



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Куст скважин

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10415-25		25.11.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Куст скважин

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00

Том 3.1

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Н.В. Володина

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-С-001	Содержание тома 3.1	Изм.1 (Зам.)
ИГНФ1-КП8-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Часть 1. Куст скважин. Текстовая часть	Изм.1 (Зам.)
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001	Куст скважин N8И. Схема принципиальная технологическая	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-002	Куст скважин N8И. Обустройство добывающих скважин. План. Вид	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-003	Куст скважин N8И. Измерительная установка. План. Виды	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-004	Куст скважин N8И. Блок дозирования реагента. План. Виды	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-005	Куст скважин N8И. Площадка узла запуска СОД с отключающей арматурой. План. Виды	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-006	Куст скважин N8И. Подземная дренажная емкость. План. Вид	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-007	Куст скважин N8И. Инженерные сети. План. Разрезы	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-008	Куст скважин N8И. Кожухи защитные КЗ-1 и КЗ-2 Ду 250 для трубопроводов Ду 50 без теплоизоляции. Разрез 1-1	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-009	Площадка куста №8. План водовода	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-010	Блок напорной гребенки. План. Виды А,Б,В	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-011	Обустройство нагнетательных скважин. План. Вид А	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-012	Принципиальная схема системы ППД	

Взам. инв. №										
	Подпись и дата									
Инв. № подл.										
	1	-	Зам.	10415-25		25.11.25	ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-С-001			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Инв. № подл.	Разраб.		Липатов			25.11.25	Содержание тома 3.1	Стадия	Лист	Листов
								П		1
	Н.контр.		Володина			25.11.25				

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела ТОСиТНиГ

В.И Липатов

Начальник отдела ОВиК

А.В. Федотов

Нормоконтролер

Н.В. Володина

СОДЕРЖАНИЕ

1 СБОР НЕФТИ И ГАЗА.....	1-1
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1-1
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	1-1
1.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА.....	1-2
1.3.1 Местоположение объекта.....	1-2
1.3.2 Климатическая характеристика.....	1-2
1.3.3 Геологические условия.....	1-4
1.3.4 Геокриологические условия.....	1-7
1.3.5 Гидрогеологические условия.....	1-8
1.3.6 Сведения об опасных геологических процессах и явлениях.....	1-9
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.....	1-11
1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....	1-11
1.4.2 Характеристика системы сбора продукции добывающих скважин.....	1-12
1.4.3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса.....	1-15
1.4.3.1 Обустройство устьев добывающих скважин.....	1-15
1.4.3.2 Измерительная установка.....	1-17
1.4.3.3 Блок дозирования реагента.....	1-19
1.4.3.4 Скважинные установки дозирования реагента.....	1-21
1.4.3.5 Подземная дренажная емкость.....	1-22
1.4.3.6 Площадка узла запуска СОД с отключающей арматурой.....	1-23
1.4.3.7 Отключающая арматура куста скважин.....	1-25
1.4.3.8 Запорная и регулирующая арматура.....	1-26
1.4.3.9 Технологические трубопроводы.....	1-27
1.4.3.10 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации.....	1-30
1.4.3.11 Очистка полости, испытания, контроль качества сварных соединений технологических трубопроводов.....	1-30
1.4.4 Требования к организации производства.....	1-35
1.5 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....	1-37
1.6 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ.....	1-38
1.7 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ.....	1-38
1.8 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ.....	1-39
1.9 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ.....	1-41
1.10 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА ИГНЯЛИНСКОГО НКГМ.....	1-43
1.10.1 Общие положения.....	1-43
1.10.2 Исходные данные.....	1-43
1.10.3 Результаты гидравлического расчета.....	1-48
1.10.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы.....	1-68
1.11 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....	1-69
1.12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ.....	1-69
1.13 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ).....	1-72
1.14 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ.....	1-73
1.15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА.....	1-73
1.16 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ.....	1-74
1.17 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ.....	1-75

1.18 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в атмосферу	1-75
1.19 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов	1-75
1.20 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов	1-76
1.21 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов.....	1-77
1.22 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента	1-77
2 СИСТЕМА ЗАВОДНЕНИЯ	2-1
2.1 ВВЕДЕНИЕ.....	2-1
2.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	2-1
2.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	2-1
2.4 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.....	2-4
2.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....	2-4
2.4.2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом	2-4
2.4.3.1 Блок напорной гребенки	2-5
2.4.3.2 Обустройство устьев нагнетательных скважин	2-6
2.4.3.3 Высоконапорные водоводы	2-6
2.4.3.4 Запорная арматура	2-7
2.4.3.5 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации	2-8
2.4.4 Требования к организации производства	2-8
2.5 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....	2-10
2.6 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ	2-11
2.7 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ.....	2-11
2.8 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	2-11
2.9 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ	2-11
2.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	2-11
2.11 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	2-11
2.12 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ).....	2-12
2.13 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ	2-12
2.14 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства	2-13
2.15 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ.....	2-14
2.16 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	2-15
2.17 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в атмосферу.....	2-15
2.18 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	2-15
2.19 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА	2-15

3 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	3-1
3.1 Назначение	3-1
3.2 Общие положения.....	3-1
3.2.1 Технологические трубопроводы.....	3-1
3.3 Характеристика района	3-1
3.4 Материальное исполнение.....	3-1
3.4.1 Трубы	3-1
3.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	3-3
3.4.3 Крепежные детали	3-4
3.4.4 Запорная и регулирующая арматура	3-4
3.4.5 Опоры трубопроводов	3-4
3.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов.....	3-5
3.5.1 Исходные данные.....	3-5
3.5.1 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов.....	3-6
3.5.2 Расчёт срока службы технологических трубопроводов	3-8
3.5.3 Выборка типоразмеров труб	3-9
3.6 Выбор материального исполнения футляров	3-12
3.7 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов.....	3-12
3.8 Антикоррозионные покрытия.....	3-13
Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	А-1
Приложение Б Ведомость оборудования, изделий и материалов.....	Б-1
Приложение В Письмо №11/1.2/019227 от 27.11.2025 ООО " Газпромнефть-Заполярье "	В-1

1 Сбор нефти и газа

1.1 Введение

В настоящем разделе представлено описание технологических решений проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И». Проектом предусматривается обустройство куста №8И добывающих нефтяных скважин.

1.2 Исходные данные для проектирования

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

- Задание на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И», утвержденное Техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» В.И. Столяровым 5 февраля 2025 г.;
- Приложение №1 к заданию на проектирование «План КВ»;
- Приложение №2 к заданию на проектирование «ФХС»;
- Приложение №3 к заданию на проектирование «КТ-517 Реестр типовой документации»;
- Приложение №4 к заданию на проектирование «КБ ПАСПОРТА 2024»;
- Приложение №5 к заданию на проектирование «ТУ по автоматизации, сетям связи, метрологическому обеспечению»;
- Приложение №6 к заданию на проектирование «Профиль добычи»;
- Приложение №7 к заданию на проектирование «ТТ на подсистему безопасности АСУТП»;
- Приложение №8 к заданию на проектирование «ТТ на подсистему безопасности ИУС ПХД»;
- Приложение №9 к заданию на проектирование «ТТР-01.02.03-13_v1.0»;
- Приложение №10 к заданию на проектирование «ТУ по природоохранному направлению площадных объектов»;
- Приложение №11 к заданию на проектирование «Перечень ЛНД РФ и Компании»;
- Приложение №12 к заданию на проектирование «Исходные данные для разработки смет»;
- Приложение №14 к заданию на проектирование «ТУ на разработку разделов документации «Геотехнический мониторинг» и «Термостабилизация грунтов»»;
- Приложение №15 к заданию на проектирование «План кустовой площадки на период бурения с указанием ответственных участков и требований к несущей способности грунта в границах ответственных участков»;
- М-01.07.03.03-08 версия 4.0 «Требования к составу и содержанию основных технических решений»;
- Материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Уралгеопроект» в 2025 году;

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями нормативной документации, действующей на территории Российской Федерации (Приложение А (ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ПрилА-001)).

1.3 Краткая характеристика района строительства

1.3.1 Местоположение объекта

В административном отношении район строительства расположен в юго-восточной части Катангского района Иркутской области.

Согласно физико-географическому районированию объект строительства расположен в таёжной области Средней Сибири.

Ближайшие населенные пункты:

– д. Верхне-Калинина, расположенная в 73 км к северо-западу от участка изысканий;

– с. Преображенка, расположенное в 78 км к северо-западу от участка изысканий.

Транспортная инфраструктура района изысканий не развита: постоянная связь с областным центром обеспечивается только авиацией. Автотранспортное сообщение возможно только в зимний период, по автозимникам. В бесснежный период года транспортное сообщение может осуществляться по рекам на маломоторной технике.

Ближайшая железнодорожная станция – Ангаракан.

Ближайший речной порт – Киренский.

Ближайший аэропорт – Талакан.

Более подробно о местоположении района объекта строительства представлено в ИГНФ1-КП8И-ИИ-ИГДИ.01.00.

1.3.2 Климатическая характеристика

Куст скважин №8И находится в континентальной Восточносибирской области умеренного климатического пояса. Формирование климата происходит под влиянием Азиатского максимума в холодное время года и Азиатской депрессии – в теплое.

Большое влияние оказывают также особенности рельефа. Он играет существенную роль в трансформации циркуляционных процессов, определяет большую изменчивость по территории различных метеорологических параметров, приводит к значительным вариациям составляющих радиационного и теплового баланса.

Согласно климатической классификации А.А. Григорьева и М.И. Будыко, объект строительства расположен в оптимально влажном районе – индекс сухости 0,45-1,00, с умеренно теплым коротким летом – сумма температур воздуха выше 10 °С – более 1000 °С и умеренно суровой продолжительной снежной зимой.

Климат в холодный период года формируется под влиянием Азиатского антициклона, занимающего центральную часть Евразии. Центр его находится над Тувой и Северной Монголией. Это низкое барическое образование, формирование которого начинается в сентябре, а максимальное развитие достигается в январе. В результате действия Азиатского антициклона повторяемость антициклонов значительно увеличивается, циклоны, наоборот, наблюдаются крайне редко. Погода в этот период формируется под влиянием арктических воздушных масс, континентальных воздушных масс из северных и центральных районов Сибири и с юга Западной Сибири и Казахстана, очень редко сюда может поступать воздух из Европейской части России или с Тихого океана.

В мае усиливается циклоническая деятельность, особенно часто приходят циклоны с юга Западной Сибири, но в первую половину теплого периода (июнь-июль) повторяемость антициклональной погоды по-прежнему значительна за счет барических образований, смещающихся в данные районы в основном с северо-запада Западной Сибири. Во второй половине теплого периода (август-сентябрь) повторяемость циклонов становится больше. В формировании погоды в это время года большое значение имеет трансформация воздушных масс, в результате чего господствуют континентальные воздушные массы различной степени трансформации. Именно процессами трансформации определяется относительно высокая температура воздуха летом.

Объект строительства находится в зоне резко континентального климата с умеренно теплым летом и суровой, относительно малоснежной зимой. Лето короткое, но относительно теплое за счет повышенной продолжительности светового дня.

Согласно схематической карте климатического районирования для строительства (СП 131.13330.2025, приложение А, рисунок А.1), объект строительства расположен в климатическом подрайоне 1Д.

Согласно схематической карте районирования северной строительно-климатической зоны (СП 131.13330.2025, приложение А, рисунок А.1), объект строительства расположен в 3-ей зоне, с наиболее суровыми условиями.

Согласно схеме дорожно-климатического районирования (СП 34.13330.2021, приложение Б), объект строительства расположен в I дорожно-климатической зоне, подзоне 2.

Согласно СП 50.13330.2024 (приложение В) объект строительства относится к 3-ей сухой зоне.

Климатические параметры холодного и теплого периода года по метеостанции Преображенка согласно СП 131.13330.2025 района объекта строительства приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Климатические параметры холодного и теплого периода года по метеостанции Преображенка согласно СП 131.13330.2025.

КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ХОЛОДНОГО ПЕРИОДА ГОДА	
<i>Преображенка</i>	
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98, °С	-56
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92, °С	-53
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98, °С	-53
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	-50
Температура воздуха обеспеченностью 0,94, °С	-38
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-59
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	12,2
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 0 , сут.	207
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0 , °С	-18,5
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 , сут.	259
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 , °С	-14
Продолжительность, сут, периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 10 , сут.	273
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 10 , °С	-12,8
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	75
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %	74
Количество осадков за ноябрь-март, мм	82
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	2,5
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С, м/с	2,1
КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ТЕПЛОГО ПЕРИОДА ГОДА	
<i>Преображенка</i>	
Барометрическое давление, гПа	980
Температура воздуха обеспеченностью 0,95, °С	22
Температура воздуха обеспеченностью 0,98, °С	26

КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ХОЛОДНОГО ПЕРИОДА ГОДА	
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	24
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	36
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	15
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	69
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	50
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	274
Суточный максимум осадков обеспеченностью 1%, мм	68
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	0

Максимальная интенсивность снегонакопления отмечается во второй половине зимы.

Средний многолетний суммарный объем снегопереноса, рассчитанный за период 1997-2022 гг., составляет 11,9 м³/м.

Плотность снежного покрова при наибольшей высоте по данным снегосъёмки (лес), полученной в инженерных изысканиях, составляет 0,18 г/см³.

Наибольшая высота снежного покрова, выбранная из наибольших декадных высот, по постоянной рейке за весь период наблюдений составила 78 см.

Наименьшая высота снежного покрова, выбранная из наибольших декадных высот, по постоянной рейке за весь период наблюдений составила 36 см.

Продолжительность тёплого периода составляет 168 дней.

Продолжительность холодного периода составляет 197 дней.

Более подробно о климатические характеристики района объекта строительства представлено в ИГНФ1-КП8И-ИИ-ИГМИ.01.00.

1.3.3 Геологические условия

Согласно схеме геоморфологического районирования Иркутской области, район строительства относится к подрайону с небольшими трапповыми холмами, району плато в зоне неглубокого опускания Средней подобласти слабо развитых неотектонических форм рельефа Юго-Восточной области Среднесибирского плоскогорья. Для района изысканий характерны слабо расчлененные участки плато, не затронутые свежей эрозией, сохранившие местами аллювий угасших речных систем.

Согласно схеме районирования современных экзогенных процессов рельефообразования район строительства относится к Ербогаченскому району криогенных, флювиальных процессов и крипа слабой интенсивности (медленные непрерывные массовые движения рыхлого грунта вниз по склонам), а также к террасированным долинам горных рек. Распространены мерзлотные процессы, выражающиеся в рельефе в виде термокарстовых западин.

Густота расчленения рельефа высокая, средние расстояния между соседними понижениями рельефа составляют 0,3-0,4 км. Глубина расчленения рельефа небольшая, преобладающие превышения водоразделов над руслами рек менее 100 м.

Рельеф площадки относительно ровный, абсолютные отметки изменяются от 431,96 до 446,90 м (по устьям инженерно-геологических скважин).

В геологическом строении района работ принимают участие породы объединенных свит верхнеленской и илгинской (См2-3vl+il) и укугутской свиты (Jluk) юрского возраста, перекрытые отложениями четвертичного возраста.

Кембрийская система. Средний-верхний отделы.

Объединенные свиты верхнеленская и илгинская (См2-3vl+il) слагают средние и верхние части водораздельных склонов и замковые части синклиналиных складок в Илимско-Ичёрской и Приленской структурно-формационных зонах. Соотношение верхнеленской и

илгинской свит между собой согласное. Состав и строение свит на всей площади распространения неизменны.

Нижняя часть (55–150 м) верхоленской свиты наиболее узнаваема и выдержана по площади. Основание её сложено бурыми и желтовато-зеленовато-серыми доломитами и известковистыми доломитами с прослоями зеленых мергелей и красных аргиллитов с редкими тонкими прослоями гипса. Выше залегает монотонная пачка буровато-коричневых аргиллитов и алевролитов с округлыми пятнами зеленовато-голубого цвета. Верхнюю часть (50–260 м) свиты слагают ритмично переслаивающиеся между собой красно- и зелёноцветные мергели, аргиллиты, алевролиты, песчаники, реже известняки.

Илгинская свита в нижней части состоит из песчаников и алевролитов кварцевых и карбонатно-кварцевых, иногда медистых, с глауконитом, желтовато-, зеленовато- и коричневатого-серых, разно- и среднезернистых, с прослоями аргиллитов. В основании свиты – доломиты песчаные желтовато-серые, толстоплитчатые. Верхи свиты сложены красноцветными аргиллитами и алевролитами, переслаивающимися с песчаниками. В кровле разреза отмечаются строматолитовые доломиты пёстрой окраски.

Юрская система. Нижний отдел

Отложения укугутской свиты (J₁uk) по литологическим признакам подразделяются на две пачки: нижнюю - песчано-конгломератовую и верхнюю - песчаную. Песчано-конгломератовая пачка сложена слабо сцементированными конгломератами, галечниками, с подчиненными прослоями слабо сцементированных песчаников и песчаных глин, содержащих галечный материал. Конгломераты и галечники характеризуются различным размером гальки (от I до 6 см). Галечный материал, как правило, хорошо окатан и представлен кварцем, долеритами, реже - песчаниками с железистым и песчано-глинистым цементом. Песчаники бурые, интенсивно ожелезнены, плотные, массивные, тонкозернистые с базальным железистым, иногда, кварц-сланцеватым цементом. Переход от отложений нижней пачки к верхней - постепенный и выражается в уменьшении прослоев грубообломочных пород. Мощность пачки - 40 м.

Песчаная пачка сложена песками серыми, кварц-полевошпатовыми, средне- и мелкозернистыми. Для песков характерны косая слоистость и включения округлых конкреций марказита. В виде прослоев мощностью 0,1-1 м встречаются известковые песчаники и конгломераты. Цвет известковых песчаников серый, темно-серый, реже - темно-бурый. Преобладают мелкозернистые разности, но встречаются и среднезернистые.

Четвертичная система. Плейстоцен-голоцен.

Отложения четвертичного возраста распространены повсеместно, образуя маломощный покров рыхлых образований. По генетическим признакам среди них выделяются делювиально –элювиальные отложения.

Четвертичные нерасчлененные отложения включают делювиальные, элювиальные образования, распространены повсеместно и по мощности не превышают, как правило, 2-8 м. Формирование их происходило в течение длительного времени, охватывающего почти весь четвертичный период.

Сводный геолого-литологический разрез участка изысканий, следующий (сверху - вниз):

Четвертичная система (Q)

Голоценовые почвенно-растительные отложения (solQIV)

1. Почва (мох). Широко развит на участке изысканий. Но момент проведения изысканий находилась в мерзлом состоянии. Мощность слоя 0,1-0,4 м. Почва выделена в слой № 1м.

Делювиально–элювиальные позднеплейстоцен-голоценовые отложения (d,eQIII-IV)

2. Суглинок красновато-коричневый, темно-коричневый, легкий пылеватый твердомерзлый слабодистый тонкошлировой редкослоистой криотекстуры (сезонномерзлый), при оттаивании тугопластичный. Залегает с глубин 0,1-0,4 м. Залегает до глубин 0,4-3,2 м. Мощность слоя 0,2-3,0 м. Слой выделен в ИГЭ – 330-2с.

3. Супесь желтовато-коричневая, коричневая песчанистая твердомерзлая слабольдистая тонкошлировой редкослоистой криотекстуры (сезонномерзлая), при оттаивании пластичная. Залегают с глубин 0,2-2,2 м. Залегают до глубин 0,8-3,0 м. Мощность слоя 0,2-1,8 м. Слой выделен в ИГЭ – 410-2с.

4. Суглинок коричневый легкий пылеватый мягкопластичный. Залегаёт с глубин 4,4-7,7 м. Залегаёт до глубин 4,8-8,0 м. Мощность слоя 0,3-1,4 м. Слой выделен в ИГЭ – 340-2.

5. Супесь желтовато-коричневая, коричневая песчанистая твердая. Залегаёт с глубин 0,6-6,4 м. Залегаёт до глубин 1,6-10,0 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,4-6,6 м. Слой выделен в ИГЭ – 411-2.

6. Супесь желтовато-коричневая, коричневая песчанистая твердая щебенистая. Залегаёт с глубин 0,8-7,4 м. Залегаёт до глубин 2,6-16,6 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,6-11,6 м. Слой выделен в ИГЭ – 412-2.

7. Супесь желтовато-коричневая, коричневая песчанистая пластичная. Залегаёт с глубин 0,8-7,2 м. Залегаёт до глубин 3,0-10,0 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,6-5,7 м. Слой выделен в ИГЭ – 420-2.

Отложения угутской свиты нижнего отдела юрской системы (J1uk)

8. Песок мелкий желтовато-коричневый плотный влажный. Залегаёт с глубин 3,0-13,0 м. Залегаёт до глубин 6,6-15,4 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,3-12,4 м. Слой выделен в ИГЭ – 5421-4.

9. Алевролит голубовато-серый, красновато-коричневый пониженной прочности плотный среднепористый средневыветрелый размягчаемый. Залегаёт с глубин 2,3-15,4 м. Залегаёт до глубин 3,8-17,0 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,8-9,0 м. Слой выделен в ИГЭ – 106-4.

Отложения среднего-верхнего отдела кембрийской системы (См2-3)

10. Алевролит голубовато-серый, красновато-коричневый малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмываемый с прослоями алевролита прочного. Залегаёт с глубин 6,4-16,6 м. Залегаёт до глубин 10-17,0 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,4-10,6 м. Слой выделен в ИГЭ – 105-4.

11. Алевролит голубовато-серый, красновато-коричневый малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмываемый морозный с прослоями алевролита прочного. Залегаёт с глубин 10,0-13,0 м. Залегаёт до глубин 10,6-17,0 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,6-4,0 м. Слой выделен в ИГЭ – 105м-4.

12. Доломит серый, темно-серый малопрочный плотный среднепористый средневыветрелый неразмываемый с прослоями доломита прочного. Залегаёт с глубин 0,4-12,0 м. Залегаёт до глубин 11,2-17,0 м. Мощность и вскрытая мощность слоя 0,6-16,6 м. Слой выделен в ИГЭ – 135-4.

Мощности стратиграфо-генетических комплексов распространение их в плане на участке работ детально охарактеризованы на инженерно-геологических профилях, колонках скважин, представленных в ИГНФ1-КП8И-ИИ-ИГИ.02.02.

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 340-2) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – высокая, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 12,5–18,9 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,22-0,29 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 411-2) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – средняя, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 36,5–43,1 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,13-0,17 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 412-2) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – средняя, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 37,5–49,9 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,13-0,15 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 420-2) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – средняя, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 36,6–41,2 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,16-0,17 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 5421--4) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – низкая, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 91,3–104,6 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,02-0,03 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 330-2с) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – высокая, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 13,5–16,5 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,21-0,27 мА/м².

Коррозионная агрессивность грунтов (ИГЭ 410-2с) по отношению к углеродистой стали по лабораторным данным, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016 – средняя, удельное электрическое сопротивление (УЭС) составляет 41,3–49,0 Омхм, средняя плотность катодного тока – 0,13-0,17 мА/м².

Согласно таблицам В.1, В.2 СП 28.13330.2017, на конструкции из всех марок бетона по водонепроницаемости дисперсные грунты по содержанию хлоридов и сульфатов являются неагрессивными.

Согласно таблице Х.5 СП 28.13330.2017, степень агрессивного воздействия грунтов выше уровня подземных вод на металлические конструкции – слабоагрессивная.

Согласно таблице Х.5 СП 28.13330.2017, степень агрессивного воздействия грунтов ниже уровня подземных вод на металлические конструкции – слабоагрессивная.

Грунты неагрессивны к бетонным, железобетонным конструкциям.

Более подробно о геологические условия района объекта строительства представлено в ИГНФ1-КП8И-ИИ-ИГИ.01.00.

1.3.4 Геокриологические условия

В геокриологическом отношении участок изысканий расположен в области не сплошного распространения ММГ (многолетнемерзлых грунтов) (рисунок Б.9 СП 115.13330.2016). Согласно таблице 4.2 СП 493.1325800.2020 тип распространения ММГ и талых грунтов на участке изысканий – перелетки мерзлых грунтов. Тип залегания ММГ - не сливающийся. Не исключается встреча талых и мерзлых грунтов в межскважинном пространстве.

В процессе изысканий грунты вскрыты в мерзлом (многолетнемерзлые (морозные), сезонно-мерзлые грунты) в талом состояниях (таликовые зоны).

Встреченные морозные и многолетнемерзлые грунты, характеризуются как высокотемпературные со среднегодовой температурой грунтов – от минус 0,2°С до минус 0,3°С. Среднегодовая температура талых грунтов на глубине нулевых годовых амплитуд – 0,2-1,8°С. Глубина нулевых годовых колебаний температуры достигает 10,0 м.

Подземные льды на участке изысканий скважинами не вскрыты.

К особенностям мерзлых грунтов следует относить:

– высокую динамичность физико-механических свойств мерзлых, промерзающих и оттаивающих грунтов;

– наличие в составе грунтов специфического минерала – льда, способного к образованию и деградации под влиянием изменений температуры грунтов;

– способность грунтов изменять свои объём и свойства при оттаивании.

Мерзлые грунты на участке изысканий не засолены.

Климатические параметры для расчета нормативных глубин сезонного оттаивания и сезонного промерзания приняты по метеостанции Преображенка. Нормативные глубины сезонного промерзания и оттаивания рассчитаны теплотехническим расчётом по СП 25.13330.2020 при условии сохранения естественных природных условий (растительного

покрова, режима грунтовых вод). Расчет нормативных глубин сезонного промерзания и нормативных глубин сезонного оттаивания приведен в приложении Н и П соответственно в ИГНФ1-КП8И-ИИ-ИГИ.01.01. Значения нормативных глубин сезонного промерзания и оттаивания также приведены в таблицах 1.2, 1.3.

Таблица 1.2 – Значения нормативных глубин сезонного промерзания.

№ ИГЭ	Нормативная глубина промерзания, м
340-2	3,45
411-2	4,05
412-2	4,02
420-2	4,09
5421-4	3,95
106-4	4,87
105-4	6,13
135-4	6,26

Таблица 1.3 – Значения нормативных глубин сезонного оттаивания.

№ ИГЭ	Нормативная глубина оттаивания, м
330-2с	2,70
410-2с	2,90
105М-4	5,49

Оттаивание грунтов начинается с первой половины апреля, после схода снежного покрова и установления положительных температур в дневное время, и продолжается до конца октября. Промерзание грунтов начинается с начала октября, с момента устойчивого перехода температуры воздуха через 0°C.

По субъективному мнению ООО «Уралгеопроект» наиболее предпочтительным при строительном освоении территории является II принцип строительства, предполагающий использование многолетнемерзлых грунтов основания в оттаянном или оттаивающем состоянии. При этом следует предусматривать мероприятия по уменьшению деформаций основания или мероприятия по приспособлению конструкций сооружений к восприятию неравномерных деформаций основания.

В период строительства и эксплуатации возможна деградация многолетней мерзлоты; при оттаивании мерзлых грунтов могут происходить неравномерные осадки грунта, что потребует проведения мероприятий по уменьшению этих осадков и приспособлению конструкций сооружений к повышенным деформациям. При изменении естественных условий (нарушение снежного покрова, снятие почвенно-растительного слоя и т. д.), возможно изменение залегания кровли многолетнемерзлых пород.

Более подробный прогноз изменения геокриологических условий представлен ИГНФ1-КП8И-ИИ-ИГИ.01.01.

1.3.5 Гидрогеологические условия

Гидрографическая сеть района изысканий представлена верховьем реки Чоны и её многочисленными притоками, наиболее крупные из которых:

- левые – Хува, Игняла, Марикта, Ключик, Рассольный;
- правые – Маристая, руч. Шенарский, Ложа, Зимовейная, Бирая.

В геоморфологическом отношении объект проектирования расположен в верхней правобережной части бассейна реки Чона.

По схеме гидрогеологического районирования территория относится к юго-западной части Якутского артезианского бассейна. Широким развитием здесь пользуются многолетнемерзлые породы.

В период проведения полевых инженерно-геологических был вскрыт один водоносный горизонт, приуроченный к отложениям угутской свиты нижнего отдела юрской системы.

Горизонт грунтовых вод, приуроченный к отложениям угутской свиты нижнего отдела юрской системы вскрыт только скважиной № Н-9 на глубине 8,5 м. Установившейся уровень зафиксирован на глубине 0,3 м. Водовмещающими являются алевролиты (ИГЭ-106-4). Питание водоносного горизонта происходит за счёт атмосферных осадков. Разгрузка происходит в местную эрозионную сеть. По химическому составу грунтовые воды весьма пресные (с минерализацией 0,116-0,222 г/л) преимущественно гидрокарбонатная, кальциево-магниева с рН 6,12-6,68, с содержанием агрессивной углекислоты 2,9-3,8 мг/л. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3) жидкая среда для бетонов марок W4 является неагрессивной-слабоагрессивной, для бетонов других марок - является неагрессивной. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.4) жидкая среда неагрессивна на портландцемент и сульфатостойкие цементы. Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.1) жидкая среда неагрессивна на арматуру железобетонных конструкций. По степени агрессивности на металлические конструкции пресные природные воды согласно СП 28.13330.2017 (таблица Х.3) среднеагрессивные по водородному показателю и по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов.

Более подробно о гидрогеологических условиях района объекта строительства представлено в ИГНФ1-КП8И-ИИ-ИГИ.01.00.

1.3.6 Сведения об опасных геологических процессах и явлениях

Из неблагоприятных физико-геологических процессов и явлений на участке изысканий возможно проявление процессов морозного пучения, подтопления, карста, землетрясения, выветривания. Возможно развитие плоскостной и овражной эрозии.

Морозное пучение

Процесс морозного пучения связан с большим содержанием пылеватых фракций в грунтах зоны выветривания. Процессы морозного пучения грунтов заключаются в том, что влажные дисперсные грунты при промерзании способны деформироваться, увеличиваясь в объеме. При последующем оттаивании в этих грунтах происходит обратный процесс, сопровождающийся их разуплотнением и снижением несущей способности. По лабораторным исследованиям грунты деятельного слоя в природных условиях характеризуется как непучинистые-среднепучинистые. В местах предполагаемого появления верховодки произойдет увеличение степени пучинистости грунтов вплоть до сильнопучинистых. В случае организации водоотводов и дренажей, как следствие, понижение уровня подземных вод, пучинистость осушаемых грунтов будет уменьшаться.

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 процесс морозного пучения относится к опасным процессам.

Подтопление

Под подтоплением понимается процесс подъема уровня грунтовых вод в водообильные периоды года до дневной поверхности. В период проведения полевых работ грунтовые воды вскрыты не были. В ходе оттаивания деятельного слоя не исключается возможность образование верховодки. Максимальный прогнозируемый уровень верховодки – до дневной поверхности.

В соответствии с таблицей «И» СП 11-105-97 часть II территория находится:

- в потенциально подтопляемом состоянии в результате длительных климатических изменений, тип участка II-A1.

Следует также отметить, что при строительстве, возможно механическое воздействие на природные объекты, которое связано с комплексом земляных работ и тд. Механическое воздействие имеет комплексный характер, трансформирует испарение, условия дренирования и грунтового стока. Строительные работы ведут к значительным нарушениям естественных природных процессов:

- деформации поверхности и нарушения рельефа;
- подтоплению либо пересушке территории;

- изменению режима снегонакопления;
- возникновению подпора или падение уровня грунтовых вод.

Строительство и эксплуатация объектов не будут оказывать отрицательного воздействия на природную среду при соблюдении необходимых технологических норм и требований.

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 процесс подтопления относится к умеренно опасным процессам.

Выветривание.

Процесс выветривания имеет повсеместное распространение и играет огромную роль в разрушении коренных пород, образовании зон повышенной трещиноватости и рыхлых отложений на дневной поверхности.

Процессу выветривания на исследуемой территории способствует суровый климат с резкими колебаниями годовых и суточных температур воздуха, наличие глубокого промерзания и протаивания. Под действием колебаний температуры горные породы испытывают то расширение, то сжатие, при этом верхние слои сжимаются более интенсивно, чем нижние, что приводит в конечном итоге к возникновению трещин отдельности параллельных поверхности.

Ввиду расположения района в зоне с тектоническими напряжениями вследствие их релаксации возникает процесс разуплотнения, выражающейся в развитие вертикальной трещиноватости. Трещины разуплотнения располагаются вблизи дневной поверхности, они открытые или заполнены рыхлыми отложениями. Согласно литературным данным, подобные зоны разуплотнения на изыскиваемой территории могут составлять 30-50 м.

В соответствии с принципиальной схемой инженерно-геологического расчленения коры выветривания по Г.С. Золотареву на изыскиваемой территории выделяется трещинная (раздробленная зона коренных пород) зоны выветривания.

Овражная эрозия и образование промоин.

Оврагообразование и возникновение промоин возможно в весенний период при оттаивании деятельного слоя в условиях отсутствия вертикальной фильтрации талых вод при интенсивном поверхностном стоке. Активизация эрозионных процессов возможна при сведении растительности, механических нарушениях поверхности. Таким образом, при освоении территории для предотвращения деформации инженерных сооружений необходимо разработать противоэрозионные мероприятия. Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 эрозионные процессы относятся к умеренно опасным процессам.

Сейсмичность.

Район работ относится к асейсмической области, т.е. области, где землетрясения не происходят или являются редчайшими исключениями, согласно СП 14.13330.2018 (карта ОСР-2015-В). Интенсивность сейсмического воздействия в районе работ может достигать: по карте В – 5 баллов. Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 землетрясения относятся к умеренно опасным процессам.

Карст.

Применительно к оценке карстовой опасности район работ имеет следующие инженерно-геологические условия: при визуальном обследовании отсутствуют проявления карста на поверхности земли; в разрезе отсутствуют карстующиеся породы.

В связи с отсутствием карстующихся отложений в зоне возможного влияния развития процесса на эксплуатацию проектируемых инженерных сооружений и отсутствием проявления карста на земной поверхности, рекомендуемая категория устойчивости обозначенного выше участка размещения проектируемых сооружений, относительно провалообразования (СП 11-105-97 ч.II) - VI (провалообразование исключается), по СП 22.13330.2016 категория карстоопасности - неопасная.

Более подробно об опасных геологических процессах и явлениях района объекта строительства представлено в ИГНФ1-КП8И-ИИ-ИГИ.01.00.

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

На основании Задания на проектирование, разработаны проектные решения по обустройству кустовой площадки №8И нефтяных добывающих скважин Игнялинского НГКМ, а также системы сбора скважинной продукции от проектируемого объекта до т.вр. КП №27И, к которой предусмотрено подключение кустов добывающих нефтяных скважин №10И, 11И Игнялинского НГКМ. Подробно технические решения по линейной части представлены в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы».

Кустовая площадка представляет собой участок территории месторождения, на котором расположены устья скважин, технологическое оборудования, эксплуатационные сооружения, инженерные коммуникации, оборудования для ремонта скважин, размещенных с учетом технологической схемы. Подробно перечень сооружений на проектируемом объекте представлен в п. 1.4.2 настоящего раздела.

Добыча ведется на Игнялинском лицензионном участке.

На проектируемом кусте №8И все скважины являются добывающими, с размещением по оси НДС на одной прямой. Расстояние между добывающими скважинами принято 9 метров, между группами добывающих скважин – 15 метров. Принятое размещение добывающих нефтяных скважин на проектируемом объекте соответствует требованиям п.11.2 Задание на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И» и требованиям п. 6.1.19 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

Трубопроводы на территории проектируемого куста скважин №8И относятся к технологическим, границей проектирования являются сварные стыки ответных фланцев трубного и затрубного пространства фонтанной арматуры с одной стороны, и второе фланцевое соединение отключающей арматуры с электроприводом на выходе с куста скважин №8И с другой стороны. Фонтанная арматура не входит в объем проектной документации АО «Гипрвостокнефть». Трубопровод от отключающей арматуры до выхода с куста скважин №8И входит в состав проектной документации тома 3.1 «Часть 1. Куст скважин» и относится к промысловым, подробно технические решения представлены в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы». Граница разделения на технологические и промысловые трубопроводы на кусте скважин №8И представлена на схеме принципиальной технологической, чертеж ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Фонд добывающих скважин на кусте №8И – 9 шт., где 4 скважины предусматриваются с переводом в нагнетательные системы поддержания пластового давления (далее системы ППД). Подробно проектные решения по переводу добывающих скважин в нагнетательные описаны в разделе 2. Принятое количество на проектируемом объекте и размещение в группах скважин соответствует требованиям п.11.2 Задание на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И» и не противоречит требованиям п. 6.1.18 СП 231.1311500.2015.

На проектируемом кусте скважин №8И приняты следующие расчетные давления для проектируемых трубопроводов, которые составляют:

- от фонтанной арматуры до отключающей арматуры на выходе с куста - 4,0 МПа;
- ингибиторопровод – 4,0 МПа;
- дренажные трубопроводы – 0,05 МПа.

На кусте скважин №8И принят механизированный способ добычи скважинной продукции. Это объясняется тем, что значение статического давления недостаточно для фонтанного способа добычи скважинной продукции. Обеспечение механизированного способа добычи скважинной продукции выполняет установка электропогружного насоса (далее УЭЦН), расположенной в добывающей скважине. Рабочее давление в проектируемых трубопроводах на кусте скважин №8И определяется напором, которое развивает УЭЦН и не превышает расчетного давления. Определение глубины установки и выбора производительности УЭЦН не входит в объемы проектирования.

Оборудование и запорно-регулирующая арматура при обустройстве куста скважин №8И принято на расчетное давление не менее 4,0 МПа, что соответствует расчетному давлению проектируемых технологических трубопроводов.

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

Исходя из расположения проектируемого объекта, климатическое исполнение всего технологического оборудования соответствует району строительства в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» для оборудования на открытой площадке.

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный, расчетное время работы 8760 ч/год. Срок службы проектируемых трубопроводов принят 20 лет после ввода в эксплуатацию, что соответствует требованиям п.10.36 Задание на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И» и не противоречит требованиям п. 4.2 ГОСТ 32569-2013.

Для безопасного проведения работ при поэтапном освоении и эксплуатации скважин на обустраиваемой кустовой площадке предусмотрены следующие мероприятия:

- при разбуривании новых скважин на одной кустовой площадке, уже пробуренные скважины, находящиеся от разбуриваемой скважины на расстоянии, менее, чем высота буровой вышки плюс 10 м, должны быть временно законсервированы;
- расстояние между эксплуатируемой скважиной и устьем забуриваемой скважины должно быть не менее высоты буровой вышки плюс 10 м.

1.4.2 Характеристика системы сбора продукции добывающих скважин

Обустройство куста скважин №8И Игнялинского НГКМ включает проектирование технологических сооружений, необходимых для добычи, учета и подачи скважинной продукции до точки начала линейной части, в промысловый трубопровод, коллектор, транспортирующий продукцию с куста скважин №8И и кустов скважин №10И, 11И (проект 1325/17 (ш. ИГНФ1-ОКП2) до т.вр. КП №27И. Технические решения линейной части системы сбора с кустов скважин №8И, 10И, 11И представлены в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы».

Максимальный объем добычи с куста скважин 8И: нефть - 948,41 т/сут, жидкость - 1352,53 м³/сут, газ - 332447,8 ст.м³/сут.

В соответствии с требованиями п. 6.2.3 ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование» куста скважин №8И имеет следующий состав технологических сооружений:

- фонтанная арматура (9 шт.);
- технологическая обвязка добывающих скважин;
- место для размещения передвижных мостков (9 шт., 9,0x4,0 м);
- место для размещения ремонтного агрегата (9 шт., 11,0x2,5 м);

- места для крепления якорей оттяжек (4 места для каждой скважины);
- лубрикаторная площадка (для каждой скважины);
- измерительная установка (1 шт.);
- блок дозирования реагента (1 шт.);
- подземная дренажная емкость (1 шт.);
- площадка узла запуска СОД с отключающей арматурой (1 шт.);
- место для размещения шкафа СУДР (9 шт., 1,25x1,02 м);
- технологические трубопроводы.

Принцип сбора скважинной продукции на проектируемом кусте скважин №8И представлен на схеме принципиальной технологической, приведенной на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001. Сбор скважинной продукции на проектируемом объекте предусмотрен по лучевой схеме. Ведомость оборудования с его основными техническими характеристиками, применяемая в проектируемом объекте, приведена в Приложение Б (ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ПрилБ-001).

Диаметры технологических трубопроводов, участвующих в добыче скважинной продукции, определены исходя из нормативных скоростей, с учетом свойств транспортируемой среды и ее расхода, на основании гидравлического расчета, представленного в п. 1.9 настоящего раздела.

Фонтанная арматура предназначена для установки на устье добывающих скважин, включая те, что предусмотрены проектом на перевод в систему ППД, герметизации, подвешивания колонн насосно-компрессорных труб (далее НКТ), направления потока трубного и затрубного пространства, а также для подачи в поток скважинной продукции ингибитора солеотложений. В технологической обвязке добывающих скважин предусмотрена запорно-регулирующая арматура, предназначенная регулировки объема добычи и отключение выкидной линии (добывающей скважины). Подробно технические решения об обустройстве устьев добывающих скважин и выборе запорно-регулирующей арматуры описано в п.1.4.4.1, 1.4.4.8 настоящего раздела.

Проектом предусмотрен перевод скважин из добывающих в нагнетательные системы ППД. При переводе добывающих скважин в нагнетательные, регулирующая арматура и линия затрубного пространства фонтанной арматуры до точки подключения к выкидному трубопроводу подлежат демонтажу, включая участки выкидного трубопровода от точки подключения водоводов до измерительной установки. Подробно технические решения описаны в разделе 2.

Для возможности подачи ингибитора солеотложений в добывающие скважины, предусматривается место для размещения шкафа скважинной установки дозирования реагента (далее СУДР), подключение которой предусматривается через инструментальные фланцы, входящие в комплект поставки фонтанной арматуры. Сама установка не входит в объем проектирования куста скважин №8И. Подробно технические решения о СУДР описаны в п.1.4.4.4, настоящего раздела.

Дебит добывающих скважин контролируется в измерительной установке. Для куста скважин №8И принята измерительная установка с многофазным расходомером, осуществляющая замер дебита скважин по нефти, воде и газу в автоматическом и ручном режимах. Данная технология обеспечивает наиболее достоверные и устойчивые показатели результатов измерений многофазного потока. Подробно проектные решения об измерительной установке, применяемой на проектируемом объекте, описаны в п.1.4.4.2 настоящего раздела.

Для предупреждения преждевременной коррозии нефтегазосборного трубопровода, предусмотрена подача ингибитора коррозии от блока дозирования реагента. Ввод ингибитора коррозии предусмотрен через устройство ввода реагента, который осуществляется на выходе с измерительной установки. Подробно проектные решения о блоке дозирования реагента на проектируемом кусте скважин №8И описаны в п.1.4.4.3 настоящего раздела.

Контроль коррозионной активности, возникающей в выкидных трубопроводах до места ввода ингибитора коррозии в нефтегазосборный трубопровод от блока дозирования реагента, предусмотрен за счет узла контроля за скоростью коррозии. Узел контроля коррозии (далее УКК) предназначена для замера скорости коррозии и отбора проб для анализа транспортируемой продукции. УКК представляет собой узел, позволяющий вводить металлическую пластину во внутреннюю полость трубопровода, в которой транспортируется скважинная продукция. Металлическая пластина – образец-свидетель, имеет такое же исполнение, как и основной трубопровод. УКК позволяет:

- определить скорость коррозии металла труб;
- производить мониторинг процесса коррозии;
- снизить уровень риска возникновения аварийной ситуации по причине коррозионных разрушений;
- повысить уровень безопасной эксплуатации трубопроводов;
- оптимизировать программы технического обслуживания трубопроводов;
- оценивать влияние на коррозию возможных изменений эксплуатационных режимов и нарушений технологических процессов транспорта жидкостей;
- оптимизировать антикоррозионные мероприятия (в т.ч. оценивать эффективность ингибиторной защиты).

В проекте принят УКК надземного исполнения, поставляемого по опросному листу, соответствующего требованиям ТТР-01.02.04-02 «Типовые технические решения. Обустройство узлов контроля коррозии».

Контроль эффективности ингибитора коррозии, подаваемого на кусте скважин №8И, и корректировка удельного расхода по результатам исследования скорости коррозии, производится по УКК, установленным в линейной части нефтегазосборного трубопровода «КП№8И-т.вр.КП№27И», подробно описано в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы».

Для опорожнения измерительной установки и камеры запуска СОД при проведении регламентных работ, предусматривается подземная дренажная емкость объемом 8 м³. Подробно проектные решения о подземной дренажной емкости на проектируемом объекте описаны в п.1.4.4.5 настоящего раздела.

В проекте предусмотрена очистка и диагностика нефтегазосборного трубопровода «КП№8И – т.вр. КП№27И». Для запуска очистных и диагностических устройств в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8И предусмотрена камера запуска СОД DN250 PN40. Подробно о проектных решениях на площадке узла запуска СОД на кусте скважин №8И описано в п.1.4.4.6 настоящего раздела.

Прием очистных и диагностических устройств осуществляется в камере приема СОД DN250 PN40 КП8-КП-001. Проектные решения по узлу приема СОД от куста скважин №8И описано в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы».

Трубопроводы, прокладываемые на территории куста скважин №8И, относятся к технологическим и проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020г. №534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 №444. Подробные технические решения для технологических трубопроводов описаны в п. 1.4.4.9 настоящего раздела.

Промысловые трубопроводы, прокладываемые на территории куста скважин №8И, проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», подробно технические решения описаны в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы».

1.4.3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

1.4.3.1 Обустройство устьев добывающих скважин

На кусте скважин №8И предусматривается размещение 9 добывающих скважин, скважинная продукция от которых поступает в выкидные трубопроводы, а затем в измерительную установку по лучевой системе сбора. Принятое количество на проектируемом объекте и размещение в группах скважин соответствует требованиям п.11.2 Задание на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И» и не противоречит требованиям п. 6.1.18 СП 231.1311500.2015. Размещение добывающих скважин в группах принято по 4 шт., расстояния между скважинами составляет 9 м, между группами добывающих скважин расстояние составляет 15 м.

Настоящим проектом предусмотрены технические решения по переводу 4 скважин из добывающих в нагнетательные системы ППД. Проектные решения по переводу добывающих скважин в нагнетательные представлены в разделе 2.

На кусте скважин №8И принят механизированный способ добычи скважинной продукции. Обоснование и описание принятого способа эксплуатации добывающих скважин приведено в п. 1.4.1 настоящего раздела.

Для обустройства устьев добывающих скважин применяется фонтанная арматура АФК1Э-65х21 К1 ХЛ, соответствующая требованиям ТТТ-01.02.05-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Устьевое оборудование, в том числе колонные головки, устьевая арматура, кабельные вводы, дроссели, обратные клапаны, лубрикаторы», ГОСТ 13846-89 «Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции» и ГОСТ 12.2.132-93 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование нефтепромысловое добычное устьевое. Общие требования безопасности», конструкция которой обеспечивает выполнение требований п. 618 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020г. № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Устьевая фонтанная арматура оборудуется на заводе необходимыми приборами для замера трубного и затрубного давления продукции скважины, устанавливается на скважине буровыми предприятиями и в проектную документацию не входит. Границей проектирования выкидных трубопроводов скважин является фланцевая пара, установленная на запорной арматуре устьев скважин.

На кустах скважин №8И в обустройстве устьев добывающих нефтяных скважин предусмотрена следующая запорно-регулирующая арматура:

- штуцер дискретный регулируемый;
- клапан обратный устьевой незамерзающий;
- пробоотборное устройство вентильного типа;
- запорная арматура с ручным приводом.

Расстановка запорно-регулирующей арматуры при обустройстве устьев добывающих скважин приведена на технологической схеме. Схема принципиальная технологическая представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Штуцер дискретный регулируемый предусмотрен для вывода добывающей скважины в рабочий режим при добыче углеводородов с УЭЦН без останова путем изменения проходного отверстия штуцера.

Клапаны обратные незамерзающие предусмотрены для перепуска избыточного давления из затрубного пространства в выкидной трубопровод, в котором транспортируется добываемая скважинная продукция из трубного пространства. Установка производится в пересечение трубного и затрубного пространства в технологической обвязке добывающих скважин. Клапан омывается потоком скважинной продукции, что предупреждает замерзание клапана при низких температурах. Конструкция клапан позволяет производить регулировку клапана на необходимый перепад давления без разборки в рабочем режиме.

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

Надземные участки выкидных трубопроводов подлежат тепловой изоляции и обогреву саморегулирующимися кабелями. Технические решения по тепловой изоляции и обогреву представлены в п. 1.4.4.9 настоящего раздела.

Для возможности установки скважинного лубрикатора для проведения регламентных работ на устье скважин, предусматриваются лубрикаторные площадки полной заводской готовности, по опросному листу, для каждой скважины.

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

- фонтанная арматура на устье скважин;
- место для размещения передвижных мостков (9,0x4,0 м);
- место для размещения ремонтного агрегата (11,0x2,5 м);
- места под якоря оттяжек подъемного агрегата (4 места для каждой скважины).

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

В эксплуатационной документации должны быть предусмотрены действия персонала при срабатывании сигнализации высокого и аварийно-высокого давления, высокого и аварийно-высокого содержания взрывопожароопасных газов в воздухе на территории опасного производственного объекта, а также при отключении куста скважин №8И и УЭЦН.

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

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

В объем автоматизации и аварийной защиты при обустройстве устьев добывающих скважин на кусте №8И предусмотрено:

- местный контроль давления в трубном пространстве скважин;
- местный контроль давления в выкидных трубопроводах скважин;
- перспективный дистанционный контроль давления и температуры трубного и затрубного пространств скважин;
- перспективный дистанционный контроль давления и температуры выкидных трубопроводов скважин;
- отключение УЭЦН;
- контроль загазованности.

При отклонение допустимых значений рабочего давления (LL=2,0, НН=3,93 МПа) предусмотрено отключение УЭЦН. При отклонение допустимых значений температуры скважинной продукции (LL=5,0 °С) предусмотрена предупредительная сигнализация.

При достижении загазованности 20% НКПР предусмотрена предупредительная сигнализация, при достижении 50% НКПР аварийная сигнализация и останов добычи, посредством отключения УЭЦН и закрытия отключающей арматуры. Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК для контроля загазованности в районе устья каждой добывающей скважины. Подробно технические решения для принятого объема автоматизации и аварийной защиты описано в томе 3.3 «Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Технические решения по электроснабжению КИПиА на устье добывающих скважин подробно описано в томе 4.5 «Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

Обустройство устьев добывающих скважин на кусте №8И имеет унифицированное исполнение, представлено на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-002.

1.4.3.2 Измерительная установка

Для возможности замера дебита куста скважин №8И в составе сооружений предусмотрена измерительная установка. Позиционное обозначение измерительной установки на технологической схеме – КП8-АГЗУ-001. Схема принципиальная технологическая представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение блока дозирования ингибитора соответствует требованиям ТТТ-01.02.05-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Измерительная установка (ИУ) в блочном исполнении». Обозначение изделия по ТТТ-01.02.05-02 – ИУ(Б)-4-12-400-100000-89-219-БС-2-ХЛ1-БКУ-С0.

Измерительная установка предусмотрена на 12 подключений, расчетное давление 4,0 МПа. Максимальная производительность по газу при стандартных условиях – до 1000000 м³/сут, производительность установки по нефти 400 м³/сут.

В измерительной установке применяется расходомер многофазный Vx Spectra (далее расходомер) предназначенный для непрерывного автоматизированного измерения массового расхода и массы скважинной жидкости, нефти и воды, а также объемного расхода и объема попутного нефтяного газа при добыче. Данная технология обеспечивает наиболее достоверные и устойчивые показатели результатов измерений многофазного потока.

Принцип действия расходомера основан на использовании комбинации трубы Вентури и гамма-измерителя фракций. При прохождении потока в трубе Вентури возникает перепад давления, что позволяет измерять полный массовый и объемный расход потока, а гамма-измеритель фракции предоставляет данные о соотношении фракций нефти, газа и воды. Характерной особенностью данной модели расходомеров является анализ полного спектра излучения при определении фракционного состава. Вычислительное устройство расходомера производит расчет расхода фракций смеси – нефти, газа и воды на основе специально разработанной модели, учитывающей особенности многофазного потока, включая присущую ему нестабильность.

Измерительная установка состоит из блока технологического (далее БТ) и блока контроля и управления (далее БКУ). БТ предназначен для размещения технологического оборудования, запорно-регулирующей арматуры, трубопроводной обвязки, средств измерений и систем жизнеобеспечения. БКУ предназначен для размещения оборудования станции управления измерительной установки, вторичных устройств систем измерения блока технологического, шкафа силовой измерительной установки в отапливаемом помещении с нормальной средой. Подробно про БКУ описано в томе 4.5 «Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

Измерительная установка (БТ) имеет следующие технические характеристики:

- категория взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020 – ПА;
- группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020 – ТЗ;
- категория установки по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с ст.27 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» - А;
- степень огнестойкости несущих конструкций согласно СП 2.13130.2020 – IV;
- класс взрывоопасной зоны согласно ПУЭ – В-1а;
- сейсмостойкость по шкале MSK-64 согласно СП 14.13330.2018 – С0;
- климатическое исполнение согласно ГОСТ 15150-69 – ХЛ1;
- срок службы – 20 лет;
- габаритные размеры установки – 7500х3000х3500 мм;

- масса установки – не более 24000 кг;
- класс герметичности затвора запорной арматуры по ГОСТ 9544-2015 – А.

Определение материального исполнения труб, запорно-регулирующей арматуры, фланцев, прокладок и крепежей входит в зону ответственности Разработчика расчетно-конструкторской документации и соответствует требованиям ГОСТ 32569-2013.

В состав измерительной установки (БТ) входит следующее оборудование:

- измерительная линия с расходомером многофазным;
- переключатель скважин многоходовой, включая гидравлический привод;
- запорно-регулирующая арматура;
- фильтр;
- трубопроводная обвязка;
- КИПиА;
- системы жизнеобеспечения (отопление, освещение и вентиляция)
- система контроля загазованности;
- система пожарной сигнализации;
- система охранной сигнализации.

В случае профилактического осмотра, ремонта или аварийной ситуации в измерительной установке (БТ) куста скважин №8И, дренаж оборудования и трубопроводов осуществляется в подземную дренажную емкость, расположенную на кусте скважин №8И.

В объем автоматизации и аварийной защиты для измерительной установки (БТ) на кусте скважин №8И предусмотрено:

- автоматизация блочного оборудования;
- контроль загазованности в измерительной установке (БТ) (входит в объем автоматизации блочного оборудования);
- контроль загазованности в районе измерительной установки (БТ).

При достижении 10% НКПР в измерительной установке (БТ) предусмотрена предупредительная сигнализация и включение вытяжной вентиляции. При достижении 50% НКПР в измерительной установке (БТ) предусмотрена аварийная сигнализация, выключение вытяжной вентиляции, закрытие электроприводных задвижек в соответствие с блочной поставкой, останов добычи, посредством отключения УЭЦН и закрытия отключающей арматуры.

В случае загазованности 20% НКПР в районе измерительной установки (БТ) предусмотрена предупредительная сигнализация, при достижении в районе измерительной установки (БТ) 50% НКПР предусмотрена аварийная сигнализация и останов добычи, посредством отключения УЭЦН и закрытия отключающей арматуры. Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК для контроля загазованности в районе размещения измерительной установки (БТ).

В измерительной установке (БТ) предусмотрена пожарная и охранная сигнализация. В случае пожара в измерительной установке (БТ) предусмотрена аварийная сигнализация и останов добычи, посредством отключения УЭЦН и закрытия отключающей арматуры. Подробно об объеме автоматизации блочного оборудования и технических решениях для принятого объема автоматизации и аварийной защиты для измерительной установки (БТ) описано в томе 3.3 «Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами». Объем автоматизации и контроля обеспечивает работу измерительной установки (БТ) без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

В измерительной установке (БТ) предусмотрено отопление и вентиляция, подробно технические решения описаны в томе 4.5.4 «Книга 4. Отопление, вентиляции и кондиционирования воздуха, тепловые сети».

Размещение измерительной установки (БТ) предусмотрено на свайном основании, подробно технические решения по строительным конструкциям описаны в томе 4.4 «Часть 4. Конструктивные решения».

Технические решения по электроснабжению БТ подробно описано в томе 4.5 «Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

Технические решения, обосновывающие мероприятия по обеспечению пожарной безопасности для измерительной установки (БТ), представлены в томе 7 «Раздел 7. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

Технические решения измерительной установки (БТ) в части трубопроводной обвязки на кусте скважин №8И представлено на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-003.

1.4.3.3 Блок дозирования реагента

Для предупреждения преждевременной коррозии нефтегазосборного трубопровода, предусмотрена подача ингибитора коррозии от блока дозирования реагента, расположенного на кусте скважин №8И. В качестве рекомендуемых к применению ингибиторов коррозии при постоянной подаче в нефтегазосборный коллектор - «СНПХ-6438Б», «Реапон К», «ХПК-004, марка В», «ТюмНТ-КОРР, марка А» или аналогичные, с удельной дозировкой ингибитора до 50 г/м³ добываемой жидкости. Дозировка и типы ингибиторов уточняются в процессе эксплуатации в зависимости от дебитов скважин, физико-химических параметров добываемой скважинной продукции, а также после проведения эксплуатирующей организацией лабораторных исследований по скорости коррозии.

Позиционное обозначение блока дозирования реагента на технологической схеме – КП8-БДР-001. Схема принципиальная технологическая представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение блока дозирования ингибитора соответствует требованиям ТТТ-01.02-14 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Установка дозирования химреагентов (УДХ) в блочном исполнении». Обозначение изделия по ТТТ-01.02-14 – УДР-4-2-1-2НДМ-7/63-1/3-А-1-1.

Блок дозирования реагента имеет следующие технические характеристики:

- категория взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020 – ПА;
- группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020 – Т2;
- категория установки по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с ст.27 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» - А;
- степень огнестойкости несущих конструкций согласно СП 2.13130.2020 – IV;
- класс автоматизации – 2;
- класс взрывоопасной зоны согласно ПУЭ – В-1а;
- сейсмостойкость по шкале MSK-64 согласно СП 14.13330.2018 – С0;
- климатическое исполнение согласно ГОСТ 15150-69 – ХЛ1;
- срок службы – 20 лет;
- габаритные размеры установки – 3100x3000x3000 мм;
- масса установки – не более 6000 кг;
- класс герметичности затвора запорной арматуры по ГОСТ 9544-2015 – А.

Определение материального исполнения труб, запорно-регулирующей арматуры, фланцев, прокладок и крепежей входит в зону ответственности Разработчика расчетно-конструкторской документации и соответствует требованиям ГОСТ 32569-2013.

Блок дозирования реагента представляет собой закрытый технологический блок, включающий в себя:

- технологическую емкость объемом 3,0 м³ – 1 шт.;
- дозировочные насосы мембранного типа – 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный);
- шестеренный насос – 1 шт.;
- запорная и регулирующая арматура;
- КИПиА;
- трубопроводная обвязка.
- системы жизнеобеспечения (отопление, освещение и вентиляция);

- система контроля загазованности;
- система пожарной сигнализации;
- система охранной сигнализации.

Технологическая емкость предназначена для хранения ингибитора коррозии и дальнейшей подачи его в нефтегазосборный трубопровод за счет давления, развиваемого дозирочным насосом. Емкость рассчитана на давление не выше 0,05 МПа, без давления (под налив), соответствует техническим требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используются оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 г. №536 и ГОСТ 34357-2017. Для технологической емкости предусмотрен обогрев, который автоматически поддерживается и контролируется с помощью датчика температуры в емкости. Емкость оборудована визуальным уровнем для контроля уровня с градуировкой шкалы.

Дозирочные насосы (основной и резервный) рассчитаны на производительность 1-10 л/ч с возможностью нагнетания давления на выходе из блока дозирования реагента до 6,3 МПа. Диапазон регулирования подачи составляет от 10 до 100%. Регулировка осуществляется вручную в остановленном состоянии, на ходу и при помощи частотного привода.

Ввод ингибитора коррозии в нефтегазосборный трубопровод предусмотрен через устройство ввода реагента, который осуществляется на выходе с измерительной установки. Устройство ввода ингибитора коррозии предусмотрено в комплекте поставки блока дозирования реагента. Перед подачей ингибитора коррозии в трубопровод, предусмотрен фильтр сетчатый с тонкостью до 100 мкм, расположенный до дозирочного насоса.

Шестеренный насос предназначен для заполнения и перемешивания ингибитора в технологической емкости.

На куст скважин №8И ингибитор коррозии доставляется передвижной техникой и закачивается внутрь технологической емкости блока дозирования реагента. Закачка осуществляется насосной установкой в составе передвижной техники. Перед емкостью предусмотрен фильтр сетчатый с тонкостью фильтрации не более 1 мм. Дополнительно в блоке дозирования реагента предусмотрена заливная горловина, совмещенная с фильтром сетчатым, с тонкостью фильтрации не более 1 мм.

При проведении операции по наливу ингибитора коррозии в технологическую емкость и подачи его в нефтегазосборный трубопровод, впуск и выпуск воздуха осуществляется через воздушник, на котором установлен клапан дыхательный с огнепреградителем.

В объем автоматизации и аварийной защиты для блока дозирования реагента на кусте скважин №8И предусмотрено:

- автоматизация блочного оборудования;
- отключение дозирочного насоса при закрытие отключающей арматуры КП8-ХV-001;
- отключение дозирочного насоса при превышении давления на выкиде более 4,0 МПа;
- контроль загазованности в блоке дозирования реагента (входит в объем автоматизации блочного оборудования);
- контроль загазованности в районе блока дозирования реагента.

Дозирочный насос предусмотрен на возможность нагнетания давления на выходе из блока дозирования реагента до 6,3 МПа. Для исключения превышения расчетного давления, которое составляет 4,0 МПа в системе сбора, для блока дозирования предусмотрена автоматизация по отключению дозирочного насоса при превышении рабочего давления 4,0 МПа.

При останове добычи проектом предусматривается отключение подачи ингибитора коррозии дозирочным насосом в блоке дозирования реагента.

При достижении загазованности 20% НКПР предусмотрена предупредительная сигнализация, при достижении 50% НКПР аварийная сигнализация и останов добычи,

посредством отключения УЭЦН и закрытия отключающей арматуры. Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК для контроля загазованности в районе размещения блока дозирования реагента.

В блоке дозирования реагента предусмотрена пожарная и охранная сигнализация. В случае пожара в блоке дозирования реагента предусмотрена аварийная сигнализация и останов добычи, посредством отключения УЭЦН и закрытия отключающей арматуры. Подробно об объеме автоматизации блочного оборудования и технических решениях для принятого объема автоматизации и аварийной защиты для блока дозирования реагента описано в томе 3.3 «Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Объем автоматизации и контроля обеспечивает работу блока дозирования реагента без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

При операциях слива/налива ингибитора из передвижной техники будут использоваться инвентарные поддоны. В случае профилактического осмотра, ремонта или аварийной ситуации дренаж оборудования и трубопроводов блока дозирования реагента предусмотрен в передвижную технику через подключение к быстроразъемному соединению.

В блоке дозирования реагента предусмотрено отопление и вентиляция, подробно описано в томе 4.5.4 «Книга 4. Отопление, вентиляции и кондиционирования воздуха, тепловые сети».

Для блока дозирования реагента предусмотрен шкаф силовой, осуществляющий электроснабжение, и шкаф управления, осуществляющий контроль, управления и передачу информации Заказчику. Технические решения по шкафу силовому и шкафу управления, электроснабжению блока дозирования реагента, подробно описано в томе 4.5 «Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

Размещение блока дозирования реагента предусмотрено на свайном основании, подробно технические решения по строительным конструкциям описаны в томе 4.4 «Часть 4. Конструктивные решения».

Технические решения, обосновывающие мероприятия по обеспечению пожарной безопасности для блока дозирования реагента, представлены в томе 7 «Раздел 7. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

Технические решения блока дозирования реагента в части трубопроводной обвязки на кусте скважин №8И представлено на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-004.

1.4.3.4 Скважинные установки дозирования реагента

На основании анализа гидравлического расчета, нефть в скважинной продукции является малопарафинистой, риски парафинообразования отсутствуют. Ввиду высокого содержания, для предотвращения процесса солеобразования в добывающих скважинах и трубопроводах, предусматривается периодическая подача ингибитора солеотложения карбонатного типа в отдельные осложненные скважины. Солеобразование наиболее вероятно при обводненности добываемой продукции скважин более 60-65 %. Подача ингибитора солеотложения будет осуществляться в затрубное пространство или непосредственно в зону приема УЭЦН осложненными отложениями скважин.

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

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

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

В качестве рекомендуемых к применению ингибиторов солеотложения - «ТюмНТ-С, марка Б», «ПРАЛЬТ-31 МА1», «Сонсол 2002 м А(М)», «ИФО Полискеил-405», «ФЛЭК ИСО-525Ю, марка Р» или аналогичные, с удельной дозировкой ингибитора до 50 г/м³ добываемой жидкости. Дозировка и типы ингибиторов уточняются в процессе эксплуатации в зависимости от возможностей дебита скважин и физико-химических параметров добываемой продукции.

Технические решения по электроснабжению СУДР подробно описано в томе 4.5 «Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

1.4.3.5 Подземная дренажная емкость

Для проведения регламентных работ в измерительной установке и технологических операций по запуску средств очистки или диагностики, проектом предусматривается подземная дренажная емкость. Периодичность проведения работ по опорожнению дренажной емкости определяется службой эксплуатации.

Позиционное обозначение подземной дренажной емкости на технологической схеме – КП8-ЕД-001. Схема принципиальная технологическая представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Подземная дренажная емкость представляет собой стальной горизонтальный цилиндрический сосуд с днищами, со штуцерами подвода сырья, отводом газа, откачки жидкости, подачи пара, со штуцерами под приборы КИПиА и люк-лазами. Климатическое исполнение дренажной емкости ХЛ1 по ГОСТ 15150-69. Материальное исполнение корпуса и штуцеров из стали 09Г2С по ГОСТ 19281-2014.

Объем дренажной емкости принят в соответствии с расчетом объема опорожнения в нее объема скважинной продукции, содержащейся в измерительной установке и камеры запуска СОД. Объем дренажной емкости на проектируемом кусте скважин №8И принят равным 8 м³. Расчетное давление составляет 0,05 МПа.

Техническое оснащение и конструктивное исполнение дренажной емкости соответствует требованиям ГОСТ 34347-2017 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия» и учитывают дополнительные требования ТТТ-01.02-06 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Сепарационное и емкостное оборудование».

При наполнение дренажной емкости скважинной продукции от камеры запуска СОД и/или от измерительной установки, разгазирования скважинной продукции и откачка в передвижную технику, проектом предусмотрен воздушник DN100, высотой не менее 5 м, в состав которого входит огнепреграждающий элемент заводской поставки по опросному листу. Конструктивное исполнение огнепреграждающего элемента соответствует производительности выхода газовой смеси из дренажной емкости. Для исключения нагрузок на воздушник дренажной емкости, возникающие от снеговых и ветровых явлений, предусмотрено его крепление в двух точках, исключаящее его перемещение в горизонтальной плоскости.

В соответствии с требованиями п. 17.26 Задания на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И» откачка скважинной продукции из дренажной емкости предусмотрена в передвижную технику. Для откачки предусмотрен штуцер в дренажной емкости, оснащенный трубной обвязкой с запорной арматурой с ручным приводом и быстроразъемным соединением.

Для возможности удаления скважинной продукции с внутренней поверхности дренажной емкости, предусмотрена пропарка. Для пропарки дренажной емкости предусмотрен штуцер для пропарки, оснащенный запорной арматурой с ручным приводом и

быстроразъемным соединением. Подача пара осуществляется от передвижной пропарочной установки.

На проектируемом кусте скважин №8И работа дренажной емкости будет осуществляться только в период плановых/ремонтных работ измерительной установки, запуска очистного или диагностического снаряда, в присутствии обслуживающего персонала. Для обслуживания внутренней полости емкости предусмотрена лестница.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности дренажной емкости предусмотрена заводская система покрытий общей толщиной 150-190 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 100-120 мкм;
- полиуретановое покрытие – один слой толщиной 50-70 мкм.

Для защиты от почвенной коррозии дренажной емкости предусмотрено заводское антикоррозионное абразивостойкое эпоксидное мастичное покрытие. Общая толщина покрытия не менее 400 мкм.

Для защиты внутренней поверхности дренажных емкостей от коррозии предусмотрена заводское эпоксидно-фенольное покрытие. Общая толщина покрытия 300 мкм.

В объем автоматизации и аварийной защиты подземной дренажной емкости на кусте скважин №8И предусмотрено:

- местный контроль минимального и максимального уровня;
- дистанционный контроль минимального и максимального уровня;
- контроль загазованности.

При отклонение допустимых значений уровня (НН=1600 мм) в дренажной емкости предусмотрена аварийная сигнализация и отключение УЭЦН. При достижении загазованности 20% НКПР предусмотрена предупредительная сигнализация, при достижении 50% НКПР аварийная сигнализация и останов добычи, посредством отключения УЭЦН и закрытия отключающей арматуры. Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК для контроля загазованности в районе подземной дренажной емкости. В случае пожара в районе подземной дренажной емкости, предусмотрена аварийная сигнализация и останов добычи, посредством отключения УЭЦН и закрытия отключающей арматуры. Подробно технические решения для принятого объема автоматизации и аварийной защиты описаны в томе 3.3 «Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Тепловая изоляция дренажной емкости и трубопроводной обвязки не предусмотрена. Штуцеры для датчика температуры и подачи продукта (второй) заглушены.

Технические решения по электроснабжению КИПиА подземной дренажной емкости подробно описано в томе 4.5 «Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

Конструктивные решения подземной дренажной емкости и трубопроводной обвязки на кусте скважин №8И представлено на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-006.

1.4.3.6 Площадка узла запуска СОД с отключающей арматурой

Для проведения технологических операций по запуску средств очистки и диагностики (далее СОД) в нефтегазосборный трубопровод «КП№8И – т.вр. КП№27И», проектом предусматривается узел запуска СОД на выходе с куста скважин №8И. Запуск СОД предусмотрен с помощью камеры, в которую запасовывается СОД.

В режиме запуска диагностического или очистного снаряда, предусмотрен перевод скважинной продукции на вход камеры запуска для создания необходимого давления для запуска снаряда. При обычном режиме эксплуатации скважинная продукция проходит по байпасному трубопроводу в узле запуска СОД.

Камера запуска СОД предусмотрена DN250, расчетное давление составляет 4,0 МПа. Позиционное обозначение камеры запуска СОД на технологической схеме – КП8-К3-001. Схема принципиальная технологическая представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

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

Климатическое исполнение камеры запуска СОД по ГОСТ 15150-69 - УХЛ с категорией размещения 1 (на открытом воздухе). На основании полученных инженерных изысканий, сейсмическая активность района строительства составляет 5 баллов, камера запуска СОД предусмотрена не сейсмостойкого исполнения в соответствии с требованием п. 4.1.6 ТТТ-01.02.04-3. Расчетный срок службы при коррозии до 0,1 мм/год – 30 лет. Тип затвора – байонетный.

Для возможности запасовки диагностического снаряда, предусмотрена в комплекте поставки лебедка и лоток. Перемещение на площадке узла запуска СОД с отключающей арматурой диагностического снаряда, предусмотрено оборудованием (кран-манипулятор) подрядной организацией, которая выполняет внутритрубный инспекционный контроль, либо Заказчика.

В соответствие с требованиями п.10.2.16 СП 284.1325800.2016 для исключения попадания средств очистки и диагностики в ответвление номинальным диаметром 0,3 и более от номинального диаметра основного трубопровода, предусмотрен тройник с решеткой. Технические характеристики камеры соответствуют характеристикам нефтегазосборного трубопровода, на котором она установлена.

На площадке узла запуска СОД предусматриваются следующие технологические операции:

- перекачка скважинной продукции, минуя камеру запуска СОД;
- запуск очистного или диагностического устройства;
- технологические операции на вспомогательных трубопроводах:
 - а) заполнение скважинной продукции камеры во время запуска СОД;
 - б) отключение камеры запуска СОД от нефтегазосборного трубопровода;
 - в) опорожнение камеры и всех примыкающих надземных участков, в дренажную емкость;
 - г) подача инертного газа во внутреннюю полость камеры запуска СОД.

Дренаж камеры запуска СОД производится в дренажную емкость объемом 8 м³.

В объем автоматизации и аварийной защиты на площадке узла запуска СОД с отключающей арматурой на кусте скважин №8И предусмотрено:

- местный контроль давления в камере запуска СОД КП8-КЗ-001;
- контроль загазованности.

При достижении загазованности 20% НКПР предусмотрена предупредительная сигнализация, при достижении 50% НКПР аварийная сигнализация и останов добычи, посредством отключения УЭЦН и закрытия отключающей арматуры. Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК для контроля загазованности в районе площадки узла запуска СОД с отключающей арматурой. Подробно технические решения для принятого объема автоматизации и аварийной защиты описано в томе 3.3 «Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Установка камеры запуска СОД, лебедки и лотка предусмотрено на фундаментные основания, подробно технические решения по строительным конструкциям описаны в томе 4.4 «Часть 4. Конструктивные решения».

Конструктивные решения камеры запуска СОД и трубопроводной обвязки на площадке узла запуска СОД с отключающей арматурой представлены на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-005.

На площадке узла запуска СОД предусмотрена отключающая арматуры на выходе с куста скважин №8И, технические решения, объем автоматизации и аварийной защиты представлены в п.1.4.4.7 настоящего раздела.

Технические решения по электроснабжению КИПиА на площадке узла запуска СОД с отключающей арматурой подробно описано в томе 4.5 «Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

Технические решения по приему средств очистки и диагностики от куста скважин №8И представлены в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы».

1.4.3.7 Отключающая арматура куста скважин

Для аварийного отключения подачи добываемой скважинной продукции с куста скважин №8И в нефтегазосборный трубопровод «КП№8И – т.вр. КП№27И», проектом предусматривается запорная арматура с электроприводом. Отключающая арматура предусмотрена DN200 на расчетное давление 4,0 МПа.

Размещение отключающей арматуры на кусте скважин №8И предусмотрено на выходе, в технологической обвязке узла запуска СОД. Данная запорная арматура обеспечивает прекращение подачи скважинной продукции в нефтегазосборный трубопровод с куста скважин №8И до т.вр. КП№27И в следующих случаях:

- пожар в технологических блоках, находящихся на территории куста скважин №8И;
- загазованность в технологических блоках, находящихся на территории куста скважин №8И;
- отключение электроэнергии на территории куста скважин №8И;
- повышении или падении давления до и после запорной арматуры с электроприводом на территории куста скважин №8И.

Позиционное обозначение отключающей арматуры на технологической схеме – КП8-XV-001. Схема принципиальная технологическая представлена на чертеж ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

В объем автоматизации и аварийной защиты отключающей арматуры на кусте скважин №8И предусмотрено:

- местный контроль давления до и после КП8-XV-001;
- дистанционный контроль давления до и после КП8-XV-001;
- контроль загазованности.

Дистанционный контроль давления до отключающей арматуры предусмотрен по датчику давления, находящийся в составе технологического блока измерительной установки. При отклонение допустимых значений рабочего давления (LL=1,99, НН=3,89 МПа) предусмотрено отключение УЭЦН и отключение объекта добычи от системы сбора, посредством закрытия отключающей арматуры КП8-XV-001. Подробно технические решения для принятого объема автоматизации и аварийной защиты описано в томе 3.3 «Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

В соответствии с требованиями таблицы 43 ТТТ-01.02-03 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубопроводная арматура» время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет не более 180 секунд. Отключающая арматура и электропривод предусмотрены единой поставкой, электропривод поставляется в соответствии опросного листа, учитывающего требования ТТТ-01.02-11 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Электро- и пневмоприводы для ЗРА». Мощность электропривода соответствует требуемой для создания необходимого крутящего момента на валу для передвижения штока запорной арматуры с учетом диаметра и рабочего давления в трубопроводной системе.

Технические решения по отключающей арматуре с электроприводом представлены в п. 1.4.4.8 настоящего раздела.

Технические решения по электроснабжению отключающей арматуры и ее КИПиА на площадке узла запуска СОД с отключающей арматурой подробно описано в томе 4.5 «Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».

Компоновка отключающей арматуры на кусте скважин №8И представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-005.

1.4.3.8 Запорная и регулирующая арматура

На проектируемых технологических трубопроводах куста скважин №8И предусмотрена запорно-регулирующая арматура, которая соответствует требованиям ГОСТ 12.2.063-2015, ГОСТ 356-80, ГОСТ 31610.20-1-2020 и ПУЭ (седьмое издание). Применяемая в проекте запорная трубопроводная арматура учитывает дополнительные требования ТТТ-01.02.03.

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

Установка запорной и регулирующей арматуры на кусте скважин №8И предусматривается надземная. В соответствии с требованиями п. 10.3.13 ГОСТ 32569-2013 размещение трубопроводной арматуры предусмотрено в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры располагается на высоте не более 1,6 м от уровня пола помещения или площадки, с которой ведется управление.

В качестве запорной арматуры на кусте скважин №8И для технологических трубопроводов (выкидных, нефтегазосборного, дренажных, откачки и пропарки) применяются задвижки клиновые. Регулирующая арматура, применяемая в проекте, приведена в п. 1.4.4.1 настоящего раздела и применяются только в обустройстве устьев добывающих скважин. Конструкция запорной и регулирующей арматуры на проектируемом объекте обеспечивает герметичность, соответствующую классу А, согласно требованиям ГОСТ 9544-2015. Запорно-регулирующая арматура в проекте предусмотрена климатического исполнения УХЛ согласно ГОСТ 15150-69 с категорией размещения 1 (на открытом воздухе). На основании полученных инженерных изысканий сейсмическая активность района строительства составляет 5 баллов, запорно-регулирующая арматура предусмотрена не сейсмостойкого исполнения в соответствии с требованием п.4.1.6 ТТТ-01.02-03.

Применяемые в проекте электроприводы для отключающей арматуры учитывают требования ТТТ-01.02-11, имеют климатическое исполнение ХЛ с категорией размещения 1 (на открытом воздухе), взрывозащищенное исполнение (группа II), вид взрывозащиты не менее 1ExdIIAT3 по ГОСТ 31610.0-2019, температурный класс электрооборудования – ТЗ. Для отключающей арматуры на кусте скважин №8И принята категория электроснабжения – I. Время автоматического закрытия электроприводной запорной арматуры составляет не более 180 секунд в соответствии с ТТТ-01.02-03.

Применяемая запорно-регулирующая арматура в проекте предусмотрена фланцевой с комплектными ответными фланцами с заводской разделкой кромок. В соответствии с требованиями п. 6.2 ГОСТ 33569-2013 и п. 7.12 ТТТ-01.02-03 применяются фланцы, соответствующие требованиям ГОСТ 33259-2015 с прокладками и крепежными деталями.

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

Вся запорная и регулирующая арматура на кусте скважин №8И подлежит заземлению.

В соответствии с требованиями п.10.24 Задания на проектирования «Обустройство Игнялинского НКГМ. Куст скважин №8И» теплоизоляция арматуры предусмотрена с применением съемных конструкций, комплектными термочехлами.

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры, фланцев, прокладок и крепежных изделий, применяемых в проекте, представлено в разделе 3.

Расположение запорной и регулирующей арматуры, применяемой в проекте, представлено на схеме принципиальной технологической, чертеж ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

Количество и основные технические характеристики запорной и регулирующей арматуры, применяемой в проекте, представлено ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ПрилБ настоящего раздела.

1.4.3.9 Технологические трубопроводы

Трубопроводы, прокладываемые на территории куста скважин №8И, относятся к технологическим и проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 г. № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 №444, учитывая дополнительные требования ТТР-01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве технологических трубопроводов». Граница технологических трубопроводов на кусте скважин №8И принята в соответствии с требованиями п. 1.2.2 ТТР-01.02.04-13 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве линейной части трубопроводов при обустройстве месторождений нефти и газа» и является второе фланцевое соединение отключающей арматуры с электроприводом на выходе с куста скважин №8И, расположенной в составе узла запуска СОД.

Классификация трубопроводов по категории и группе рабочих сред в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и ТР ТС 032/2013, расчетное давление проектируемых технологических трубопроводов на кусте скважин №8И представлено в п. 1.4.4.11 настоящего раздела.

Прокладка технологических трубопроводов на проектируемом объекте выбрана исходя из наименьшей их протяженности, возможности беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения, а также для возможности самокомпенсации температурных деформаций в местах поворотов трассы в соответствии с п. 10.1.3, 10.1.10 ГОСТ 32569-2013. Расположение технологических трубопроводов представлено с учетом необходимого разделения на технологические узлы и блоки при производстве монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации. Конструкция трубопроводов разработана при условии исключения провисания и образования застойных зон. Проектируемые технологические трубопроводы на кусте скважин №8И прокладываются преимущественно подземно, с надземной обустройством устьев добывающих скважин, блоков технологического оборудования, площадки узла запуска СОД с отключающей арматурой и ингибиторопровода.

Технические решения технологических трубопроводов на проектируемом кусте скважин №8И приведены на схеме принципиальной технологической, представлены на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001.

В соответствии с п.10.1.34 ГОСТ 32569-2013 глубина заложения подземных технологических трубопроводов принята равной не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта. На участках, где предусмотрено движение транспорта, глубина заложения принята из условия сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок.

Глубина прокладки выкидных трубопроводов, по которым будет производиться подача подготовленной очищенной воды после перевода добывающих скважин в нагнетательные системы ППД, принята с учетом исключения застывания транспортируемого продукта, но не менее 0,6 м.

В соответствии с требованиями п. 10.1.28 ГОСТ 32569-2013 в местах пересечения проездов автомобильной техники для подземных технологических трубопроводов предусмотрены защитные футляры, концы которых выводятся от бровки дороги не менее чем

на 2 м, расстояние от верхней образующей защитного футляра до бровки полотна автодороги – не менее 0,5 м. Диаметр защитного футляра выбран из условия удобства выполнения работ, но не менее чем на 200 мм больше номинального диаметра защищаемого трубопровода. Прокладка трубопровода в защитном футляре осуществляется на опорно-центрирующих устройствах – спейсерах, изготовленных из диэлектрического материала. Герметизация пространства между трубопроводом и защитным футляром предусмотрена манжетами. Защита манжеты от сползания и повреждения при засыпке траншеи предусмотрена за счет защитного укрытия манжеты. Конструктивные решения по защитным футлярам на кусте скважин №8И представлены в томе 3.1, на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-008.

При взаимном пересечении подземных и надземных технологических трубопроводов, расстояние в свету между образующими трубопроводов составляет не менее 0,35 м. При параллельной прокладке подземных трубопроводов расстояние между ними в свету принято не менее 0,4 м при номинальных диаметрах до 300 мм в соответствии с требованиями п. 10.1.32 ГОСТ 32569-2013.

Расстояние между подземными трубопроводами и строительными конструкциями (сваями) для технологических трубопроводов и блоков оборудования составляет не менее 1,5 м в соответствии с требованиями таблицы 5 СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности».

Прокладка надземных трубопроводов на проектируемом объекте предусмотрена на несгораемых строительных конструкциях, высота прокладки принята не менее 0,6 м от поверхности отсыпки кустовой площадки до оси проектируемых трубопроводов. При параллельной прокладке надземных трубопроводов расстояние между осями соответствует требованиям п. 10.1.9 и Приложение Е ГОСТ 32569-2013. При совместной надземной прокладке проектируемых технологических трубопроводов с кабельной эстакадой, расстояние от электрических сетей и трубопроводами в «свету» принято не менее 500 мм в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, ПУЭ (седьмое издание).

Расстояние между надземными трубопроводами и строительными конструкциями соответствует требованиям п. 10.1.9 и Приложение Е ГОСТ 32569-2013.

Надземная и подземная прокладка проектируемых технологических трубопроводов, на которых движение продукции предусмотрено самотеком (для ингибиторопровода и для дренажных трубопроводов), осуществляется с уклоном не менее 0,002 в соответствии с требованиями п.10.1.4 ГОСТ 32569-2013.

При прокладке надземных технологических трубопроводов на строительных конструкциях применяются опоры, соответствующих требованиям ОСТ 36-146-88 «Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия». Для трубопроводов номинальным диаметром менее 50 мм применяется тавровые хомутовые опоры, для трубопроводов номинальным диаметром более 50 мм применяются корпусные хомутовые опоры. В случае превышения допустимых нагрузок на опору согласно ОСТ 36-146-88, применяются опоры по специально-разработанным рабочим чертежам усиленного типа.

Строительные конструкции для опор трубопроводов предусмотрены на свайном основании, подробно технические решения по строительным конструкциям описаны в томе 4.4 «Часть 4. Конструктивные решения».

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

Для возможности обслуживания запорной арматуры на кусте скважин №8И предусмотрены стационарные площадки обслуживания в случае превышения расстояния 1,6 м от поверхности отсыпки земли и штурвала запорной арматуры. Для обслуживания запорно-регулирующей арматуры и КИПиА в районе устьев добывающих скважин предусмотрены переносные лестницы, входящие в зону ответственности службы эксплуатации Заказчика.

На проектируемом кусте скважин №8И предусмотрены технические решения, исключающие замерзание скважинной продукции в технологических трубопроводах в случае останова добычи как отдельных добывающих скважин, так и куста в целом. Данное техническое решение принято для исключения застывания нефти, происходящее при температуре от минус 50°С до минус 41,2°С, так как температура наиболее холодной пятидневки данного района равна минус 50°С на основании полученных материалов инженерных изысканий. С целью исключения застывания ингибитора коррозии, происходящее при минус 35°С, на линии ингибиторопровода предусмотрен вентиль-спускник для дренажа, в период останова подачи ингибитора коррозии при проведении регламентных работ в блоке дозирования реагента. Участки выкидных трубопроводов в районе устьев добывающих скважин и дренажного трубопровода в районе измерительной установки предусмотрен в тепловой изоляции и электрообогревом. Надземные участки выкидных трубопроводов и нефтегазосборного трубопровода в районе измерительной установки предусмотрен в тепловой изоляции. Тепловая изоляция соответствует требованиям СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

В соответствие с требованиями п.4.4 СП 61.13330.2012 для поверхностей с положительной температурой, тепловая изоляция предусмотрена следующей конструкции: теплоизоляционный слой, кровной слой и элементы крепления. В соответствие с требованиями таблицы 8 ТТР-01.02-01 и п. 17.32 Задания на проектирования «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И» в качестве теплоизоляционного материала предусмотрены негорючие материалы с применением матов минераловатных прошивных марки 125 в соответствие с требованиями ГОСТ 21880-2022 «Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия» толщиной не менее 50 мм. В качестве кровного слоя предусмотрена сталь тонколистовая, оцинкованная, в соответствии с требованиями ГОСТ 14918-2020 «Прокат листовой горячеоцинкованной. Технические условия» толщиной не менее 0,5 мм. В качестве элементов закрепления предусмотрен бандаж из ленты алюминиевой марки АД1М 0,8х40 мм в соответствие с требованиями ГОСТ 13726-2023 «Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия» и пряжка бандажная I-O в соответствие с требованиями ТУ 36.16.22-64-92 «Пряжки бандажные».

Электрообогрев проектируемых технологических трубопроводов предусмотрен саморегулирующимися кабелями, поддерживающую температуру стенки не менее 5 °С.

Монтаж теплоизоляции и электрообогрева трубопроводов осуществляется после нанесения антикоррозионного покрытия труб и соединительных деталей, испытания на прочность и плотность, и после устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Технические решения по материальному исполнению технологических трубопроводов на кусте скважин №8И и антикоррозионному покрытию надземных и подземных трубопроводов представлены в разделе 3. Материальное исполнение соединительных деталей трубопроводов и фланцев соответствует материальному исполнению труб, на которых они установлены.

~~Материальное исполнение (толщина стенки) выкидных трубопроводов от добывающих скважин до измерительной установки принята на $P_{расч.} = 21,0$ МПа с учетом возможного изменения схемы перевода скважин из добывающих в нагнетательные системы ППД.~~

Для соединительных деталей трубопроводов применяется аналогичные технические решения по тепловой изоляции, обогреву и антикоррозионным покрытием, как и для основного трубопровода, на котором предусмотрен монтаж. В технологической обвязке применяются отводы с радиусом изгиба 1,5DN, в местах, где не предусмотрено прохождения средств очистки и диагностики. На участках, где предусмотрено проектом прохождения средства очистки и диагностики трубопровода, применяются отводы радиусом изгиба 5DN. В соответствии с требованиями п.10.2.16 СП 284.1325800.2016 для исключения попадания средств очистки и диагностики в ответвление номинальным диаметром 0,3 и более от номинального диаметра основного трубопровода, предусмотрен тройник с решеткой.

По окончании строительного-монтажных работ технологические трубопроводы подлежат очистке внутренней полости (промывке и продувке), контролю качества сварных соединений, испытанию на прочность, плотность и герметичность, подробно технические решения описаны в п. 1.4.3.11 настоящего раздела.

1.4.3.10 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации

Все пересечения проектируемых трубопроводов с проектируемыми коммуникациями выполнены в соответствии с требованиями 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 взаимном пересечении трубопроводов, расстояние между ними составляет не менее 350 мм в свету.

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

Монтаж, сварка, промывка, продувка, контроль сварных стыков и испытания технологических трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Проектные решения по монтажу, сварке, очистке полости, контролю качества сварных стыков и испытаниях промысловых трубопроводов, подробно описаны в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы».

В соответствии с п. 11.1.1 ГОСТ 32569-2013, монтаж трубопроводов осуществляется согласно плану производства работ (ППР), разработанным подрядной организацией, выполняющей строительные-монтажные работы.

Неразрушающему контролю подвергают наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в процентах от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений определяется в соответствии с требованиями таблицы 12.3 ГОСТ 32569-2013, также с учетом требований правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 №444.

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

Для проектируемых технологических трубопроводов испытания проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, а также с учетом требований правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 №444.

В соответствии с п. 13.1.12 ГОСТ 32569-2013 испытания на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением менее 10,0 МПа проводятся гидравлическим или пневматическим. Применение пневматического испытания вместо гидравлического допускается в случае температуры окружающей среды ниже 0 °С и опасности промерзания

отдельных участков трубопровода. В соответствии с п. 13.1.3 ГОСТ 32569-2013 испытания на прочность и плотность проводят одновременно.

В соответствии с п. 13.1.13 ГОСТ 32569-2013 испытания на прочность и плотность выкидных трубопроводов на расчетное давление свыше 10 МПа должно проводиться гидравлическим способом. В технически обоснованных случаях для трубопроводов на номинальное давление PN до 500 допускается (по согласованию с надзорными органами) замена гидравлического испытания на пневматическое при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии (АЭ).

Гидравлическое испытание трубопроводов с давлением до 100 МПа должна применяться, вода не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 40°С. В случае проведения гидравлических испытаний при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С, должны быть приняты меры против замерзания воды и обеспечено надежное опорожнение трубопровода.

При гидравлических испытаниях в условиях температур окружающего воздуха не менее плюс 5 °С применяется вода, при температуре ниже плюс 5 °С используются водные растворы гликолей. После окончания гидравлических испытания трубопроводы должны быть полностью опорожнены и продуты до полного удаления воды или жидкости.

Величина пробного давления на прочность (гидравлическим или пневматическим способом) должна составлять $1,43 \cdot P_{расч}$. Величина пробного давления на прочность для трубопроводов без избыточного давления для токсичных и взрывопожароопасных сред принято 0,2 МПа в соответствии с п. 13.2.4 ГОСТ 32569-2013.

Давление в трубопроводе при гидравлическом испытании должно увеличиваться до значения около 50% от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10% от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система должна поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Во время этого осмотра на трубопроводе должны отсутствовать следы пластической деформации.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не выявлены разрывы, видимые деформации, падение давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружены течи и запотевания.

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

Пневматическое испытание проводится воздухом или инертным газом и только в светлое время суток. При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления следует вести плавно, со скоростью, равной 5% от пробного давления, не более 0,2 МПа (2 кгс/см²) в минуту, с периодическим осмотром трубопровода на следующих этапах:

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

Во время осмотра подъем давления должен быть приостановлен. Окончательный осмотр трубопровода разрешается по истечении 10 минут, после того как испытательное давление будет снижено до расчетного. При осмотре обстукивание трубопровода, находящегося под давлением, запрещается. Места утечки определяют по звуку просачивающегося воздуха, а также по пузырькам при покрытии сварных швов, фланцевых и

других соединений мыльной эмульсией и другими методами. Дефекты устраняют только при снижении давления до нуля и отключении компрессора.

В соответствии с п. 13.3.7 ГОСТ 32569-2013 и п. 156 приказа Ростехнадзора от 21.12.2021 №444 во время проведения пневматических испытаний на прочность для технологических трубопроводов устанавливается охранная зона. Минимальное расстояние от края зоны до трубопровода должно составлять не менее 25 м при надземной прокладке трубопровода и не менее 10 м при подземной. Границы охранной зоны должны отмечаться флажками. Во время подъема давления в трубопроводе и при достижении в нем испытательного давления на прочность пребывание людей в охранной зоне запрещается.

Компрессор и манометры, используемые при проведении пневматического испытания трубопроводов, должны располагаться вне охранной зоны.

Для наблюдения за охранной зоной устанавливают специальные посты. Число постов для наружных трубопроводов определяют из расчета один пост на 200 м длины трубопровода. В остальных случаях число постов определяют исходя из местных условий, с тем чтобы охрана зоны была надежно обеспечена.

В соответствии с п. 13.5.1 ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы, содержащие группы сред А, Б(а), Б(б), а также вакуумные трубопроводы, помимо обычных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

Дополнительное испытание на герметичность проводят воздухом или инертным газом после завершения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки, под давлением, равным рабочему. Рабочее давление принято равным расчетному (кроме дренажных и обвязки дренажной ёмкости – вакуумные трубопроводы), для вакуумных трубопроводов - давлением 0,1 МПа (1 кгс/см²). Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 ч.

Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1% за 1 ч для трубопроводов группы А и вакуумных.

Давление и температуру в трубопроводе определяют как среднее арифметическое показаний манометров и термометров, установленных на нем во время испытаний. Испытание на герметичность с определением падения давления можно проводить только после выравнивания температур в трубопроводе. Для наблюдения за температурой в трубопроводе в начале и в конце испытываемого участка следует устанавливать термометры.

После окончания дополнительного испытания на герметичность по каждому трубопроводу составляют акт.

В соответствии с требованием п. 13.1.15 ГОСТ 32569-2013 трубопроводы сброса ГВС и впуска воздуха в дренажную емкость, откачки скважинной продукции и подачи пара, гидравлическому или пневматическому испытанию не подлежат.

Характеристика технологических трубопроводов, объем контроля сварных соединений, величины давлений и продолжительность испытаний представлены в таблице 1..

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

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производится испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
Технологические трубопроводы на кусте скважин №8И									
Выкидной трубопровод от добывающей скважины №1...№9	4,0	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 5,72$	4,0	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 ч.	ГОСТ 32569-2013
Ингибиторопровод от блока дозирования реагента КП8-БДР-001	4,0	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 5,72$	4,0	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 ч.	ГОСТ 32569-2013
Нефтегазосборный трубопровод от измерительной установки КП8-АГЗУ-001	4,0	A(б), I	2/1	20	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 5,72$	4,0	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 ч.	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод закачки ингибитора коррозии от передвижной техники в блок дозирования реагента КП8-БДР-001	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	1,6	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 ч.	ГОСТ 32569-2013
Трубопровод откачки ингибитора	1,6	A(б), II	2/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 2,29$	1,6	На прочность и плотность: не менее 30 мин.;	ГОСТ 32569-2013

Наименование участков трубопроводов	Давление расчетное, МПа	Группа, категория по ГОСТ 32569-2013	Категория трубопровода/группа среды по ТР ТС 032/2013.	Контроль сварных соединений физическими методами по ГОСТ 32569-2013, %	Контроль сварных соединений физическими методами по приказу №444, %	Давление испытания, МПа		Продолжительность испытаний на прочность и плотность, мин	Нормативный документ, на основании которого производятся испытания и контроль сварных стыков
						На прочность и плотность	На герметичность		
коррозии из блока дозирования реагента КП8-БДР-001 в передвижную технику								На герметичность: не менее 24 ч.	
Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД КП8-КЗ-001 и измерительной установки КП8-АГЗУ-001	0,05	А(б), II	1/1	10	10	$1,43 \cdot P_{\text{расч}} = 0,2$	0,1	На прочность и плотность: не менее 30 мин.; На герметичность: не менее 24 ч.	ГОСТ 32569-2013
Примечание - Объем контроля сварных соединений принят в соответствии с ГОСТ 32569-2013, т.к. в нем представлены более жесткие требования.									

1.4.4 Требования к организации производства

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

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

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

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

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

- управление производством.

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

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

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

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

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

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

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

- обзорность;

- изолированность;

- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения при эксплуатации машин и механизмов;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Рациональная организация производства является обязательным условием эффективной работы системы транспорта газа, поскольку создает благоприятные возможности для высокопроизводительной работы трудового коллектива, выпуска продукции хорошего качества, полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего

развития личности в процессе труда. Организация производства – это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления – в отрасли в регионе, на предприятии.

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

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

Положение о порядке организации безопасного производства работ должно предусматривать:

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

1.5 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для технологических нужд используются следующие виды ресурсов:

- электроэнергия;
- ингибитор коррозии, солеобразования;
- пар;
- инертный газ;
- очищенная и подготовленная вода (для системы ППД).

Количественная потребность в указанных видах потребляемых ресурсов приведена в таблице 1..

Таблица 1.5 – Количество потребляемых ресурсов на проектируемом объекте.

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

Вид потребляемого ресурса	Потребление
Очищенная и подготовленная вода (для системы ППД).	Годовая потребность в очищенной и подготовленной воде на технологические нужды системы ППД представлена в разделе 2

Электрoэнергия для проектируемого куста скважин №8И предусмотрена для питания технологического оборудования (измерительной установки, блока дозирования реагента, шкафа СУДР, блока напорной гребенки), отключающей арматуры, КИПиА, электрообогрева технологических трубопроводов, освещения кустовой площадки и т.д. Подробно источники потребления электроэнергии на кусте скважин №8И описано в Томе 4.5.1 «Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть».

Ингибиторы коррозии применяются для предотвращения и замедления коррозии внутренней поверхностей технологических трубопроводов до скорости коррозии 0,1 мм/год, вызванной химическими процессами содержащихся веществ в скважинной продукции – углекислый газ, соленая вода и т.д. Количество ингибитора коррозии для обеспечения требуемого снижения скорости коррозии определяет Заказчик, служба эксплуатации объектов добычи, на основании результатов контроля скорости коррозии гравиметрическим методом.

Ингибитор солеотложения применяется для предотвращения и замедления образования минеральных отложений, таких как соли кальция, бария и натрия, на поверхностях технологического оборудования и трубопроводов, участвующих в процессе добычи скважинной продукции. Потребность в применении и количество определяет Заказчик, служба эксплуатации объектов добычи на основании лабораторных анализов.

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, 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 шлангов должны быть разобраны.

Обоснование в потребности очищенной и подготовленной воды, предусмотренной для обеспечения технологического процесса заводнения кустовой площадки №8И, подробно описано в разделе 2.

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

Приборы учета, используемые в производственном процессе, а также устройства сбора и передачи данных от таких приборов, расположены на территории блочно-модульной установки подготовки нефти (проект 1513/28).

1.7 Описание источников поступления сырья и материалов

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

Обеспечение водой для питьевых нужд на период строительства проектируемых сооружений предусматривается привозной бутилированной водой, описание источников поступления материалов на площадку строительства представлено в Томе 5 «Раздел 5. Проект организации строительства».

Сырьем на проектируемом кусте №8И является нефтегазоводяная смесь добывающих скважин, ингибиторы коррозии, солеотложений, инертный газ, пар. Скважинная продукция транспортируется по системе сбора на УПН Игнялинского НГКМ. Поступление ингибиторов коррозии, солеотложений, пара и инертного газа предусмотрена в емкости передвижной технике, доставляемой от УПН Игнялинского НГКМ.

1.8 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Продукцией проектируемого куста скважин №8И является нефтегазоводяная смесь, добываемая на всех 9 скважинах (до перевода 4 скважин в нагнетательные), после перевода 4 скважин в нагнетательные, добыча производится на 5 скважинах. Расчетное давление выкидных и нефтегазосборного трубопроводов составляет 4,0 МПа (изб.). Диаметры выкидных и нефтегазосборного трубопроводов составляют DN80 и DN250 соответственно, на основании результатов гидравлического расчета, представленного в п. 1.9 настоящего раздела.

Для куста скважин №8И физико-химические свойства и компонентный состав добываемой скважинной продукции принят в соответствие с Приложением 2 к заданию на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И».

На Игнялинском НГКМ расположено несколько кустов скважин, которые отнесены к блокам, добывающие продукцию из пласта. Куст скважин №8И относится к блоку добычи И4. Подробно разделение на блоки добычи кустов скважин на Игнялинском НГКМ приведено в таблице 1.. Схема сбора Игнялинского НГКМ представлена в п. 1.9 настоящего раздела.

Физико-химическая характеристика скважинной продукции для куста скважин №8И представлена в следующих таблицах:

- компонентный состав нефти блока И4 в таблице 1.;
- компонентный состав попутного нефтяного газа (далее ПНГ) блока И4 в таблице 1.;
- физико-химическая характеристика нефти блока И4 в таблице 1.;
- физико-химическая характеристика воды блока И4 в таблице 1..

Таблица 1.6 – Принадлежность кустов скважин Игнялинского НГКМ к блокам добычи.

Наименование	Блок
Куст 1И	И1
Куст 10И	И4
Куст 11И	И4
Куст 26И	И2
Куст 7И	И2
Куст 9И	И2
Куст 16И	И2
Куст 2И	И4
Куст 27И	И4
Куст 6И	И4
Куст 6-1И	И4
Куст 8И	И4

Таблица 1.7 – Компонентный состав сепарированной нефти Игнялинского НГКМ. Блок И4.

Компонент	Сепарированная нефть, T= 20 °C; P=1 атм	
	моль %	масс%
CO2	0.0002	0.000
N2	0.0025	0.000
CH4	0.2972	0.023
C2H6	0.5295	0.077
C3H8	1.0361	0.222
i-C4H10	0.4937	0.139
n-C4H10	1.6226	0.458
i-C5H12	1.3163	0.461
n-C5H12	1.8649	0.653
C6	5.2857	2.156
C7	6.275	2.925
C8	8.702	4.520
C9	7.5912	4.459
C10	7.2852	4.739
C11	6.1308	4.375
C12	5.0515	3.948
C13+	46.5156	70.843
Суммарно	100	100

Таблица 1.8 – Компонентный состав ПНГ Игнялинского НГКМ.

Компонент	ПНГ (после ступенчатой сепарации)
	% мольн
H2S	0.000
CO2	0.007
N2	2.900
He	0.000
H2	0.000
CH4	68.393
C2H6	16.711
C3H8	8.036
i-C4H10	0.975
n-C4H10	1.857
i-C5H12	0.399
C5H12	0.405
C6H14	0.166
C7H16	0.082
C8H18	0.044
C9H20	0.015
C10H22	0.006
C11H24	0.002
C12H26	0.001
C13H28	0.000
O2	0.000
Всего	100.000
Молекулярный вес	22,89

Компонент	ПНГ (после ступенчатой сепарации) % мольн
Плотность ПНГ при ст.усл.	0,956
Относительная плотность ПНГ	0,789

Таблица 1.9 – Физико-химические характеристики нефти Игнялинского НГКМ.

Параметры	Размерность	Блок И4
Плотность при 20 ⁰ С	кг/м ³	818,5
Плотность при 50 ⁰ С	кг/м ³	813,0
Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С	мм ² /с	7,73
Вязкость кинематическая при 50 ⁰ С	мм ² /с	7,34
Температура плавления парафинов	⁰ С	54,0
Температура застывания	⁰ С	минус 41,2

Таблица 1.10 – Физико-химические свойства воды Игнялинского НГКМ.

Показатели	Результаты измерений		
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	%-экв/дм ³
Натрий	43405	1887,995	38,935
Калий	1824,96	48,5	0,965
Кальций	52890,18	2639,23	54,8
Магний	3103,545	255,31	5,3
Хлорид-ион	225225	6353,315	99,665
Сульфат-ион	847,525	17,66	0,275
Гидрокарбонат-ион	239,93	3,93	0,06
Карбонат-ион	< 8.1	-	-
Общая минерализация, г/дм ³		327,5	
Водородный показатель (рН), ед.рН		7,125	
Удельная электропроводимость, mS/cm		231	
Плотность, г/см ³		1,2183	

1.9 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Принятые технические характеристики оборудования соответствуют требованиям Задания на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И», а также требованиям нормативно-технической документации, действующей на территории РФ, указанных в Приложении А (ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ПрилА-001).

Бурение и установка фонтанной арматуры для добывающих скважин, включая тех, что с переводом на систему ППД, в объем проектирования не входит. Границей проектирования является фланец фонтанной арматуры типа АФК1Э-65х21 К1 ХЛ, к которому предусмотрено подключение выкидного трубопровода из трубного и затрубного пространства.

Перечень сооружений, предусмотренных на кусте скважин №8И и подробное описание их характеристик представлен в п. 1.4.2, 1.4.4 настоящего раздела.

Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кусте скважин №8И приняты согласно таблице 2 СП 231.1311500.2015 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020г. №534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Требуемые и фактические расстояния представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расстояния от проектируемых объектов до зданий и сооружений на кусте скважин №8И.

Здания и сооружения	Устье добывающей скважины*	Измерительная установка КП8-АГЗУ-001	Блок дозирования реагента КП8-БДР-001	Место для размещения шкафа СУДР	Подземная дренажная емкость КП8-ЕД-001	Площадка узла запуска СОД с отключающей арматурой	Блок напорной гребенки
Устье добывающей скважины*	9/(9/15)	9/18	9/45	9/9	9/22	9/49	9/32
Измерительная установка КП8-АГЗУ-001	9/18		9/21	+	9/18	9/28	+
Блок дозирования реагента КП8-БДР-001	9/45	9/21		+	9/27	9/10	9/9
Место для размещения шкафа СУДР	9/9	+	+		9/16	9/43	9/30
Подземная дренажная емкость КП8-ЕД-001	9/22	9/18	9/27	9/16		9/25	9/16
Площадка узла запуска СОД с отключающей арматурой	9/49	9/28	9/10	9/43	9/25		9/15
Блок напорной гребенки	9/32	+	9/9	9/30	9/16	9/15	
Примечания							
1. В числителе указано требуемое расстояние, в знаменателе - фактическое в проекте, в метрах. Символ «+» означает, что расстояние между объектами не нормируется (п. 6.1.9 СП 231.1311500.2015 и приложение 3 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»);							
2. * Расстояния даны по добывающей скважине N1, как наиболее близко расположенной к остальным объектам, предусмотренных на кусте скважин №8И.							

1.10 Гидравлический расчет системы сбора Игнялинского НГКМ

1.10.1 Общие положения

В разделе представлено гидравлическое исследование системы сбора Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И.

Данное исследование проведено с целью:

- определение оптимальных диаметров выкидных трубопроводов от скважин Куста №8И;
- определение оптимальных диаметров нефтегазосборных трубопроводов системы сбора Игнялинского НГКМ;
- определения скоростей движения потоков в выкидных трубопроводах и нефтегазосборных трубопроводах;
- определения режимов течения потоков в выкидных трубопроводах и нефтегазосборных трубопроводах.

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

1.10.2 Исходные данные

Для выполнения теплогидравлического расчета Куста скважин №8И системы сбора Игнялинского НГКМ были использованы следующие исходные данные:

- добыча газа, жидкости, нефти приняты в соответствии с присланным документом «Выгрузка по скважинам (КП первой и второй очереди)»;
- устьевые параметры (давление и температуры) приняты в соответствии с присланным файлом «Туст_Руст_Рзаб по скважинам»;
- прокладка выкидных трубопроводов в пределах куста: на надземных участках – в теплоизоляции толщиной 50 мм и теплопроводностью 0,04 Вт/мК с электрообогревом (температура электрообогрева плюс 5 °С) на надземных участках - без теплоизоляции, без электрообогрева;
- прокладка нефтегазосборных трубопроводов подземная без теплоизоляции;
- средняя месячная температура почвы по расчетным периодам представлена в таблице 1.5;
- абсолютно минимальные температуры воздуха для расчетных периодов представлены в таблице 1.6;
- абсолютная шероховатость трубопроводов 0,1 мм;
- профили трасс трубопроводов приняты в соответствии с присланным документом «Профиля трассы НСК Чона Нефть»;
- принципиальная схема сбора Игнялинского НГКМ представлена на рисунке 1.1; схема сбора проектируемых кустов Игнялинского НГКМ – лучевая;
- принадлежность кустов Игнялинского НГКМ к блокам И1+И2 и И4 приведена в таблице 1.7;
- компонентный мольный состав нефти и попутного нефтяного газа для Блоков И1+И2, И4 приняты в соответствии с присланным документом «Исходные данные для формирования основных технических решений по проекту «Чона нефть» по Игнялинскому ЛУ» приведены в таблицах 1.8 - 1.11;
- физико-химические характеристики нефти Игнялинского НГКМ представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.5 – Средняя месячная температура почвы для расчетных периодов.

Глубина, м	06.2026	11.2026	03.2027	11.2027	01.2028	01.2030	10.2030	12.2031
0,8	+8,1	+0,5	-3,5	0,5	-2,3	-2,3	4,1	-0,7

Таблица 1.6 – Абсолютно минимальная температура воздуха для расчетных периодов.

06.2026	11.2026	03.2027	11.2027	01.2028	01.2030	10.2030	12.2031
+36,8	-50,7	-59,4	-50,7	-59,4	-59,4	-38,0	-55,0

Таблица 1.7 - Принадлежность кустов Игнялинского НГКМ к блокам И1+И2 и И4

Наименование	Блок
Куст 1И	И1
Куст 10И	И4
Куст 11И	И4
Куст 26И	И2
Куст 7И	И2
Куст 9И	И2
Куст 16И	И2
Куст 2И	И4
Куст 27И	И4
Куст 6И	И4
Куст 6-1И	И4
Куст 8И	И4

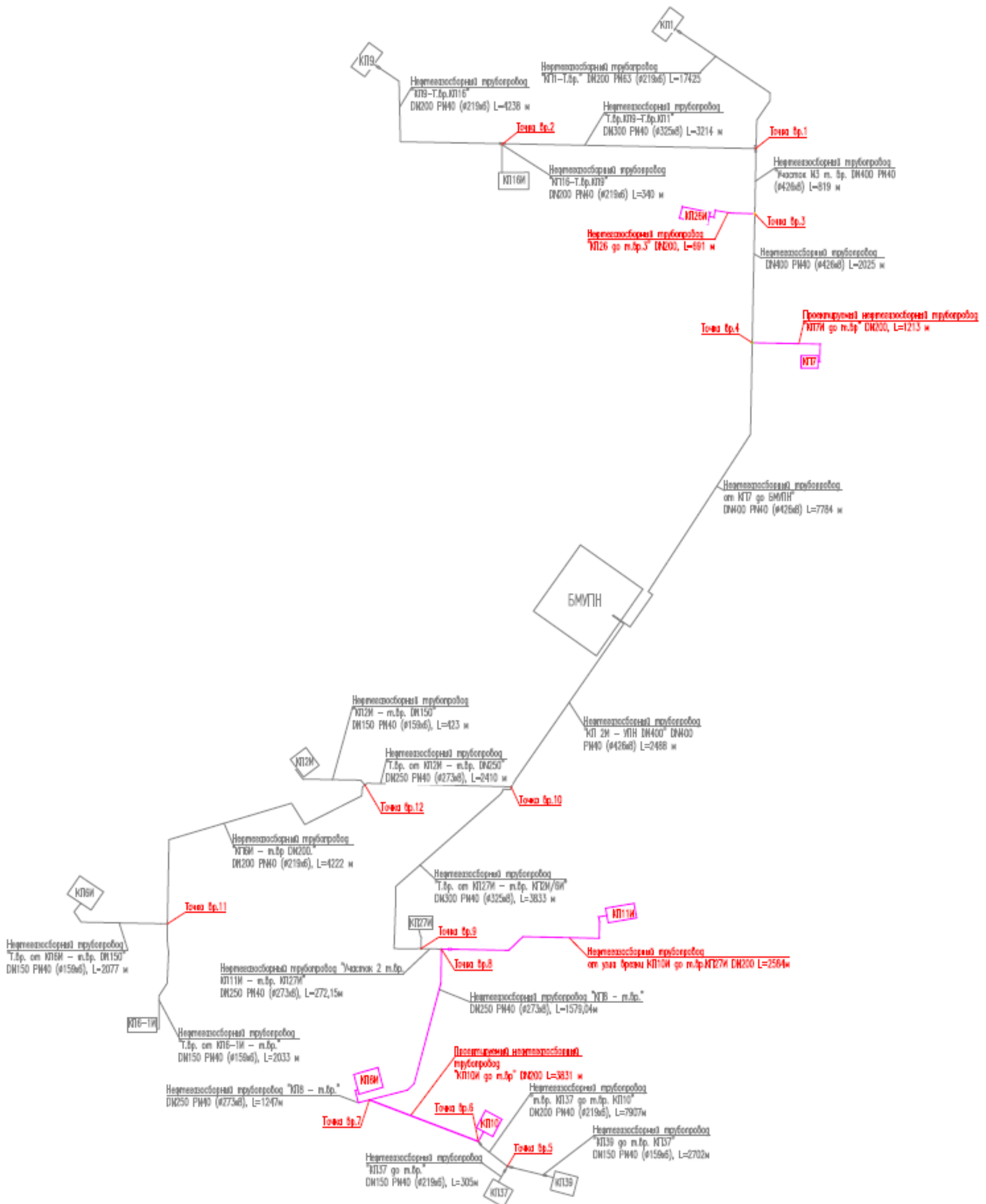


Рисунок 1.1 - Принципиальная схема сбора Игнялинского НГКМ

Таблица 1.8 - Компонентный состав сепарированной нефти Игнялинского НГКМ. Блок И1.

Компонент	Сепарированная нефть, T= 20 °C; P=1 атм	
	моль %	масс%
CO2	0.001	0.000
N2	0.001	0.000
CH4	0.364	0.024
C2H6	0.435	0.054
C3H8	0.793	0.144
i-C4H10	0.312	0.074
n-C4H10	0.940	0.224
i-C5H12	0.647	0.192
n-C5H12	1.094	0.324
C6	2.966	1.023
C7	4.066	1.603
C8	6.148	2.702
C9	1.482	0.736
C10	1.493	0.822
C11	0.983	0.593
C12	1.092	0.722
C13+	77.184	90.763
Суммарно	100	100

Таблица 1.9 - Компонентный состав сепарированной нефти Игнялинского НГКМ. Блок И2.

Компонент	Сепарированная нефть, T= 20 °C; P=1 атм	
	моль %	масс%
CO2	0.001	0.000
N2	0.001	0.000
CH4	0.363	0.024
C2H6	0.437	0.054
C3H8	0.799	0.145
i-C4H10	0.314	0.075
n-C4H10	0.945	0.226
i-C5H12	0.650	0.193
n-C5H12	1.098	0.325
C6	2.970	1.025
C7	4.067	1.604
C8	6.148	2.702
C9	1.481	0.736
C10	1.492	0.821
C11	0.982	0.593
C12	1.092	0.722
C13+	77.161	90.756
Суммарно	100	100

Таблица 1.10 - Компонентный состав сепарированной нефти Игнялинского НГКМ. Блок И4.

Компонент	Сепарированная нефть, T= 20 °C; P=1 атм	
	моль %	масс%
CO2	0.0002	0.000
N2	0.0025	0.000
CH4	0.2972	0.023
C2H6	0.5295	0.077
C3H8	1.0361	0.222
i-C4H10	0.4937	0.139
n-C4H10	1.6226	0.458
i-C5H12	1.3163	0.461
n-C5H12	1.8649	0.653
C6	5.2857	2.156
C7	6.275	2.925
C8	8.702	4.520
C9	7.5912	4.459
C10	7.2852	4.739
C11	6.1308	4.375
C12	5.0515	3.948
C13+	46.5156	70.843
Суммарно	100	100

Таблица 1.11 - Компонентный состав ПНГ Игнялинского НГКМ.

Компонент	ПНГ (после ступенчатой сепарации)
	% мольн
H2S	0.000
CO2	0.007
N2	2.900
He	0.000
H2	0.000
CH4	68.393
C2H6	16.711
C3H8	8.036
i-C4H10	0.975
n-C4H10	1.857
i-C5H12	0.399
C5H12	0.405
C6H14	0.166
C7H16	0.082
C8H18	0.044
C9H20	0.015
C10H22	0.006
C11H24	0.002
C12H26	0.001
C13H28	0.000
O2	0.000
Всего	100.000
Молекулярный вес	22,89

Компонент	ПНГ (после ступенчатой сепарации) % мольн
Плотность ПНГ при ст. усл.	0,956
Относительная плотность ПНГ	0,789

Таблица 1.12 – Физико-химические характеристики нефти Игнялинского НГКМ

Параметры	Размерность	Блок И1+И2	Блок И4
Плотность при 20 ⁰ С	кг/м ³	861,3	818,5
Плотность при 50 ⁰ С	кг/м ³	853,6	813,0
Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С	мм ² /с	30,06-30,04	7,73
Вязкость кинематическая при 50 ⁰ С	мм ² /с	26,34-26,30	7,34
Температура плавление парафинов	⁰ С	54,0	54,0
Температура застывания	⁰ С	ниже минус 50,0	минус 41,2

1.10.3 Результаты гидравлического расчета

Гидравлический расчет системы сбора Игнялинского НГКМ выполнен следующие периоды:

- 06.2026 г – период максимальной добычи нефти куста скважин №8И (нефть - 948,41 т/сут);
- 11.2026 г – период максимальной добычи газа и жидкости куста скважин №8И (газ - 332447,8 ст.м³/сут, жидкость - 1352,53 т/сут);
- 03.2027 г;
- 11.2027 г;
- 01.2028 г;
- 01.2030 г;
- 10.2030 г;
- 12.2031 г.

Результаты гидравлического расчета системы сбора Игнялинского НГКМ приведены в таблицах 1.13 - 1.19.

Таблица 1.13 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Игнялинского НГКМ. Расчетный период 06.2026 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Северная ветка												
Поток от Кустов КПИИ КП9И КП16И – т.вр.3	426x10	819		18,874		3,4			83523	697,6	616,2	81,4
Скв_17_куст_26И - ВЛ_скв17_куст 26И	89x6	257	Не работает в данный период									
Скв_18_куст_26И - ВЛ_скв18_куст 26И	89x6	273	Не работает в данный период									
Скв_16_куст_26И - ВЛ_скв16_куст 26И	89x6	247	Не работает в данный период									
Скв_15_куст_26И - ВЛ_скв15_куст 26И	89x6	237	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_26И - ВЛ_скв14_куст 26И	89x6	227	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_26И - ВЛ_скв13_куст 26И	89x6	211	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_26И - ВЛ_скв12_куст 26И	89x6	201	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_26И - ВЛ_скв11_куст 26И	89x6	191	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_26И - ВЛ_скв10_куст 26И	89x6	181	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_26И - ВЛ_скв9_куст 26И	159x6	137	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_26И - ВЛ_скв8_куст 26И	89x6	128	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_26И - ВЛ_скв7_куст 26И	89x6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_26И - ВЛ_скв6_куст 26И	89x6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_26И - ВЛ_скв5_куст 26И	89x6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_26И - ВЛ_скв4_куст 26И	89x6	86	Не работает в данный период									
Скв_3_куст_26И - ВЛ_скв3_куст 26И	89x6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_26И - ВЛ_скв2_куст 26И	89x6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_26И - ВЛ_скв1_куст 26И	89x6	53	19,560	19,106	0,4	0,5	5,45	дисперсный	10203	80,2	69,9	10,2
АГЗУ КП26И - граница куста КП26И	219x6	44	19,106	19,103	0,5	0,9	0,68	расслоенный	10203	82,1	71,9	10,2
граница куста КП26И - к.т.вр.3	219x6	690	19,103	18,874	0,9	2,2	0,69	пробковый	10203	82,3	72,1	10,2
т.вр.3 - к.т.вр.4	426x10	2027	18,874	18,181	3,3	3,5	1,78	волновой	93726	798,7	707,2	91,6
Скв_15_куст_7И - ВЛ_скв15_куст 7И	89x6	237	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_7И - ВЛ_скв14_куст 7И	89x6	227	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_7И - ВЛ_скв13_куст 7И	89x6	211	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_7И - ВЛ_скв12_куст 7И	89x6	202	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_7И - ВЛ_скв11_куст 7И	89x6	193	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_7И - ВЛ_скв10_куст 7И	89x6	184	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_7И - ВЛ_скв9_куст 7И	89x6	168	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_7И - ВЛ_скв8_куст 7И	89x6	159	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_7И - ВЛ_скв7_куст 7И	89x6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_7И - ВЛ_скв6_куст 7И	89x6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_7И - ВЛ_скв5_куст 7И	89x6	95	Не работает в данный период									

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Скв_4_куст_7И - ВЛ_скв4_куст 7И	89х6	86										
Скв_3_куст_7И - ВЛ_скв3_куст 7И	89х6	77										
Скв_2_куст_7И - ВЛ_скв2_куст 7И	159х6	68										
Скв_1_куст_7И - ВЛ_скв1_куст 7И	89х6	53										
АГЗУ КП7И - граница куста КП7И	219х6	64										
граница куста КП7И - к.т.вр.4.	219х6	1213										
т. вр.4 - БМУПН	426х10	7751	18,181	13,513	3,5	3,2	2,39	волновой	93726	830,0	738,6	91,4
Южная ветка												
Поток от Кустов КП39И КП37И-т.вр.6	219х6	7920										
Скв_8_куст_10И - ВЛ_скв8_куст10И	89х6	128										
Скв_7_куст_10И - ВЛ_скв7_куст10И	89х6	119										
Скв_6_куст_10И - ВЛ_скв6_куст10И	89х6	110										
Скв_5_куст_10И - ВЛ_скв5_куст10И	89х6	95										
Скв_4_куст_10И - ВЛ_скв4_куст10И	89х6	86										
Скв_3_куст_10И - ВЛ_скв3_куст10И	89х6	77										
Скв_2_куст_10И - ВЛ_скв2_куст10И	89х6	68										
Скв_1_куст_10И - ВЛ_скв1_куст10И	89х6	53										
АГЗУ КП10И - граница куста КП10И	219х6	64										
граница куста КП10И - т.вр.6.	219х6	30										
т.вр.6 - т.вр.7	219х6	3832										
скв1_куст 8И - ВЛ_скв1_куст 8И	89х6	32	24,360	24,122	8,9	9,0	5,34	дисперсный	10578	79,6	68,8	10,8
скв2_куст 8И - ВЛ_скв2_куст 8И	89х6	48	24,519	24,122	7,5	7,6	5,67	дисперсный	11268	84,0	72,4	11,5
скв3_куст 8И - ВЛ_скв3_куст 8И	89х6	55	24,540	24,122	5,9	5,9	5,34	дисперсный	10807	79,0	67,9	11,1
скв4_куст 8И - ВЛ_скв4_куст 8И	89х6	64	24,894	24,122	5,9	5,9	6,48	дисперсный	14597	94,6	79,2	15,3
скв5_куст 8И - ВЛ_скв5_куст 8И	89х6	73	24,468	24,122	10,7	10,8	3,24	пробковый	8547	48,1	39,3	8,9
скв6_куст 8И - ВЛ_скв6_куст 8И	89х6	87										
скв7_куст 8И - ВЛ_скв7_куст 8И	89х6	102										
скв8_куст 8И - ВЛ_скв8_куст 8И	89х6	112										
скв9_куст 8И - ВЛ_скв9_куст 8И	89х6	123										
АГЗУ 8И - граница куста КП8И	273х8	84	24,122	24,094	7,7	7,8	2,11	дисперсный	55797	393,0	335,5	57,6
граница куста КП8И - т.вр.7	273х8	1248	24,094	22,672	7,8	7,7	2,15	волновой	55797	393,8	336,2	57,6
т.вр.7 - т.вр.8	273х8	1579	23,589	22,672	7,7	7,5	2,24	пробковый	55797	402,0	344,5	57,5
Скв_16_куст_11И - ВЛ_скв16_куст 11И	89х6	254										
Скв_15_куст_11И - ВЛ_скв15_куст 11И	89х6	245										
Скв_14_куст_11И - ВЛ_скв14_куст 11И	89х6	236										

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч	
			в начале	в конце	в начале	в конце							
Скв_13_куст_11И - ВЛ_скв13_куст 11И	89х6	220											Не работает в данный период
Скв_12_куст_11И - ВЛ_скв12_куст 11И	89х6	211											Не работает в данный период
Скв_11_куст_11И - ВЛ_скв11_куст 11И	89х6	202											Не работает в данный период
Скв_10_куст_11И - ВЛ_скв10_куст 11И	89х6	193											Не работает в данный период
Скв_9_куст_11И - ВЛ_скв9_куст 11И	89х6	177											Не работает в данный период
Скв_8_куст_11И - ВЛ_скв8_куст 11И	89х6	128											Не работает в данный период
Скв_7_куст_11И - ВЛ_скв7_куст 11И	89х6	119											Не работает в данный период
Скв_6_куст_11И - ВЛ_скв6_куст 11И	89х6	110											Не работает в данный период
Скв_5_куст_11И - ВЛ_скв5_куст 11И	89х6	95											Не работает в данный период
Скв_4_куст_11И - ВЛ_скв4_куст 11И	89х6	86											Не работает в данный период
Скв_3_куст_11И - ВЛ_скв3_куст 11И	89х6	77											Не работает в данный период
Скв_2_куст_11И - ВЛ_скв2_куст 11И	89х6	68											Не работает в данный период
Скв_1_куст_11И - ВЛ_скв1_куст 11И	89х6	53											Не работает в данный период
АГЗУ КП11И - граница куста КП11И	273х8	68											Не работает в данный период
граница куста КП11И – т.вр. 8	273х8	2587											Не работает в данный период
т.вр. 8- т.вр.9	273х8	272	22,672	22,542	7,5	7,4	2,25	волновой	55797	417,9	360,5	57,4	
КП27И - т.вр.9	219х6	280	22,860	22,542	10,0	9,9	3,05	дисперсный	53094	363,9	310,2	53,7	
т.вр.9 - т.вр.10	325х8	3903	22,542	16,862	8,7	7,0	3,87	дисперсный	108891	789,8	678,7	111,0	
Поток от Кустов КП6И КП6И-1И КП2И – т.вр. 10	273х8	2464	25,629	16,857	6,9	4,7	9,49	дисперсный	170477	1174,8	1001,5	173,3	
т.вр. 10 - БМУПН	426х8	2504	16,857	13,516	5,6	4,6	7,34	дисперсный	279368	2817,7	2538,5	279,2	

Таблица 1.14 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Игнялинского НГКМ. Расчетный период 11.2026 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Северная ветка												
Поток от Кустов КПИИ_КП9И_КП16И – т.вр.3	426x10	819		20,612		1,5			95825	807,5	715,3	92,2
Скв_17_куст_26И - ВЛ_скв17_куст 26И	89x6	257	Не работает в данный период									
Скв_18_куст_26И - ВЛ_скв18_куст 26И	89x6	273	Не работает в данный период									
Скв_16_куст_26И - ВЛ_скв16_куст 26И	89x6	247	Не работает в данный период									
Скв_15_куст_26И - ВЛ_скв15_куст 26И	89x6	237	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_26И - ВЛ_скв14_куст 26И	89x6	227	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_26И - ВЛ_скв13_куст 26И	89x6	211	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_26И - ВЛ_скв12_куст 26И	89x6	201	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_26И - ВЛ_скв11_куст 26И	89x6	191	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_26И - ВЛ_скв10_куст 26И	89x6	181	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_26И - ВЛ_скв9_куст 26И	159x6	137	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_26И - ВЛ_скв8_куст 26И	89x6	128	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_26И - ВЛ_скв7_куст 26И	89x6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_26И - ВЛ_скв6_куст 26И	89x6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_26И - ВЛ_скв5_куст 26И	89x6	95	23,154	21,760	2,7	2,5	6,49	дисперсный	14521	97,7	83,1	14,7
Скв_4_куст_26И - ВЛ_скв4_куст 26И	89x6	86	22,835	21,760	2,9	2,7	6,03	дисперсный	13185	90,8	77,6	13,3
Скв_3_куст_26И - ВЛ_скв3_куст 26И	89x6	77	22,750	21,760	1,7	1,5	6,41	дисперсный	13030	96,5	83,6	12,9
Скв_2_куст_26И - ВЛ_скв2_куст 26И	89x6	68	22,536	21,760	2,4	2,2	6,19	дисперсный	11851	93,2	81,7	11,5
Скв_1_куст_26И - ВЛ_скв1_куст 26И	89x6	53	22,080	21,760	0,4	0,3	4,73	дисперсный	7976	71,2	63,6	7,6
АГЗУ КП26И - граница куста КП26И	219x6	44	21,760	21,701	2,0	1,9	3,87	дисперсный	60565	468,8	409,0	59,8
граница куста КП26И - к.т.вр.3	219x6	690	21,701	20,608	1,9	1,6	3,88	пробковый	60565	469,9	410,1	59,8
т.вр.3 - к.т.вр.4	426x10	2027	20,608	19,568	1,5	1,2	2,83	волновой	156390	1319,6	1167,9	151,8
Скв_15_куст_7И - ВЛ_скв15_куст 7И	89x6	237	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_7И - ВЛ_скв14_куст 7И	89x6	227	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_7И - ВЛ_скв13_куст 7И	89x6	211	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_7И - ВЛ_скв12_куст 7И	89x6	202	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_7И - ВЛ_скв11_куст 7И	89x6	193	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_7И - ВЛ_скв10_куст 7И	89x6	184	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_7И - ВЛ_скв9_куст 7И	89x6	168	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_7И - ВЛ_скв8_куст 7И	89x6	159	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_7И - ВЛ_скв7_куст 7И	89x6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_7И - ВЛ_скв6_куст 7И	89x6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_7И - ВЛ_скв5_куст 7И	89x6	95	Не работает в данный период									

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Скв_4_куст_7И - ВЛ_скв4_куст 7И	89х6	86										
Скв_3_куст_7И - ВЛ_скв3_куст 7И	89х6	77										
Скв_2_куст_7И - ВЛ_скв2_куст 7И	159х6	68										
Скв_1_куст_7И - ВЛ_скв1_куст 7И	89х6	53										
АГЗУ КП7И - граница куста КП7И	219х6	64										
граница куста КП7И - к.т.вр.4.	219х6	1213										
т. вр.4 - БМУПН	426х10	7751	19,568	13,503	1,2	-0,9	2,98	дисперсный	156390	1387,9	1236,5	151,4
Южная ветка												
Поток от Кустов КП39И_КП37И-т.вр.6	219х6	7920										
Скв_8_куст_10И - ВЛ_скв8_куст10И	89х6	128										
Скв_7_куст_10И - ВЛ_скв7_куст10И	89х6	119										
Скв_6_куст_10И - ВЛ_скв6_куст10И	89х6	110										
Скв_5_куст_10И - ВЛ_скв5_куст10И	89х6	95										
Скв_4_куст_10И - ВЛ_скв4_куст10И	89х6	86										
Скв_3_куст_10И - ВЛ_скв3_куст10И	89х6	77										
Скв_2_куст_10И - ВЛ_скв2_куст10И	89х6	68										
Скв_1_куст_10И - ВЛ_скв1_куст10И	89х6	53	24,340	23,900	3,2	3,1	5,34	дисперсный	11528	80,5	68,6	11,9
АГЗУ КП10И - граница куста КП10И	219х6	64	23,900	23,896	3,1	2,5	0,68	расслоенный	11528	81,9	70,1	11,9
граница куста КП10И - т.вр.6.	219х6	30	23,896	23,895	2,5	2,5	0,68	расслоенный	11528	81,9	70,1	11,9
т.вр.6 - т.вр.7	219х6	3832	23,895	22,807	2,5	-1,5	0,67	расслоенный	11528	81,7	69,8	11,9
скв1_куст 8И - ВЛ_скв1_куст 8И	89х6	32	23,630	23,497	8,9	8,9	4,26	дисперсный	7065	64,2	57,3	6,9
скв2_куст 8И - ВЛ_скв2_куст 8И	89х6	48	23,720	23,498	7,5	7,4	4,57	дисперсный	7556	68,8	61,4	7,4
скв3_куст 8И - ВЛ_скв3_куст 8И	89х6	55	23,730	23,498	5,9	5,8	4,22	дисперсный	7205	63,5	56,5	7,0
скв4_куст 8И - ВЛ_скв4_куст 8И	89х6	64	23,870	23,500	5,9	5,8	5,02	дисперсный	8712	75,6	67,1	8,6
скв5_куст 8И - ВЛ_скв5_куст 8И	89х6	73	23,690	23,494	10,7	10,5	2,67	дисперсный	5552	40,2	34,8	5,5
скв6_куст 8И - ВЛ_скв6_куст 8И	89х6	87	23,750	23,502	8,5	8,3	2,71	дисперсный	5960	40,8	34,8	6,0
скв7_куст 8И - ВЛ_скв7_куст 8И	89х6	102	23,760	23,496	4,4	4,3	2,44	пробковый	5821	36,8	30,9	5,9
скв8_куст 8И - ВЛ_скв8_куст 8И	89х6	112	23,940	23,494	4,4	4,3	2,95	пробковый	7633	44,4	36,5	7,9
скв9_куст 8И - ВЛ_скв9_куст 8И	89х6	123	23,940	23,499	4,3	4,2	2,75	пробковый	7242	41,4	33,9	7,5
АГЗУ 8И - граница куста КП8И	273х8	84	23,494	23,456	6,5	6,3	2,57	дисперсный	62746	480,6	418,1	62,5
граница куста КП8И - т.вр.7	273х8	1248	23,456	22,800	6,3	4,8	2,58	дисперсный	62746	480,8	418,2	62,55
т.вр.7 - т.вр.8	273х8	1579	22,800	21,245	4,8	3,9	3,09	дисперсный	74274	577,1	502,8	74,3
Скв_16_куст_11И - ВЛ_скв16_куст 11И	89х6	254										
Скв_15_куст_11И - ВЛ_скв15_куст 11И	89х6	245										
Скв_14_куст_11И - ВЛ_скв14_куст 11И	89х6	236										

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч	
			в начале	в конце	в начале	в конце							
Скв_13_куст_11И - ВЛ_скв13_куст 11И	89х6	220											Не работает в данный период
Скв_12_куст_11И - ВЛ_скв12_куст 11И	89х6	211											Не работает в данный период
Скв_11_куст_11И - ВЛ_скв11_куст 11И	89х6	202											Не работает в данный период
Скв_10_куст_11И - ВЛ_скв10_куст 11И	89х6	193											Не работает в данный период
Скв_9_куст_11И - ВЛ_скв9_куст 11И	89х6	177											Не работает в данный период
Скв_8_куст_11И - ВЛ_скв8_куст 11И	89х6	128											Не работает в данный период
Скв_7_куст_11И - ВЛ_скв7_куст 11И	89х6	119											Не работает в данный период
Скв_6_куст_11И - ВЛ_скв6_куст 11И	89х6	110											Не работает в данный период
Скв_5_куст_11И - ВЛ_скв5_куст 11И	89х6	95											Не работает в данный период
Скв_4_куст_11И - ВЛ_скв4_куст 11И	89х6	86											Не работает в данный период
Скв_3_куст_11И - ВЛ_скв3_куст 11И	89х6	77											Не работает в данный период
Скв_2_куст_11И - ВЛ_скв2_куст 11И	89х6	68											Не работает в данный период
Скв_1_куст_11И - ВЛ_скв1_куст 11И	89х6	53											Не работает в данный период
АГЗУ КП11И - граница куста КП11И	273х8	68											Не работает в данный период
граница куста КП11И – т.вр. 8	273х8	2587											Не работает в данный период
т.вр. 8- т.вр.9	273х8	272	21,245	21,070	3,9	3,8	3,30	дисперсный	74274	616,5	542,5	74,0	
КП27И - т.вр.9	219х6	280	21,165	21,078	7,3	6,9	1,01	расслоенный	14055	122,7	109,0	13,6	
т.вр.9 - т.вр.10	325х8	3903	21,070	16,075	4,3	2,1	2,76	дисперсный	88329	744,5	656,9	87,6	
Поток от Кустов КП6И КП6И-1И КП2И – т.вр. 10	273х8	2464	22,165	16,047	5,2	3,1	5,75	дисперсный	120001	1073,0	956,2	116,8	
т.вр. 10 - БМУПН	426х8	2504	16,047	13,517	2,7	1,6	5,14	дисперсный	208330	2440,5	2239,3	201,3	

Таблица 1.15 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Игнялинского НГКМ. Расчетный период 03.2027 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч	
			в начале	в конце	в начале	в конце							
Северная ветка													
Поток от Кустов КП11И КП9И КП16И – т.вр.3	426х10	819		20,240		2,9			89567	903,6	820,9	82,7	
Скв_17_куст_26И - ВЛ_скв17_куст 26И	89х6	257											Не работает в данный период
Скв_18_куст_26И - ВЛ_скв18_куст 26И	89х6	273											Не работает в данный период
Скв_16_куст_26И - ВЛ_скв16_куст 26И	89х6	247											Не работает в данный период
Скв_15_куст_26И - ВЛ_скв15_куст 26И	89х6	237											Не работает в данный период
Скв_14_куст_26И - ВЛ_скв14_куст 26И	89х6	227											Не работает в данный период
Скв_13_куст_26И - ВЛ_скв13_куст 26И	89х6	211											Не работает в данный период
Скв_12_куст_26И - ВЛ_скв12_куст 26И	89х6	201											Не работает в данный период
Скв_11_куст_26И - ВЛ_скв11_куст 26И	89х6	191											Не работает в данный период
Скв_10_куст_26И - ВЛ_скв10_куст 26И	89х6	181											Не работает в данный период

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Скв_9_куст_26И - ВЛ_скв9_куст 26И	159х6	137	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_26И - ВЛ_скв8_куст 26И	89х6	128	21,430	21,256	2,9	2,7	1,80	дисперсный	3717	27,1	23,3	3,7
Скв_7_куст_26И - ВЛ_скв7_куст 26И	89х6	119	22,206	21,256	2,0	1,8	5,50	дисперсный	11558	82,8	71,2	11,6
Скв_6_куст_26И - ВЛ_скв6_куст 26И	89х6	110	22,570	21,256	3,2	2,8	6,37	дисперсный	12246	95,9	83,9	12,0
Скв_5_куст_26И - ВЛ_скв5_куст 26И	89х6	95	22,032	21,256	1,4	1,2	5,56	дисперсный	9462	83,8	74,8	9,0
Скв_4_куст_26И - ВЛ_скв4_куст 26И	89х6	86	21,826	21,256	2,4	2,2	4,92	дисперсный	8328	74,2	66,2	7,9
Скв_3_куст_26И - ВЛ_скв3_куст 26И	89х6	77	21,770	21,256	1,7	1,5	5,46	дисперсный	8917	82,2	73,8	8,4
Скв_2_куст_26И - ВЛ_скв2_куст 26И	89х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_26И - ВЛ_скв1_куст 26И	89х6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП26И - граница куста КП26И	219х6	44	21,256	21,204	2,0	1,9	3,82	дисперсный	54229	462,6	410,0	52,6
граница куста КП26И - к.т.вр.3	219х6	690	21,204	20,234	1,9	1,4	3,83	пробковый	54229	463,4	410,8	52,6
т.вр.3 - к.т.вр.4	426х10	2027	20,234	19,249	2,4	1,8	3,02	волновой	143796	1406,7	1271,6	135,1
Скв_15_куст_7И - ВЛ_скв15_куст 7И	89х6	237	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_7И - ВЛ_скв14_куст 7И	89х6	227	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_7И - ВЛ_скв13_куст 7И	89х6	211	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_7И - ВЛ_скв12_куст 7И	89х6	202	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_7И - ВЛ_скв11_куст 7И	89х6	193	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_7И - ВЛ_скв10_куст 7И	89х6	184	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_7И - ВЛ_скв9_куст 7И	89х6	168	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_7И - ВЛ_скв8_куст 7И	89х6	159	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_7И - ВЛ_скв7_куст 7И	89х6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_7И - ВЛ_скв6_куст 7И	89х6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_7И - ВЛ_скв5_куст 7И	89х6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_7И - ВЛ_скв4_куст 7И	89х6	86	Не работает в данный период									
Скв_3_куст_7И - ВЛ_скв3_куст 7И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_7И - ВЛ_скв2_куст 7И	159х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_7И - ВЛ_скв1_куст 7И	89х6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП7И - граница куста КП7И	219х6	64	Не работает в данный период									
граница куста КП7И - к.т.вр.4.	219х6	1213	Не работает в данный период									
т. вр.4 - БМУПН	426х10	7751	19,249	13,496	1,8	-1,3	3,17	волновой	143796	1475,1	1340,3	134,8
Южная ветка												
Поток от Кустов КП39И_КП37И-т.вр.6	219х6	7920	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_10И - ВЛ_скв8_куст10И	89х6	128	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_10И - ВЛ_скв7_куст10И	89х6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_10И - ВЛ_скв6_куст10И	89х6	110	Не работает в данный период									

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Скв_5_куст_10И - ВЛ_скв5_куст10И	89х6	95	26,932	26,286	7,1	6,8	4,35	дисперсный	11054	65,5	53,8	11,7
Скв_4_куст_10И - ВЛ_скв4_куст10И	89х6	86	27,073	26,286	5,0	4,8	5,14	дисперсный	13017	77,4	63,6	13,7
Скв_3_куст_10И - ВЛ_скв3_куст10И	89х6	77	26,800	26,286	10,5	10,2	4,66	дисперсный	10360	70,1	59,4	10,7
Скв_2_куст_10И - ВЛ_скв2_куст10И	89х6	68	26,665	26,286	1,4	1,3	4,82	дисперсный	10641	72,6	61,7	10,8
Скв_1_куст_10И - ВЛ_скв1_куст10И	89х6	53	26,360	26,286	4,0	3,9	2,05	дисперсный	4136	30,9	26,8	4,1
АГЗУ КП10И - граница куста КП10И	219х6	64	26,286	26,241	5,6	5,4	2,67	дисперсный	49208	322,7	271,7	51,0
граница куста КП10И - т.вр.6.	219х6	30	26,241	26,218	5,4	5,3	2,67	дисперсный	49208	322,7	271,7	51,0
т.вр.6 - т.вр.7	219х6	3832	26,218	23,800	5,3	3,1	2,67	пробковый	49208	323,1	272,1	51,0
скв1_куст 8И - ВЛ_скв1_куст 8И	89х6	32	Не работает в данный период									
скв2_куст 8И - ВЛ_скв2_куст 8И	89х6	48	24,310	24,131	6,8	6,7	4,05	дисперсный	6669	61,0	54,6	6,4
скв3_куст 8И - ВЛ_скв3_куст 8И	89х6	55	Не работает в данный период									
скв4_куст 8И - ВЛ_скв4_куст 8И	89х6	64	24,418	24,131	4,6	4,4	4,46	дисперсный	7462	67,1	59,9	7,2
скв5_куст 8И - ВЛ_скв5_куст 8И	89х6	73	24,270	24,131	11,1	10,8	2,21	дисперсный	4480	33,3	29,0	4,3
скв6_куст 8И - ВЛ_скв6_куст 8И	89х6	87	24,301	24,131	21,2	20,5	2,39	дисперсный	4486	36,0	31,6	4,4
скв7_куст 8И - ВЛ_скв7_куст 8И	89х6	102	24,287	24,131	10,4	9,9	1,99	дисперсный	4072	29,9	25,9	4,0
скв8_куст 8И - ВЛ_скв8_куст 8И	89х6	112	24,371	24,131	10,4	10,0	2,34	дисперсный	4959	35,3	30,4	4,9
скв9_куст 8И - ВЛ_скв9_куст 8И	89х6	123	24,371	24,131	16,9	16,1	2,29	дисперсный	4636	34,5	29,9	4,6
АГЗУ 8И - граница куста КП8И	273х8	84	24,131	24,116	10,6	10,2	1,61	волновой	36766	300,5	264,7	35,8
граница куста КП8И - т.вр.7	273х8	1248	24,116	23,797	10,2	5,8	1,60	волновой	36766	300,0	264,2	35,8
т.вр.7 - т.вр.8	273х8	1579	23,797	22,212	5,8	4,8	3,50	пробковый	85974	653,3	566,7	86,5
Скв_16_куст_11И - ВЛ_скв16_куст 11И	89х6	254	Не работает в данный период									
Скв_15_куст_11И - ВЛ_скв15_куст 11И	89х6	245	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_11И - ВЛ_скв14_куст 11И	89х6	236	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_11И - ВЛ_скв13_куст 11И	89х6	220	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_11И - ВЛ_скв12_куст 11И	89х6	211	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_11И - ВЛ_скв11_куст 11И	89х6	202	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_11И - ВЛ_скв10_куст 11И	89х6	193	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_11И - ВЛ_скв9_куст 11И	89х6	177	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_11И - ВЛ_скв8_куст 11И	89х6	128	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_11И - ВЛ_скв7_куст 11И	89х6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_11И - ВЛ_скв6_куст 11И	89х6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_11И - ВЛ_скв5_куст 11И	89х6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_11И - ВЛ_скв4_куст 11И	89х6	86	Не работает в данный период									
Скв_3_куст_11И - ВЛ_скв3_куст 11И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_11И - ВЛ_скв2_куст 11И	89х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_11И - ВЛ_скв1_куст 11И	89х6	53										

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
АГЗУ КП11И - граница куста КП11И	273x8	68	24,060	24,056	7,7	7,6	0,56	расслоенный	11298	67,2	56,0	11,2
граница куста КП11И – т.вр. 8	273x8	2587	24,056	22,212	7,6	2,3	0,55	расслоенный	11298	67,2	55,9	11,2
т.вр. 8- т.вр.9	273x8	272	22,212	21,900	4,5	4,3	4,11	волновой	97272	767,0	669,6	97,3
КП27И - т.вр.9	219x6	280	21,987	21,900	11,6	10,8	1,03	расслоенный	14017	124,4	111,0	13,5
т.вр.9 - т.вр.10	325x8	3903	21,900	16,143	5,2	2,4	3,34	дисперсный	111288	902,0	791,2	110,7
Поток от Кустов КП6И КП6И-1И КП2И – т.вр. 10	273x8	2464	21,472	16,142	5,0	2,8	5,23	дисперсный	104620	976,7	876,0	100,7
т.вр. 10 - БМУПН	426x8	2504	16,142	13,506	2,6	1,4	5,26	дисперсный	215908	2497,1	2288,7	208,4

Таблица 1.16 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Игнялинского НГКМ. Расчетный период 11.2027 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Северная ветка												
Поток от Кустов КП11И КП9И КП16И – т.вр.3	426x10	819		21,281		1,9			86589	820,8	740,3	80,4
Скв_17_куст_26И - ВЛ_скв17_куст 26И	89x6	257	Не работает в данный период									
Скв_18_куст_26И - ВЛ_скв18_куст 26И	89x6	273	Не работает в данный период									
Скв_16_куст_26И - ВЛ_скв16_куст 26И	89x6	247	Не работает в данный период									
Скв_15_куст_26И - ВЛ_скв15_куст 26И	89x6	237	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_26И - ВЛ_скв14_куст 26И	89x6	227	24,760	23,008	3,4	2,9	4,69	дисперсный	10339	65,83	55,38	10,45
Скв_13_куст_26И - ВЛ_скв13_куст 26И	89x6	211	24,142	23,008	0,4	0,3	4,09	дисперсный	8052	59,00	51,10	7,89
Скв_12_куст_26И - ВЛ_скв12_куст 26И	89x6	201	24,102	23,008	1,1	0,9	4,13	дисперсный	8068	59,57	1,66	7,90
Скв_11_куст_26И - ВЛ_скв11_куст 26И	89x6	191	23,767	23,008	1,1	1,0	3,44	дисперсный	6624	50,84	44,42	6,42
Скв_10_куст_26И - ВЛ_скв10_куст 26И	89x6	181	24,331	23,008	1,1	0,8	5,35	дисперсный	9163	76,18	67,46	8,72
Скв_9_куст_26И - ВЛ_скв9_куст 26И	159x6	137	23,844	23,008	1,7	1,5	4,70	дисперсный	8128	70,8	63,1	7,7
Скв_8_куст_26И - ВЛ_скв8_куст 26И	89x6	128	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_26И - ВЛ_скв7_куст 26И	89x6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_26И - ВЛ_скв6_куст 26И	89x6	110	24,279	23,008	3,2	2,8	6,72	дисперсный	11380	101,1	90,6	10,6
Скв_5_куст_26И - ВЛ_скв5_куст 26И	89x6	95	23,448	23,008	1,4	1,4	4,11	дисперсный	6777	61,9	55,6	6,3
Скв_4_куст_26И - ВЛ_скв4_куст 26И	89x6	86	Не работает в данный период									
Скв_3_куст_26И - ВЛ_скв3_куст 26И	89x6	77	23,444	23,008	1,7	1,6	4,59	дисперсный	7539	69,1	62,1	7,0
Скв_2_куст_26И - ВЛ_скв2_куст 26И	89x6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_26И - ВЛ_скв1_куст 26И	89x6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП26И - граница куста КП26И	219x6	44	23,008	22,915	0,1	0,0	5,25	дисперсный	76070	635,5	562,7	72,8
граница куста КП26И - к.т.вр.3	219x6	690	22,915	21,270	0,0	-0,5	5,27	пробковый	76070	637,9	565,1	72,8
т.вр.3 - к.т.вр.4	426x10	2027	21,256	20,145	1,5	1,2	3,29	дисперсный	162659	1532	1380	152,8
Скв_15_куст_7И - ВЛ_скв15_куст 7И	89x6	237	Не работает в данный период									

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч	
			в начале	в конце	в начале	в конце							
Скв_14_куст_7И - ВЛ_скв14_куст 7И	89х6	227											Не работает в данный период
Скв_13_куст_7И - ВЛ_скв13_куст 7И	89х6	211											Не работает в данный период
Скв_12_куст_7И - ВЛ_скв12_куст 7И	89х6	202											Не работает в данный период
Скв_11_куст_7И - ВЛ_скв11_куст 7И	89х6	193											Не работает в данный период
Скв_10_куст_7И - ВЛ_скв10_куст 7И	89х6	184											Не работает в данный период
Скв_9_куст_7И - ВЛ_скв9_куст 7И	89х6	168											Не работает в данный период
Скв_8_куст_7И - ВЛ_скв8_куст 7И	89х6	159											Не работает в данный период
Скв_7_куст_7И - ВЛ_скв7_куст 7И	89х6	119											Не работает в данный период
Скв_6_куст_7И - ВЛ_скв6_куст 7И	89х6	110											Не работает в данный период
Скв_5_куст_7И - ВЛ_скв5_куст 7И	89х6	95											Не работает в данный период
Скв_4_куст_7И - ВЛ_скв4_куст 7И	89х6	86											Не работает в данный период
Скв_3_куст_7И - ВЛ_скв3_куст 7И	89х6	77	20,291	20,282	2,8	2,7	0,46	расслоенный	896	6,9	6,0	0,9	
Скв_2_куст_7И - ВЛ_скв2_куст 7И	159х6	68	20,439	20,282	2,1	2,0	2,57	дисперсный	4851	38,7	33,9	4,8	
Скв_1_куст_7И - ВЛ_скв1_куст 7И	89х6	53	20,386	20,282	2,8	2,7	2,52	дисперсный	4207	38,0	33,9	4,1	
АГЗУ КП7И - граница куста КП7И	219х6	64	20,282	20,279	2,4	2,9	0,69	расслоенный	9954	84,0	74,2	9,8	
граница куста КП7И - к.т.вр.4.	219х6	1213	20,279	20,161	2,9	2,1	0,70	расслоенный	9954	84,3	74,5	9,8	
т. вр.4 - БМУПН	426х10	7751	20,145	13,502	1,2	-1,3	3,66	пробковый	172613	1700	1538	162,12	
Южная ветка													
Поток от Кустов КП39И_КП37И-т.вр.6	219х6	7920	34,117	29,824	2,8	0,7	0,90	волновой	23229	108,8	84,5	24,3	
Скв_8_куст_10И - ВЛ_скв8_куст10И	89х6	128											Не работает в данный период
Скв_7_куст_10И - ВЛ_скв7_куст10И	89х6	119											Не работает в данный период
Скв_6_куст_10И - ВЛ_скв6_куст10И	89х6	110											Не работает в данный период
Скв_5_куст_10И - ВЛ_скв5_куст10И	89х6	95											Не работает в данный период
Скв_4_куст_10И - ВЛ_скв4_куст10И	89х6	86	30,098	29,832	3,6	3,5	3,17	дисперсный	6692	47,7	41,1	6,6	
Скв_3_куст_10И - ВЛ_скв3_куст10И	89х6	77											Не работает в данный период
Скв_2_куст_10И - ВЛ_скв2_куст10И	89х6	68	30,110	29,832	1,6	1,6	3,68	дисперсный	7841	55,5	47,8	7,7	
Скв_1_куст_10И - ВЛ_скв1_куст10И	89х6	53											Не работает в данный период
АГЗУ КП10И - граница куста КП10И	219х6	64	29,832	29,827	2,5	2,0	0,86	расслоенный	14533	104,1	89,8	14,3	
граница куста КП10И - т.вр.6.	219х6	30	29,827	29,824	2,0	1,3	0,87	расслоенный	14533	104,1	89,8	14,3	
т.вр.6 - т.вр.7	219х6	3832	29,824	27,390	1,3	-0,5	1,87	дисперсный	37762	226,5	188,1	38,4	
скв1_куст 8И - ВЛ_скв1_куст 8И	89х6	32											Не работает в данный период
скв2_куст 8И - ВЛ_скв2_куст 8И	89х6	48	27,730	27,578	6,8	6,7	3,43	дисперсный	6412	51,7	45,4	6,2	
скв3_куст 8И - ВЛ_скв3_куст 8И	89х6	55											Не работает в данный период
скв4_куст 8И - ВЛ_скв4_куст 8И	89х6	64	27,808	27,578	4,6	4,5	3,65	дисперсный	6939	55,0	48,3	6,7	
скв5_куст 8И - ВЛ_скв5_куст 8И	89х6	73											Не работает в данный период

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
скв6_куст 8И - ВЛ_скв6_куст 8И	89х6	87	27,667	27,578	21,2	20,3	1,57	дисперсный	3227	23,6	20,5	3,1
скв7_куст 8И - ВЛ_скв7_куст 8И	89х6	102	27,658	27,578	10,4	9,9	1,31	дисперсный	2872	19,7	17,0	2,8
скв8_куст 8И - ВЛ_скв8_куст 8И	89х6	112	Не работает в данный период									
скв9_куст 8И - ВЛ_скв9_куст 8И	89х6	123	27,674	27,578	16,9	15,8	1,30	дисперсный	2811	19,6	16,9	2,7
АГЗУ 8И - граница куста КП8И	273х8	84	27,578	27,572	9,9	9,3	0,92	расслоенный	22261	171,2	149,7	21,5
граница куста КП8И - т.вр.7	273х8	1248	27,572	27,390	9,3	2,8	0,90	расслоенный	22261	170,6	149,1	21,6
т.вр.7 - т.вр.8	273х8	1579	27,390	26,189	2,8	2,0	2,22	дисперсный	60023	414,5	354,7	59,8
Скв_16_куст_11И - ВЛ_скв16_куст 11И	89х6	254	Не работает в данный период									
Скв_15_куст_11И - ВЛ_скв15_куст 11И	89х6	245	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_11И - ВЛ_скв14_куст 11И	89х6	236	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_11И - ВЛ_скв13_куст 11И	89х6	220	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_11И - ВЛ_скв12_куст 11И	89х6	211	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_11И - ВЛ_скв11_куст 11И	89х6	202	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_11И - ВЛ_скв10_куст 11И	89х6	193	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_11И - ВЛ_скв9_куст 11И	89х6	177	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_11И - ВЛ_скв8_куст 11И	89х6	128	32,507	31,839	7,4	7,1	3,30	дисперсный	8901	49,7	40,8	8,9
Скв_7_куст_11И - ВЛ_скв7_куст 11И	89х6	119	32,352	31,839	3,4	3,3	2,95	дисперсный	8013	44,5	36,5	8,0
Скв_6_куст_11И - ВЛ_скв6_куст 11И	89х6	110	31,933	31,839	4,9	4,8	1,23	дисперсный	3114	18,5	15,5	3,1
Скв_5_куст_11И - ВЛ_скв5_куст 11И	89х6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_11И - ВЛ_скв4_куст 11И	89х6	86	38,820	31,839	12,5	8,2	30,97	дисперсный	24964	466,4	460,8	5,7
Скв_3_куст_11И - ВЛ_скв3_куст 11И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_11И - ВЛ_скв2_куст 11И	89х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_11И - ВЛ_скв1_куст 11И	89х6	53	32,210	31,839	4,6	4,6	3,37	дисперсный	9558	50,7	41,6	9,1
АГЗУ КП11И - граница куста КП11И	273х8	68	31,839	31,721	7,9	7,7	6,09	дисперсный	54552	736,9	701,0	35,9
граница куста КП11И - т.вр. 8	273х8	2587	31,721	26,190	7,7	4,5	6,10	дисперсный	54552	739,1	703,2	35,9
т.вр. 8- т.вр.9	273х8	272	26,189	25,527	3,7	3,4	7,10	дисперсный	114575	1324,7	1229,0	95,7
КП27И - т.вр.9	219х6	280	25,614	25,527	11,5	11,0	0,88	расслоенный	13807	106,4	93,1	13,3
т.вр.9 - т.вр.10	325х8	3903	25,527	16,434	4,3	0,1	5,44	дисперсный	128382	1469,2	1360,4	108,8
Поток от Кустов КП6И КП6И-1И КП2И - т.вр. 10	273х8	2464	20,671	16,419	5,6	3,9	4,16	дисперсный	82021	776,6	697,9	78,7
т.вр. 10 - БМУПН	426х8	2504	16,419	13,538	1,7	0,3	6,87	дисперсный	210403	3263,8	3080,7	183,1

Таблица 1.17 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Игнялинского НГКМ. Расчетный период 01.2028 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Северная ветка												

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Поток от Кустов КПИИ_КПИИ_КПИИИ - т.вр.3	426x10	819	22,248	21,797	3,5	3,1	1,80	волновой	89567	839,3	756,2	83,1
Скв_17_куст_26И - ВЛ_скв17_куст_26И	89x6	257	Не работает в данный период									
Скв_18_куст_26И - ВЛ_скв18_куст_26И	89x6	273	Не работает в данный период									
Скв_16_куст_26И - ВЛ_скв16_куст_26И	89x6	247	Не работает в данный период									
Скв_15_куст_26И - ВЛ_скв15_куст_26И	89x6	237	24,342	23,489	3,2	0,5	3,09	дисперсный	7724	51,7	44,0	7,7
Скв_14_куст_26И - ВЛ_скв14_куст_26И	89x6	227	24,467	23,489	2,3	0,0	3,53	дисперсный	8320	59,2	51,0	8,2
Скв_13_куст_26И - ВЛ_скв13_куст_26И	89x6	211	24,149	23,489	2,2	-0,4	3,23	дисперсный	6632	54,2	47,8	6,3
Скв_12_куст_26И - ВЛ_скв12_куст_26И	89x6	201	24,125	23,489	2,7	0,2	3,25	дисперсный	6643	54,4	48,1	6,3
Скв_11_куст_26И - ВЛ_скв11_куст_26И	89x6	191	23,553	23,489	2,2	-4,6	0,92	пробковый	1850	15,4	13,6	1,8
Скв_10_куст_26И - ВЛ_скв10_куст_26И	89x6	181	24,534	23,489	2,2	0,4	4,68	дисперсный	9227	78,5	69,8	8,7
Скв_9_куст_26И - ВЛ_скв9_куст_26И	159x6	137	24,368	23,489	2,3	2,0	4,93	дисперсный	8266	74,3	66,6	7,7
Скв_8_куст_26И - ВЛ_скв8_куст_26И	89x6	128	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_26И - ВЛ_скв7_куст_26И	89x6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_26И - ВЛ_скв6_куст_26И	89x6	110	24,725	23,489	1,8	1,4	6,37	дисперсный	11328	96,0	85,4	10,6
Скв_5_куст_26И - ВЛ_скв5_куст_26И	89x6	95	23,929	23,489	2,5	2,3	4,08	дисперсный	6788	61,4	55,1	6,3
Скв_4_куст_26И - ВЛ_скв4_куст_26И	89x6	86	Не работает в данный период									
Скв_3_куст_26И - ВЛ_скв3_куст_26И	89x6	77	23,831	23,489	2,3	2,1	4,11	дисперсный	7595	68,9	61,8	7,0
Скв_2_куст_26И - ВЛ_скв2_куст_26И	89x6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_26И - ВЛ_скв1_куст_26И	89x6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП26И - граница куста КП26И	219x6	44	23,489	23,398	0,9	0,8	5,20	дисперсный	74373	629,7	559,1	70,6
граница куста КП26И - к.т.вр.3	219x6	690	23,398	21,797	0,8	0,3	5,22	пробковый	74373	631,8	561,2	70,6
т.вр.3 - к.т.вр.4	426x10	2027	21,797	20,677	1,9	1,3	3,29	дисперсный	163940	1533,4	1380,1	153,3
Скв_15_куст_7И - ВЛ_скв15_куст_7И	89x6	237	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_7И - ВЛ_скв14_куст_7И	89x6	227	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_7И - ВЛ_скв13_куст_7И	89x6	211	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_7И - ВЛ_скв12_куст_7И	89x6	202	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_7И - ВЛ_скв11_куст_7И	89x6	193	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_7И - ВЛ_скв10_куст_7И	89x6	184	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_7И - ВЛ_скв9_куст_7И	89x6	168	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_7И - ВЛ_скв8_куст_7И	89x6	159	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_7И - ВЛ_скв7_куст_7И	89x6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_7И - ВЛ_скв6_куст_7И	89x6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_7И - ВЛ_скв5_куст_7И	89x6	95	21,197	21,029	3,1	2,9	2,42	дисперсный	4881	36,4	31,5	4,9
Скв_4_куст_7И - ВЛ_скв4_куст_7И	89x6	86	21,220	21,029	2,0	1,9	2,74	дисперсный	5567	41,3	35,7	5,6
Скв_3_куст_7И - ВЛ_скв3_куст_7И	89x6	77	21,240	21,029	2,9	2,7	2,82	дисперсный	5378	42,4	37,1	5,3

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Скв_2_куст_7И - ВЛ_скв2_куст 7И	159х6	68	21,148	21,029	2,5	2,4	2,30	дисперсный	4044	34,6	30,6	3,9
Скв_1_куст_7И - ВЛ_скв1_куст 7И	89х6	53	21,090	21,029	2,3	2,1	1,93	дисперсный	3052	29,1	26,2	2,9
АГЗУ КП7И - граница куста КП7И	219х6	64	21,029	21,013	2,4	2,1	1,53	волновой	22922	184,9	162,2	22,6
граница куста КП7И - к.т.вр.4.	219х6	1213	21,013	20,677	2,1	1,4	1,53	волновой	22922	184,7	162,1	22,6
т. вр.4 - БМУПН	426х10	7751	20,677	13,509	1,3	-1,7	3,87	дисперсный	186862	1800,9	1625,4	175,5
Южная ветка												
Поток от Кустов КП39И_КП37И-т.вр.6	219х6	7920	36,657	31,887	4,4	0,0	1,13	пробковый	29638	137,2	106,2	31,0
Скв_8_куст_10И - ВЛ_скв8_куст10И	89х6	128	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_10И - ВЛ_скв7_куст10И	89х6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_10И - ВЛ_скв6_куст10И	89х6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_10И - ВЛ_скв5_куст10И	89х6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_10И - ВЛ_скв4_куст10И	89х6	86	32,149	31,897	3,6	3,4	2,95	дисперсный	6692	44,5	37,9	6,6
Скв_3_куст_10И - ВЛ_скв3_куст10И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_10И - ВЛ_скв2_куст10И	89х6	68	32,160	31,897	1,6	1,5	3,44	дисперсный	7841	51,7	44,0	7,7
Скв_1_куст_10И - ВЛ_скв1_куст10И	89х6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП10И - граница куста КП10И	219х6	64	31,897	31,892	2,4	1,9	0,80	расслоенный	14533	97,0	82,6	14,4
граница куста КП10И - т.вр.6.	219х6	30	31,892	31,887	1,9	1,9	0,8	расслоенный	14533	97,0	82,6	14,4
т.вр.6 - т.вр.7	219х6	3832	31,887	29,024	0,7	-0,9	2,06	дисперсный	44171	249,9	204,8	45,1
скв1_куст 8И - ВЛ_скв1_куст 8И	89х6	32	Не работает в данный период									
скв2_куст 8И - ВЛ_скв2_куст 8И	89х6	48	29,360	29,198	8,9	8,7	3,45	дисперсный	6763	52,0	45,4	6,6
скв3_куст 8И - ВЛ_скв3_куст 8И	89х6	55	Не работает в данный период									
скв4_куст 8И - ВЛ_скв4_куст 8И	89х6	64	29,435	29,198	5,4	5,3	3,59	дисперсный	7215	54,1	47,0	7,0
скв5_куст 8И - ВЛ_скв5_куст 8И	89х6	73	Не работает в данный период									
скв6_куст 8И - ВЛ_скв6_куст 8И	89х6	87	29,284	29,198	21,2	20,2	1,47	дисперсный	3227	22,2	19,1	3,1
скв7_куст 8И - ВЛ_скв7_куст 8И	89х6	102	29,271	29,198	0,0	-0,1	1,17	дисперсный	2881	17,6	14,8	2,8
скв8_куст 8И - ВЛ_скв8_куст 8И	89х6	112	Не работает в данный период									
скв9_куст 8И - ВЛ_скв9_куст 8И	89х6	123	29,284	29,198	16,1	14,8	1,19	дисперсный	2702	17,9	15,2	2,6
АГЗУ 8И - граница куста КП8И	273х8	84	29,198	29,193	9,0	8,4	0,88	расслоенный	22787	164,7	142,6	22,1
граница куста КП8И - т.вр.7	273х8	1248	29,193	29,016	8,4	1,8	0,87	расслоенный	22787	164,1	141,9	22,2
т.вр.7 - т.вр.8	273х8	1579	29,016	27,711	1,8	1,1	2,33	дисперсный	66958	435,7	368,7	67,0
Скв_16_куст_11И - ВЛ_скв16_куст 11И	89х6	254	Не работает в данный период									
Скв_15_куст_11И - ВЛ_скв15_куст 11И	89х6	245	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_11И - ВЛ_скв14_куст 11И	89х6	236	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_11И - ВЛ_скв13_куст 11И	89х6	220	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_11И - ВЛ_скв12_куст 11И	89х6	211	Не работает в данный период									

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Скв_11_куст_11И - ВЛ_скв11_куст 11И	89х6	202	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_11И - ВЛ_скв10_куст 11И	89х6	193	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_11И - ВЛ_скв9_куст 11И	89х6	177	Не работает в данный период									
Скв_8_куст_11И - ВЛ_скв8_куст 11И	89х6	128	30,890	30,194	7,4	7,0	3,48	дисперсный	8901	52,4	43,5	8,9
Скв_7_куст_11И - ВЛ_скв7_куст 11И	89х6	119	30,728	30,194	3,4	3,2	3,11	дисперсный	8013	46,9	38,9	8,0
Скв_6_куст_11И - ВЛ_скв6_куст 11И	89х6	110	30,292	30,194	4,9	4,5	1,30	дисперсный	3114	19,5	16,5	3,0
Скв_5_куст_11И - ВЛ_скв5_куст 11И	89х6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_11И - ВЛ_скв4_куст 11И	89х6	86	37,514	30,194	12,5	7,8	32,28	дисперсный	24964	486,1	480,6	5,5
Скв_3_куст_11И - ВЛ_скв3_куст 11И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_11И - ВЛ_скв2_куст 11И	89х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_11И - ВЛ_скв1_куст 11И	89х6	53	30,580	30,194	4,6	4,5	3,55	дисперсный	9558	53,5	44,4	9,1
АГЗУ КП11И - граница куста КП11И	273х8	68	30,194	30,150	7,7	7,5	4,19	дисперсный	54552	781,4	745,7	35,7
граница куста КП11И – т.вр. 8	273х8	2587	30,150	27,706	7,5	5,2	4,19	волновой	54552	781,6	746,0	35,7
т.вр. 8- т.вр.9	273х8	272	27,706	26,997	3,5	3,3	6,94	дисперсный	121510	1294,9	1191,6	103,3
КП27И - т.вр.9	219х6	280	27,095	26,997	13,9	13,2	0,88	расслоенный	14679	106,9	92,8	14,2
т.вр.9 - т.вр.10	325х8	3903	26,997	16,525	4,4	-0,4	5,34	дисперсный	136189	1440,7	1323,6	117,1
Поток от Кустов КП6И КП6И-1И КП2И – т.вр. 10	273х8	2464	20,886	16,530	5,6	3,8	4,12	дисперсный	83934	769,2	688,5	80,7
т.вр. 10 - БМУПН	426х8	2504	16,525	13,508	1,3	-0,2	7,00	дисперсный	220123	3327,3	3134,6	192,8

Таблица 1.18 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Игнялинского НГКМ. Расчетный период 10.2030 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Северная ветка												
Поток от Кустов КП11И КП9И КП16И – т.вр.3	426х10	819		25,469		6,6			159156	934,9	782,4	152,5
Скв_17_куст_26И - ВЛ_скв17_куст 26И	89х6	257	Не работает в данный период									
Скв_18_куст_26И - ВЛ_скв18_куст 26И	89х6	273	Не работает в данный период									
Скв_16_куст_26И - ВЛ_скв16_куст 26И	89х6	247	Не работает в данный период									
Скв_15_куст_26И - ВЛ_скв15_куст 26И	89х6	237	27,692	26,796	4,8	4,6	3,16	дисперсный	6354	47,7	41,7	6,0
Скв_14_куст_26И - ВЛ_скв14_куст 26И	89х6	227	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_26И - ВЛ_скв13_куст 26И	89х6	211	27,926	26,796	3,1	3,0	3,38	дисперсный	7762	50,9	43,6	7,3
Скв_12_куст_26И - ВЛ_скв12_куст 26И	89х6	201	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_26И - ВЛ_скв11_куст 26И	89х6	191	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_26И - ВЛ_скв10_куст 26И	89х6	181	28,240	26,796	2,0	1,9	3,80	дисперсный	9835	57,3	47,9	9,4
Скв_9_куст_26И - ВЛ_скв9_куст 26И	159х6	137	27,700	26,797	2,3	2,3	3,39	дисперсный	8798	51,0	42,6	8,4
Скв_8_куст_26И - ВЛ_скв8_куст 26И	89х6	128	Не работает в данный период									

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Скв_7_куст_26И - ВЛ_скв7_куст 26И	89х6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_26И - ВЛ_скв6_куст 26И	89х6	110	27,751	26,797	4,6	4,6	2,83	пробковый	10844	42,6	32,2	10,5
Скв_5_куст_26И - ВЛ_скв5_куст 26И	89х6	95	27,576	26,797	4,1	4,0	3,12	пробковый	10223	47,0	37,1	9,9
Скв_4_куст_26И - ВЛ_скв4_куст 26И	89х6	86	Не работает в данный период									
Скв_3_куст_26И - ВЛ_скв3_куст 26И	89х6	77	27,500	26,797	4,4	4,4	2,98	пробковый	11118	44,9	34,2	10,8
Скв_2_куст_26И - ВЛ_скв2_куст 26И	89х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_26И - ВЛ_скв1_куст 26И	89х6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП26И - граница куста КП26И	219х6	44	26,796	26,729	3,6	3,6	2,92	пробковый	64933	354,0	291,9	62,1
граница куста КП26И - к.т.вр.3	219х6	690	26,729	25,468	3,6	3,4	2,93	пробковый	64933	354,8	292,7	62,1
т.вр.3 - к.т.вр.4	426х10	2027	25,468	23,816	5,7	5,4	2,86	пробковый	224089	1330,1	1115,7	214,3
Скв_15_куст_7И - ВЛ_скв15_куст 7И	89х6	237	Не работает в данный период									
Скв_14_куст_7И - ВЛ_скв14_куст 7И	89х6	227	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_7И - ВЛ_скв13_куст 7И	89х6	211	Не работает в данный период									
Скв_12_куст_7И - ВЛ_скв12_куст 7И	89х6	202	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_7И - ВЛ_скв11_куст 7И	89х6	193	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_7И - ВЛ_скв10_куст 7И	89х6	184	24,342	24,243	2,7	3,0	1,19	дисперсный	1998	18,0	16,1	1,8
Скв_9_куст_7И - ВЛ_скв9_куст 7И	89х6	168	24,491	24,243	4,0	4,0	2,17	дисперсный	3547	32,7	29,4	3,3
Скв_8_куст_7И - ВЛ_скв8_куст 7И	89х6	159	24,573	24,242	4,1	4,0	2,54	дисперсный	4291	38,3	34,3	4,0
Скв_7_куст_7И - ВЛ_скв7_куст 7И	89х6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_7И - ВЛ_скв6_куст 7И	89х6	110	24,516	24,242	2,8	2,8	2,83	дисперсный	4810	42,7	38,2	4,5
Скв_5_куст_7И - ВЛ_скв5_куст 7И	89х6	95	24,491	24,242	2,0	2,1	2,81	дисперсный	4972	42,3	37,7	4,6
Скв_4_куст_7И - ВЛ_скв4_куст 7И	89х6	86	24,480	24,242	2,0	2,0	2,94	дисперсный	5135	44,3	39,5	4,8
Скв_3_куст_7И - ВЛ_скв3_куст 7И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_7И - ВЛ_скв2_куст 7И	159х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_7И - ВЛ_скв1_куст 7И	89х6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП7И - граница куста КП7И	219х6	64	24,242	24,223	2,9	2,7	1,82	волновой	24753	220,6	197,7	22,9
граница куста КП7И - к.т.вр.4.	219х6	1213	24,223	23,812	2,7	2,8	1,82	волновой	24753	220,6	197,7	22,9
т. вр.4 - БМУПН	426х10	7751	23,812	13,538	5,1	3,0	3,53	дисперсный	248842	1645,0	1408,4	236,6
Южная ветка												
Поток от Кустов КП39И_КП37И-т.вр.6	219х6	7920		35,997		5,0			48752	187,7	138,9	48,8
Скв_8_куст_10И - ВЛ_скв8_куст10И	89х6	128	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_10И - ВЛ_скв7_куст10И	89х6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_10И - ВЛ_скв6_куст10И	89х6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_10И - ВЛ_скв5_куст10И	89х6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_10И - ВЛ_скв4_куст10И	89х6	86	36,444	36,025	3,6	3,6	2,59	пробковый	9615	39,0	29,4	9,6

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Скв_3_куст_10И - ВЛ_скв3_куст10И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_10И - ВЛ_скв2_куст10И	89х6	68	36,400	36,025	1,9	1,9	2,59	пробковый	10529	39,1	28,5	10,6
Скв_1_куст_10И - ВЛ_скв1_куст10И	89х6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП10И - граница куста КП10И	219х6	64	36,025	36,018	2,7	2,5	0,65	расслоенный	20144	78,8	58,7	20,2
граница куста КП10И - т.вр.6.	219х6	30	36,018	35,997	2,5	4,2	0,65	расслоенный	20144	78,8	58,7	20,2
т.вр.6 - т.вр.7	219х6	3832	35,997	30,456	4,2	2,6	2,50	пробковый	68896	303,1	234,7	68,3
скв1_куст 8И - ВЛ_скв1_куст 8И	89х6	32	Не работает в данный период									
скв2_куст 8И - ВЛ_скв2_куст 8И	89х6	48	31,200	30,827	10,6	10,6	3,32	пробковый	11968	50,0	37,9	12,1
скв3_куст 8И - ВЛ_скв3_куст 8И	89х6	55	Не работает в данный период									
скв4_куст 8И - ВЛ_скв4_куст 8И	89х6	64	31,377	30,827	10,7	10,6	3,50	пробковый	12613	52,7	40,0	12,7
скв5_куст 8И - ВЛ_скв5_куст 8И	89х6	73	Не работает в данный период									
скв6_куст 8И - ВЛ_скв6_куст 8И	89х6	87	31,005	30,827	21,2	20,8	1,33	пробковый	5730	20,0	14,3	5,7
скв7_куст 8И - ВЛ_скв7_куст 8И	89х6	102	31,005	30,827	3,7	3,7	1,17	пробковый	5471	17,6	12,2	5,4
скв8_куст 8И - ВЛ_скв8_куст 8И	89х6	112	Не работает в данный период									
скв9_куст 8И - ВЛ_скв9_куст 8И	89х6	123	30,998	30,827	16,1	15,7	1,10	пробковый	4565	16,6	12,1	4,5
АГЗУ 8И - граница куста КП8И	273х8	84	30,827	30,814	11,8	11,6	0,85	расслоенный	40347	158,7	118,3	40,5
граница куста КП8И - т.вр.7	273х8	1248	30,814	30,456	11,6	5,8	0,84	расслоенный	40347	158,6	118,1	40,5
т.вр.7 - т.вр.8	273х8	1579	30,456	28,078	5,8	5,2	2,77	пробковый	109243	516,4	408,3	108,1
Скв_16_куст_11И - ВЛ_скв16_куст 11И	89х6	254	30,410	30,364	3,5	3,8	0,46	пробковый	1399	6,9	5,5	1,4
Скв_15_куст_11И - ВЛ_скв15_куст 11И	89х6	245	30,403	30,364	3,5	3,8	0,43	расслоенный	1268	6,5	5,2	1,3
Скв_14_куст_11И - ВЛ_скв14_куст 11И	89х6	236	30,409	30,364	3,5	3,8	0,49	пробковый	1386	7,4	6,0	1,4
Скв_13_куст_11И - ВЛ_скв13_куст 11И	89х6	220	30,395	30,364	3,5	3,8	0,43	расслоенный	1134	6,4	5,3	1,1
Скв_12_куст_11И - ВЛ_скв12_куст 11И	89х6	211	30,387	30,364	3,5	3,8	0,36	расслоенный	960	5,5	4,5	1,0
Скв_11_куст_11И - ВЛ_скв11_куст 11И	89х6	202	30,395	30,364	3,5	3,8	0,47	расслоенный	1162	7,1	6,0	1,1
Скв_10_куст_11И - ВЛ_скв10_куст 11И	89х6	193	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_11И - ВЛ_скв9_куст 11И	89х6	177	30,380	30,364	3,5	3,8	0,34	расслоенный	821	5,2	4,4	0,8
Скв_8_куст_11И - ВЛ_скв8_куст 11И	89х6	128	31,351	30,356	10,5	10,3	3,39	пробковый	9827	51,1	41,7	9,4
Скв_7_куст_11И - ВЛ_скв7_куст 11И	89х6	119	31,128	30,356	3,3	3,3	2,98	пробковый	9090	44,9	36,2	8,7
Скв_6_куст_11И - ВЛ_скв6_куст 11И	89х6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_11И - ВЛ_скв5_куст 11И	89х6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_11И - ВЛ_скв4_куст 11И	89х6	86	Не работает в данный период									
Скв_3_куст_11И - ВЛ_скв3_куст 11И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_11И - ВЛ_скв2_куст 11И	89х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_11И - ВЛ_скв1_куст 11И	89х6	53	30,500	30,356	5,0	5,0	1,67	пробковый	10295	25,2	15,2	10,0
АГЗУ КП11И - граница куста КП11И	273х8	68	30,356	30,283	7,6	7,5	3,15	дисперсный	46118	381,3	342,6	38,7
граница куста КП11И - т.вр. 8	273х8	2587	30,283	28,085	7,5	6,5	2,05	волновой	46118	382,0	343,2	38,7

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
т.вр. 8- т.вр.9	273x8	272	28,078	27,377	5,7	5,6	5,18	дисперсный	155362	966,3	819,9	146,4
КП27И - т.вр.9	219x6	280	27,522	27,377	18,2	17,8	0,79	расслоенный	24037	95,8	71,8	24,0
т.вр.9 - т.вр.10	325x8	3903	27,377	17,689	7,3	5,3	4,05	дисперсный	179398	1092,2	922,1	170,0
Поток_от_Кустов_КПБИ_КПБИ-1И_КП2И – т.вр. 10	273x8	2464	24,275	17,683	11,9	10,9	3,13	пробковый	127460	584,2	456,2	127,9
т.вр. 10 - БМУПН	426x8	2504	17,683	13,498	7,7	6,8	5,17	дисперсный	306858	2456,4	2162,9	293,5

Таблица 1.19 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Игнялинского НГКМ. Расчетный период 12.2031 г.

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Северная ветка												
Поток_от_Кустов_КП1И_КП9И_КП16И – т.вр.3	426x10	819	27,215	26,445	5,9	5,8	1,62	пробковый	171404	752,7	584,9	167,7
Скв_18_куст_26И - ВЛ_скв18_куст 26И	89x6	257	Не работает в данный период									
Скв_17_куст_26И - ВЛ_скв17_куст 26И	89x6	273	27,840	27,789	2,8	2,5	0,55	пробковый	1222	8,4	7,2	1,2
Скв_16_куст_26И - ВЛ_скв16_куст 26И	89x6	247	Не работает в данный период									
Скв_15_куст_26И - ВЛ_скв15_куст 26И	89x6	237	28,887	27,789	6,0	5,7	2,73	пробковый	7418	41,1	33,9	7,2
Скв_14_куст_26И - ВЛ_скв14_куст 26И	89x6	227	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_26И - ВЛ_скв13_куст 26И	89x6	211	29,056	27,789	4,1	3,9	2,53	пробковый	8901	38,2	29,5	8,7
Скв_12_куст_26И - ВЛ_скв12_куст 26И	89x6	201	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_26И - ВЛ_скв11_куст 26И	89x6	191	Не работает в данный период									
Скв_10_куст_26И - ВЛ_скв10_куст 26И	89x6	181	28,940	27,789	3,0	2,9	2,52	пробковый	9349	38,0	28,8	9,2
Скв_9_куст_26И - ВЛ_скв9_куст 26И	159x6	137	28,682	27,789	2,7	2,6	2,49	пробковый	9553	37,5	28,1	9,4
Скв_8_куст_26И - ВЛ_скв8_куст 26И	89x6	128	Не работает в данный период									
Скв_7_куст_26И - ВЛ_скв7_куст 26И	89x6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_26И - ВЛ_скв6_куст 26И	89x6	110	28,165	27,789	5,8	5,7	1,95	пробковый	10979	29,4	18,6	10,8
Скв_5_куст_26И - ВЛ_скв5_куст 26И	89x6	95	28,491	27,789	4,6	4,5	2,10	пробковый	11203	31,6	20,5	11,1
Скв_4_куст_26И - ВЛ_скв4_куст 26И	89x6	86	Не работает в данный период									
Скв_3_куст_26И - ВЛ_скв3_куст 26И	89x6	77	28,080	27,789	5,1	5,1	2,00	пробковый	11738	30,2	18,6	11,6
Скв_2_куст_26И - ВЛ_скв2_куст 26И	89x6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_26И - ВЛ_скв1_куст 26И	89x6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП26И - граница куста КП26И	219x6	44	27,789	27,724	4,4	4,3	2,16	пробковый	70363	261,3	192,3	69,0
граница куста КП26И - к.т.вр.3	219x6	690	27,724	26,448	4,3	4,1	2,16	пробковый	70363	261,8	192,8	69,0
т.вр.3 - к.т.вр.4	426x10	2027	26,445	24,692	5,3	5,0	2,24	пробковый	241767	1044,6	808,1	236,5
Скв_15_куст_7И - ВЛ_скв15_куст 7И	89x6	237	25,301	25,250	1,6	1,7	0,56	пробковый	1440	8,4	6,9	1,5
Скв_14_куст_7И - ВЛ_скв14_куст 7И	89x6	227	25,334	25,250	1,6	-4,8	0,78	пробковый	1974	11,7	9,7	2,0
Скв_13_куст_7И - ВЛ_скв13_куст 7И	89x6	211	25,298	25,250	1,6	1,7	0,59	пробковый	1349	8,8	7,5	1,3

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
Скв_12_куст_7И - ВЛ_скв12_куст 7И	89х6	202	25,283	25,250	1,6	1,7	0,54	расслоенный	1127	8,1	7,0	1,1
Скв_11_куст_7И - ВЛ_скв11_куст 7И	89х6	193	25,284	25,250	1,6	1,7	0,57	расслоенный	1141	8,5	7,4	1,1
Скв_10_куст_7И - ВЛ_скв10_куст 7И	89х6	184	25,303	25,250	3,6	3,3	0,76	пробковый	1452	11,5	10,1	1,4
Скв_9_куст_7И - ВЛ_скв9_куст 7И	89х6	168	25,481	25,250	4,6	4,4	1,84	дисперсный	3539	27,6	24,3	3,3
Скв_8_куст_7И - ВЛ_скв8_куст 7И	89х6	159	25,546	25,250	7,1	6,7	2,00	дисперсный	4117	30,1	26,2	3,9
Скв_7_куст_7И - ВЛ_скв7_куст 7И	89х6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_7И - ВЛ_скв6_куст 7И	89х6	110	25,499	25,250	3,7	3,6	2,25	дисперсный	4730	33,9	29,4	4,5
Скв_5_куст_7И - ВЛ_скв5_куст 7И	89х6	95	25,454	25,250	1,9	1,9	2,04	пробковый	4646	30,8	26,3	4,5
Скв_4_куст_7И - ВЛ_скв4_куст 7И	89х6	86	25,480	25,250	2,5	2,5	2,36	дисперсный	5255	35,5	30,4	5,1
Скв_3_куст_7И - ВЛ_скв3_куст 7И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_7И - ВЛ_скв2_куст 7И	159х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_7И - ВЛ_скв1_куст 7И	89х6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП7И - граница куста КП7И	219х6	64	25,250	25,224	2,9	2,7	1,78	дисперсный	30770	216,0	186,3	29,7
граница куста КП7И - к.т.вр.4.	219х6	1213	25,224	24,693	2,7	2,3	1,78	дисперсный	30770	215,9	186,3	29,7
т. вр.4 - БМУПН	426х10	7751	24,692	13,503	4,7	2,8	2,86	пробковый	272537	1333,0	1067,4	265,6
Южная ветка												
Поток от Кустов КП39И_КП37И-т.вр.6	219х6	7920		36,404		3,7			60227	169,6	108,5	61,1
Скв_8_куст_10И - ВЛ_скв8_куст10И	89х6	128	36,433	36,415	5,4	4,8	0,49	расслоенный	1304	7,4	6,1	1,3
Скв_7_куст_10И - ВЛ_скв7_куст10И	89х6	119	Не работает в данный период									
Скв_6_куст_10И - ВЛ_скв6_куст10И	89х6	110	36,428	36,415	4,5	4,1	0,42	расслоенный	1144	6,4	5,2	1,2
Скв_5_куст_10И - ВЛ_скв5_куст10И	89х6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_10И - ВЛ_скв4_куст10И	89х6	86	36,804	36,415	3,6	3,6	1,83	пробковый	10393	27,6	17,1	10,5
Скв_3_куст_10И - ВЛ_скв3_куст10И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_10И - ВЛ_скв2_куст10И	89х6	68	36,760	36,415	1,9	1,9	1,88	пробковый	11388	28,2	16,7	11,5
Скв_1_куст_10И - ВЛ_скв1_куст10И	89х6	53	Не работает в данный период									
АГЗУ КП10И - граница куста КП10И	219х6	64	36,415	36,406	2,8	2,6	0,58	расслоенный	24229	69,8	45,3	24,5
граница куста КП10И - т.вр.6.	219х6	30	36,406	36,403	2,6	2,8	0,58	расслоенный	24229	69,8	45,3	24,5
т.вр.6 - т.вр.7	219х6	3832	36,403	31,470	3,4	2,5	2,28	пробковый	84456	275,6	190,7	84,9
скв1_куст 8И - ВЛ_скв1_куст 8И	89х6	32	Не работает в данный период									
скв2_куст 8И - ВЛ_скв2_куст 8И	89х6	48	32,150	31,871	11,8	11,8	2,16	пробковый	11339	32,5	20,9	11,6
скв3_куст 8И - ВЛ_скв3_куст 8И	89х6	55	Не работает в данный период									
скв4_куст 8И - ВЛ_скв4_куст 8И	89х6	64	32,274	31,871	11,6	11,5	2,23	пробковый	11908	33,5	21,4	12,1
скв5_куст 8И - ВЛ_скв5_куст 8И	89х6	73	Не работает в данный период									
скв6_куст 8И - ВЛ_скв6_куст 8И	89х6	87	31,959	31,871	21,2	20,9	0,98	пробковый	6702	14,7	8,0	6,7
скв7_куст 8И - ВЛ_скв7_куст 8И	89х6	102	31,956	31,871	2,9	2,9	0,79	пробковый	5873	12,0	6,1	5,9

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, атм.изб		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Объемный расход потока в раб. условиях, м³/ч	Расход газа в раб. условиях, м³/ч	Расход жидкости в раб. условиях, м³/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце						
скв8_куст 8И - ВЛ_скв8_куст 8И	89х6	112	Не работает в данный период									
скв9_куст 8И - ВЛ_скв9_куст 8И	89х6	123	31,946	31,871	16,1	15,7	0,83	пробковый	5703	12,4	6,7	5,7
АГЗУ 8И - граница куста КП8И	273х8	84	31,871	31,861	12,5	12,2	0,57	расслоенный	41525	105,8	63,8	42,0
граница куста КП8И - т.вр.7	273х8	1248	31,861	31,466	12,2	5,6	0,57	расслоенный	41525	105,7	63,7	42,0
т.вр.7 - т.вр.8	273х8	1579	31,466	28,765	5,6	5,1	2,26	пробковый	125981	421,8	295,5	126,3
Скв_16_куст_11И - ВЛ_скв16_куст 11И	89х6	254	30,912	30,875	5,0	4,0	0,44	расслоенный	1049	6,7	5,7	1,0
Скв_15_куст_11И - ВЛ_скв15_куст 11И	89х6	245	30,936	30,875	5,0	4,2	0,65	расслоенный	1446	9,8	8,4	1,4
Скв_14_куст_11И - ВЛ_скв14_куст 11И	89х6	236	Не работает в данный период									
Скв_13_куст_11И - ВЛ_скв13_куст 11И	89х6	220	30,937	30,875	5,0	4,3	0,69	пробковый	1534	10,4	8,9	1,5
Скв_12_куст_11И - ВЛ_скв12_куст 11И	89х6	211	Не работает в данный период									
Скв_11_куст_11И - ВЛ_скв11_куст 11И	89х6	202	30,953	30,875	5,0	4,4	0,84	пробковый	1851	12,7	10,9	1,8
Скв_10_куст_11И - ВЛ_скв10_куст 11И	89х6	193	Не работает в данный период									
Скв_9_куст_11И - ВЛ_скв9_куст 11И	89х6	177	30,912	30,875	5,0	4,3	0,55	пробковый	1278	8,2	7,0	1,2
Скв_8_куст_11И - ВЛ_скв8_куст 11И	89х6	128	31,704	30,875	11,7	11,4	2,32	пробковый	9624	35,0	25,6	9,4
Скв_7_куст_11И - ВЛ_скв7_куст 11И	89х6	119	31,547	30,875	3,3	3,3	2,05	пробковый	9260	30,9	21,8	9,1
Скв_6_куст_11И - ВЛ_скв6_куст 11И	89х6	110	Не работает в данный период									
Скв_5_куст_11И - ВЛ_скв5_куст 11И	89х6	95	Не работает в данный период									
Скв_4_куст_11И - ВЛ_скв4_куст 11И	89х6	86	31,424	30,875	12,5	11,9	9,24	дисперсный	5794	139,1	138,0	1,1
Скв_3_куст_11И - ВЛ_скв3_куст 11И	89х6	77	Не работает в данный период									
Скв_2_куст_11И - ВЛ_скв2_куст 11И	89х6	68	Не работает в данный период									
Скв_1_куст_11И - ВЛ_скв1_куст 11И	89х6	53	30,970	30,875	4,7	4,7	1,18	пробковый	9988	17,7	7,9	9,8
АГЗУ КП11И - граница куста КП11И	273х8	68	30,875	30,856	7,3	7,2	1,44	расслоенный	41824	269,4	232,6	36,8
граница куста КП11И – т.вр. 8	273х8	2587	30,856	28,768	7,2	5,8	1,44	расслоенный	41824	269,2	232,5	36,8
т.вр. 8- т.вр.9	273х8	272	28,765	28,167	5,4	5,3	3,97	пробковый	167805	740,8	578,2	162,7
КП27И - т.вр.9	219х6	280	28,323	28,167	18,2	17,8	0,63	пробковый	24579	76,2	51,5	24,7
т.вр.9 - т.вр.10	325х8	3903	28,167	17,796	7,0	5,3	3,09	пробковый	192384	835,1	648,0	187,1
Поток от Кустов КП6И КП6И-1И КП2И – т.вр. 10	273х8	2464	24,487	17,793	11,9	10,9	2,64	пробковый	129478	492,0	361,7	130,3
т.вр. 10 - БМУПН	426х8	2504	17,793	13,505	7,6	6,9	4,06	пробковый	321862	1927,8	1614,1	313,7

1.10.4 Анализ результатов гидравлического расчета и выводы

По результатам теплогидравлического расчета расчетное давление системы сбора Игнялинского НГКМ составляет 4,0 МПа (изб).

Диаметры выкидных трубопроводов для КП8И составляю DN80.

Диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста КП8И до т.вр. 7 составляет DN250.

Диаметр нефтегазосборного коллектора от т.вр.7 до т.вр. 9 – DN250.

Режимы течения и скорости потоков в проектируемых трубопроводах указаны в таблицах результатов расчетов 1.13 - 1.19. В соответствии с проведенными расчетами, будет наблюдаться также и пробковый режим.

Скорости потоков в газосборных трубопроводах не превышают максимально допустимого значения 20 м/с.

По результатам гидравлического расчета температура потока в трубопроводах не достигает температуры застывания нефти, которая составляет минус 41,2 – минус 50⁰С, также отсутствуют ограничения по температурному режиму на входе БМУПН, что говорит о целесообразности отсутствия теплоизоляции подземных участках трубопроводов.

Подача ингибитора гидратообразования на устья скважин, а также в нефтегазосборный коллектор от куста скважин №8И не требуется в виду высокой минерализации воды.

Физико-химические свойства воды Игнялинского НГКМ представлены в таблице 1.20.

Таблица 1.20 - Физико-химические свойства воды Игнялинского НГКМ.

Показатели	Результаты измерений		
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	%-экв/дм ³
Натрий	43405	1887,995	38,935
Калий	1824,96	48,5	0,965
Кальций	52890,18	2639,23	54,8
Магний	3103,545	255,31	5,3
Хлорид-ион	225225	6353,315	99,665
Сульфат-ион	847,525	17,66	0,275
Гидрокарбонат-ион	239,93	3,93	0,06
Карбонат-ион	< 8.1	-	-
Общая минерализация, г/дм ³		327,5	
Водородный показатель (рН), ед.рН		7,125	
Удельная электропроводимость, mS/cm		231	
Плотность, г/см ³		1,2183	

Расчет гидравлического удара при закрытии арматуры по трассе газосборного коллектора от КП 8И не выполнялся, так как простой расчет гидроудара для среды нефть+газ с помощью формулы Жуковского рассчитать не возможно.

В однофазном потоке (жидкость) ударная волна распространяется со скоростью звука в жидкости со скоростью 1000-1200 м/с.

В многофазном потоке (жидкость +газ) скорость звука резко снижается из-за наличия газа и делает среду сильно сжимаемой.

При быстром закрытии задвижки в многофазном потоке пульсация давления поглощается за счет сжатия и расширения газа.

Это смягчает пики давления по сравнению с однофазной жидкостью. Изменение скорости потока приводит к смене режима течения, что влияет на гидравлическое сопротивление при движении среды в трубопроводе.

Понятие прямого и непрямого удара сохраняется для многофазной среды, но время распространения ударной волны значительно увеличивается из-за малой скорости звука в

газожидкостной смеси. Следовательно, вероятность непрямого удара (более медленного) гораздо выше.

Для более точного и достоверного расчета гидравлического удара в многофазной среде необходимо моделирование специализированных ПК.

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

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

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

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

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

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

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по обоснованию безопасности проектируемых технологических сооружений:

- использование запорной арматуры с электроприводом КП8-XV-001, которая обеспечивает прекращение подачи продукции от куста скважин №8И в линейную часть нефтегазосборного трубопровода, транспортирующую скважинную продукцию до УПН Игнялинского НГКМ, в случае аварий как на кусте скважин №8И, так и на линейной части системы сбора, в соответствии с требованиями СП 231.1311500.2015.

- в соответствии с п.8.9 ГОСТа 32569-2013, использование материала для трубопроводов и соединительных деталей из стали 4 группы исполнения в соответствии с требованиями ТТТ-01.02.04-01, классом прочности К52.

- в соответствии с требованиями п.6.3.8 СП 231.1311500.2015, оснащение дренажной емкости линии (воздушником) выпуска ГВС/впуска воздуха с огнепреградителем.

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

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

- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- полная герметизация технологического оборудования;
- электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении;
- применение блочного оборудования заводского изготовления с легкобрасываемыми конструкциями;

- работа технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;

- размещение технологического оборудования на открытых территориях куста или площадках с обеспечением необходимых проходов;

- автоматизация основных технологических процессов;

- соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;

- контроль загазованности на технологических площадках и в блок-боксах;
- применение теплоизоляции и электрообогрева трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры для предотвращения застывания перекачиваемой продукции;
- применение сталей повышенной коррозионной стойкости для проектируемых трубопроводов и деталей трубопроводов, обеспечивающее их надежную работу в течение расчетного срока службы;
- пожарная сигнализация.

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

В проектных решениях учтены требования пунктов 6, 7, 8, 10 и других пунктов ГОСТ 32569-2013, Правила устройства электроустановок и других нормативных документов, представленных в Приложении А.

Уровень ответственности проектируемых сооружений – нормальный.

На кусте скважин №8И находятся закрытые технологические помещения, размещаемые в блок-боксах заводской готовности. К ним относятся блок дозирования реагента, измерительная установка и блок напорной гребенки. Постоянное пребывание персонала в них не предусмотрено.

Характеристика основных технологических объектов обустройства куста скважин №8И Игнялинского НГКМ по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.21.

Таблица 1.21 - Характеристика проектируемых технологических объектов обустройства куста скважин №8И Игнялинского НГКМ

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	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрывоопасной зоны по ФЗ 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-1-2022
Куст скважин №8И						
Устье добывающей скважины - 9 шт.	ЛВЖ, Газ легкий	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Измерительная установка – 1 шт.	ЛВЖ, Газ легкий	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т3	Зона 2	Зона 2
Блок дозирования реагента – 1 шт.	ЛВЖ	А (блок-бокс) АН (площадка)	В-1а (блок-бокс) В-1г (площадка)	ПА-Т2	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Подземная дренажная емкость – 1 шт.	ЛВЖ Газ легкий	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 0, 1, 2	Зона 0, 1, 2
Площадка узла запуска СОД с отключающей арматурой – 1 шт.	ЛВЖ, Газ легкий	АН	В-1г	ПА-Т3	Зона 1, 2	Зона 1, 2
Примечания						
<p>1. размеры взрывоопасных зон принимаются согласно Приложению №5 Приказа от 15 декабря 2020 года №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Зона 0 – R=1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы; – Зона 1 - R=1,5 м от зоны 0 (R=3 м в случае отсутствия Зоны 0); – Зона 2 - R= 2 м от зоны 1 (R=3 м в случае отсутствия Зоны 1). <p>2. Характеристики взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности объектов куста скважин №8И, участвующих в системе ППД (устье нагнетательной скважины, блок напорной гребёнки), указаны в разделе 2.</p>						

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

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

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

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

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

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

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

- заявитель формирует комплект документов, указанных в пункте 10 статьи 8; осуществляет производственный контроль и принимает все необходимые меры для того, чтобы процесс производства обеспечивал соответствие машин и (или) оборудования требованиям настоящего технического регламента и направляет в орган по сертификации заявку на проведение исследования типа;

- орган по сертификации проводит исследование типа с учетом полученных от заявителя документов. В случае если заявитель не применял стандарты, указанные в пункте 1 статьи 6 настоящего технического регламента, орган по сертификации оценивает возможность замены требований указанных стандартов заявленными требованиями. Исследование типа в зависимости от представленных заявителем документов, проводится одним из следующих способов:

- исследование образца, как представителя всех производимых впоследствии машин и (или) оборудования;

- изучение представленных документов, испытание образца или определяющих (критических) составных частей машин и (или) оборудования;

- при положительных результатах проведенных исследований типа орган по сертификации оформляет сертификат на тип по единой форме, утвержденной решением Комиссии, и выдает его заявителю. Сертификат на тип является неотъемлемой частью декларации о соответствии, и содержащиеся в нем заявленные требования к машине и (или) оборудованию, признанные достаточным доказательством соответствия ее требованиям настоящего технического регламента, используются при проверках, проводимых органами государственного контроля (надзора) на соответствие настоящему техническому регламенту;

- заявитель принимает и регистрирует декларацию о соответствии.

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

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

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

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

Численность персонала по обслуживанию куста скважин №8И и линейной части промыслового нефтегазосборного трубопровода «КП№8И – т.вр. КП№27И» приведена в Томе 3.4 «Часть 4. Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины; запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

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

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

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

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

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

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

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию нефтегазосборных трубопроводов на кусте скважин №8И при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

1.16 Описание автоматизированных систем, используемых на производственном объекте

Проектирование систем автоматизации выполняется в соответствии с Заданием на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И».

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

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

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

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

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

Подробно описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в томе 3.3 «Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами».

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

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

- неорганизованные;
- организованные.

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

К организованным источникам выбросов относятся:

- воздушники от подземной дренажной емкости и блока дозирования реагента;
- вентиляционные трубы от блока дозирования реагента и измерительной установки.

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в Томе 6 «Раздел 6. Мероприятия по охране окружающей среды».

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

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

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

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

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

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

- шлам очистки трубопроводов, дренажной емкости при периодической зачистке;
- масла отработанные – образуются при замене масла в редукторах насосного оборудования блока дозирования реагента и редукторах электроприводов запорной арматуры при техническом обслуживании;
- отработанная смазка подшипников и резьбовых соединений у насосного оборудования в блоке дозирования реагента;
- огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании оборудования.

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Томе 6 «Раздел 6. Мероприятия по охране окружающей среды».

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

В соответствии с Федеральным Законом от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» мероприятия по экономии электроэнергии и повышению энергоэффективности являются приоритетными при проведении проектных работ. Подход к экономии электроэнергии основан на использовании энергосберегающих технологий, которые призваны уменьшить потери электроэнергии.

Для обеспечения энергосбережения приняты следующие проектные решения:

- применение современного электропотребляющего оборудования заводоизготовителей, сертифицированного в установленном законодательством Российской Федерации порядке, с учетом показателей энергоэффективности;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий световую и звуковую сигнализацию об отклонениях технологических параметров;
- оптимальный подбор мощности электродвигателей насосных агрегатов;
- применение противоаварийных устройств: отсечная арматура с электроприводом;
- минимальное использование фланцевых соединений в трубопроводной обвязке для сокращения потерь углеводородов;
- для предотвращения протечек на технологических трубопроводах применение арматуры, имеющей класс герметичности «А»;
- автоматическое управление отоплением помещений и блок-боксов и автоматическое управление наружным освещением;
- применение современных приборов отопления, обеспечивающих высокий уровень энергоэффективности за счет минимизации потерь энергии, создания высокого уровня теплопроводности и отдачи тепловой энергии;
- применение вентиляционного оборудования с высоким классом энергоэффективности в соответствии с ГОСТ 31961-2012;
- изоляция технологических трубопроводов и трубопроводов теплоснабжения эффективными теплоизолирующими материалами;
- рациональное использование осветительных установок;
- применение саморегулируемых нагревательных элементов для обогрева технологических трубопроводов;
- применение оборудования с высоким классом энергоэффективности;
- учет расхода электроэнергии в соответствии с установленными государственными стандартами и нормами точности измерений;

– применение трубопроводов из сталей с эксплуатационными характеристиками, соответствующими свойствам транспортируемых рабочих сред, также защита трубопроводов антикоррозионными покрытиями обеспечивает длительные сроки безаварийной эксплуатации.

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

Принятые в проектной документации функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения продиктованы следующими условиями:

– компактное размещение в плане (и по высоте) технологического оборудования и сетей для сокращения площади и объемов производственных помещений, технологических установок, позволяющее экономить энергетические ресурсы при строительстве и эксплуатации;

– использование оборудования и изделий максимальной заводской готовности;

– применение эффективной тепловой изоляции для технологического оборудования, трубопроводов и арматуры позволяет сократить выделение (поглощение) тепла в производственных помещениях;

– поддержание минимально необходимой температуры помещений согласно их функциональному назначению;

– применение общих эстакад для прокладки технологических трубопроводов и кабельной продукции.

Габаритные размеры производственных помещений и технологических установок в плане, их высоты, этажность и компоновка приняты с учетом функционального назначения, размещения в них технологического оборудования, площадок обслуживания, прокладки инженерных коммуникаций и нормальной их эксплуатации, обслуживания и ремонта.

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

Все технические решения при проектировании обустройства кустов скважин №8И Игнялинского НГКМ на период эксплуатации приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложение А (ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ПрилА-001).

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

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

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

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

2 Система заводнения

2.1 Введение

В настоящем разделе представлены решения по системе заводнения на кусте №8И проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И».

2.2 Исходные данные для проектирования

Исходными данными для разработки проектной документации являются следующие документы:

- задание на проектирование Объектов обустройства кустовых площадок со всей сопутствующей инфраструктурой «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И», утвержденного Техническим директором ООО «Газпромнефть-Заполярье» Столяровым В.И. (Том 1 Приложение А);
- материалы инженерных изысканий к данному проекту, выполненные ООО «Уралгеопроект» в 2025 году.

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

2.3 Краткая характеристика района строительства

Административное и географическое положение

В административном отношении район работ расположен в Иркутской области, Катанском районе, на Игнялинском месторождении.

Населенные пункты вблизи объектов проектирования отсутствуют.

Ближайшие населенные пункты: д. Верхне-Калинина – 73 км, с. Преображенка – 78 км.

Климатическая характеристика

Климатическая характеристика территории составлена по данным наблюдений метеостанции Преображенка.

Климатические параметры холодного периода года приведены в таблице (Таблица 2.1).

Таблица 2.1-Климатические параметры холодного периода года

Климатическая характеристика	Значения
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.98, °С	-56
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.92, °С	-53
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98, °С	-53
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.92, °С	-50
Температура воздуха обеспеченностью 0.94, °С	-38
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-59
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	12,2
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 0 , сут.	207
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0 , °С	-18,5
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 , сут.	259
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 , °С	-14
Продолжительность, сут, периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 10 , сут.	273

Климатическая характеристика	Значения
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 10 , °С	-12,8
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	75
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %	74
Количество осадков за ноябрь-март, мм	82
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	2,5
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С, м/с	2,1

Климатические параметры теплого периода года приведены в таблице (Таблица 2.2).

Таблица 2.2- Климатические параметры теплого периода года

Климатическая характеристика	Значения
Барометрическое давление, гПа	980
Температура воздуха обеспеченностью 0,95, °С	22
Температура воздуха обеспеченностью 0,98, °С	26
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	24
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	36
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	15
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	69
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	50
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	274
Суточный максимум осадков обеспеченностью 1%, мм	68
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С

Исследуемая территория находится в континентальной Восточносибирской области умеренного климатического пояса. Формирование климата происходит под влиянием Азиатского максимума в холодное время года и Азиатской депрессии – в теплое.

Большое влияние оказывают также особенности рельефа. Он играет существенную роль в трансформации циркуляционных процессов, определяет большую изменчивость по территории различных метеорологических параметров, приводит к значительным вариациям составляющих радиационного и теплового баланса.

Климат в холодный период года формируется под влиянием Азиатского антициклона, занимающего центральную часть Евразии. Центр его находится над Тувой и Северной Монголией. Это низкое барическое образование, формирование которого начинается в сентябре, а максимальное развитие достигается в январе. В результате действия Азиатского антициклона повторяемость антициклонов значительно увеличивается, циклоны, наоборот, наблюдаются крайне редко. Погода в этот период формируется под влиянием арктических воздушных масс, континентальных воздушных масс из северных и центральных районов Сибири и с юга Западной Сибири и Казахстана, очень редко сюда может поступать воздух из Европейской части России или с Тихого океана.

В мае усиливается циклоническая деятельность, особенно часто приходят циклоны с юга Западной Сибири, но в первую половину теплого периода (июнь-июль) повторяемость антициклональной погоды по-прежнему значительна за счет барических образований, смещающихся в данные районы в основном с северо-запада Западной Сибири. Во второй половине теплого периода (август-сентябрь) повторяемость циклонов становится больше. В формировании погоды в это время года большое значение имеет трансформация воздушных масс, в результате чего господствуют континентальные воздушные массы различной степени

трансформации. Именно процессами трансформации определяется относительно высокая температура воздуха летом.

Участок изысканий находится в зоне резко континентального климата с умеренно теплым летом и суровой, относительно малоснежной зимой. Лето короткое, но относительно теплое за счет повышенной продолжительности светового дня. Суровые климатические условия района определяют повсеместное распространение многолетней мерзлоты мощностью до 80 м с наличием спорадических таликов.

Согласно СП 20.13330.2016, участок изысканий относится к III району по весу снегового покрова (значение нагрузки — 1,5 кПа), к Ia району по давлению ветра (0,17 кПа).

Инженерно-геологические условия

В геологическом строении территории изысканий принимают участие породы верхоленской и илгинской свиты среднего-верхнего отдела кембрийской системы и укугутской свиты нижнего отдела юрской системы, перекрытые с поверхности элювиально-делювиальными образованиями коры выветривания по коренным породам и маломощным чехлом четвертичных и современных отложений болотного и техногенного происхождения.

Средне-верхнекембрийские отложения представлены затронутыми выветриванием алевролитами, аргиллитами, песчаниками и доломитами осадочного происхождения. На участке изысканий вскрыты скважинами, пробуренными на переходах через водотоки с глубины 6,7-15,0 м, а также в северной части участка изысканий на глубинах от 3,6 до 17,0 м.

Элювий по средне-верхнекембрийским отложениям представлен песками мелкими и супесями (продукт выветривания песчаников осадочного происхождения). На участке изысканий вскрыты скважинами, пробуренными в северной части участка изысканий на глубинах от 2,6 до 17,0 м.

Элювиально-делювиальные четвертичные отложения – кора выветривания по нижнеюрским и средне-верхнекембрийским образованиям осадочного происхождения. Имеют повсеместное распространение, слагают большую часть разреза. Вскрыты с глубин от 1,0 до 5,0-6,0 м, мощность изменяется от 1,0 до 13,0-15,0 м. Сверху перекрыты чехлом четвертичных делювиальных образований. Представлены суглинками с включением щебня и дресвы коренных пород, дресвяными и щебенистыми грунтами с суглинистым и супесчаным заполнителем. Большая часть грунтов, вскрытых по разрезу относится к многолетнемерзлым.

Суглинки преимущественно слабольдистые.

Делювиальные четвертичные отложения слагают верхнюю часть разреза, слой сезонного промерзания – оттаивания и имеют повсеместное распространение. Вскрытая мощность изменяется от 0,5 до 5,0-6,0 м. Сверху повсеместно перекрыты почвенно-растительным слоем. Представлены преимущественно суглинками от текуче- до полутвердой консистенции с включением щебня и дресвы до 5-15 %. На дату изысканий грунты – сезонномерзлые, от слабо- до сильнольдистых.

Современные аллювиальные отложения представлены аллювием речных пойм и днищ логов. Аллювий крупных рек представлен гравийно-галечниковыми и дресвяными грунтами с суглинистым, супесчаным заполнителем. При приближении к склонам долин галечниковые отложения сменяются суглинками. Аллювиальные отложения мелких рек представлены илистыми глинами, супесями, суглинками. Вскрытая мощность составляет 1,2–6,0 м.

Современные биогенные отложения представлены торфом. Распространены на участке изысканий локально, с поверхности, преимущественно в северной части района изысканий и приурочены к заболоченным понижениям термокарстового генезиса. Вскрытая мощность отложений незначительная, от 0,2 до 1,2 м.

Краткая гидрографическая характеристика

Трасса изысканий расположена в непосредственной близости от водораздела бассейнов притоков р. Енисей (Нижняя Тунгуска) и Лены (Дулисьма, Пеледуй, Нюя).

Гидрографическая сеть района изысканий представлена верховьями р. Чоны и её многочисленными притоками, наиболее крупные из которых:

- левые – Хува, Игняла, Марикта, Ключик, Рассольный;
- правые – Маристая, руч. Шенарский, Ложа, Зимовейная, Бирая.
Согласно ГОСТ 19179-73 р. Чона относится к средним рекам, а её притоки – к малым рекам.

2.4 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

2.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

На основании Задания на проектирование (п.11) в данном разделе разрабатываются проектные решения по системе заводнения кустовой площадки №8И.

Границей проектирования между линейным высоконапорным водоводом и сооружениями системы заводнения на кустовой площадке №8И является фланец отсекающей задвижки перед входом в блок напорной гребенки, размещаемой на кустовой площадке №8И.

Проектные решения по линейной части высоконапорного водовода описаны в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы».

В переводе под нагнетание следующие скважины - №1.1.1, №1.3.1, №1.5.1, №1.8.1.

Общий объем закачиваемой воды, в соответствии с п.11.2.2 задания на проектирование, составляет 1449,3 м³/сут, предусмотрено равномерное распределение по нагнетательным скважинам по 362,33 м³/сут в каждую.

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

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

2.4.2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом

В соответствии с заданием на проектирование, на кустовой площадке №8И данным разделом предусматривается строительство блока напорной гребенки, высоконапорных водоводов от блока гребенки до нагнетательных скважин подземной прокладки, обустройство устьев четырех нагнетательных скважин (перевод из добывающих).

Для распределения и замера расхода воды, закачиваемой в каждую нагнетательную скважину, проектируется блок напорной гребенки (БНГ-1).

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

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

Материальное исполнение и типоразмер труб представлены в разделе 3 «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

Закачиваемая среда – очищенная и подготовленная подтоварная вода с высокоагрессивными свойствами и другие очищенные и подготовленные сточные воды.

Физико-химический состав перекачиваемой подтоварной воды представлен в таблице (Таблица 2.3).

Таблица 2.3- Физико-химическая характеристика воды Игнялинского ЛУ

Показатели	Результаты измерений			Нормативный документ
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	%-экв/дм ³	
Натрий	43405	1887,995	38,935	ПНД Ф 14.1:2:4.135-98
Калий	1824,96	48,5	0,965	
Кальций	52890,18	2639,23	54,8	
Магний	3103,545	255,31	5,3	
Хлорид-ион	225225	6353,315	99,665	ГОСТ 26449.1-85 (п.9.1)
Сульфат-ион	847,525	17,66	0,275	ГОСТ 26449.1-85 (п.13.2)
Гидрокарбонат-ион	239,93	3,93	0,06	ГОСТ 26449.1-85 (п.7.2)
Карбонат-ион	< 8.1	-	-	ГОСТ 26449.1-85 (п.7.2)
Общая минерализация, г/дм ³	327,5			расчетный способ
Водородный показатель (рН), ед.рН	7,125			ГОСТ 26449.1-85 (п.4)
Удельная электропроводимость, мS/cm	231			Руководство по эксплуатации АНИОН 4100 мод. А 4155
Плотность, г/см ³	1,2183			ГОСТ 26449.1-85 (п.1)

Качественный состав воды по механическим примесям и нефтепродуктам соответствует требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Давление нагнетания на устьях нагнетательных скважин должно быть не менее 17,5 МПа, расчетное давление 21,0 МПа.

Принципиальная схема системы заводнения на площадке куста скважин №8И представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-012.

2.4.3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

2.4.3.1 Блок напорной гребенки

Для распределения и замера расхода воды, закачиваемой в каждую нагнетательную скважину, предусматривается блок напорной гребенки – изделие полной заводской готовности в блочно-комплектном исполнении согласно конструкторской документации БГ 6 правое исп. Т-БГ6х25.СТ21-Д-ЗД (2)-200х80(0)-П-Д-Ш завода «Техновек».

В помещении блока напорной гребенки размещаются: отключающие задвижки, краны шаровые дроссельные, приборы для замера расхода воды, приборы для замера давления и температуры воды.

Категория помещения блока Д; класс взрывоопасной зоны – невзрывоопасная.

Категория надежности действия блока – третья.

Решения по вентиляции и отоплению блока приведены в Томе 4.5.6 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети».

Компоновка блока напорной гребенки представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-010.

2.4.3.2 Обустройство устьев нагнетательных скважин

На кустовой площадке №8И предусматривается обустройство четырех нагнетательных скважин (перевод из добывающих) - №1.1.1, №1.3.1, №1.5.1, №1.8.1, расстояние между устьями скважин принято равным 9 м, между группами скважин – 15 м.

При переводе существующих скважин под нагнетание извлекается существующее погружное насосное оборудование и насосно-компрессорные трубы.

Нефтяные скважины, которые переводятся под нагнетание, изначально оборудуются фонтанной арматурой типа АФК6-65, на давление не ниже 21 МПа, исполнения ХЛ1, обеспечивающей герметизацию трубного и затрубного пространств скважины.

При переводе под нагнетание проводятся работы по частичному демонтажу линии АФ-1, соединяющей затрубное пространство с выкидной линией, ШДР, а также клапана обратного устьевого незамерзающего. В местах демонтажа предусматривается врезка трубопроводов нагнетания 89х8 мм.

Категория площадок устьев нагнетательных скважин по пожарной опасности – Ан, класс взрывоопасной зоны В-1г.

Схема обвязки устьев нагнетательных скважин приведена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-011.

2.4.3.3 Высоконапорные водоводы

Высоконапорные водоводы на кустовой площадке №8И предназначены для подачи воды от блока напорной гребенки (БНГ-1) до нагнетательных скважин №1.1.1, №1.3.1, №1.5.1, №1.8.1.

Высоконапорные водоводы запроектированы в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и относятся к категории В1.

В соответствии с Заданием на проектирование (п.11) объем закачки на кусте скважин составляет 1449,3 м³/сут.

Водоводы рассчитаны на пропуск расхода, необходимого для обеспечения проектных показателей по объемам закачки с целью поддержания требуемого пластового давления.

Диаметры высоконапорных водоводов от блока гребенки до устьев нагнетательных скважин определены гидравлическим расчетом из условия пропускания по водоводу к каждой скважине расхода в количестве 362,3 м³/сут. (15,1 м³/ч) (4.19л/с), и приняты равными \varnothing 89х8 мм.

Гидравлический расчет высоконапорного водовода с учетом участков до нагнетательных скважин приведен в томе 3.2 «Часть 2. Промысловые трубопроводы».

Давление нагнетания на устье скважин принято равным не менее 17,5 МПа, расчетное давление в водоводах составляет 21,0 МПа.

Давление испытания водоводов на кусте скважин, а также выкидных трубопроводов для скважин с переводом под ППД составляет 1,43хР_{рас}=30,0 МПа (п.13.2 ГОСТ 32569-2013).

Проектируемые водоводы на кусте прокладываются преимущественно подземно, с надземной обвязкой устьев скважин, блока напорной гребенки.

Водоводы приняты из труб бесшовных горячедеформированных из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0).

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

Расстояние между подземными трубопроводами и строительными конструкциями (свайные основания блоков) составляет не менее 1,5 м в соответствии с таблицей 17 СП 4.13130.2013.

Высота прокладки надземных трубопроводов составляет не менее 0,6 м от поверхности земли до оси трубопровода.

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

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

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

Надземные участки высоконапорных водоводов (выходы из блока гребенки, обвязка устьев нагнетательных скважин) прокладываются в теплоизоляции матами прошивными из базальтового волокна толщиной 40мм.

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

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

Защиту стальных подземных трубопроводов без теплоизоляции в трассовых условиях выполнить покрытием усиленного типа, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 на основе термоусаживающихся лент толщиной 0,7 мм поверх битумно-полимерной мастики толщиной не менее 0,8 мм.

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

Испытание водоводов на прочность, плотность и герметичность предусматривается гидравлическим способом.

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

Контроль сварных стыков трубопроводов должен производиться в объеме 100% радиографическим методом, контроль гарантийных стыков в объеме 100% радиографическим методом, порошковыми методами и УЗК.

План высоконапорных водоводов на площадке куста скважин приведен на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ГЧ-009.

Выбор материального исполнения и сортамента трубопроводов с расчетом на прочность, а также меры по защите от атмосферной коррозии оборудования, трубопроводов и металлоконструкций приведены в разделе 3 «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

2.4.3.4 Запорная арматура

Проектом предусматривается надземная установка всей запорной арматуры на кусте скважин №8И.

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

В проекте предусматривается установка запорной арматуры на входе в блок напорной гребенки, а также обратных клапанов на выходе из блока на каждой линии нагнетания.

Запорная арматура, устанавливаемая на проектируемых водоводах системы заводнения, предусматривается в соответствии с требованиями ГОСТ 33260-2015.

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

Расчетное давление запорной арматуры составляет 21,0 МПа.

Сальниковые уплотнения арматуры должны соответствовать условиям эксплуатации в холодном климате. В материале уплотнений исключается присутствие асбеста.

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями из легированной коррозионностойкой стали.

2.4.3.5 Переходы технологических трубопроводов через коммуникации

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

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

2.4.4 Требования к организации производства

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

- досягаемость - рациональная планировка рабочего места предполагает такое размещение всех технических средств и рабочих материалов, которое позволяет работать без лишних движений, приводящих к утомлению и лишним затратам времени;
- обзорность;
- изолированность;
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения при эксплуатации машин и механизмов;
- достаточные физические, зрительные и слуховые связи между персоналом и оборудованием;
- оптимальное размещение оборудования, главным образом средств отображения информации и органов управления, благодаря которому обеспечивается удобное положение человека при работе;
- четкое обозначение органов управления, элементов системы обозначения информации, других элементов оборудования, которые нужно находить опознавать, и которыми работник должен манипулировать;
- необходимое естественное и искусственное освещение для выполнения оперативных задач и технического обслуживания оборудования;
- обеспечение комфорта в производственных помещениях (температурный режим, допустимый уровень акустических шумов, создаваемых оборудованием рабочего места);
- наличие необходимых инструкций и предупредительных знаков, предупреждающих об опасности и указывающих на необходимые меры предосторожности при работе.

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

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

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

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых способствует оптимизации напряженности трудовой деятельности. Рациональные режимы труда и отдыха устанавливаются с учетом сменности и длительности рабочих смен, перерывов на обед и с учетом специфики работы на промысле. Время предоставления перерыва и его конкретная продолжительность устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка по

соглашению между работодателем и работниками в соответствии с главой 18 статьей 108 Трудового Кодекса РФ.

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

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

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

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

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.

2.5 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для электрообогрева надземных участков на устье нагнетательных скважин используется электроэнергия. Электрообогрев учтен при проектировании нефтяных скважин с переводом под нагнетание и приведен в разделе 1 данной пояснительной записки.

Годовая потребность электроэнергии куста №8И представлена в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения. Текстовая часть».

2.6 Описание источников поступления сырья и материалов

В качестве источника сырья для системы заводнения предусматривается использование очищенных и подготовленных подтоварных и других сточных вод.

2.7 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Качество очищенных и подготовленных подтоварных и других сточных вод, закачиваемых в систему заводнения на кусте скважин №8И, соответствует требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Давление нагнетания на устьях скважин должно быть не менее 17,5 МПа.

2.8 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Обустройство системы заводнения на кусте скважин №8И, выполняется в соответствии с Заданием на проектирование (п.11).

Скважинное оборудование (фонтанная арматура) в объем проектирования не входит. Границей проектирования является фланец фонтанной арматуры типа АФК1Э-65х21.

Перечень сооружений и водоводов, необходимых для работоспособной системы заводнения, приведен в пункте 2.4.3 настоящей записки.

2.9 Гидравлический расчет системы заводнения

Гидравлический расчет системы заводнения на площадке куста скважин №8И выполнен в Томе 3.2, ИГНФ1-КП8-П-ТКР.02.00-ТЧ-002.

По результатам гидравлического расчета системы заводнения, диаметры водоводов от блока гребенки до устьев скважин приняты 89х8, при этом давление на устье скважины при подаче воды по самому протяженному водоводу составляет не менее 17,5 МПа.

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

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

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

Для технического обслуживания и ремонта оборудования на площадке куста скважин №8И, используются передвижные грузоподъемные устройства.

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

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

В соответствии с п.9 ст.4 Федерального закона № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» проектируемые здания и сооружения идентифицируются как объекты нормального уровня ответственности.

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

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

- соблюдение технологических параметров средствами автоматизации с сигнализацией об отключении параметров работы оборудования, предупреждающей обслуживающий персонал о возможности возникновения аварийного режима работы;
- применение наружной антикоррозионной изоляции поверхности стальных трубопроводов;
- тщательное выполнение работ по строительству сооружений и трубопроводов системы заводнения с проведением гидравлических испытаний на плотность и прочность трубопроводов перед сдачей в эксплуатацию;
- применение труб с толщиной стенки не ниже расчетной.

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

Все технологическое оборудование, используемое для обустройства системы заводнения на кусте скважин №8И, поставляется в соответствии с опросными листами или типовыми техническими требованиями Компании.

Всё оборудование соответствует действующим требованиям нормативно-технической документации, действующей на территории Российской Федерации.

Оборудование в соответствии с Техническим регламентом Таможенного союза 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)).

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.

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

Постоянных рабочих мест на проектируемых объектах не требуется.

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

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности»,

ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».

Информация о проектируемом численно-профессиональном составе работников с группами производственных процессов, режиме труда и отдыха, об обеспечении спец.одеждой и данные по воздействию вредных производственных факторов на персонал приведены в Томе 3.4. «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» данного проекта.

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

Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда на проектируемых объектах разработаны с учетом основных положений Трудового Кодекса Российской Федерации № 197-ФЗ.

Права работников на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда, установлены ст. 219 Трудового Кодекса Российской Федерации.

Дополнительные гарантии охраны труда отдельным категориям работников установлены в соответствии со ст. 224 Трудового Кодекса Российской Федерации.

Подробные сведения по мероприятиям, обеспечивающим соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов, приведены в Томе 3.4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Технологический процесс заводнения месторождения (системы ППД) связан с рядом опасных факторов: высокое давление и др.

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

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

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

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

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

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

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 5ти метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10ти метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5ти 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 сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

2.15 Описание автоматизированных систем, используемых на производственном объекте

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

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

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

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

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в технологическом процессе приведено в томе 3.3 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

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

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

- неорганизованные;
- организованные.

К неорганизованным источникам выбросов относятся выбросы от уплотнений и соединений трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, оборудования, расположенных на кустовой площадке.

К организованным источникам выбросов относятся выбросы от воздушников, вентиляционных труб.

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в томе 6.3 «Часть 3. Материалы по оценке воздействия проектируемых объектов на окружающую среду».

Поскольку закачка очищенной и подготовленной пластовой воды в системе заводнения ведется по закрытой схеме, выброс вредных веществ в атмосферу от сооружений системы ППД отсутствует.

Сброс очищенной пластовой воды, а также очищенных бытовых, производственных и дождевых стоков в водные объекты данным разделом проекта не предусматривается.

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

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

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

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

Основными источниками образования отходов в период эксплуатации является технологическое оборудование.

В соответствии с решениями проекта, отходы от сооружений системы заводнения, подлежащие утилизации и захоронению (отработанные турбинные масла и т.п.), на кустовой площадке не образуются.

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

Все технические решения при проектировании системы заводнения на площадке куста скважин №.8И на период эксплуатации, приняты в соответствии с действительными

характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А.

Технологический регламент по эксплуатации технологических объектов системы ППД будет разработан в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно - техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

3 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

3.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента технологических трубопроводов кустовой площадки проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И».

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

3.2 Общие положения

3.2.1 Технологические трубопроводы

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

3.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 59 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 36 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 50 °С.

3.4 Материальное исполнение

3.4.1 Трубы

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

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

- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов»;
- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: общая минерализация, кислотность (рН), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H_2S , CO_2 , O_2). Коррозионная агрессивность данных сред согласно РД 39-0147103-362-86 определяется как слабоагрессивная. Для расчета толщина стенок технологических трубопроводов в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,1 мм/год для нефтесборных трубопроводов и водоводов, 0,05 мм/год для реагента и пара. Скорость коррозии 0,1 мм/год обеспечивается применением ингибиторной защиты. Количество и марка ингибитора коррозии подбирается по результатам научно-исследовательских работ, либо по результатам опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

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

Расчётная температура трубопроводов определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

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

- для высоконапорных водоводов DN50÷DN200 принять трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01 с внутренним защитным силикатно-эмалевым покрытием;
- для трубопроводов реагента, воздушника и пара DN50÷DN100 принять трубы из низколегированной хладостойкой стали группы 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для остальных трубопроводов приняты трубы из стали группы 4 класса прочности К52 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- для технологических трубопроводов DN20÷DN32 приняты трубы бесшовные холодно- или горячедеформированные из стали 09Г2С.

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

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

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

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

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

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

3.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

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

Для нефтегазосборных, выкидных, дренажных трубопроводов и водоводов применять соединительные детали трубопроводов из стали класса прочности не ниже К52, группы 4 в соответствии с типовыми техническими требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 «Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией».

Для трубопроводов пропарки, реагентопроводов, воздушника DN50÷DN100 применять соединительные детали трубопроводов из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа».

Для трубопроводов подачи ингибитора DN20÷DN32 применять соединительные детали трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали 09Г2С по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17379-2001 по каталогам заводов-изготовителей, толщина стенки детали принимается равной или по ближайшей большей толщине, указанной в каталоге.

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

Для соединения трубопроводов с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. В) по ГОСТ 33259-2015 с давлением до 1,6 МПа, (тип 11, исп. Е-Ф) по ГОСТ 33259-2015 с давлением 4,0 МПа в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением 1,6 МПа применить спирально-навитые прокладки тип Д по ГОСТ Р 52376-2005, с давлением 4,0 МПа применить спирально-навитые прокладки тип В по ГОСТ Р 52376-2005.

Для соединения трубопроводов с давлением 21,0 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 1) по ГОСТ 28919-91 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением 21,0 МПа применить прокладки восьмиугольного сечения по ГОСТ 28919-91 из стали 10Х17Н13М3Т или аналогичной.

3.4.3 Крепежные детали

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

3.4.4 Запорная и регулирующая арматура

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

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

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

3.4.5 Опоры трубопроводов

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

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

3.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

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

3.5.1 Исходные данные

Исходные данные для расчёта трубопроводов на прочность приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
Технологические трубопроводы						
80	A(б), I	Выкидной трубопровод от устья скважины до измерительной установки. Надземно/подземно	4,00	+7,74...+14,14	–	0,000006 – 0,000035
50	A(б), I	Нефтегазосборный трубопровод от измерительной установки до отсекающей задвижки с электроприводом КП №8И. Надземно/подземно	4,00	+7,74...+14,14	–	0,000006 – 0,000035
100						
200						
50	A(б), II	Дренажный трубопровод от измерительной установки в дренажную емкость. Надземно/подземно	0,05	+7,74...+14,14	–	0,000006 – 0,000035
50	A(б), II	Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД в дренажную емкость. Надземно/подземно	0,05	+4,31...+13,4	–	0,000006 – 0,000035
32	A(б), I	Трубопровод подачи ингибитора коррозии. Надземно	4,00	-61...+39	–	–
50	A(б), II	Трубопровод закачки ингибитора коррозии от передвижной техники в блок дозирования реагента. Надземно	1,60	-61...+39	–	–
32	A(б), II	Дренажный трубопровод от блока дозирования реагента в передвижную технику. Надземно	1,60	-61...+39	–	–
50						
80	A(б), II	Трубопровод от дренажной емкости в передвижную технику. Надземно	0,05	+4,31...+13,4	–	0,000006 – 0,000035

DN, мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
50	A(6), II	Трубопровод подачи пара от передвижной техники в дренажную емкость. Надземно	0,05	-61...+150	–	–
100	A(6), II	Воздушник дренажной емкости. Надземно	0,05	-61...+39	–	–
Водоводы						
50	B, I	ВЗ – Водовод высоконапорный (подземный)	21,0	+5...+65	–	–
80						
100						
150						
20	B, I	ВЗ – Водовод высоконапорный (надземный)	21,0	+5...+65	–	–
25						
32						
50						
80						
100						
150						
200						

Расчетные нормативные характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_T , МПа	Сопротивление разрыву σ_B , МПа
Группа 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K48	338	510
Группа 2 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510
Группа 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510
09Г2С	K48	265	470

3.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Толщина стенки технологических трубопроводов принималась с учётом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых труб. Результаты расчёта и выбора толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта толщины стенки технологических трубопроводов

D, мм	P, МПа	[σ], МПа	δ , %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	C_1	C_2	Отбраковочная [s]	Номинальная с прибавкой на коррозию	Принятая
Технологические трубопроводы									
38	1,60	176,67	10,0	0,17	0,40	1	1,50	2,50	4
38	4,00	176,67	10,0	0,43	0,40	1	1,50	2,50	4
57	0,05	195,83	12,5	0,01	0,75	1	1,50	2,50	6
57	0,05	212,50	12,5	0,01	0,75	2	1,50	3,50	6
57	1,60	195,83	12,5	0,23	0,75	1	1,50	2,50	6

D, мм	P, МПа	[σ], МПа	δ, %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	C_1	C_2	Отбраковочная [s]	Номинальная с прибавкой на коррозию	Принятая
57	4,00	212,50	12,5	0,53	0,75	2	1,50	3,50	6
89	0,05	212,50	12,5	0,01	0,75	2	2,00	4,00	6
89	4,00	212,50	12,5	0,83	0,75	2	2,00	4,00	6
114	0,05	195,83	12,5	0,01	0,75	1	2,00	3,00	6
114	4,00	212,50	12,5	1,06	0,75	2	2,00	4,00	6
219	4,00	212,50	10,0	2,04	0,60	2	2,79	4,79	6
Водоводы									
25	21,00	176,67	10,0	1,40	0,5	2	1,90	3,90	5
32	21,00	176,67	10,0	1,80	0,5	2	2,30	4,30	5
38	21,00	176,67	10,0	2,13	0,5	2	2,63	4,63	5
57	21,00	212,50	12,5	2,68	0,75	2	3,43	5,43	6
89	21,00	212,50	12,5	4,19	1,0	2	5,19	7,19	8
114	21,00	212,50	12,5	5,37	1,25	2	6,62	8,62	10
168	21,00	212,50	12,5	7,91	1,5	2	9,41	11,41	12
219	21,00	212,50	12,5	10,31	2,0	2	12,31	14,31	16

3.5.3 Расчёт срока службы технологических трубопроводов

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

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

где s – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

s_R – расчетная толщина стенки трубопроводов, мм;

c_1 – прибавка на утонение стенки, мм;

V_c – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,05 мм/год для реагентопроводов и трубопроводов пропарки, 0,1 мм/год для остальных трубопроводов.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	s , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	C_1 , мм	S_R , мм	$[S]^*$	V_c , мм/год	τ , лет
Технологические трубопроводы									
38	4	1,60	265	470	0,40	0,17	1,50	0,05	42
38	4	1,60	265	470	0,40	0,17	1,50	0,05	42
57	6	0,05	338	470	0,75	0,01	1,50	0,05	75
57	6	0,05	372	510	0,75	0,01	1,50	0,10	37
57	6	1,60	338	470	0,75	0,23	1,50	0,05	75
57	6	4,00	372	510	0,75	0,53	1,50	0,10	37
89	6	0,05	372	510	0,75	0,01	2,00	0,10	32
89	6	4,00	372	510	0,75	0,83	2,00	0,10	32
114	6	0,05	338	470	0,75	0,01	2,00	0,05	65
114	6	4,00	372	510	0,75	1,06	2,00	0,10	32
219	6	4,00	372	510	0,6	2,04	2,50	0,10	29
Водоводы									
25	5	21,0	265	470	0,5	1,40	1,00	0,10	31
32	5	21,0	265	470	0,5	1,80	1,50	0,10	27
38	5	21,0	265	470	0,5	2,13	1,50	0,10	23
57	6	21,0	372	510	0,75	2,68	1,50	0,10	25
89	8	21,0	372	510	1,0	4,19	2,00	0,10	28
114	10	21,0	372	510	1,25	5,37	2,00	0,10	33
168	12	21,0	372	510	1,5	7,91	2,50	0,10	25
219	16	21,0	372	510	2,0	10,31	2,50	0,10	36
* Если расчетная толщина стенки менее отбраковочной, то в расчете берется отбраковочная, согласно Д.10 ГОСТ 32388-2013									

Согласно результатам, представленным в таблице 3.4, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода - 20 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов. Возможно продление срока безопасной эксплуатации, путем проведения ЭПБ и получения положительного заключения экспертизы, зарегистрированного в органах РТН в установленном порядке.

3.5.4 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 3.5. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 3.5 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × S, мм	Тип трубы, материал
Технологические трубопроводы						
Выкидной трубопровод от устья скважины до измерительной установки. Надземно/подземно	80	4,0	+7,74...+14,14	A(б), I	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Нефтегазосборный трубопровод от измерительной установки до отсекающей задвижки с электроприводом КП №8И. Надземно/подземно	50	4,0	+7,74...+14,14	A(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×6	
	200				219×6	
Дренажный трубопровод от измерительной установки в дренажную емкость. Надземно/подземно	50	0,05	+7,74...+14,14	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД в дренажную емкость. Надземно/подземно	50	0,05	+4,31...+13,4	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод подачи ингибитора коррозии. Надземно	32	4,0	-61...+39	A(б), I	38×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности K48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75
Трубопровод закачки ингибитора коррозии от передвижной техники в блок дозирования реагента Надземно	50	1,6	-61...+39	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности K48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Дренажный трубопровод от блока дозирования реагента в передвижную технику. Надземно	50	1,6	-61...+39	А(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	32				38×4	
Трубопровод от дренажной емкости в передвижную технику. Надземно	80	0,05	+4,31...+13,4	А(б), II	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Трубопровод подачи пара от передвижной техники в дренажную емкость. Надземно	50	0,05	-61...+150	А(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Воздушник дренажной емкости	100	0,05	-61...+39	А(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали, группы 2, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
Водоводы						
Водовод высоконапорный (подземный)	50	21	+5...+65	В, I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	80				89×8	
	100				114×10	
	150				168×12	
Водовод высоконапорный (надземный)	20	21	+5...+65	В, I	25×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали 09Г2С группы В по ГОСТ 32528-2013
	25				32×5	
	32				38×5	
	50				57×6	
	80				89×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (версия 5.0)
	100				114×10	
	150				168×12	
	200				219×16	

3.6 Выбор материального исполнения футляров

Выбор сортамента и материального исполнения труб, используемых в качестве футляров при переходах открытым способом, представлен в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Материальное исполнение и сортамент футляров

Параметры трубопроводов	Параметры футляров	
	DN, мм	Тип трубы, материал/ ГОСТ
50	$D \times s$, мм 273×10	Трубы электросварные из хладостойкой стали, группы 1, класса прочности К48, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 (ВЕРСИЯ 5.0)

3.7 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

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

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

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

В целях снижения затрат и повышения производительности работ рекомендуется применять автоматические и механизированные виды сварки труб. Ручная дуговая сварка

допускается при технической невозможности использования механизированных способов сварки.

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

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

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

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

– для сварки труб из хладостойкой стали группы 2 и низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали группы 4 применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018.

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

3.8 Анतिकоррозионные покрытия

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

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

Срок службы лакокрасочных покрытий (ЛКП) для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов и арматуры под теплоизоляцией должен составлять не менее 10-15 лет. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ГОСТ 34667.2-2020 (ISO 12944-2:2017).

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

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

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

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

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

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

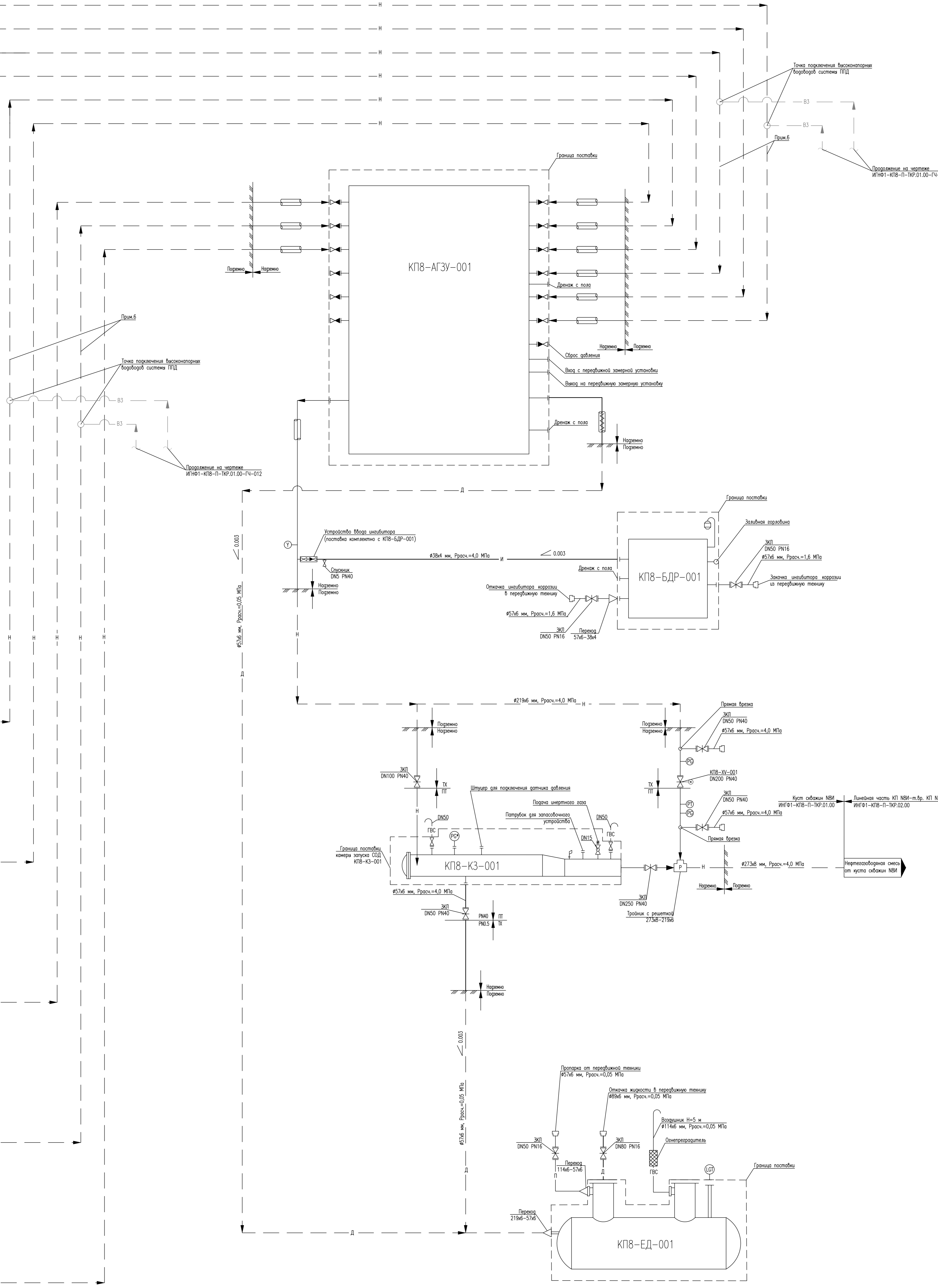
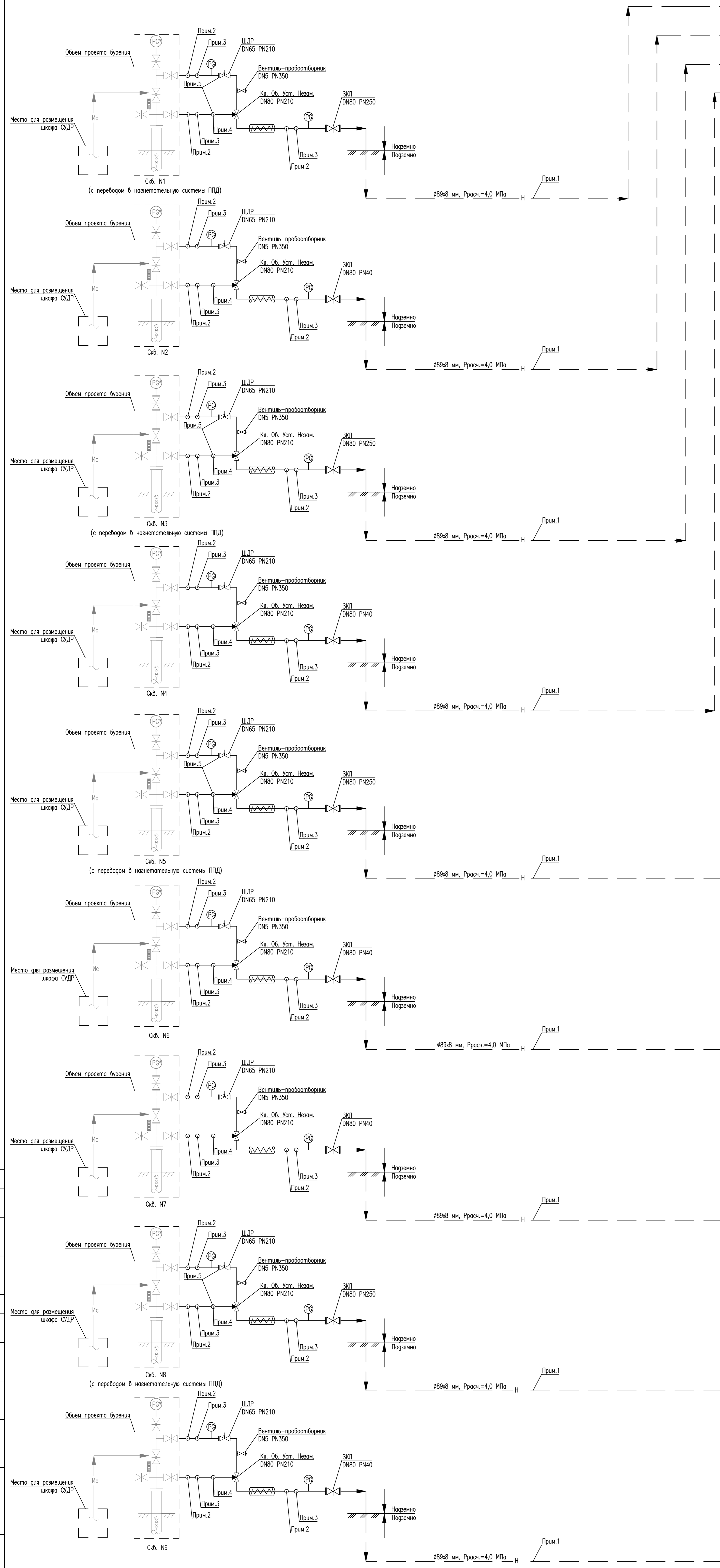
Покрытия должны выдерживать кратковременное повышение температуры до плюс 150°C.

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

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

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

Контроль покрытий для защиты от почвенной коррозии, наносимых в трассовых условиях, должен выполняться согласно правилам Изготовителя и методическому документу №М-01.07.04.01-03 с учетом требований п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по адгезии в нахлесте, адгезии к стали, прочности при ударе и сплошности.



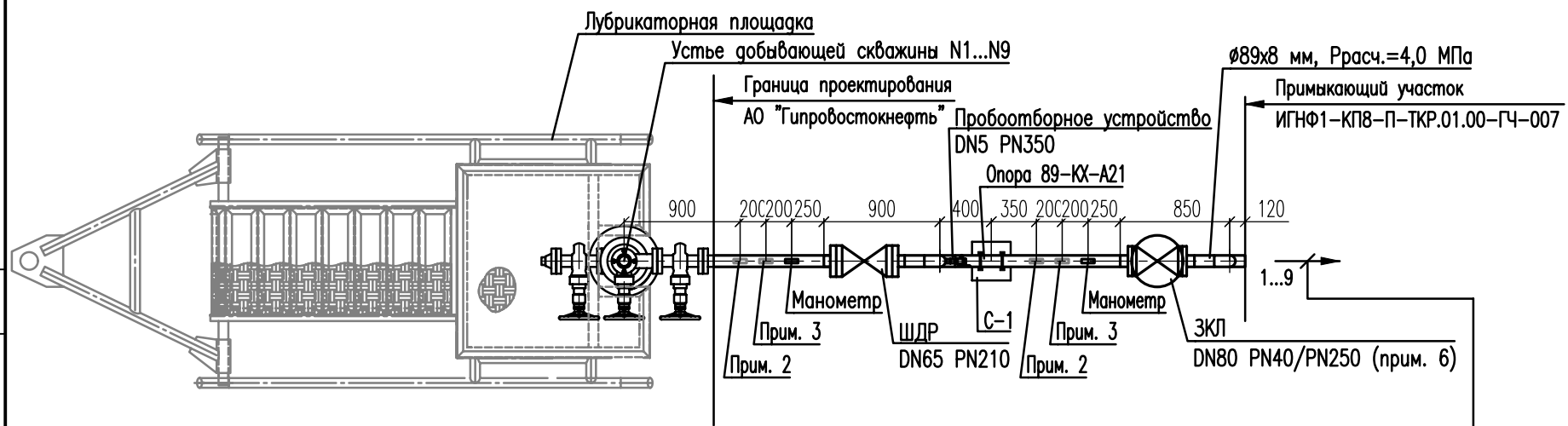
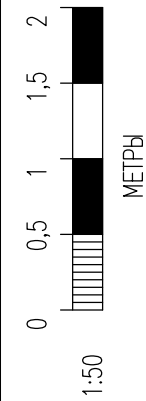
Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
-	Арматура фланцевая	9	DN65 PN210	Не входит в объем проектной документации
КП8-АГЗУ-001	Измерительная установка	1	Qк= 400 м³/сут, Qн= 100000 м³/сут, Pрасс=4,0 МПа	Бессепарационного типа с многослойным газоперехватом
КП8-БДР-001	Блок дозирования реагента	1	Объем резервуара емкости 3м³ Pрасс=4,0 МПа	-
КП8-КЗ-001	Камера закупа СОД	1	DN250 PN40	-
КП8-ЕД-001	Емкость дренажная полевая	1	V=8 м³, Pрасс=0,05 МПа	-
-	Обоженная установка дозирования реагента	1	-	Не входит в объем проектной документации, предусматривается место для установки

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
—	Трубопровод газосепарационный
—	Трубопровод технологический
—	Нефтегазовая смесь
—	Васкоканальный бароработ системы ППД
—	Изолятор коррозии
—	Изолятор солеотложения
—	Дренаж
—	Пар
—	Газовоздушная смесь

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
☉	Погруженный насос
☉	Зарядка клапанов с электроприбором
☉	Штуцер дискретной регулировки
☉	Клапан обратный устройством незамерзающей
☉	Пробитое устройство вентиляционного типа
☉	Зарядка клапанов с ручным прибором, комбинированного исполнения (под прибор и с наружной резьбой R 1/2)
☉	Обратный клапан
☉	Устройство ввода реагента
☉	Тройник с решеткой
☉	Переход концентрический
☉	Клапан двигательный, совмещенный с оленепереправителем
☉	Быстроразъемное соединение
☉	Теплоизоляция
☉	Теплоизоляция с электрообогревом
☉	Штуцер фланцевый с заделкой
☉	Сенсоризатор прожарки СОД механического типа
☉	Оленепереправитель
☉	Манометр
☉	Датчик давления
☉	Манометр в комплекте поставки оборудования
☉	Датчик уровня с показанием по месту
☉	Узел контроля за скоростью коррозии
☉	Воздушник
☉	Уклон трубопровода
☉	Направление потока

- Толщина стенки труб внешних трубопроводов от фланцевой обжимки от измерительной установки принята на Pрасс=21,0 МПа с учетом возможной изменения сечи перебора обжимки из фланцевой системы ППД.
- Место для возможной установки дополнительного датчика температуры.
- Место для возможной установки дополнительного датчика давления.
- Место для возможной установки ШДР на запробной линии.
- При переборе фланцевой обжимки на ППД, ШДР и линия запробного пространства ФА по месту подключения к фланцевому трубопроводу ФА пометить датчиком.
- При переборе фланцевой обжимки на ППД, участок внешнего трубопровода от точки подключения водоработ до АГЗУ пометить датчиком.
- Фланцевая арматура не входит в объем проектирования АО "Тироброминвест", производится в проекте бурения.
- Обоженная установка дозирования реагента (ОДР) не входит в объем проектирования АО "Тироброминвест", производится по месту для размещения.
- Трубопроводная обжимка линии подачи ингибитора солеотложения входит в комплект ОДР.

ИГНФ-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-001			
Обустройство Итанского НГКМ. Куст обжимки N81			
Мас. Колич.	Лист	Масх.	Полр.
Резерв.	Питомб.	С.В.В.	С.В.В.
Куст обжимки N81		Стрелка	Лист
Схема принципиальная технологическая		П	1
Исполн.	Возвращен	С.В.В.	С.В.В.
Провер.	Возвращен	С.В.В.	С.В.В.



- 1 $\phi 89 \times 8$ Выкидной трубопровод от добывающей скважины N1
- 2 $\phi 89 \times 8$ Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2
- 3 $\phi 89 \times 8$ Выкидной трубопровод от добывающей скважины N3
- 4 $\phi 89 \times 8$ Выкидной трубопровод от добывающей скважины N4
- 5 $\phi 89 \times 8$ Выкидной трубопровод от добывающей скважины N5
- 6 $\phi 89 \times 8$ Выкидной трубопровод от добывающей скважины N6
- 7 $\phi 89 \times 8$ Выкидной трубопровод от добывающей скважины N7
- 8 $\phi 89 \times 8$ Выкидной трубопровод от добывающей скважины N8
- 9 $\phi 89 \times 8$ Выкидной трубопровод от добывающей скважины N9

A ↑

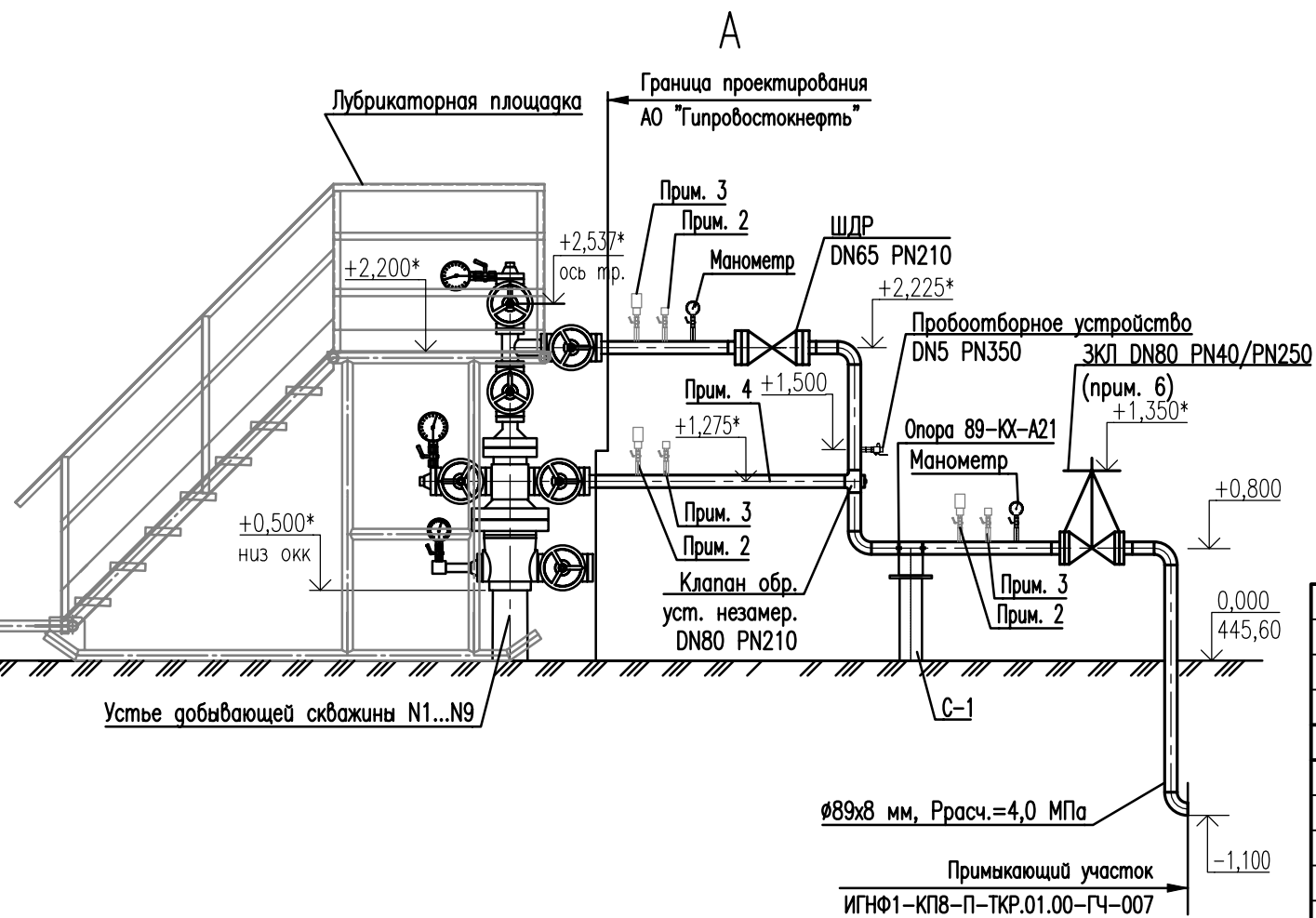
Согласовано

Согласовано

Взам. инв. N

Подп. и дата

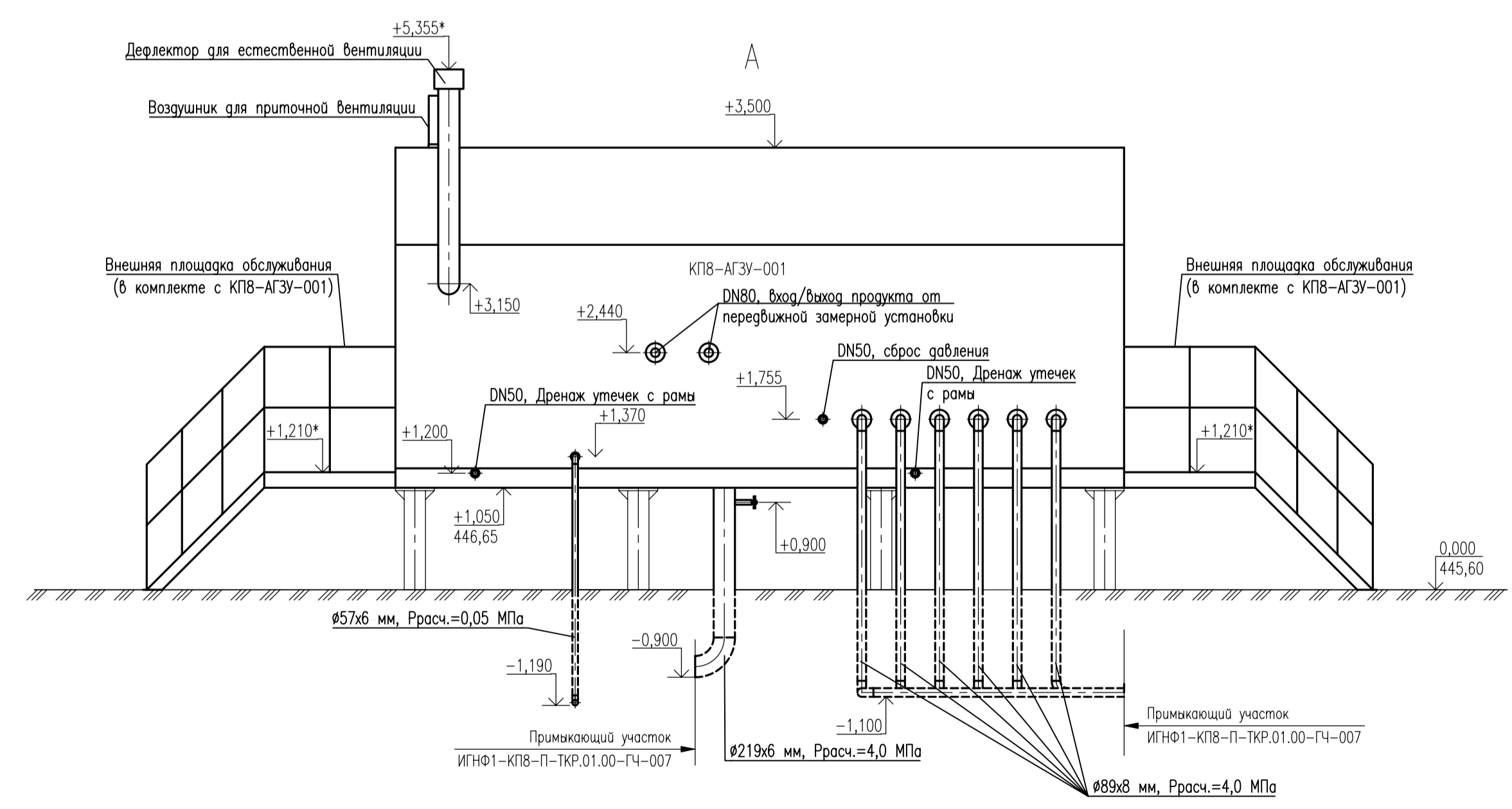
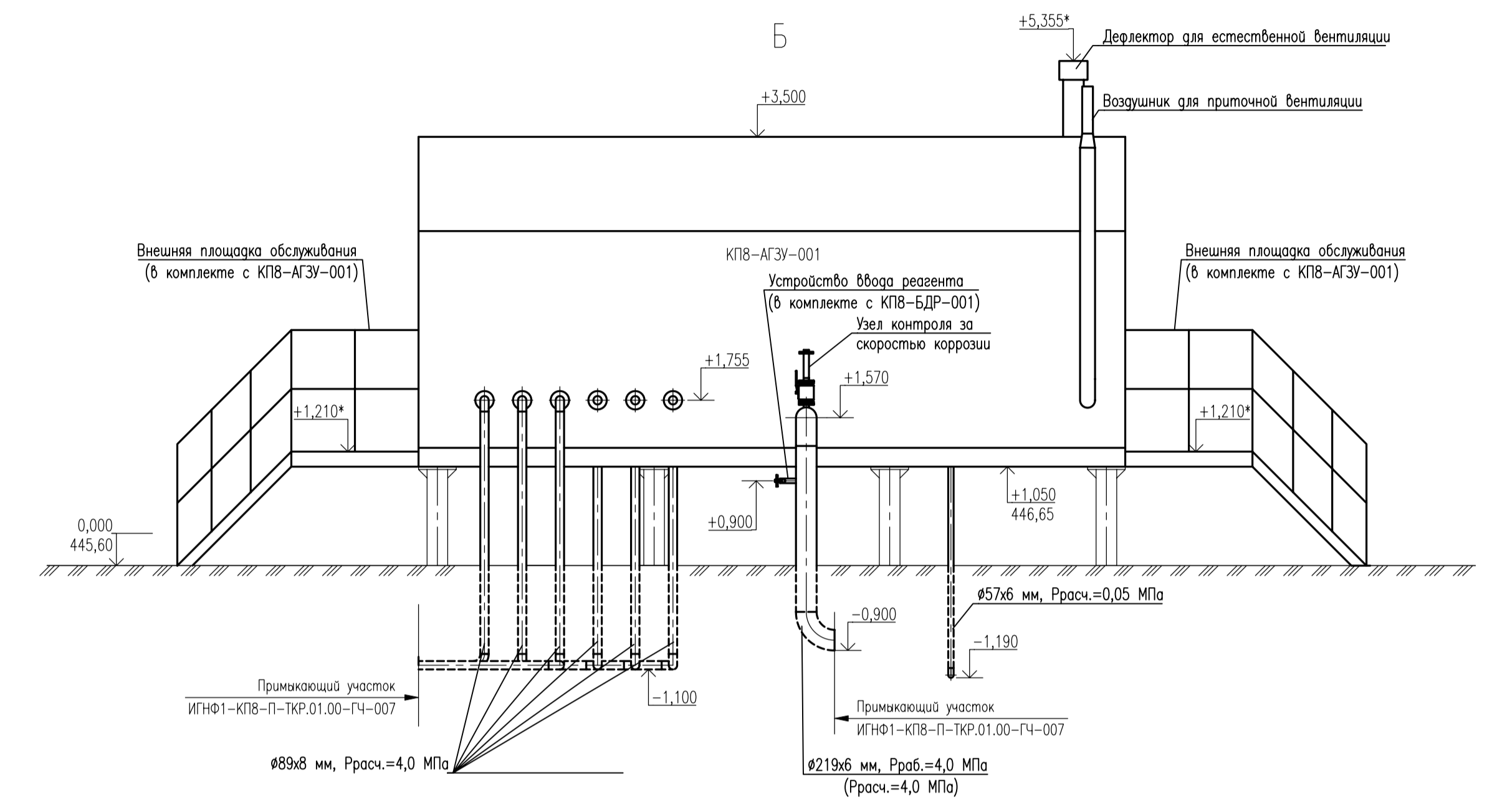
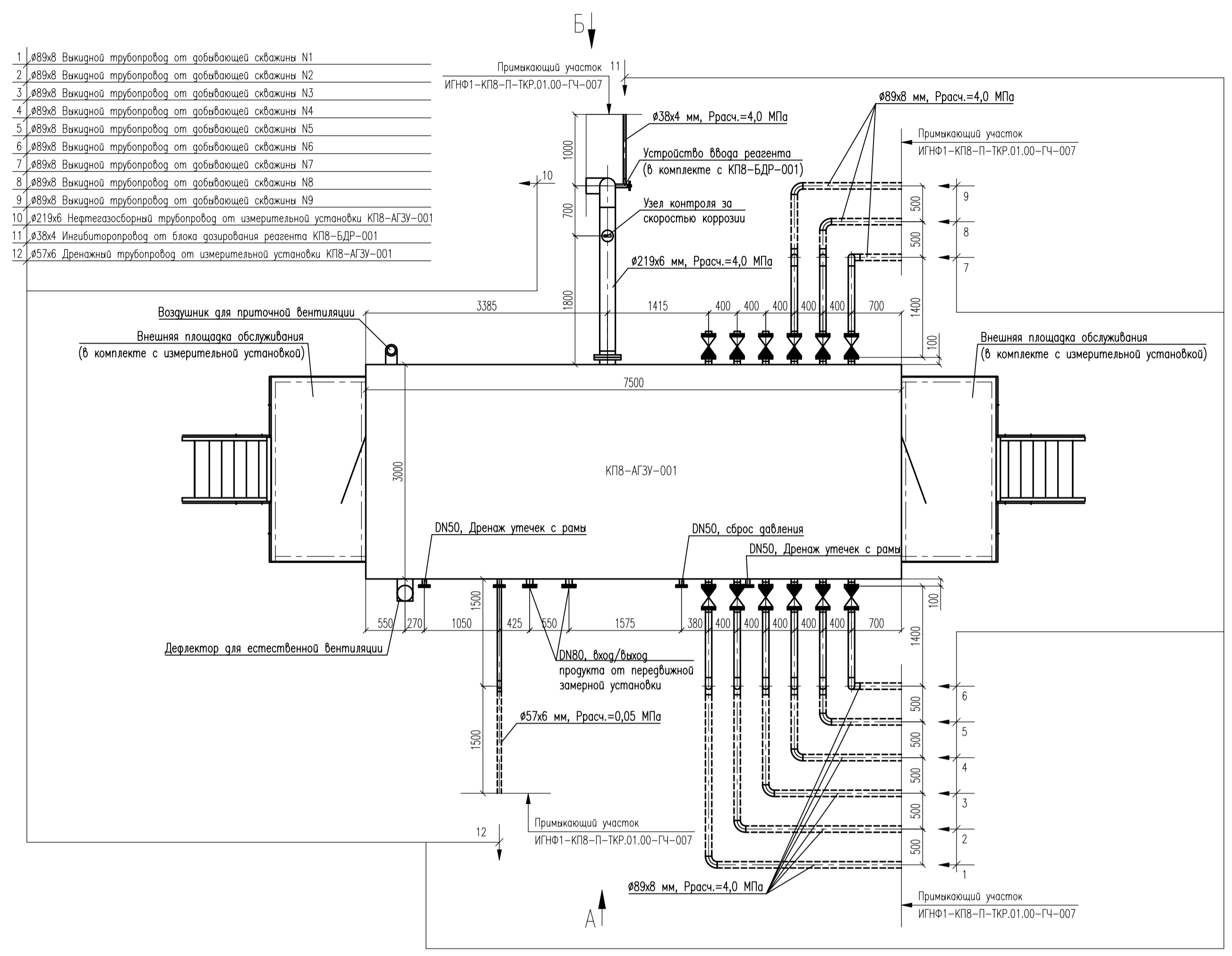
Инв. N подл.



1. * Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
2. Установка датчика температуры предусмотрена перспективной.
3. Установка датчика давления предусмотрена перспективной.
4. Место для возможной установки ШДР DN65 PN210.
5. Обустройство добывающих скважин N1...N9 имеет унифицированное исполнение. Скважины N1, 3, 5, 8 предусмотрены для перевода на систему поддержания пластового давления.
6. Задвижки клиновые при обустройстве добывающих скважин предусмотрены двух исполнений – на расчетное давление 4,0 МПа и 25,0 МПа. Для добывающих скважин с переводом на систему ППД (N1, 3, 5, 8) предусмотрены ЗКЛ DN80 PN250, для остальных, не предусмотренных для перевода на систему ППД (N2, 4, 6, 7, 9), предусмотрены ЗКЛ DN80 PN40.
7. Наземные участки выкидных линий добывающих скважин, включая запорно-регулирующую арматуру, предусмотрены в теплоизоляции минеральной ватой и с электрообогревом саморегулирующимися кабелями. Покровный слой – стальной оцинкованный лист. Теплоизоляция запорно-регулирующей арматуры предусмотрена комплектными термочехлами.
8. Лубрикаторная площадка поставляется полной заводской готовности, по опросному листу.

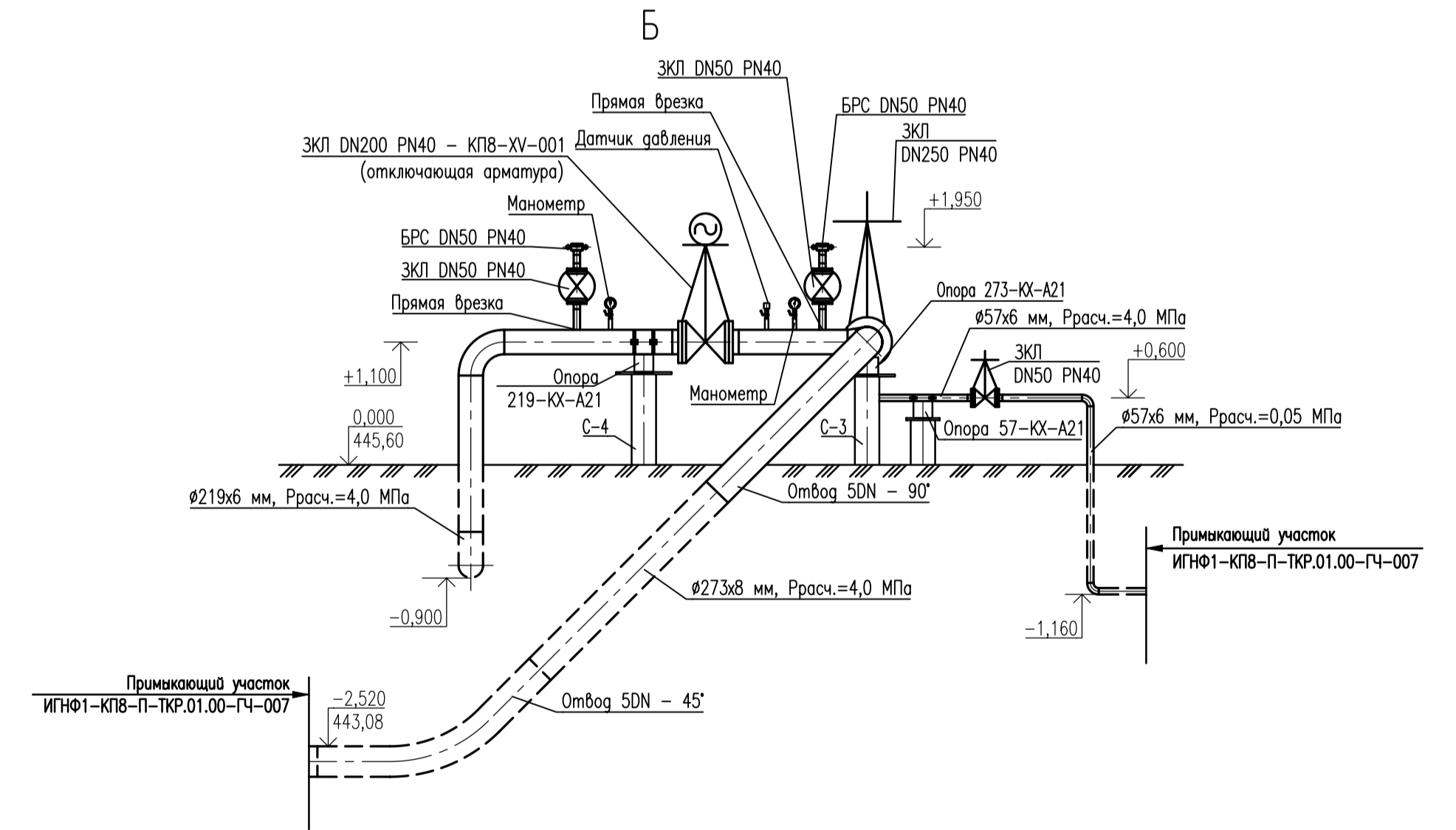
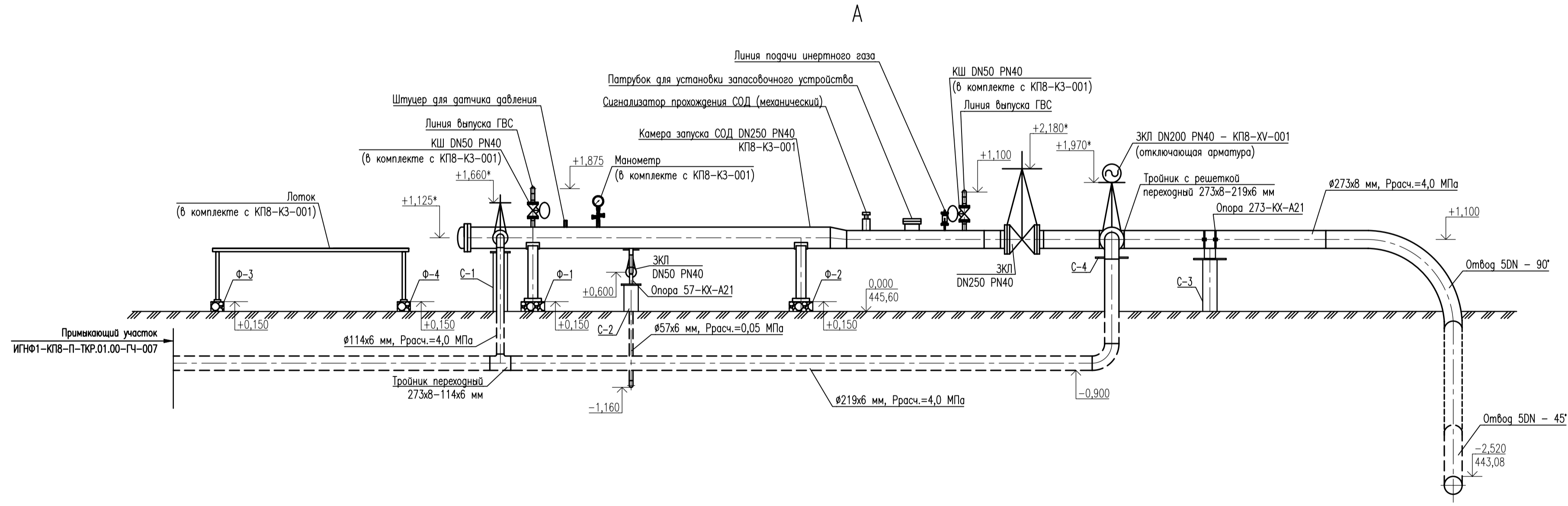
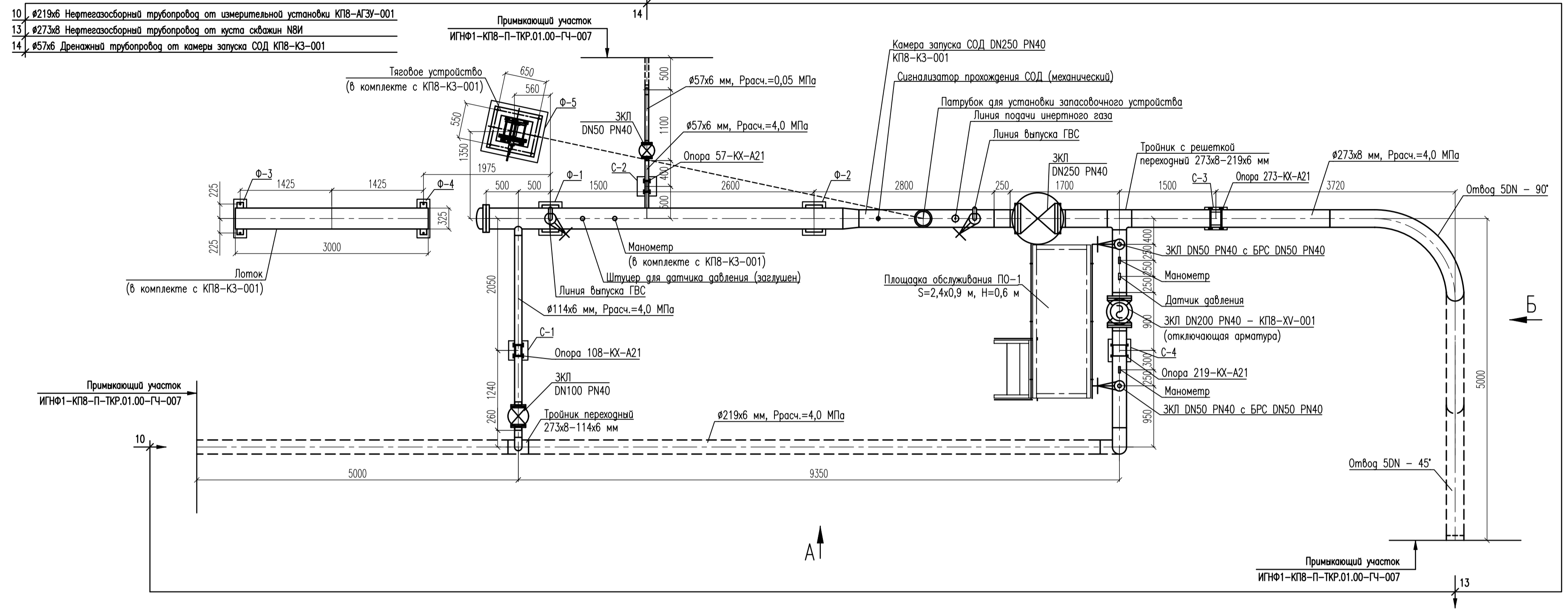
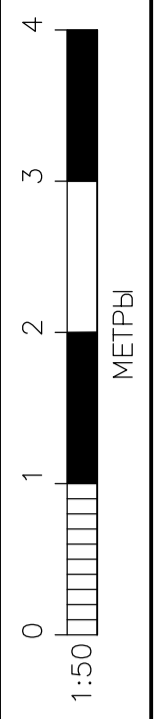
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-002					
Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата
Разраб.		Липатов			25.09.25
Куст скважин N8И				Стадия	Лист
				П	1
Обустройство добывающих скважин. План. Вуз					
Н.контр.	Володина				25.09.25
ГИП	Володина				25.09.25

1:50
0 1 2 3 4
МЕТРЫ



- *Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
- Нагретые участки выкидных линий добыющих скважин предусмотрены в теплоизоляции минеральной ватой. Покровный слой – стальной оцинкованный лист.
- Нагретый участок дренажного трубопровода от измерительной установки предусмотрен в теплоизоляции минеральной ватой и с электрообогревом саморегулирующимся кабелем. Покровный слой – стальной оцинкованный лист.
- За 0,000 м принята абсолютная отметка отсыпки куста скважин NВИ.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-003					
Обустройство Инялинского НГКМ. Куст скважин NВИ					
Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Погр.	Дата
Разроб.	Липатов				25.09.25
Куст скважин NВИ			Стадия	Лист	Листов
			П		1
Измерительная установка. План. Вид					
Н.контр.	Володина				25.09.25
ГИП	Володина				25.09.25

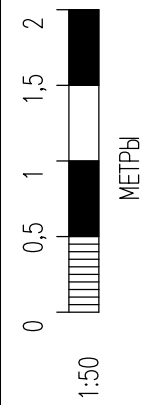


1. *Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
 2. Для опоры 108-КХ-А21 применяются удлиненные болты для закрепления трубы наружным диаметром 114 мм.
 3. Площадка обслуживания на видах не показана.

ИГНФ1-КТ8-П-ТКР.01.00-ГЧ-005				
Обустройство Инялинского НГКМ. Куст скважин НВИ				
Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Дата
Разраб.	Липатов			25.09.25
Куст скважин НВИ			Стадия	Лист
			П	1
Н.контр.	Володина			25.09.25
ГИП	Володина			25.09.25
Площадка узла запуска СОД с отключающей арматурой. План. Вид А				

Формат А1 Файл ИГНФ1-КТ8-П-ТКР.01.00-ГЧ-005_0.dwg

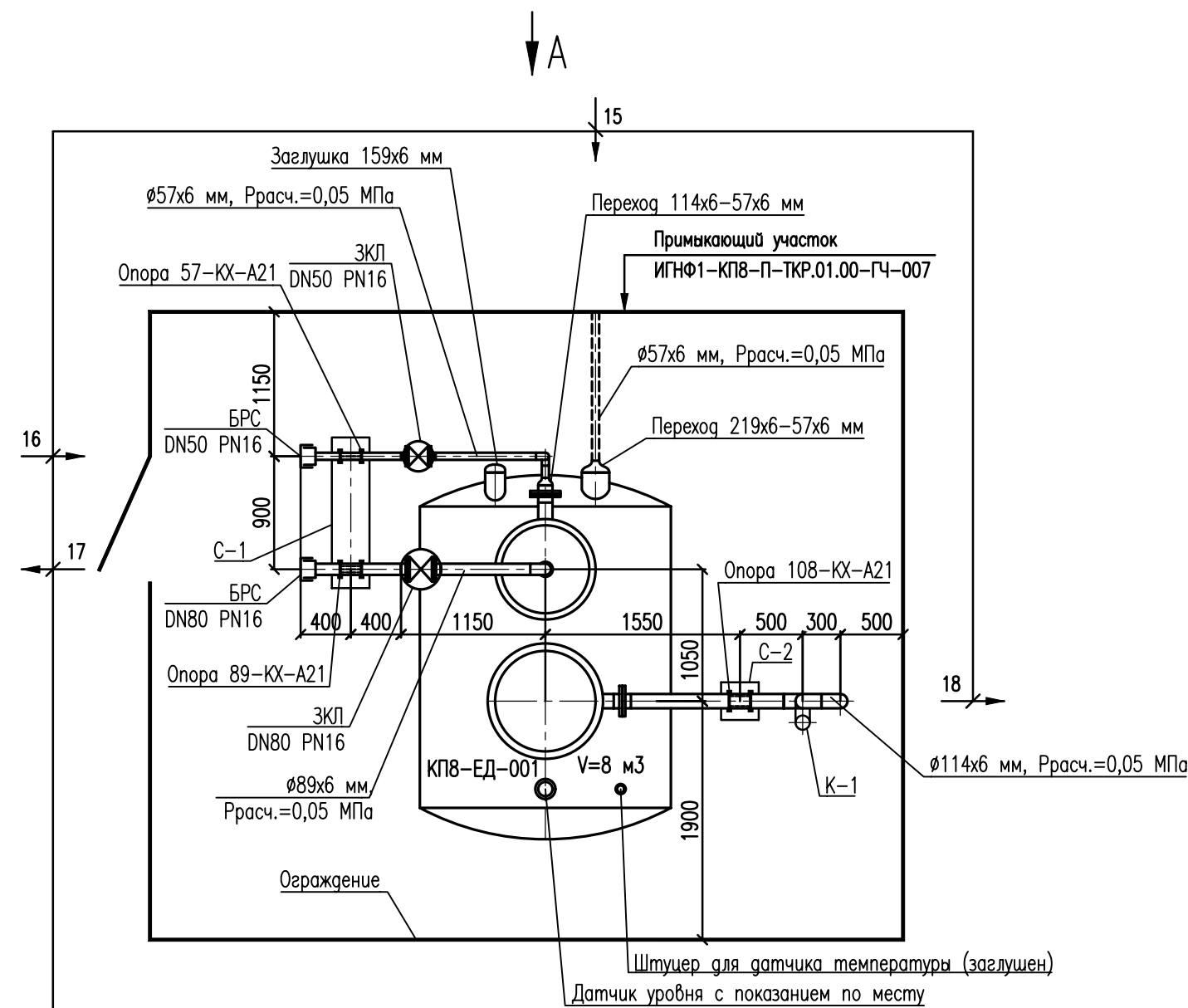
Составлено
 Проверено
 Дата
 Лист
 №



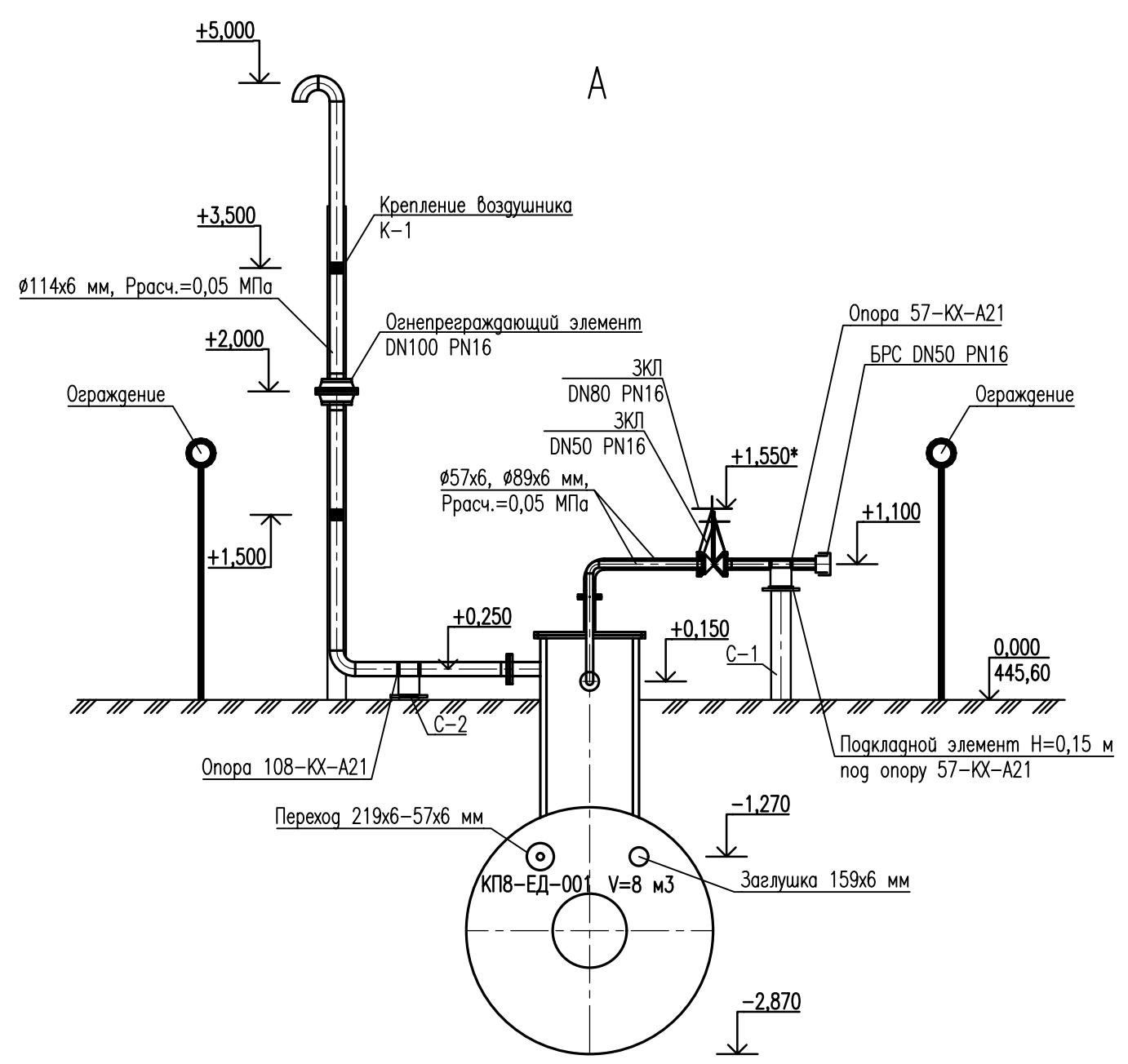
Согласовано

Согласовано

Инд. N подл.	Подп. и дата	Взам. инб. N



- 15 $\phi 57 \times 6$ Дренажный трубопровод от камеры запуска СОД КП8-КЗ-001 и измерительной установки КП8-АГЗУ-001
- 16 $\phi 57 \times 6$ Трубопровод подачи пара от передвижной техники
- 17 $\phi 89 \times 6$ Трубопровод откачки дренажа в передвижную технику
- 18 $\phi 114 \times 6$ Трубопровод сброса ГВС и впуска воздуха

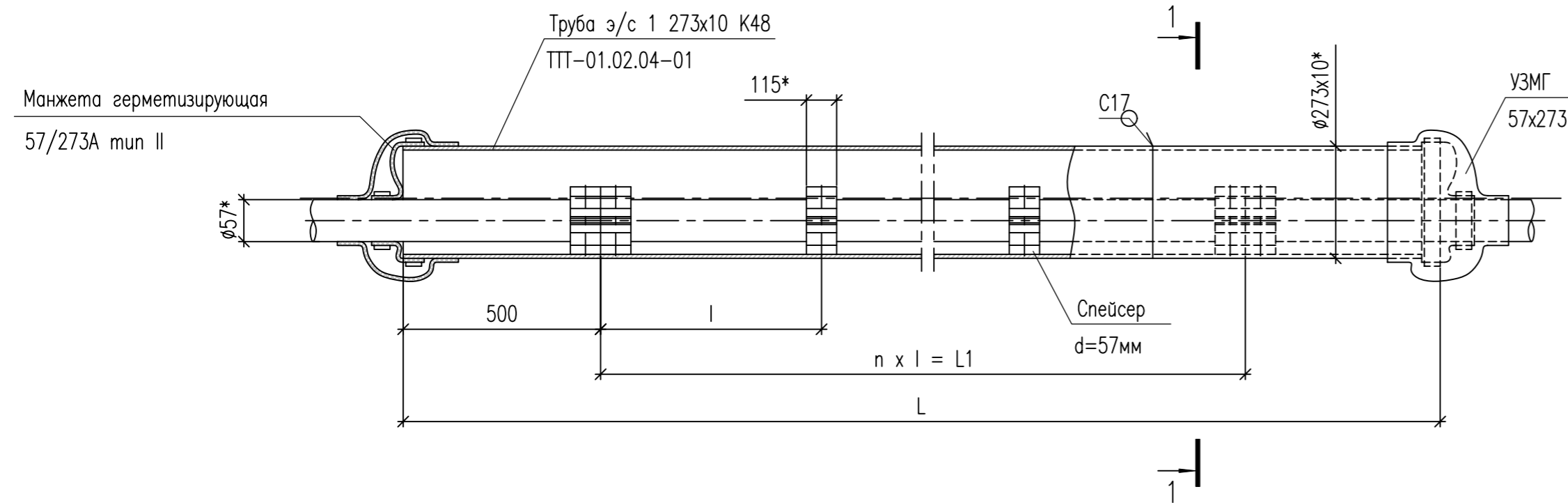


- 1. *Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
- 2. Для опоры 108-КХ-А21 применяются удлиненные болты для возможности закрепления трубы наружным диаметром 114 мм.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-006					
Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата
Разраб.		Липатов			25.09.25
Куст скважин N8И				Стадия	Лист
Подземная дренажная емкость. План. Вуз				П	1
Н.контр.	Володина			25.09.25	
ГИП	Володина			25.09.25	



Кожухи защитные КЗ-1 и КЗ-2 Ду 250 для трубопроводов Ду 50 без теплоизоляции



- * Размеры для справок.
- Кожухи выполнены из труб электросварных группы 1, класса прочности K48 по ТПТ-01.02.04-01 (версия 5.0).
- Трубопровод, протаскиваемый в кожух, должен оснащаться опорно-центрирующими устройствами – спейсерами, изготовленными из диэлектрического материала. Спейсер выполняется из сегментов. Сегменты соединяются между собой болтами, образуя кольцо, и монтируются по периметру трубы. Крепежные изделия входят в комплект поставки спейсера. На концах кожуха монтируется спаренный спейсер.
- Манжета герметизирующая надевается сначала на трубопровод, затем на стальной кожух, потом монтируется с образованием гофры у кромки защитного кожуха путем продольного сжатия. Крепежные изделия входят в комплект поставки манжеты.
- Укрытие защитное манжеты герметизирующей представляет собой сборный футляр из высокопрочного электроизоляционного стеклопластика, который защищает манжету от сползания и повреждения при ее засыпке.
- Сварку производить электродами марки Э50А по ГОСТ 9467-75. Тип сварного шва по ГОСТ 16037-80.
- Защиту от почвенной коррозии в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного типа согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98 на основе термоусаживающихся лент толщиной 0,7 мм поверх битумно-полимерной мастики толщиной не менее 0,8 мм.
- Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98.
- После окончания монтажа трубы внутри кожуха защитного проверить отсутствие электрического контакта "трубопровод-кожух".

1-1 (1:5)

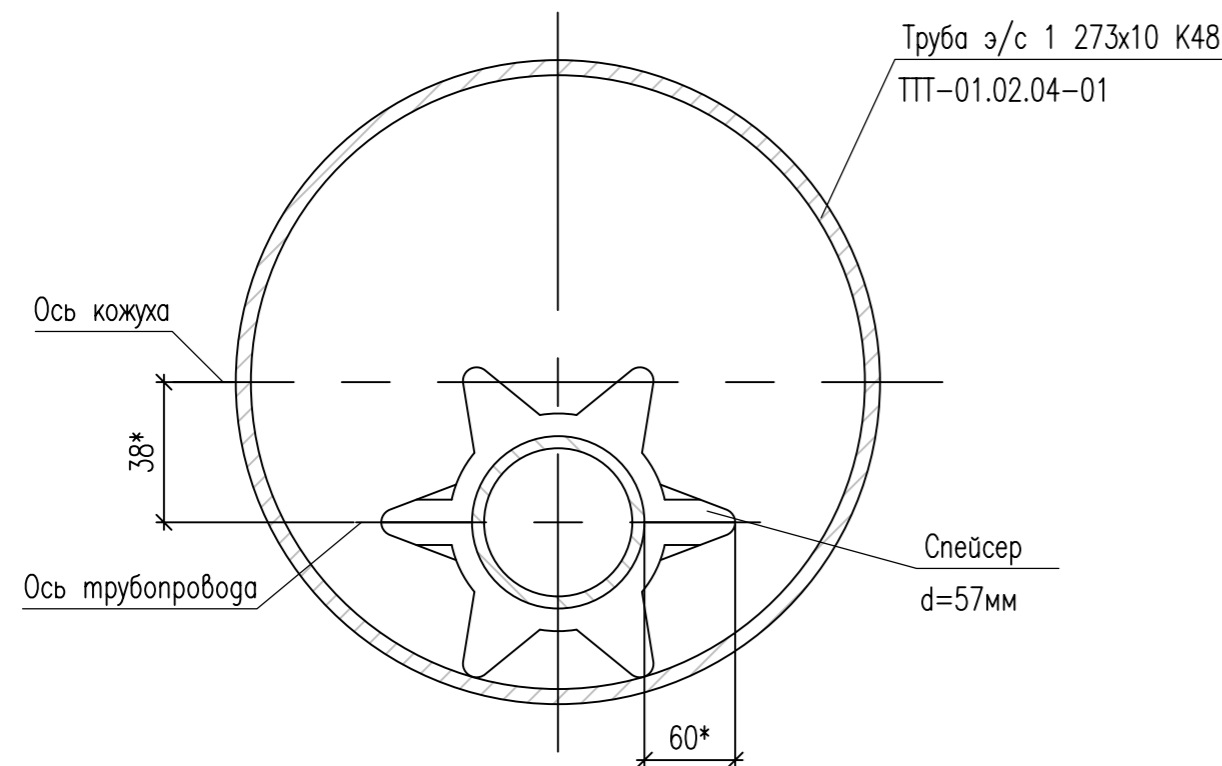


Таблица переменных данных

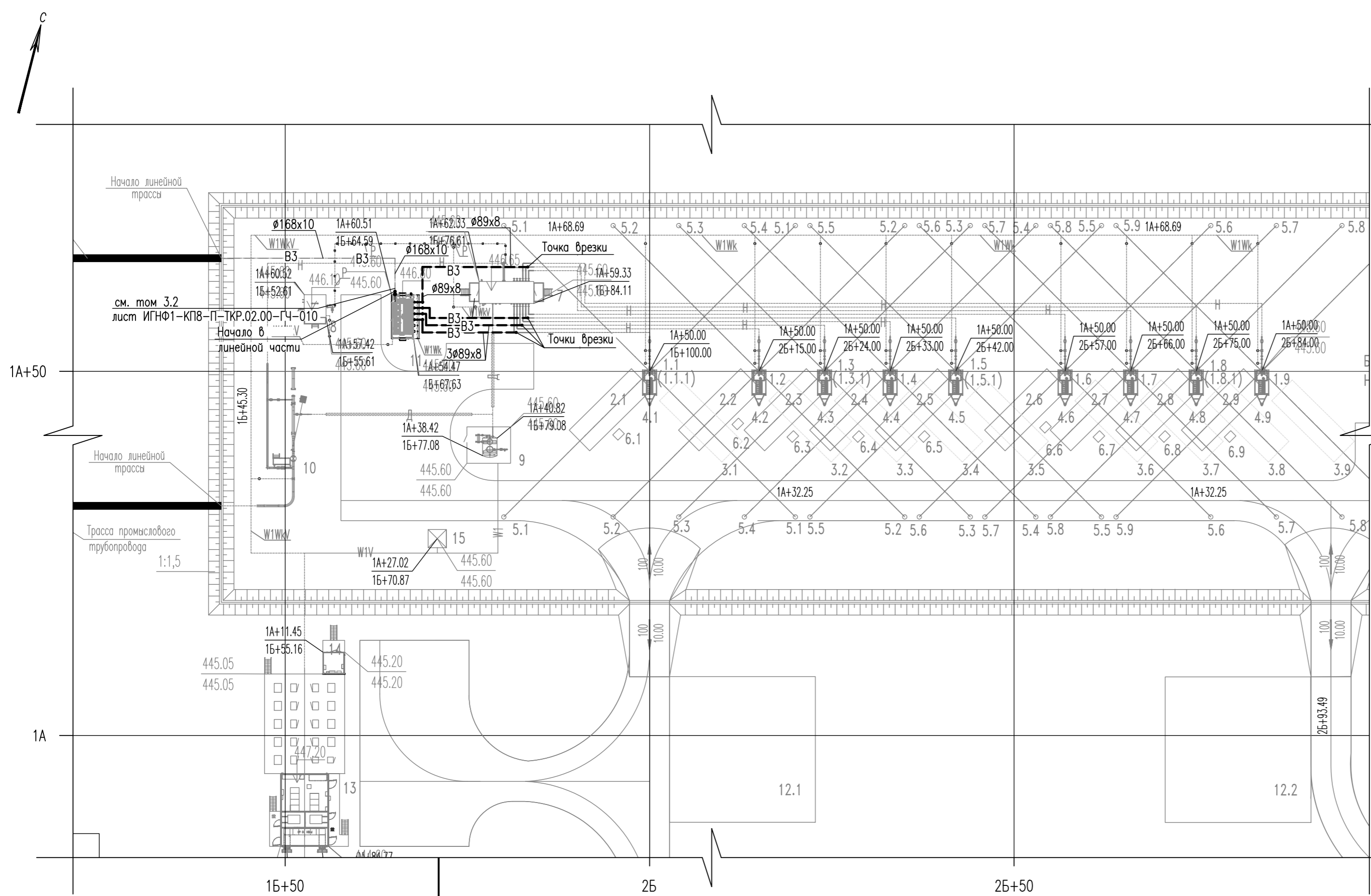
Наименование кожуха	L, мм	L1, мм	n, шт.	l, мм	Кол-во кожухов, шт.
КЗ-1	10000	9000	5	1800	1
КЗ-2	20000	19000	10	1900	1

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-008							
Обустройство Изнялинского НГКМ. Куст скважин N8И							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Погр.	Дата		
Разраб.		Липатов			25.09.25		
Куст скважин N8И					Стация	Лист	Листов
					п		1
Кожухи защитные КЗ-1 и КЗ-2 Ду 250 для трубопроводов Ду 50 без теплоизоляции. Разрез 1-1							
Н.контр.	Володина				25.09.25		
ГИП	Володина				25.09.25		

Согласовано	
Согласовано	
Взам. инв. N	
Погр. и дата	
Инв. N подл.	


ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Площадка куста скважин N8И		
1.1-1.9	Устье добывающей скважины	9 шт.
1.1.1; 1.3.1; 1.5.1; 1.8.1	Устье нагнетательной скважины (перевод из добывающей)	4 шт.
2.1-2.9	Площадка под передвижные мостки	9 шт.
3.1-3.9	Площадка под ремонтный агрегат	9 шт.
4.1-4.9	Лубрикаторная площадка	9 шт.
5.1-5.9	Место для крепления якорей оттяжек	36 шт.
6.1-6.9	Место для размещения шкафа СУДР	9 шт.
7	Измерительная установка	
8	Блок дозирования реагента	
9	Подземная дренажная емкость	
10	Площадка узла запуска СОД с отключающей арматурой	
11	Блок напорной гребенки	
12.1-12.2	Площадка стоянки пожарной техники	2 шт.
13	КТП с площадкой СУ	
14	Аппаратурный блок замерной установки	
15	Прожекторная мачта с молниеотводом	



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

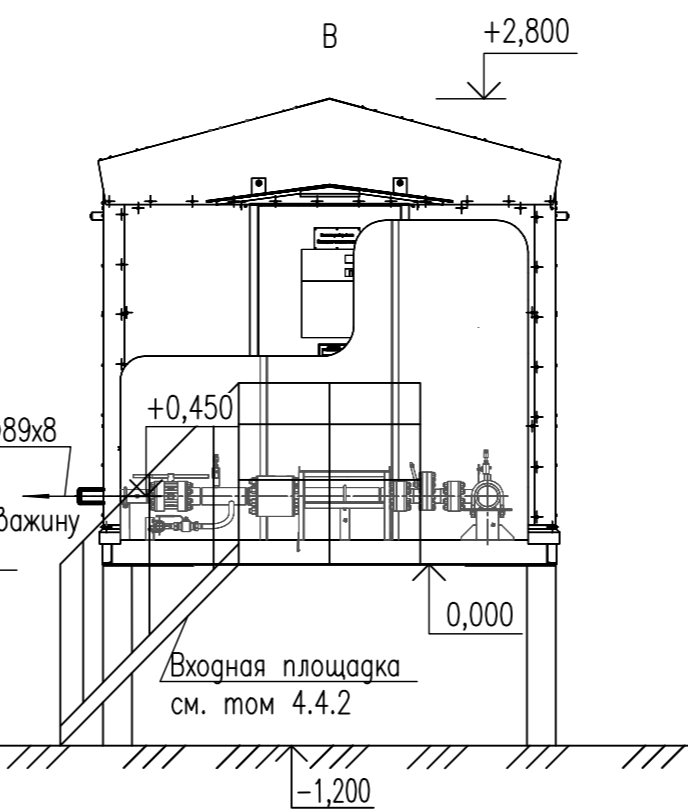
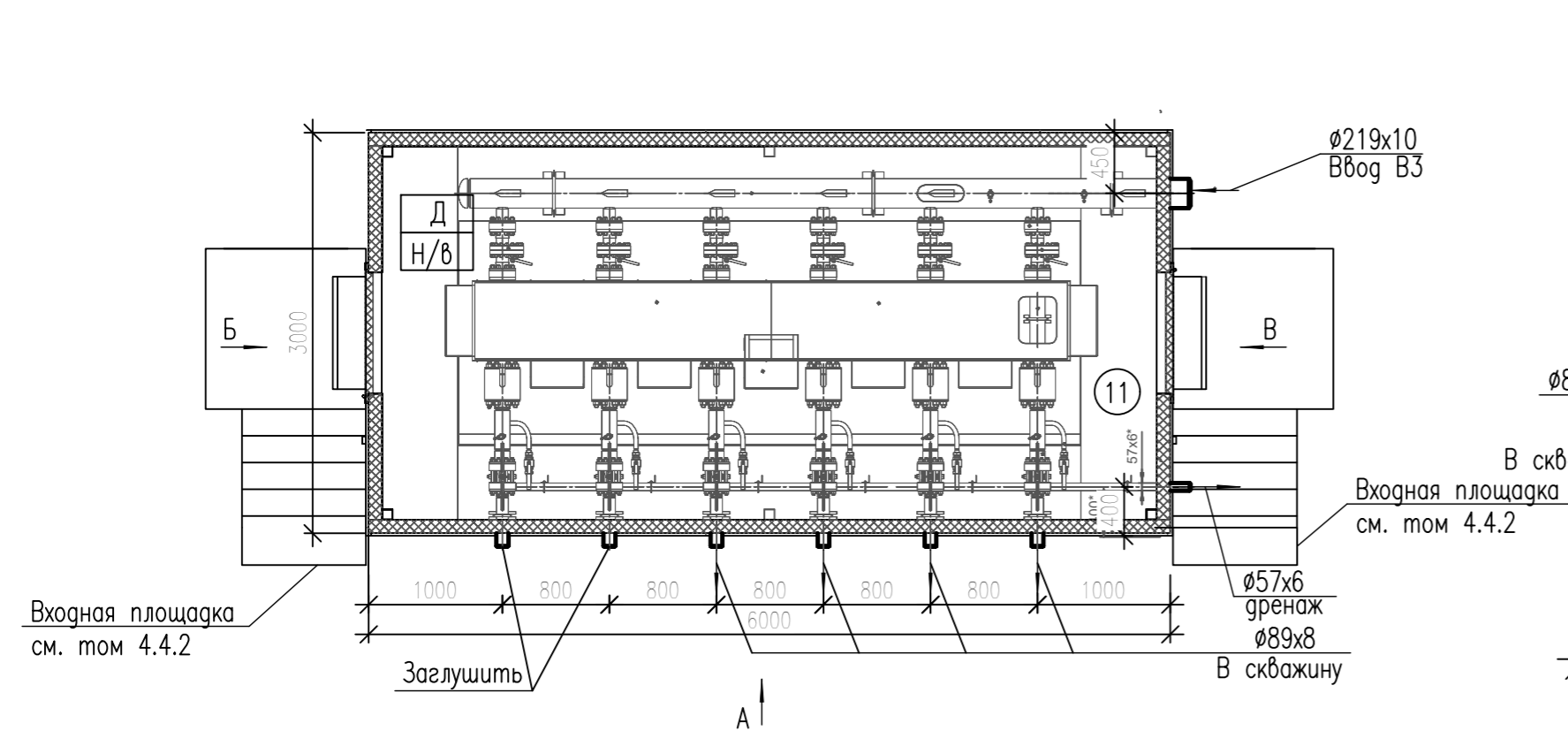
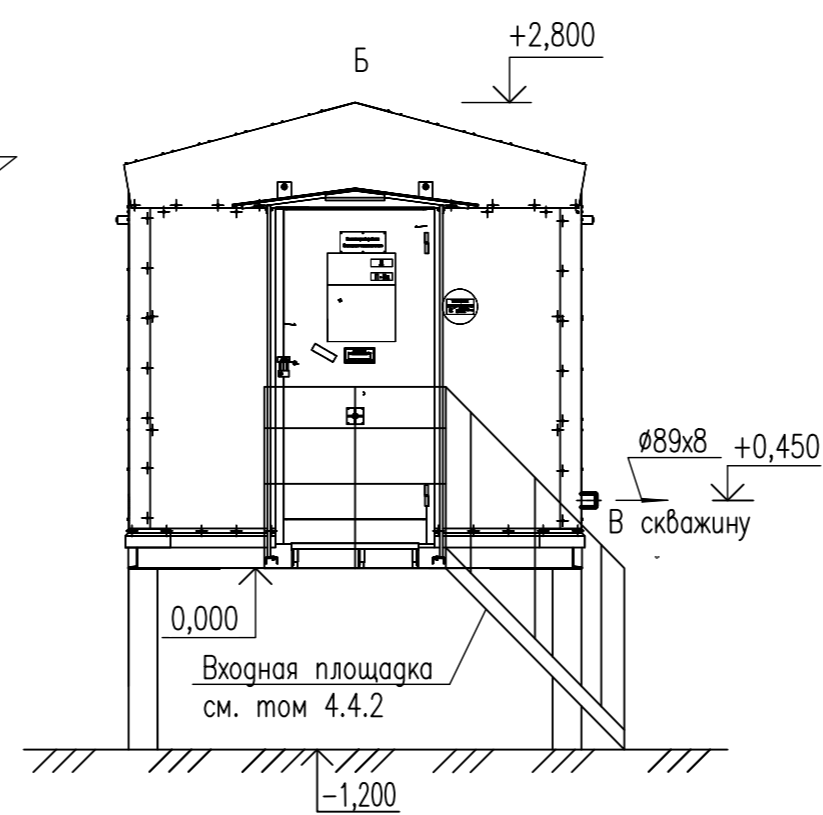
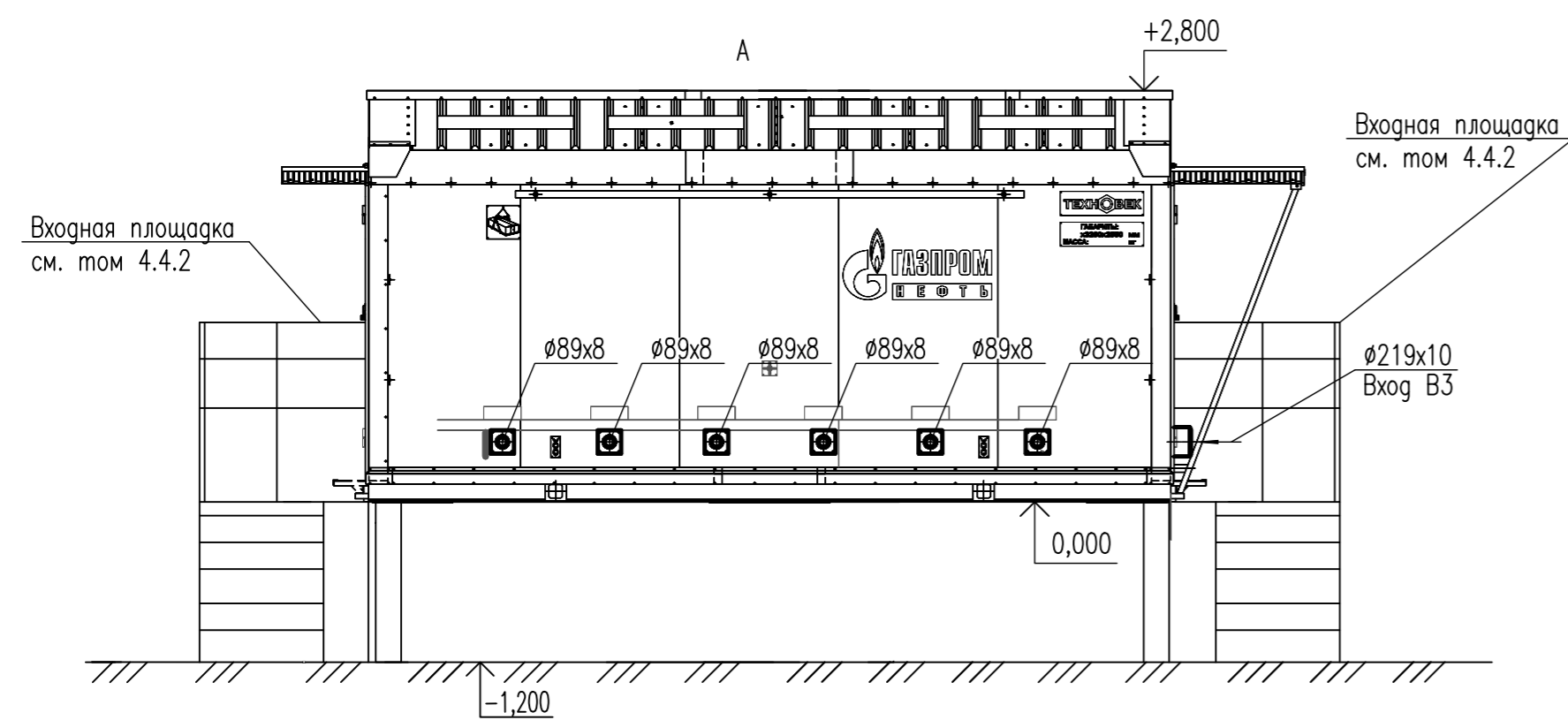
Обозначение	Наименование
— ВЗ —	Высоконапорный водовод системы ППД (надземный)
- - ВЗ - -	Высоконапорный водовод системы ППД (подземный)

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-009					
Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Федотов				26.09.25
Площадка куста N8				Стадия	Лист
				П	1
План водовода					
Н.контр.	Володина				26.09.25
ГИП	Володина				26.09.25

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

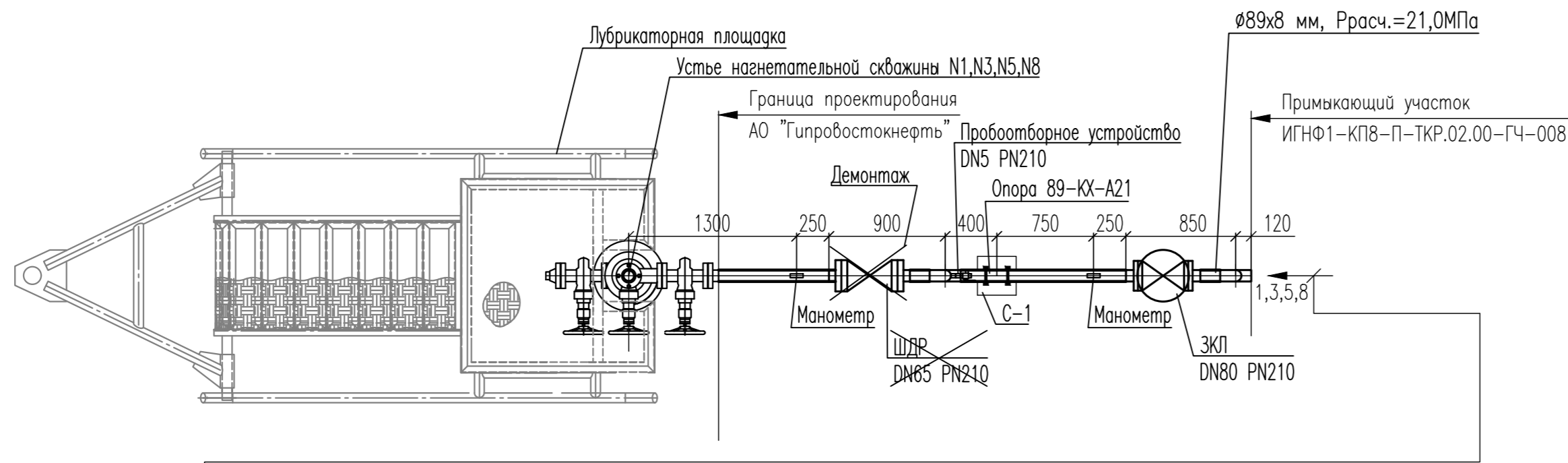
4
3
2
1
0
1:50
МЕТРЫ

Согласовано
 Согласовано
 Взам. инв. N
 Подп. и дата
 Инв. N подл.

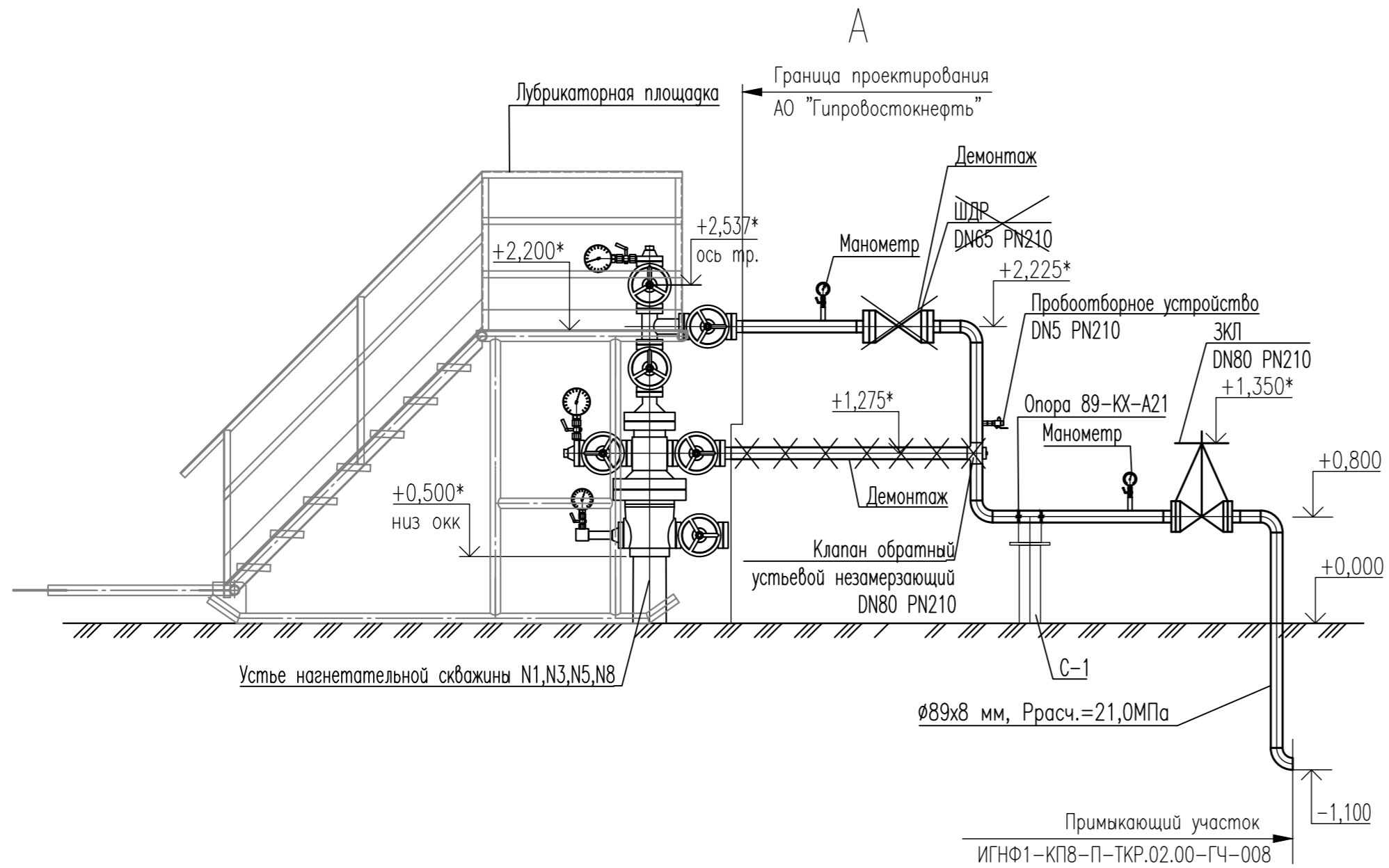


1. Блок напорной гребенки – изделие полной заводской готовности в блочно-комплектном исполнении согласно конструкторской документации БГ.
2. За относительную отметку принят низ блока, что соответствует абсолютной отметке на генплане.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-010					
Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Федотов			26.09.25
				Стадия	Лист
				П	1
				Блок напорной гребенки. План. Виды А,Б,В	
Н.контр.	Володина				26.09.25
ГИП	Володина				26.09.25



- 1 К нагнетательной скважине N1
- 2 К нагнетательной скважине N3
- 3 К нагнетательной скважине N5
- 4 К нагнетательной скважине N8

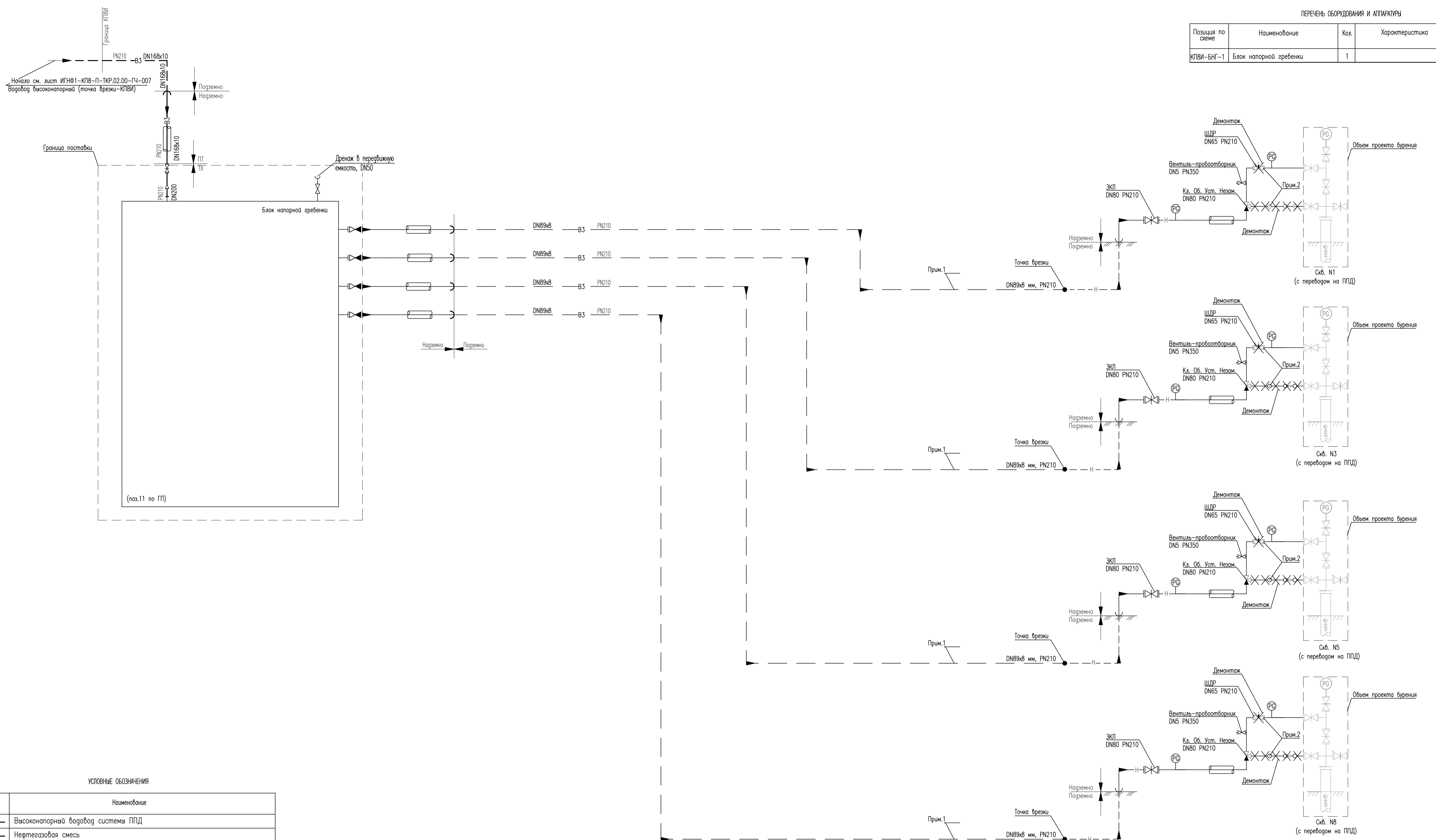


1. * Размер и высотные отметки уточняются при монтаже.
2. Технические решения для строительной конструкции С-1 для установки опоры трубопровода приведено в томе 4.4.2.
3. Технические решения по электроснабжению представлены в томе 4.5.1.
4. Технические решения по КИПиА представлены в томе 3.3.
5. Лубрикаторная площадка поставляется полной заводской готовности, по опросному листу.
6. После перевода добывающих скважин в нагнетательные ШДР подлежит демонтажу. Нижняя линия АФ-1 соединяющая затрубное пространство с выкидной линией подлежит демонтажу.
7. В местах демонтажа ШДР и клапана обратного устьевого незамерзающего предусматриваются брекы участков трубопровода ВЗ DN89x8.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-011					
Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погп.	Дата
Разраб.	Федотов				15.09.25
				Стадия	Лист
				П	1
Обустройство нагнетательных скважин. План. Вид А					
Н.контр.	Володина				15.09.25
ГИП	Володина				15.09.25

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ

Позиция по схеме	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КП8И-БНГ-1	Блок напорной гребенки	1		



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
ВЗ	Высоконапорный водовод системы ППД
Н	Нефтегазовая смесь
Д	Дренаж
Задвижка	Задвижка
Кран шаровый дросельный	Кран шаровый дросельный
Клапан обратный	Клапан обратный
Фланцевая пара	Фланцевая пара
Трубопровод в теплоизоляции	Трубопровод в теплоизоляции
Манометр показывающий	Манометр показывающий
Датчик давления	Датчик давления
Клапан обратный устьевой незамерзающий	Клапан обратный устьевой незамерзающий
Задвижка дисковая штуцерная	Задвижка дисковая штуцерная
Пробойторное устройство вентильного типа	Пробойторное устройство вентильного типа

1. Толщина стенки труб выкидных трубопроводов от добывающих скважин до измерительной установки принята на P_{расч}=21 МПа с учетом возможного изменения сечения перехода скважин из добывающих в нагнетательные системы ППД;
 2. При переводе добывающей скважины на ППД, ШДР и линия затрубного пространства ФА до точки подключения к выкидному трубопроводу ФА, а также клапан обратный устьевой незамерзающий подлежат демонтажу.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-012			
Обустройство Инялинского НКМ. Куст скважин N8И			
Изм.	Кор.уч.	Лист	№рок.
Разроб.	Федотов		26.09.25
Н.контр.	Володина		26.09.25
ГИП	Володина		26.09.25
Статия	Лист	Листов	
П		1	
Принципиальная схема системы ППД			
ФОРМАТ А1 ФАЙЛ ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00-ГЧ-012_0.dwg			

Согласовано
 Согласовано
 Подп. и дата
 Инж. N подп.

Разрешение	Обозначение	ИГНФ1-КП8-П-ТКР.01.00
10415-25	Наименование объекта строительства	Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
1	С-001 ТЧ-001	Заменен. Заменен. П.1.4.2 добавлена информация по максимальным показателям добычи нефти, жидкости и газа. П. 1.4.4.9 - исключена фраза «Материальное исполнение (толщина стенки) выкидных трубопроводов от добывающих скважин до измерительной установки принята на $R_{расч.}=21,0$ МПа с учетом возможного изменения схемы перевода скважин из добывающих в нагнетательные системы ППД.» На стр. 1-68 добавлено обоснование отсутствия расчета на гидроудар и проектные мероприятия направленные на уменьшение его влияния. Содержание тома приведено в соответствии с изменениями ПП РФ №87, вступившими в силу с 01.09.2022. Добавлен п.1.6.	3	Письмо от 14.11.2025 02/2932-ГПЭ ООО «Газпром экспертиза»
	ПрилА-001	Заменен.		
	ПрилБ-001	Заменен.		
	ПрилВ-001	Новый.		
	ТЧ-002	Заменен.		
	ТЧ-003	Заменен.		

Согласовано	25.11.25
Н.контр	Володина
Утв.	Володина

Изм.внес	Липатов	25.11.25	АО «Гипровостокнефть» Технологический отдел по сбору и транспорту нефти и газа (ТОСиТНИГ)	Лист	Листов
Составил	Липатов	25.11.25			1
Утв.	Володина	25.11.25			

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 ВНТП 01/87/04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования.
- 2 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
- 3 ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- 4 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 5 ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 6 ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
- 7 ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 8 ГОСТ 12.4.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Постановление Госстандарта СССР от 10.10.1983 г. № 4882.
- 9 ГОСТ 12.4.021-75 Системы вентиляционные. Общие требования.
- 10 ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
- 11 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.
- 12 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.
- 13 ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.
- 14 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
- 15 ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.
- 16 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 17 ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- 18 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 19 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция.
- 20 ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
- 21 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
- 22 ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
- 23 ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статической обработки результатов испытаний.
- 24 ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация.
- 25 ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристика веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.
- 26 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

- 27 ГОСТ Р 52376-2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- 28 ГОСТ 33115-2014 Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия.
- 29 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 30 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 31 НПБ 104-03 Системы оповещения и управление эвакуации людей при пожарах в зданиях и сооружениях.
- 32 НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
- 33 ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.
- 34 Положение компании «Разработка технических требований на создание автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)» № ПЗ-04 Р-0106. Версия 1.00, ОАО НК «Роснефть».
- 35 Правила устройства электроустановок (шестое издание, дополненное с исправлениями, седьмое издание 1999-2003 г.г.).
- 36 Приказ №444 от 21.12.2021 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".
- 37 РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
- 38 СО 153-34.21.122-2003, РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 39 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Приказ МЧС России от 25.03.2009 г. N 182.
- 40 СП 131.13330.2025 Строительная климатология.
- 41 СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.
- 42 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».
- 43 СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, Министерство регионального развития Российской Федерации, Приказ № 608 от 27.12.2011.
- 44 ТУ-газ 86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов.
- 45 Технический регламент Таможенного союза 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».
- 46 Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 47 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- 48 Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 49 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 г. №534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 50 ТТТ-01.02-14 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Установка дозирования химреагентов (УДХ) в блочном исполнении.
- 51 ТТТ-01.02.05-02 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Измерительная установка (ИУ) в блочном исполнении.

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

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

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

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

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

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изго-тови- тель	Ед. изм.	Колич ество
Оборудование				
Блок дозирования реагента: – Р _{нагн.} = 40 кгс/см ² ; – Объем емкости 3 м ³ .	ТТТ-01.02-14	-	компл.	1
Измерительная установка: – Q _ж =400 т/сут (по жидкости); – Q _г =100000 м ³ /сут (по газу); – P _{расч.} = 4,0 МПа; – Кол-во подкл. скв. – 12 шт.	ТТТ-01.02.05-02	-	компл.	1
Подземная дренажная емкость – Объем - 8 м ³ ; – P _{расч.} =0,05 МПа	ТТТ-01.02-06	-	компл.	1
Камера запуска СОД DN250 PN40 – Типоразмер – DN250; – P _{расч.} = 4,0 МПа;	ТТТ-01.02.04-03	-	компл.	1
Трубопроводы				
Труба электросварная группа 4 273x8 K52 KCV60 ТТТ-01.02.04-01 Труба э/с 4 273x8 K52	ТТТ-01.02.04-01	-	м	35,0
Труба электросварная группа 4 273x8 K52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н, максимальная температура эксплуатации 60 град.С ТТТ-01.02.04-01 Труба э/с 4 273x8 K52 60НПН	ТТТ-01.02.04-01	-	м	8,8
Труба бесшовная группа 4 219x6 K52 KCV60 ТТТ-01.02.04-01 Труба б/ш 4 219x6 K52	ТТТ-01.02.04-01	-	м	6,8
Труба бесшовная группа 4 219x6 K52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н, максимальная температура эксплуатации 60 град.С ТТТ-01.02.04-01 Труба б/ш 4 219x6 K52 60НПН	ТТТ-01.02.04-01	-	м	60,2
Труба бесшовная группа 4 114x6 K52 KCV60 ТТТ-01.02.04-01 Труба б/ш 4 114x6 K52	ТТТ-01.02.04-01	-	м	10,2

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изго-тови-тель	Ед. изм.	Колич ество
Труба бесшовная группа 4 114х6 К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н, максимальная температура эксплуатации 60 град.С ТТТ-01.02.04-01 Труба б/ш 4 114х6 К52 60НПН	ТТТ-01.02.04-01	-	м	1,2
Труба бесшовная группа 4 89х8 К52 КСV60 ТТТ-01.02.04-01 Труба б/ш 4 89х8 К52	ТТТ-01.02.04-01	-	м	78,8
Труба бесшовная группа 4 89х8 К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н, максимальная температура эксплуатации 60 град.С ТТТ-01.02.04-01 Труба б/ш 4 89х8 К52 60НПН	ТТТ-01.02.04-01	-	м	613,5
Труба бесшовная группа 4 57х6 К52 КСV60 ТТТ-01.02.04-01 Труба б/ш 4 57х6 К52	ТТТ-01.02.04-01	-	м	10,7
Труба бесшовная группа 4 57х6 К52 с наружным полиэтиленовым покрытием тип Н, максимальная температура эксплуатации 60 град.С ТТТ-01.02.04-01 Труба б/ш 4 57х6 К52 60НПН	ТТТ-01.02.04-01	-	м	42,8
Труба бесшовная холоднодеформированная 38х4 ГОСТ 8734-75 В ст.09Г2С ГОСТ 8733-74	ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75	-	м	39,3
Арматура трубопроводная				
Штуцер дискретный регулируемый DN65 PN210	ТТТ-01.02.05-01	-	шт.	18
Пробоотборное устройство DN5 PN350	ТТТ-01.02.05-01	-	шт.	9
Клапан обратный устьевой незамерзающий тройниковый DN80 PN210	ТТТ-01.02.05-01	-	шт.	9
Задвижка клиновая с ручным приводом DN250 PN40	ТТТ-01.02-03	-	шт.	1
Задвижка клиновая с электроприводом DN200 PN40	ТТТ-01.02-03	-	шт.	1
Задвижка клиновая с ручным приводом DN100 PN40	ТТТ-01.02-03	-	шт.	1

Наименование и техническая Характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод изго-тови- тель	Ед. изм.	Колич ество
Задвижка клиновая с ручным приводом DN80 PN250	ТТТ-01.02-03	-	шт.	4
Задвижка клиновая с ручным приводом DN80 PN40	ТТТ-01.02-03	-	шт.	5
Задвижка клиновая с ручным приводом DN80 PN16	ТТТ-01.02-03	-	шт.	1
Задвижка клиновая с ручным приводом DN50 PN40	ТТТ-01.02-03	-	шт.	3
Задвижка клиновая с ручным приводом DN50 PN16	ТТТ-01.02-03	-	шт.	3

Приложение В

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

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 8Б, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746829740, ИНН 7728720448, КПП 890401001

№ _____
на № _____ от _____

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»

Попову Н.П.

О направлении информации КПВИ

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И»
принципиальная технологическая схема согласована.
Дополнительно направляем профиль добычи.

Приложение: 1. Принципиальная технологическая схема на 1 л. в 1 экз.;
2. Профиль добычи в эл. виде.

С уважением,

Начальник управления по ПИР
и взаимодействию с надзорными органами

Е.О. Гельман

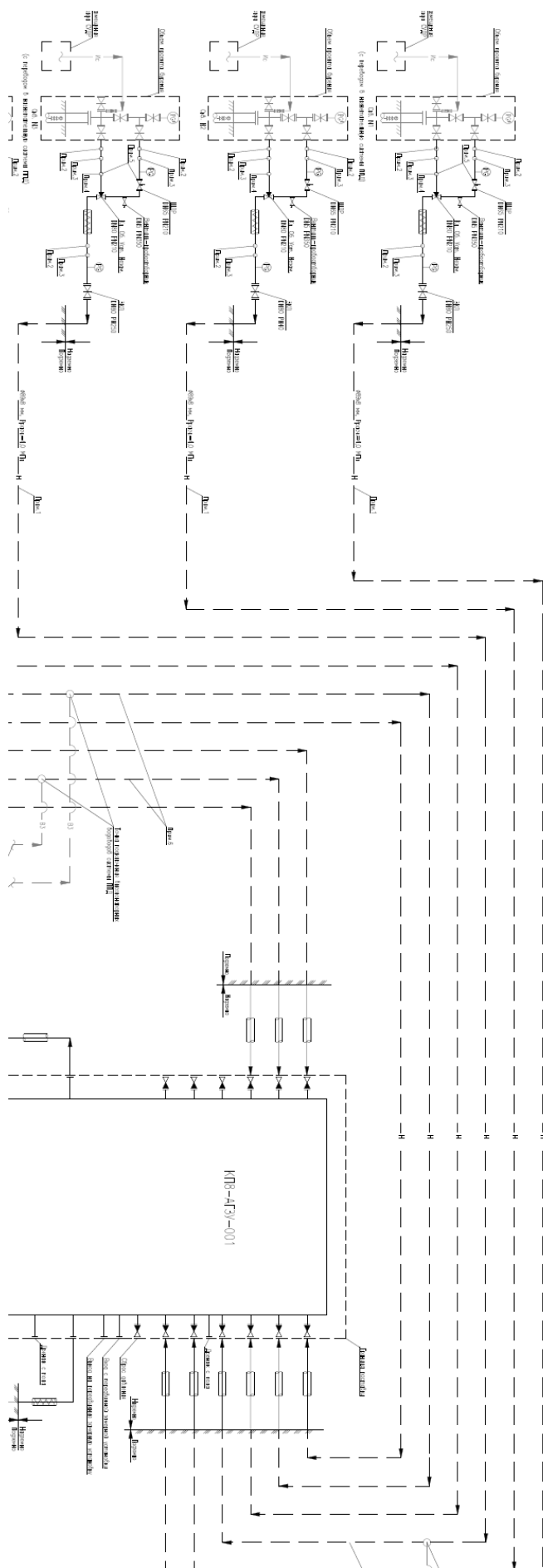
Рег. № 11/1.2/019227 от 27.11.2025

Козлов Е.М.
+7 (3452) 53-90-27, доб. 77618



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 0572D4B40079B242824ABABC2B12AE8F5C
Владелец: Гельман Евгений Олегович
Действителен: с 03.02.2025 по 03.02.2026

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»



1596	8_14	8	Среднесуточная добыча нефти (т/сут)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	91,9634	110,224	95,0874
1597	8_14	8	Среднесуточная закачка (м3/сут)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1598															
1599	8_14	9	Среднесуточная добыча жидкости (т/сут)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75,2321	146,375	127,149
1600	8_14	9	Добыча газа (млн.м3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,43862	0,86115	0,83797
1601	8_14	9	Добыча жидкости (тыс.м3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,59906	4,88371	4,36694
1602	8_14	9	Добыча жидкости (тыс.т)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,3322	4,39125	3,94162
1603	8_14	9	Добыча нефти (тыс.т)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,69708	3,17082	2,80517
1604	8_14	9	Закачка воды (тыс.м3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1605	8_14	9	Среднесуточная добыча газа (м3/сут)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14139,1	28705	27031,3
1606	8_14	9	Среднесуточная добыча жидкости (м3/сут)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83,8408	162,79	140,869
1607	8_14	9	Среднесуточная добыча нефти (т/сут)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54,7445	105,694	90,4894
1608	8_14	9	Среднесуточная закачка (м3/сут)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1609	Добыча на Куст 8И														
1610	8_14		Среднесуточная добыча газа (м3/сут)	0	0	0	193798	199509	277473	269953	287039	296730	322387	332448	264035
1611	8_14		Среднесуточная добыча жидкости (м3/сут)	0	0	0	967,21	913,37	1264,85	1161,69	1183,19	1215,77	1334,44	1352,53	1054,07
1612	8_14		Среднесуточная добыча нефти (т/сут)	0	0	0	749,828	703,222	948,407	859,526	856,102	864,341	932,072	934,389	715,858
1613															