ58. Дата решения об аккредитации: 23.11.2017 года.</p>	
<p>ЗАЯВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВОСТОЧНАЯ АРМАТУРНАЯ КОМПАНИЯ" Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 450092, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Софьи Перовской, дом 29 Основной государственный регистрационный номер 1070275000070. Телефон: 73472260000. Адрес электронной почты: kontakt@vark.ru</p>	
<p>ИЗГОТОВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВОСТОЧНАЯ АРМАТУРНАЯ КОМПАНИЯ" Место нахождения (адрес юридического лица): 450092, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Софьи Перовской, дом 29 Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 453430, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Космонавтов, дом 2/А</p>	
<p>ПРОДУКЦИЯ Задвижки клиновые стальные ЗКС, ЗКСП Маркировка взрывозащиты согласно приложению (бланки №№ 0950977, 0950978, 0950979). Продукция изготовлена в соответствии с Техническими условиями ТУ 3741-001-97965425-2007 «Задвижки клиновые стальные». Серийный выпуск</p>	
<p>КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481806310</p>	
<p>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011)</p>	
<p>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 7804ИЛПМВ от 14.08.2023 года, выданного Испытательным центром Общества с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21BC05) Акта анализа состояния производства №23/07/0007-7 от 01.08.2023, выданного Органом по сертификации Общества с ограниченной ответственностью "ПРОММАШ ТЕСТ Инжиниринг" (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.10АЖ58), эксперта, подписавший акт анализа состояния производства - Rogozin Сергей Сергеевич Технических условий ТУ 3741-001-97965425-2007, руководства по эксплуатации ВК 13001-015 РЭ, оценки опасностей воспламенения ЗКС.000.001.0В Схема сертификации: 1с</p>	
<p>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Назначенный срок службы 30 лет, условия хранения 8 (ОЖЗ) по ГОСТ 15150-69, срок хранения 2 года без переконсервации. Действие сертификата соответствия распространяется на серийно выпускаемую продукцию, изготовленную с даты изготовления отобранных образцов (проб) продукции, прошедших исследования (испытания) и измерения: с 04.2023. Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах": согласно приложениям - бланки №№ 0950977, 0950978, 0950979.</p>	
<p>СРОК ДЕЙСТВИЯ С 15.08.2023</p>	<p>ПО 14.08.2028</p>
<p>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</p>	
<p> Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации</p>	<p> (подпись) Хметова Аделия Равильевна (Ф.И.О.)</p>
<p> Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))</p>	<p> (подпись) Рылюхин Артем Вячеславович (Ф.И.О.)</p>

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.AЖ58.B.04046/23

Серия **RU** № **0950977**

1. Назначение и область применения

Сертификат соответствия распространяется на задвижки клиновые стальные ЗКС, ЗКСП.

Структура условного обозначения задвижки клиновой стальной:

XXXX	-ВАРК-	XXXX	XXX	XX	XX
1	-	2	3	4	5

где

- 1 – тип арматуры: ЗКС – задвижка клиновая стальная; ЗКСП – задвижка клиновая стальная под электропривод;
- 2 – номинальный диаметр (условный проход): DN 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 500; 600; 700; 800; 1000; 1200; 1400 мм;
- 3 – номинальное давление (условное) PN 10; 16; 25; 40; 63; 80; 100; 125; 160; 250; 320; 400;
- 4 – материальное исполнение;
- 5 – исполнение по присоединению задвижки к трубопроводу.

Задвижки клиновые стальные ЗКС, ЗКСП (далее – задвижки) предназначены для использования в качестве запорных устройств на линиях трубопроводов, сосудах, аппаратах и технологических установок для нефтехимических, химических, энергетических, нефтегазоперерабатывающих, добывающих, транспортирующих, промышленных и газосборных пунктов, газоперерабатывающих заводов, подземных хранилищ газа, линейной части магистральных газопроводов, технологических обвязок компрессорных, дожимных, газораспределительных и газоизмерительных станций, а так же других взрывопожароопасных и химически опасных производствах и объектах, связанных с обращением и (или) хранением взрывопожароопасных и токсичных веществ и смесей в условиях умеренного, холодного и тропического климатов по ГОСТ 15150-69.

Область применения – взрывоопасные зоны помещений и наружных установок согласно маркировке взрывозащиты, в соответствии с требованиями ГОСТ 32407-2013 (ISO/DIS 80079-36) и другими нормативными документами, регламентирующими применение оборудования во взрывоопасных зонах.

2. Описание оборудования и средств обеспечения взрывозащиты

Конструктивно задвижки состоят: корпус, седло в корпусе, прокладка, крышка, стойка, болт откидной, сальник, втулка резьбовая, маховик, шпindel, клин (или диски), редуктор.

Задвижка клиновая приводится в действие вращением маховика или приводного устройства, посредством резьбовой пары вращение преобразуется в поступательное движение узла затвора поднимая или опуская клин, тем самым происходит открытие или закрытие проходного сечения. Вращение маховика на открытие или закрытие производится согласно маркировке направления вращения на маховике.

Подробное описание конструкции задвижек приведено в руководстве по монтажу, наладке, эксплуатации и техническому обслуживанию ВК 11010-015 РЭ.

Основные технические данные:

- Давление PN, МПа 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0; 25,0; 32,0; 40,0
(10 кгс/см², 16 кгс/см², 25 кгс/см², 40 кгс/см², 63 кгс/см²,
100 кгс/см², 160 кгс/см², 250 кгс/см², 320 кгс/см², 400 кгс/см²)
- Диаметр DN, мм 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250,
300, 350, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400
- Диапазон температуры окружающей среды при эксплуатации, °С..... от минус 60 до плюс 55
- Температура рабочей среды, °С от минус 60 до плюс 650
- Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69..... У (от минус 40 до плюс 50),
ХЛ (от минус 60 до плюс 45),
Т (от минус -29 до плюс 55)

Конструкция задвижек обеспечивает их безопасность, что достигается выполнением ряда требований, в том числе:

- конструкция и применяемые материалы исключают возможность накопления и разряда статического электричества;

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

(подпись)



Хамстова Аделия Равильевна (ф.и.о.)

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)

Илюхин Артем Вячеславович (ф.и.о.)

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ	
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ	
EAES	№ ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03348/21
	Серия RU № 0264539
<p>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общество с ограниченной ответственностью «Центр Сертификации «ВЕЛЕС». Место нахождения (адрес юридического лица): 195009, РОССИЯ, город Санкт-Петербург, улица Академика Лебедева, дом 12, корпус 2, литера А, этаж 2, комната 26. Адрес места осуществления деятельности: 190068, РОССИЯ, город Санкт-Петербург, переулок Никольский, дом 4 литер А, помещение 8Н. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.10АД07. Дата решения об аккредитации: 24.03.2016. Телефон: +74952211810. Адрес электронной почты: info@velessert.ru</p>	
<p>ЗАЯВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВОСТОЧНАЯ АРМАТУРНАЯ КОМПАНИЯ" Место нахождения (адрес юридического лица): 450092, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Софы Перовской, дом 29 Адрес места осуществления деятельности: 453430, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Космонавтов, дом 2/А Основной государственный регистрационный номер 1070275000070. Телефон: 73472260000 Адрес электронной почты: kontakt@vark.ru</p>	
<p>ИЗГОТОВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВОСТОЧНАЯ АРМАТУРНАЯ КОМПАНИЯ" Место нахождения (адрес юридического лица): 450092, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Софы Перовской, дом 29 Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 453430, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Космонавтов, дом 2/А</p>	
<p>ПРОДУКЦИЯ Затворы обратные Маркировка взрывозащиты согласно приложению (бланки №№ 0777569, 0777570). Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-002-97965425-2007 «Затворы обратные DN 10-1400 на PN 1.0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 25,0; 32,0; 40,0 МПа (10; 16; 25; 40; 63; 80; 100; 125; 160; 250; 320; 400 кгс/см²)». Серийный выпуск</p>	
<p>КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481309108</p>	
<p>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011)</p>	
<p>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 3023ИЛПМВ от 08.04.2021 года, выданного Испытательным центром Общества с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21BC05) акта анализа состояния производства от 17.03.2021 года, выданного Органом по сертификации Общество с ограниченной ответственностью «Центр Сертификации «ВЕЛЕС» ТУ 3742-002-97965425-2007, Руководство по эксплуатации ВК 45010-015 РЭ, паспорт ВК 45160-300-01 ПС, оценка риска воспламенения КОП 28.14.11.132, комплект конструкторской документации Схема сертификации: 1с</p>	
<p>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Срок службы 30 лет. Назначенный ресурс до списания - 3000 циклов. Условия транспортирования и хранения 8(ОЖЗ) по ГОСТ 15150-69, Срок консервации - 3 года. Гарантийный срок эксплуатации 24 месяца со дня ввода изделий в эксплуатацию, но не более 36 месяцев со дня отгрузки с предприятия-изготовителя. Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах": согласно приложениям - бланки №№ 0777569, 0777570.</p>	
<p>СРОК ДЕЙСТВИЯ С 30.04.2021</p>	<p>ПО 29.04.2026</p>
<p>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</p>	
<p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации</p>	<p>Родзивон Галина Александровна (Ф.И.О.)</p>
<p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))</p>	<p>Щатило Андрей Алексеевич (Ф.И.О.)</p>

Разрешение	Обозначение	ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-04.ИЛО.06.01.01
4385-26	Наименование объекта строительства	Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
03	ИЛО.0 6.01.01 -С	Заменен.	3	Изменения внесены на основании сводного листа замечаний к ПД от Заказчика БП №1902-2026-0006 от 14.04.2026 г
	ИЛО.0 6.01.01	Заменен.		
	л. 6, 8	Откорректированы наименования сооружений.		
	ИЛО.0 6.01.01	Заменен. Актуализирована ревизия.		
	- ПрилА			
	ИЛО.0 6.01.01	Заменен. Актуализирована ревизия.		
	- ПрилБ			
	ИЛО.0 6.01.01	Заменен. Актуализирована ревизия.		
	- ПрилВ			

Согласовано	И.контр	Шапиевский	14.05.26
	И.контр		

Изм.внес	Гаврилина		14.05.26	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНИГ)	Лист	Листов
Составил	Гаврилина		14.05.26			
Утв.	Шапиевский		14.05.26			1