

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»



Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)			Номер документа 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	
			Редакция: 01	Статус: IFC
Формат док-та: А4	Лист: 1 из 1	Дата редакции: 07.09.26	Номер документа подрядчика:	

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 2. Поддержание пластового давления

Книга 1. Текстовая часть

ТОМ 6.2.1

2004-ГВН-301100-5-ТР2.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
01	-		07.09.26

Главный инженер

Н.П. Попов

Руководитель направления

А.А. Кимлык

Главный инженер проекта

А.С. Горев

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-01_R01.docx

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	Содержание тома 6.2.1	Изм.01(Зам.)
2004-ГВН-301100-5-СПД-001	Состав проектной документации	
2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	Часть 2 Поддержание пластового давления. Текстовая часть	Изм.01(Зам.)

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001		
						Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)		
01		Зам			07.09.26			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Федотов			07.09.26			
						Стадия	Лист	Листов
						П		1
Рук.направл.		Кимлык			07.09.26	Содержание тома 6.2.1		
Н. контр.		Кимлык			07.09.26			
ГИП		Горев			07.09.26			
						АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ РЕДАКЦИЙ ДОКУМЕНТА

РЕД.	СТАТУС	ДАТА ВЫПУСКА	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ / ПОПРАВКАХ
00	IFC	07.09.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
00	IFC	09.12.25	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ

01		Зам			07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			0—1

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-02_R01.docx

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела ВиК

А.В. Федотов

Начальник отдела МПР

М.А. Юдаков

Нормоконтролер

А.А. Кимлык

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам			07.09.26			0-2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-02_R01.docx

СОДЕРЖАНИЕ

1 ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	1-1
1.1 ВВЕДЕНИЕ.....	1-1
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	1-1
1.3 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ	1-1
1.4 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ.....	1-2
1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции	1-2
1.5 ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	1-3
1.5.1 Расходы и требования к качеству закачиваемой воды	1-3
1.5.2 Давление нагнетания воды в пласт	1-4
1.5.3 Источники водоснабжения системы заводнения	1-4
1.5.4 Обоснование проектных решений	1-4
1.6 РАСЧЕТ И ХАРАКТЕРИСТИКА СООРУЖЕНИЯ И СЕТЕЙ	1-4
1.6.1 Коллектор ППД, трубопровод нагнетания	1-4
1.6.2 Устье нагнетательной скважины.....	1-5
1.6.3 Гидравлический расчет	1-6
1.7 МОНТАЖ, СВАРКА, ИСПЫТАНИЯ И КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ СТЫКОВ ПРОМЫСЛОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ	1-7
1.8 ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА	1-8
1.9 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....	1-9
1.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	1-9
1.11 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ	1-9
1.12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	1-10
1.13 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	1-12
1.14 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1-12
1.15 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА	1-13
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ	2-1
2.2 СТАНДАРТЫ И НОРМЫ	2-1
2.3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2-2
2.3.1 Технологические трубопроводы	2-2
2.4 ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕД	2-2
2.5 ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ	2-2
2.5.1 Трубы.....	2-2
2.5.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-4
2.5.3 Крепежные детали.....	2-5
2.5.4 Запорная и регулирующая арматура	2-5
2.5.5 Опоры трубопроводов.....	2-6
2.6 РАСЧЕТ ТОЛЩИН СТенок СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	2-6
2.6.1 Исходные данные	2-6

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам			07.09.26			0-3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

2.6.2 Расчет толщин стенок технологических трубопроводов	2-7
2.6.3 Расчет срока службы трубопроводов	2-8
2.7 ВЫБОРКА ТИПОРАЗМЕРА ТРУБ.....	2-9
2.8 МОНТАЖ И СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ	2-9
2.9 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ.....	2-11
2.9.1 Защита от атмосферной коррозии.....	2-11
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	А-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОДЫ ДЛЯ ЗАКАЧКИ	Б-1

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам			07.09.26			0-4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

1 Поддержание пластового давления

1.1 Введение

В данном разделе проекта предусмотрено расширение системы поддержания пластового давления на кусте ЕР-3 Харьягинского нефтяного месторождения.

1.2 Исходные данные

При разработке раздела были использованы следующие исходные данные и материалы:

- Техническое задание на проектирование «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)», утвержденное генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» И.Н. Сидоровым
- Технические требования на проектирование "Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)", утвержденное генеральным директором ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга" И.Н. Сидоровым.
- Проектная документация «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 5. Обустройство куста скважин ЕР-3 и коридоров коммуникаций», АО «Гипровостокнефть» (положительное заключение №83-1-1-3-086980-2022 от 09.12.2022 Главгосэкспертизы России Московского филиала).
- Материалы инженерных изысканий по кусту ЕР-3, выполненные АО «Гипровостокнефть» в 2021 г. и получившие положительное заключение Государственной экспертизы от 09.12.2022 № 83-1-1-3-086980-2022.

Данный раздел разработан с учетом действующих норм и правил (приложение А).

1.3 Существующее положение

В настоящее время Харьягинское месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления. Сооружения очистки пластовой воды и производственно-дождевых стоков, водозаборные скважины и БКНС размещаются на площадке ЦПС Харьягинского месторождения. Схема работы существующей системы заводнения следующая: пластовые сточные воды, сбрасываемые с УПН и вода от артезианского водозабора после смешения в емкости (V-1903) при помощи подпорных Р-1903А/В/С/Д и основных Р-1904 А/В/С/Д насосов по высоконапорным водоводам подается к нагнетательным скважинам кустов 108, ЕР-1, ЕР-2, WР-1.

В настоящее время на кусте ЕР-1 запроектирована установка предварительного сброса воды (УПСВ) до остаточной обводненности 10%. Вода, сбрасываемая на УПСВ с помощью насосной закачки, входящей в состав УПСВ, по высоконапорным водоводам подается к нагнетательным скважинам кустов ЕР-1, ЕР-2, ЕР-3.

Трубопроводы проложены надземно по эстакаде в теплоизоляции и с электрообогревом. Диаметр водоводов 100 и 80 мм. Трубы стальные бесшовные

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам.			07.09.26			1-1
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной коррозионной стойкости класса прочности K52.

В соответствии с решениями проекта 1398 «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 5. Обустройство куста скважин ЕР-3 и коридоров коммуникаций», АО «Гипровостокнефть» (положительное заключение №83-1-1-3-086980-2022 от 09.12.2022 Главгосэкспертизы России Московского филиала) на площадке куста ЕР-3 построена одна нагнетательная скважины ЕЗ-03 и одна водозаборная скважина WW5.2 для производственно-технических нужд при капитальном ремонте скважин (КРС).

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

Ввод сооружений проекта расширения кустовой площадки осуществляется по этапам. Этап представляет собой единый технологический цикл, который можно ввести в эксплуатацию после завершения объемов работ.

На кусте скважин ЕР-3 предусматриваются следующие этапы строительства:

1.1 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин ЕР-3 в составе:

1. Демонтаж Прожекторной мачты с молниеотводом (сооружение с кадастровым номером 83:00:080002:8634).

1.2 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин ЕР-3 (реконструкция) в составе:

1. Прожекторная мачта с молниеотводом (сооружение с кадастровым номером 83:00:080002:8634);
2. Площадка станций управления и электрооборудования (сооружение с кадастровым номером 83:00:080002:8646).

2 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин ЕР-3 в составе:

1. Эстакада к нагнетательной скважине ЕЗ-04 с инженерными сетями, в том числе:
 - Трубопровод системы ППД на эстакаде к нагнетательной скважине ЕЗ-04 (с подключением к эксплуатационному и замерному коллекторам на период отработки на нефть).
 - Сети КИП от сущ. местной аппаратной к скважине ЕЗ-04;
 - Кабельные сети от сущ. площадки станций управления и электрооборудования к скважине ЕЗ-04;
 - Сети электрообогрева к скважине ЕЗ-04;
 - Шахтный колодец скважины ЕЗ-04.

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам.			07.09.26			1-2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

2. Совмещенная эстакада с учётом поэтапного подключения 3-х проектируемых скважин (ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06), в том числе:
 - Эксплуатационный и замерной коллекторы;
 - Коллектор системы ППД от подключения скважины ЕЗ-03 до подключения скважины ЕЗ-04;
 - Коллектор ингибитора коррозии для подачи ингибитора коррозии в эксплуатационный и замерной коллекторы (после скважины ЕЗ-06).
 - Инженерная подготовка кустовой площадки ЕР-3.

3 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин ЕР-3 в составе:

1. Эстакада от скважины ЕЗ-05 с инженерными сетями, в том числе:
 - Выкидной трубопровод на эстакаде от добывающей скважины ЕЗ-05 с подключением к эксплуатационному и замерному коллекторам.
 - Сети КИП от сущ. местной аппаратной к скважине ЕЗ-05;
 - Кабельные сети от сущ. площадки станций управления и электрооборудования к скважине ЕЗ-05;
 - Сети электрообогрева к скважине ЕЗ-05;
 - Шахтный колодец скважины ЕЗ-05.

4 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин ЕР-3 в составе:

1. Эстакада от скважины ЕЗ-06 с инженерными сетями, в том числе:
 - Выкидной трубопровод на эстакаде от добывающей скважины ЕЗ-06 с подключением к эксплуатационному и замерному коллекторам.
 - Сети КИП от сущ. местной аппаратной к скважине ЕЗ-06;
 - Кабельные сети сущ. площадки станций управления и электрооборудования к скважине ЕЗ-06;
 - Сети электрообогрева к скважине ЕЗ-06;
 - Шахтный колодец скважины ЕЗ-06.
 - Внутриплощадочные проезды.

1.5 Основные технологические решения

1.5.1 Расходы и требования к качеству закачиваемой воды

В соответствии с заданием на проектирование максимальный объем закачки воды в проектируемую скважину ЕЗ-04 будет достигнут в 2029 году.

Физико-химические свойства воды, закачиваемой в продуктивные пласты с целью ППД, должны обеспечивать продолжительную устойчивую приемистость нагнетательных скважин. Вода, закачиваемая в продуктивные пласты, может содержать:

- взвешенных частиц, не более 40 мг/л,
- эмульгированной нефти, не более 40 мг/л,
- кислорода, не более 0,02 мг/л.
- значение pH должно быть в пределах от 4,5 до 8,5.

Температура жидкости, закачиваемой в пласт, должна быть не менее плюс 61⁰С.

01		Зам.			07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-3

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Динамика закачки воды по кусту ЕР-3 до расширения куста, по годам приведена в Таблица 1.1. Объемы закачки воды в скважину по годам определены в соответствии заданием на проектирование (приложение Б) и приведены в таблице (Таблица 1.1).
 Схема размещения нагнетательных скважин приведена на Рисунок 1-1.

Таблица 1.1- Объемы воды для закачки

Номера скважин	Объем закачки тыс.м3 в год							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
До расширения куста								
ЕЗ-03	195,581	193,906	193,906	193,906	194,438	193,906	193,906	193,906
Итого	195,581	193,906	193,906	193,906	194,438	193,906	193,906	193,906
Проектируемая скважина								
ЕЗ-04	-	-	-	-	38,9	74,8	70,6	66,5
Всего по кусту	195,581	193,906	193,906	193,906	233,338	268,706	264,506	260,406

01		Зам.			07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-4

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

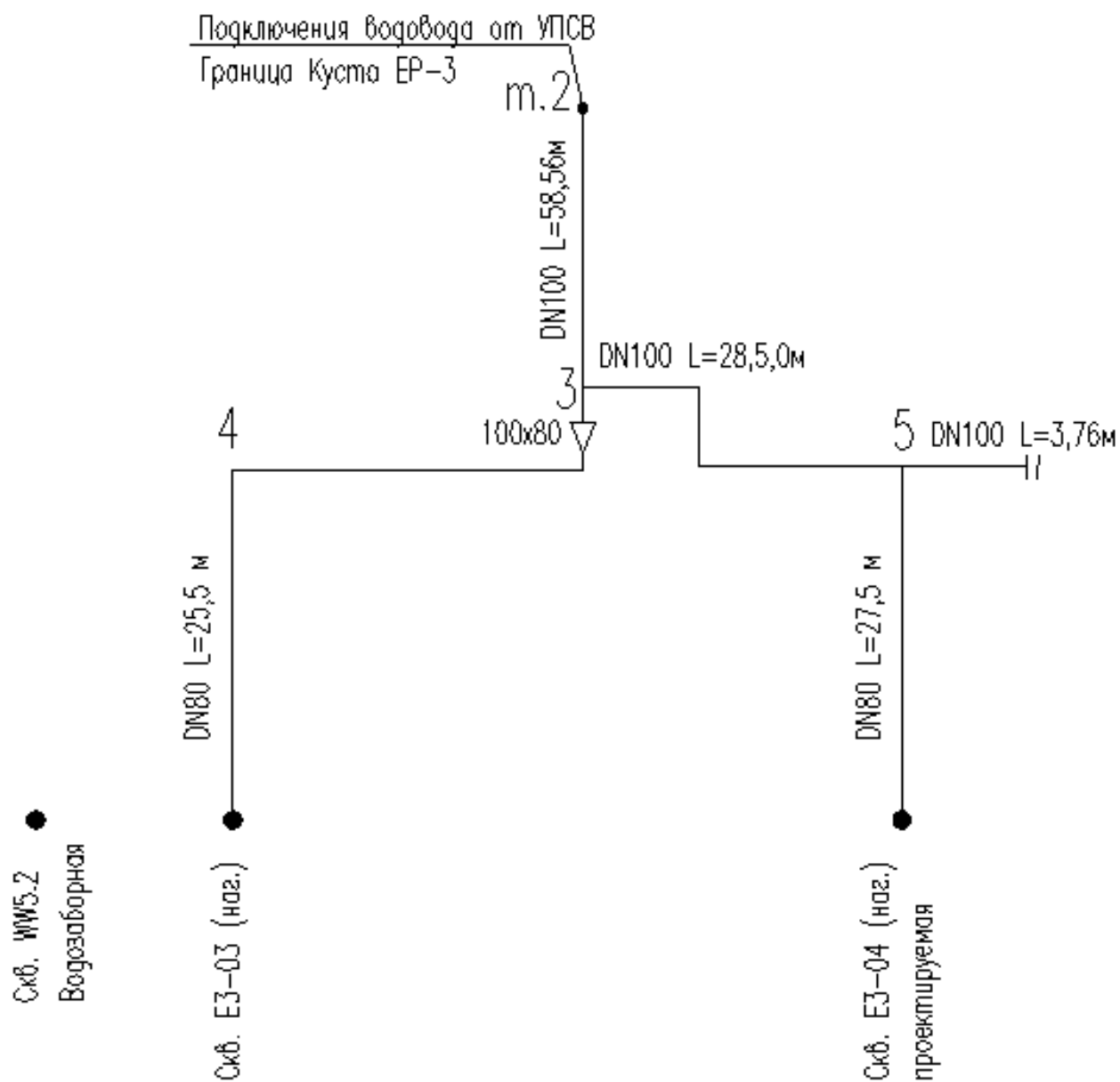


Рисунок 1-1- Схема размещения нагнетательных скважин на кусте ЕР-3

01		Зам.			07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-5

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-03_R01.docx

1.5.2 Давление нагнетания воды в пласт

В соответствии с заданием на проектирование давление на устье скважины составляет не более 21,0 МПа. По результатам гидравлического расчета Таблица 1-2 давление нагнетания на устьях скважин, составляет 20,89 МПа.

1.5.3 Источники водоснабжения системы заводнения

В качестве источников водоснабжения системы заводнения использована подготовленная пластовая вода с площадки УПСВ.

Очищенные пластовые воды, могут иметь в своем составе: нефти – не более 40 мг/л, мехпримесей – не более 40 мг/л.

Количественный химический анализ воды для закачки приведен в приложении Б.

1.5.4 Обоснование проектных решений

В соответствии с заданием на проектирование предполагается расширение существующей системы ППД куста ЕР-3. При этом выполняется следующий объем работ:

- строительство коллектора системы ППД от подключения скважины ЕЗ-03 до подключения скважины ЕЗ-04;
- строительство трубопровода нагнетания от врезки в коллектор системы ППД до скважины ЕЗ-04;

Прокладка участка коллектора предусматривается по существующей эстакаде совместно с другими коммуникациями. Прокладка трубопровода нагнетания по проектируемым одиночным стойкам. Все трубопроводы прокладываются надземно с электрообогревом в теплоизоляции.

В составе проекта приняты решения учитывающие требования Приказа №444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.», ТС ТР 032/2013 и ГОСТ 32569-2013.

Размещение сооружений на существующей кустовой площадке ЕР-3 выполнено в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" №534 от 15.12.2020 г.

Схема принципиальная технологическая трубной обвязки и КИПиА нагнетательной скважины ЕЗ-04 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР2.2-003.

1.6 Расчет и характеристика сооружения и сетей

1.6.1 Коллектор ППД, трубопровод нагнетания

Для подачи воды в нагнетательную скважину ЕЗ-04 запроектированы коллектор ППД и трубопровод нагнетания, рассчитанные на пропуск расхода, необходимого для обеспечения проектных показателей объемов закачки с целью поддержания требуемого пластового давления.

Для определения диаметра проектируемого трубопровода выполнен гидравлический расчет (п.1.6.3 данной пояснительной записки).

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам			07.09.26			1–6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Расчётное давление в системе ППД составляет 25 МПа.

Давление испытания трубопровода принято равным $1,43P_p = 35,75$ МПа (согласно п.13.2 ГОСТ 32569-2013).

Сортамент труб водоводов определен согласно прочностным и гидравлическим расчетам и представлен в разделе 7 данной пояснительной записки.

Срок службы водоводов не менее 20 лет.

Контроль сварных стыков трубопроводов производится в объеме 100 % радиографическим методом, контроль гарантийных стыков в объеме 100 % радиографическим методом, порошковым методом и УЗК.

Испытание трубопровода на прочность и проверку на герметичность выполняют гидравлическим способом в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Учитывая то, что месторождение расположено в зоне распространения «вечной мерзлоты» проектируемый высоконапорный водовод прокладываются надземно в теплоизоляции с электрообогревом на эстакаде.

Теплоизоляция цилиндры навивные с плотностью не менее 142кг/м³, толщиной 40 мм с наружным защитным покрытием из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-2020.

Коллектор ППД до нагнетательной скважины ЕЗ-04 Ду100мм, водовод до скважины ЕЗ-04 Ду 80мм.

Монтаж вновь проектируемых трубопроводов выполняется из новых материалов.

В соответствии с требованиями п.10.1.5 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и п. 6.3.23 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», на кусте скважин принята надземная прокладка. Прокладка технологических трубопроводов по территории площадки куста скважин ЕР-3 выполнена надземно по вновь проектируемым и существующим эстакадам с устройством дополнительных опор с уклонами не менее 0,002, обеспечивающими их опорожнение при остановке.

На эстакаде предусматривается совместная прокладка технологических трубопроводов и кабельной продукции (кабели силовые, КИПиА). Высота эстакады принята не более 1,3 м в связи с необходимостью монтажа сооружений для проведения подземного ремонта скважин.

При прокладке высоконапорного водовода на совмещенной эстакаде параллельно эксплуатационному коллектору расстояние между осями эксплуатационного коллектора и высоконапорного водовода составляет 720 мм, что соответствует требованиям п. 10.1.9 и приложения Е к ГОСТ 32569-2013.

Расстояние при параллельной прокладке высоконапорного водовода с электрическими кабелями в плане составляет 500 мм в свету, при пересечении высоконапорного водовода с электрическими кабелями расстояние по вертикали составляет 500 мм в свету, что соответствует таблице 2.3.2 ПУЭ (шестое издание).

План сетей системы поддержания пластового давления на кусте ЕР-3 приведен на 2004-ГВН-301100-5-ТР2.2-002.

01		Зам			07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-7

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

1.6.2 Устье нагнетательной скважины

В данном проекте предусматривается обустройство устья одной нагнетательной скважины ЕЗ-04, после ее отработки на нефть.

Диаметр трубопровода, идущего к нагнетательной скважине, принят из условия возможности закачки в одну скважину максимального объема воды, который будет достигнут в 2029 году и составляет 204,93 м³/сут. (8,54 л/с).

Обустраиваемая скважина оснащена устьевой арматурой. Для предотвращения замерзания, устье скважины обогревается саморегулируемым кабелем и теплоизолируется.

В обвязке скважины предусматривается установка обратного клапана, крана шарового, вентилей (спускников), вихревого расходомера, манометра, датчика давления для контроля параметров закачки.

Монтаж вновь проектируемых трубопроводов выполняется из новых материалов и оборудования.

После отработки нагнетательной скважины N1-09 на нефть в конструкции фонтанной арматуры производится замена переходника трубной головки (планшайбы) с кабельным вводом на глухой переходник трубной головки без кабельного ввода, в обвязке устьевой арматуры проводятся работы по демонтажу обратного устьевого клапана и штуцерной камеры. На линии нагнетания обратный клапан разворачивается для пропуска закачиваемой воды. Дроссель, регулируемый поворачивают для подачи продукта в скважину.

При переводе скважины под нагнетание происходит извлечение погружного насосного оборудования и насосно-компрессорных труб.

Класс герметичности кранов шаровых и вентилей – А, климатическое исполнение – ХЛ1.

Класс герметичности обратного клапана – С, климатическое исполнение – ХЛ1.

Подземный ремонт скважины предусматривается передвижными ремонтными агрегатами. Для стоянки ремонтного агрегата предусмотрена площадка из железобетонных плит.

На основании п. 149 и Приложения N 5 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 на площадке приустьевой фонтанной арматуры три класса взрывоопасных зон:

- Зона 0. Радиус 1,5 м от источника образования взрывоопасных смесей.
- Зона 1. Радиус 3 м от источника образования взрывоопасных смесей.
- Зона 2. Радиус 5 м от источника образования взрывоопасных смесей.

От фланцевых соединений арматур образуется зона 2 радиусом 3 м.

1.6.3 Гидравлический расчет

Для определения диаметра вновь проектируемого нагнетательного трубопровода к скважине ЕЗ-04 и проверки существующих выполнен гидравлический расчет от точки подключения к ранее запроектированному коллектору ППД от площадки СОД на кусте ЕР-3 до водовода к скважине ЕЗ-03. Расчет выполнен из условий:

- напора 2058,8 м в точке подключения к УПСВ;
- обеспечения давления на устьях скважин не более 21,0 МПа.

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам			07.09.26			1–8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-03_R01.docx

Величина напора (Н) на скважине определялась как разность между напором в точке подключения и суммой потерь напора по длине трубопровода, местных потерь и разницы геометрических отметок.

Исходные данные и результаты гидравлического расчета трубопровода нагнетания от точки подключения к коллектору ППД до нагнетательных скважин на площадке куста скважин приведены в таблице (Таблица 1-2).

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам			07.09.26			1–9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Таблица 1-2- Гидравлический расчет

Наименование трубопровода	Расход,м3/час	Длина,м	Диаметр, мм	Давление,МПа		Потери, МПа		Скорость,м/с
				начальное	конечное	Трение	местные	
Водовод УПСВ(БКНС)-куст ЕР-3	31.3	2000.0	90	21.70000	20.93962	0,760384		1.37
Коллектор от границы куста ЕР-3 до т.врезки коллектора на скв.ЕЗ-04	31.3	58.6	90	20.93962	20.91733	0,022286		1.37
Коллектор от т.врезки до скв.ЕЗ-04	8.5	28.5	90	20.91733	20.91566	0,000807	0,000867	0.37
Напорный трубопровод к скв.ЕЗ-04 (проектируемая)	8.5	27.5	67	20.91566	20.91188	0,003777		0.67
Коллектор на сквЕЗ-03	22.8	0.9	90	20.91733	20.91675	0,000537	0,000046	1.80
напорный трубопровод к скв ЕЗ-03.	22.8	25.5	67	20.91675	20.89170	0,025051		1.80

Гидравлический расчет трубопроводов выполнен с использованием лицензионной программы «Гидросистема» версия 4.7 R1.

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-03	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист 1-10
01		Зам.			07.09.26			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬАГА». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-03_R01.docx

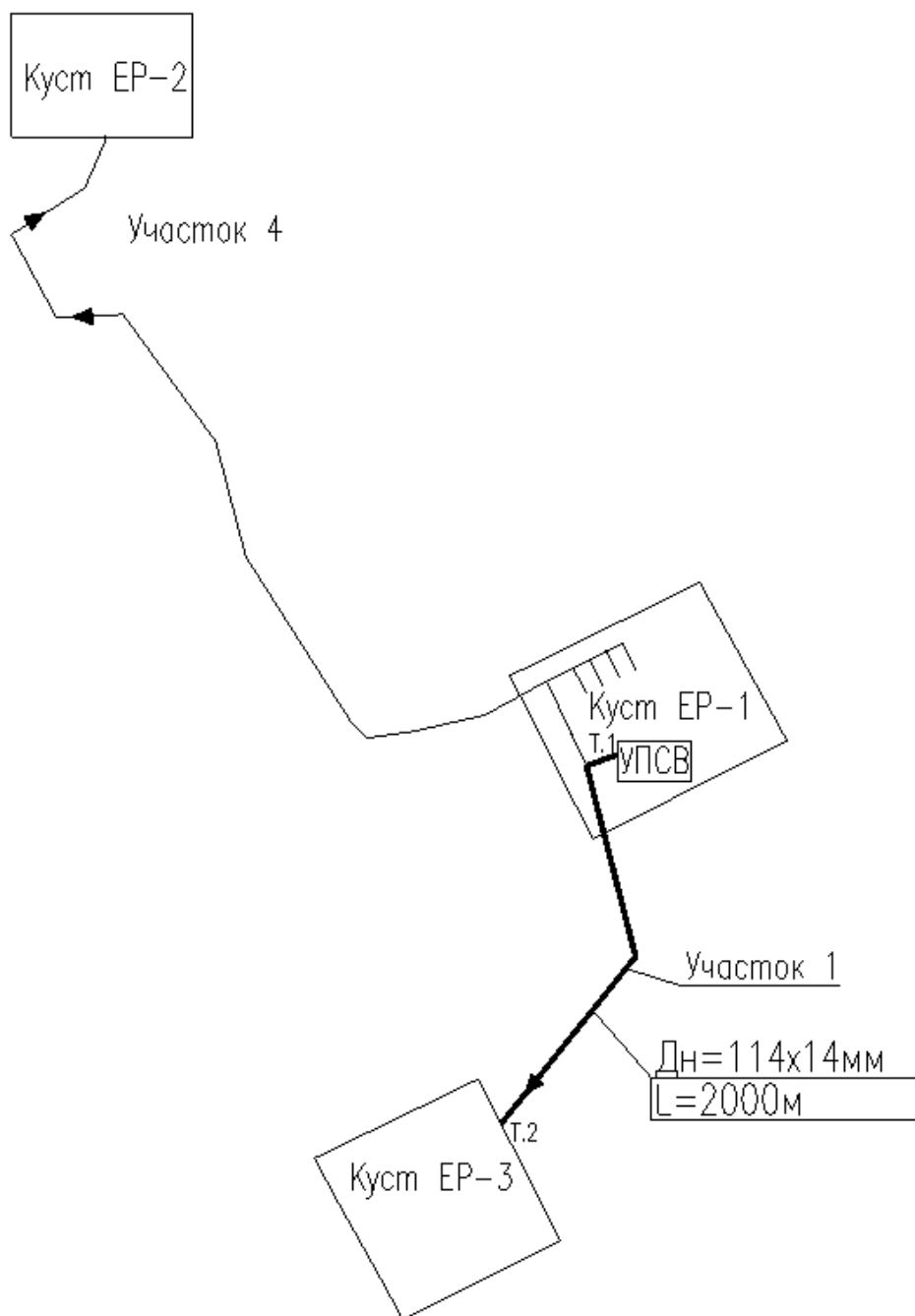


Рисунок 1.2-Схема размещения водовода до куста EP-3.

01		Зам.			07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-11

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-03_R01.docx

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

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

Очистку полости трубопроводов производят продувкой сжатым воздухом.

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

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

Все работы по очистке полости трубопровода, испытанию на прочность и проверке на герметичность проводят согласно рекомендациям, приведённым в разделе VIII Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;

Для высоконапорных трубопроводов проверку на герметичность участка и трубопровода, в целом, необходимо проводить после испытания на прочность, путем снижения испытательного давления до максимального рабочего и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч

Монтаж, сварка, испытания, их продолжительность и контроль сварных стыков технологических трубопроводов выполняются в соответствии с п. 13 ГОСТ 32569-2013 и разделами V.IV, V.V, V.VII, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444.

1.8 Требования к организации производства

Организацией производства является комплекс мероприятий по эффективному сочетанию трудовых процессов с материальными элементами производства, осуществляемый

в конкретных социально-экономических условиях в целях производства продукции с установленными качественными показателями при рациональном использовании ресурсов.

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

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

01		Зам.			14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-12

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

- 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 и квалифицированное обслуживание основного производства, обеспечивающее ритмичный выпуск высококачественной продукции;
- управление производством.

Производственный персонал на площадке проектируемого опасного производственного объекта обеспечивается средствами индивидуальной защиты при авариях:

- индивидуальными самоспасателями – полумаска марки UNIX 2100;
- индивидуальными газоанализаторами – Gazbage pro, ЭРИС, Микросенс (H2S).

Место хранения аварийного запаса средств индивидуальной защиты – операторная на кустовой площадке ЕР-3.

1.9 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

На обогрев расположенных на кусте трубопроводов используется электроэнергия.

Электроснабжение Харьягинского месторождения осуществляется газотурбинными электростанциями, расположенными на площадке ЦПС, а также аварийными дизельными генераторами, расположенными как на площадке ЦПС, так и на каждом кусте скважин.

Общая потребность в электроэнергии для обогрева трубопроводов на кусте ЕР-3 и обоснование потребности электроэнергии представлены в Томе 5.1.1 «Система электроснабжения».

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

При замене оборудования используются арматура и трубопроводы, материальное исполнение которых рассчитано на использование в климатических условиях месторождения и при установленных давлениях.

Для технического обслуживания и ремонта скважин, арматуры и трубопроводов используются средства малой механизации: тали, механизмы – тягово-монтажные, тележки. Предусмотрено применение технических устройств, материалов и изделий, имеющих документы, подтверждающие их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 8 технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011) по схеме декларации - 5д либо сертификации по эквивалентной схеме, ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), п. VI технического

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам.			14.09.26			1-13
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013).

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

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группе производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности приведены в Томе 6.4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

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», Постановление 40 от 2 декабря 2020г. «Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

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

Координацию деятельности по охране труда структурных подразделений осуществляет служба охраны труда. Численность работников службы охраны труда устанавливается в соответствии с требованиями «Межотраслевых нормативов численности работников службы охраны труда в организациях». (Приказ №37 от 31.01.22 Об утверждении Рекомендаций по структуре службы охраны труда в организации и по численности работников службы охраны труда).

Общественный контроль за соблюдением прав и законных интересов работников организации в области охраны труда осуществляется в соответствии с Трудовым Кодексом РФ и действующим законодательством.

Контроль за состоянием охраны труда на рабочих местах осуществляется руководителями по видам работ.

В организации в рамках созданной системы управления промышленной безопасностью осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности и охраны труда в соответствии с Положением о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте с учетом профиля объекта и в соответствии с

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам.			14.09.26			1-14
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча ХАРЬЯГА». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

постановлением Правительства Российской Федерации от 18.12.20 N 2168 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности», СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий».

Устанавливаются следующие уровни и формы проведения контроля:

- постоянный контроль (проверка) работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала и в процессе выполнения работы;
- оперативный периодический ступенчатый контроль, проводимый руководителями работ (бригадирами, мастерами, руководителями подразделений) в процессе оперативного руководства коллективами или закрепленными участками работ;
- выборочный контроль состояния охраны и условий безопасности труда, проводимый службой охраны труда. Санитарно-химические и инструментальные исследования проводятся в рабочей зоне, на рабочих местах (постоянных и непостоянных), в производственных помещениях, на промплощадке, при характерных технологических процессах. Порядок проведения замеров, объем исследований, выбор точек, проведение контроля по максимально разовой или среднесменной ПДК определяются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателем и, работниками, состоящими с работодателем в трудовых отношениях, устанавливаются на основании положений:

- Трудового Кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ (с изменениями 29.09. 2025 г.);
- Федерального закона РФ от 30.03.99 г. № 52-ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения (с изменениями на 26 декабря 2024 года).

Права работника на охрану труда обеспечиваются в соответствии с требованиями, установленными ст. 219 ТК РФ. Дополнительные гарантии охраны труда отдельным категориям работников устанавливаются в соответствии со ст.224 ТК РФ.

На работодателя возлагаются обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в объеме, установленном ст.212 ТК РФ. Работники выполняют обязанности в области охраны труда, установленные ст.214 ТК РФ.

При приеме работника на работу и в последующий период его трудовой деятельности работодатель предоставляет работнику достоверную информацию:

- о состоянии условий и охраны труда на его рабочем месте;
- о предстоящих или происшедших изменениях в условиях и охране труда на его рабочем месте;
- о существующем риске повреждения здоровья работника;
- о мерах по его защите от воздействия вредных и опасных производственных факторов;
- о полагающихся ему средствах индивидуальной защиты;
- о компенсациях за работу во вредных или опасных условиях труда.

Расследование и учет несчастных случаев, а также нарушений правил охраны труда

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам.			14.09.26			1-15
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

(ст. 227 ТК РФ) проводятся в установленном порядке в соответствии с действующим законодательством (ст. 229, 230, 231 ТК РФ, приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации «Об утверждении Положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях, форм документов, соответствующих классификаторов, необходимых для расследования несчастных случаев на производстве» от 20 апреля 2022 года N 223н) с выявлением причин и принятием мер по их предотвращению. Объем обязанностей работодателя в данном случае определяется ст. 228 ТК РФ.

Расследование каждого случая острого или хронического профессионального заболевания проводится в соответствии с Постановлением «О порядке расследования и учета случаев профессиональных заболеваний работников», утвержденным Постановлением правительства РФ от 05.07.2022 года № 1206.

Страховая защита производственно-хозяйственной деятельности и персонала предусматривает:

- государственное страхование;
- страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с Федеральным законом от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ (с изменениями на 28.12.2024 г.)
- Письмом ФСС РФ от 6 февраля 2003 г. № 02-18/07-832 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний иностранных граждан и лиц без гражданства»;
- страхование работников в системе обязательного социального страхования, медицинское страхование работников в соответствии с Федеральным законом "О медицинском страховании граждан в Российской Федерации";
- ведомственное (профессиональное) страхование (как отдельные виды страховой защиты производственно-хозяйственной деятельности и персонала, так и комплексное страхование промышленных рисков).

Подробно мероприятия по охране труда и производственной безопасности приведены в Томе 6.4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Технические решения по автоматизации технологических процессов и системе управления обеспечивают при их полной реализации безопасную эксплуатацию проектируемых сооружений и соответствуют требованиям действующих нормативных документов по обеспечению безопасной эксплуатации.

В целях обеспечения безопасных условий труда и раннего обнаружения возможных аварийных выбросов для проектируемых объектов предусматривается установка взрывозащищённых газоанализаторов контроля токсичных газов (H₂S).

Газоанализаторы устанавливаются у устья скважины на строительных конструкциях и обеспечивают световую и звуковую сигнализацию при достижении концентрации контролируемых газов фиксированных значений порогов сигнализации.

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам.			14.09.26			1-16
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в Томе 6.3.

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

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду в период эксплуатации и уменьшение вредного воздействия достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений. К ним относятся:

- полная герметизация технологических процессов;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;
- дистанционный контроль и управление технологическими процессами, исключаяющими постоянное пребывание обслуживающего персонала непосредственно у аппаратов и оборудования;
- изготовление, монтаж и эксплуатация оборудования, арматуры и трубопроводов осуществляется с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемых продуктов, а также требований действующих нормативно-технических документов;
- применение запорной арматуры соответствующего класса герметичности;
- используется минимально необходимое количество фланцевых соединений;
- предусмотрена молниезащита и защита от статического электричества и защитные меры электробезопасности.

Более подробно мероприятия по уменьшению выбросов, их количество и состав приведены в Томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды.»

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

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

Собственно, технологические регламенты по эксплуатации технологических объектов и сооружений, а также объектов и сооружений производственной инфраструктуры будут разработаны в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

01		Зам.			14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-17

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен разработке концептуальных решений по выбору материального исполнения и сортамента трубопроводов проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)».

Месторождение Харьяга расположено в 60 км к северу от полярного круга на территории Ненецкого автономного округа. Месторождение занимает площадь 50 на 15 км вдоль оси северо-запад – юго-восток. Этот регион представляет собой типичный ландшафт субарктической безлесной тундры и находится в северной климатической зоне Европейской части России.

Климат в районе строительства резко-континентальный. Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 53 °С.
- Абсолютная максимальная температура – плюс 35 °С.
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 48 °С.

2.2 Стандарты и нормы

При выборе материального исполнения, проектировочном расчете трубопроводов, выборе сортамента применяемых труб и антикоррозионной защиты использовались следующие нормативно технические документы:

- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- ГОСТ Р 53679-2009 (ISO 15156-1:2001) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию»;
- ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали стойкие к растрескиванию и применению чугунов»;
- Федеральный закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		07.09.26			2-1
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

- NACE MR0175/ISO 15156-2:2020 «Нефтяная и газовая промышленность – Материалы для использования в сероводородсодержащих средах при добыче нефти и газа»;
- РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 34667.2-2020 (ISO 12944-2:2017) «Материалы лакокрасочные. Защита стальных конструкций от коррозии при помощи лакокрасочных систем. Часть 2. Классификация условий окружающей среды».

2.3 Общие положения

2.3.1 Технологические трубопроводы

Выбор материального исполнения технологических трубопроводов осуществлен в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». Расчет толщин стенок технологических трубопроводов выполнен по методикам стандарта ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

2.4 Характеристика сред

В внутрипромысловых трубопроводах технологических систем Харьягинского месторождения обрабатываемыми средами являются нефтегазовая смесь с пластовой водой и пластовая вода. Максимальная рабочая температура продукта в системе заводнения – плюс 65 °С.

Пластовая вода содержит до 440,48 мг/л сероводорода. В связи с наличием коррозионно-активных элементов рабочие среды относятся к коррозионно-опасным средам. При эксплуатации труб в таких средах будет протекать сероводородная коррозия, а также возможно проявление сульфидно-коррозионного растрескивания металла под напряжением.

2.5 Выбор материального исполнения

2.5.1 Трубы

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

- климатические условия района строительства;
- физико-химические свойства рабочих сред;
- сортаментам заводов-изготовителей труб;
- рабочие параметры процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- Техническое Задание на проектирование;

01	-	Зам.	-		07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-2

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Район строительства характеризуется температурами ниже минус 40 °С, поэтому трубы должны быть из хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 48 °С.

Исходя из содержания коррозионно-опасных компонентов в транспортируемых продуктах и парциального давления сероводорода в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003), а также NACE MR0175/ISO 15156-2:2020 для трубопроводов транспортирующих пластовую воду, приняты трубы из стали стойкой к сульфидному растрескиванию.

Степень агрессивного воздействия и скорость коррозионного проникновения определена согласно составу транспортируемых сред и рекомендаций РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений».

Исходя из данных условий, принятого срока эксплуатации трубопроводов и применения труб повышенной коррозионной стойкости, прибавка на коррозию к толщине стенки трубы при расчетном сроке службы 20 лет составит 3,0 мм.

Расчетная температура технологических трубопроводов определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для сооружения трубопроводов применить:

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для сооружения трубопроводов принять бесшовные горячедеформированные трубы из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности K52.

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;

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		07.09.26			2-3
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твердость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведенных на заводе-изготовителе;
- сведения о результатах испытаний на сероводородное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC) и водородное растрескивание (HIC) (для труб пластовых вод).

Значение эквивалента углерода $C_{\text{ЭКВ}}$ 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%.

Все трубы и детали технологических трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью при расчетной температуре:

- для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости - не менее 39,2 Дж/см² (4,0 кгс·м/см²) на образцах KCU при температуре минус 60 °С;
- для всех труб из сталей повышенной коррозионной стойкости - не менее 98 Дж/см² (10,0 кгс·м/см²) на образцах KCV при температуре минус 50 °С.

Все трубы, используемые для транспортировки сероводородсодержащих сред средней и высокой агрессивности (SSC-2 и SSC-3 согласно ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003), NACE MR0175/ISO 15156-2:2020) удовлетворяют требованиям испытаний на сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением и водородное растрескивание. Применяемые материалы/оборудование устойчивы к сульфидно-коррозионному растрескиванию в течении всего срока эксплуатации.

2.5.2 Детали трубопроводов и фланцы

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами или техническими условиями, утвержденными в установленном порядке.

Для трубопроводов, выполненных из труб из сталей повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, необходимо применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надежности 13ХФА класса прочности не ниже K52 по ТУ 1469-032-04834179-2012 или аналогичным.

Для трубопроводов $DN \leq 25$ применять отводы гнутые, со средним радиусомгиба не менее 5DN, выполненные холодной гибкой труб. Длина прямого участка от конца трубы до начала гнутого участка должна быть не менее 100 мм.

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		07.09.26			2-4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Требования к материалу соединительных деталей и фланцев предъявляются такие же, как и к трубам. Детали трубопроводов из сталей повышенной эксплуатационной надежности должны быть в термообработанном состоянии (закалка с последующим отпуском). Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец.

Для деталей технологических трубопроводов из сталей повышенной эксплуатационной надежности применяются дополнительные требования по ударной вязкости - не менее 98 Дж/см² (10,0 кгс·м/см²) на образцах KCU при температуре минус 60 °С и на образцах KCV при температуре минус 40 °С.

Для высоконапорных водопроводов применять фланцы стальные приварные встык согласно ASME B16.5 на класс давления 1500. Материальное исполнение фланцев принять из стали 13ХФА.

Во фланцевых соединениях высоконапорных водопроводов применять прокладки стальные восьмиугольного сечения по ASME B16.20 на класс давления 1500 из нержавеющей стали 08Х18Н10Т или аналогичной.

Все детали трубопроводов, используемые для транспортировки сероводородсодержащих сред средней и высокой агрессивности (SSC-2 и SSC-3 согласно ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003), NACE MR0175/ISO 15156-2:2009) удовлетворяют требованиям испытаний на сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением и водородное растрескивание. Применяемые материалы/оборудование устойчивы к сульфидно-коррозионному растрескиванию в течении всего срока эксплуатации.

2.5.3 Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применяем из малоуглеродистой низколегированной хладостойкой стали с цинковым покрытием.

Для фланцевых соединений из низколегированных сталей шпильки применять по ГОСТ 22042-76 исполнения 1 из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки по ГОСТ ISO 4032-2014 из стали 35Х класса прочности 8. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием не менее 9 мкм.

2.5.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение корпуса запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать ГОСТ 33260-2015. Арматура должна быть в стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию исполнении (из легированной стали испытанной на устойчивость к сероводородному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию согласно ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003)). Для изготовления корпусных деталей применяется сталь 20ГМЛ, сталь 09Г2С, 30ХМА. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей в стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию исполнении. Детали затворных элементов выполнить из

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		07.09.26			2-5
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-04_R01.docx

коррозионностойкой стали. Применяемые материалы/оборудование устойчивы к сульфидно-коррозионному растрескиванию в течение всего срока эксплуатации.

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

2.5.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяются опоры скольжения по ОСТ 36-146-88 из хладостойкой стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

- Для трубопроводов $D_u < 50$ мм – тавровые хомутовые;
- Для трубопроводов $D_u \geq 50$ мм – корпусные хомутовые.

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

2.6 Расчет толщин стенок стальных трубопроводов

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

2.6.1 Исходные данные

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

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета трубопроводов

DN мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
Коллектор системы ППД						
25	А(б), I	Коллектор системы ППД	25,0	+60...+65	до 440,48	—
100						
Обвязка скважины ЕЗ-04 (система ППД)						
25	А(б), I	Трубопровод нагнетания	25,0	+60...+65	до 440,48	—
80						

01	-	Зам.	-		07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2–6

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча ХАРЬЯГА». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

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

Таблица 2.2 – Механические характеристики материала труб

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

2.6.2 Расчет толщин стенок технологических трубопроводов

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

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

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

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

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

где σ_p – минимальное значение предела текучести, МПа;
 σ_B – минимальное значение временного сопротивления разрыву, МПа;

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

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

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

где c_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (РД 39-0147103-362-86) с учетом расчетного срока эксплуатации;
 c_1 – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;
 s_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

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

01	-	Зам.	-		07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2–7

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьков». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

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

Толщина стенки технологических трубопроводов принята с учетом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых труб. Результаты расчета и выбора толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов

Дн, мм	Р, МПа	[σ], МПа	δ, %	Толщина стенки, мм					
				Расчетная s_R	C_1	C_2	Отбраковочная [s]	Номинальная s	Принятая
32	25,0	212,5	10,0	1,78	0,60	3	2,43	5,43	6
89	25,0	212,5	12,5	4,94	1,38	3	6,32	9,32	11
114	25,0	212,5	12,5	6,33	1,75	3	8,08	11,08	14

2.6.3 Расчет срока службы трубопроводов

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

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

где s – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

s_R – расчетная толщина стенки трубопроводов, мм;

c_1 – прибавка на утонение стенки, мм;

V_c – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,15 мм/год.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	s , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	C_1 , мм	s_R , мм	[s]*	V_c , мм/год	T_r , лет
32	6	25,0	372	510	0,60	1,78	1,50	0,15	24
89	11	25,0	372	510	1,38	4,94	2,00	0,15	31
114	14	25,0	372	510	1,75	6,33	2,00	0,15	39

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

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода равен или превосходит расчетный и назначенный срок службы трубопровода – 20 лет.

01	-	Зам.	-		07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2–8

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам обследований и диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов.

2.7 Выборка типоразмера труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных технологических трубопроводов представлен в таблице 2.5. Толщина стенки трубопроводов принята с учетом требований НТД, прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.5 – Материальное исполнение и сортамент стальных трубопроводов

Таблица 2.13. Материальное исполнение и сортамент стальных трубопроводов						
Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × S, мм	Тип трубы, материал
Коллектор системы ППД						
Коллектор системы ППД	25	25,0	+60...+65	А(б), I	32×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52 по ТУ 1319-369-00186619-2012 или аналогичным
	100				114×14	
Обвязка скважины ЕЗ-04 (система ППД)						
Трубопровод нагнетания	25	25,0	+60...+65	А(б), I	32×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52 по ТУ 1319-369-00186619-2012 или аналогичным
	80				89×11	
Примечание – Возможно использование труб с заводским антикоррозионным покрытием и заводским теплогидроизоляционным покрытием						

2.8 Монтаж и сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанным специализированной организацией техническим требованиям на сварку и требованиям ГОСТ 32569-2013 и ВСН 006-89.

Величина отклонения от перпендикулярности обработанного под сварку торца трубы относительно образующей должна быть не более значений, приведенных в п. 12.1.18 ГОСТ 32569-2013.

Предварительный подогрев выполнять на трубопроводах заводнения согласно указаниям таблиц 6, 7 раздела 2.2 ВСН 006-89.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

01	-	Зам.	-		07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-9

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьков». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

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

Для ручной электродуговой сварки рекомендуемые к применению электроды марки:

- для сварки металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;
- для сварки труб из стали 13ХФА, применяемых для строительства трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, рекомендуется применять электроды типа Э-50А, AWS E7015, AWS E7018 по ГОСТ 9467-75.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

- Ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов из низколегированных сталей должна составлять не менее 20 Дж/см² на образцах KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;
- Выполнить термообработку сварных швов трубопроводов. Вид термообработки – высокий отпуск. Параметры термообработки определяются специализированными организациями. Твердость металла шва и ЗТВ после термообработки не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB.

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		07.09.26			2-10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

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.

После проведения термической обработки выполняется повторный контроль сварных соединений в объеме 20% ультразвуковым методом.

2.9 Анतिकоррозионная защита трубопроводов и оборудования

Защита трубопроводов, аппаратов, резервуаров и металлоконструкций от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации. Анतिकоррозионную защиту выполнить в соответствии RU-KH4-10-GVN-SPE-618001 Анतिकоррозионная защита металлических конструкций на объектах ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга".

Поставщик должен предоставлять гарантию на антикоррозионное покрытие не менее 5 лет. Максимальная степень коррозии должна соответствовать Ri 2, максимальная степень растрескивания, вспучивания или отслаивания должна соответствовать 3S3.

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.

Работы по защите оборудования, аппаратов и емкостей от коррозии следует выполнять после окончания всех предшествующих строительно-монтажных работ, в процессе производства которых защитное покрытие может быть повреждено.

Антикоррозионная защита оборудования, как правило, должна выполняться до монтажа съемных внутренних устройств (мешалок, нагревательных элементов и др.). При поставке оборудования с предприятия-изготовителя со смонтированными внутренними устройствами они должны быть демонтированы до начала антикоррозионных работ.

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения покрытия и подготовить их согласно требованиям инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску. Для поверхностей под теплоизоляцию степень очистки поверхности должна быть не менее Sa 2,5 согласно ISO 8501-1, степень шероховатости должны быть не более MEDIUM (G) согласно ISO 8503-2 (шероховатость поверхности должна составлять не более $50 \div 75$ мкм).

2.9.1 Защита от атмосферной коррозии

Атмосферная коррозия металлов – наиболее распространенный вид коррозии, которая зависит от степени увлажненности поверхности металлов. И по этому признаку ее подразделяют на три типа:

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		07.09.26			2-11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

- мокрая атмосферная коррозия (при относительной влажности воздуха ~ 100%) при наличии видимой пленки влаги на поверхности металла;
- влажная атмосферная коррозия при наличии на поверхности металла невидимой пленки влаги, которая образуется при капиллярной, адсорбционной или химической конденсации;
- сухая атмосферная коррозия при полном отсутствии влаги на поверхности металла.

Механизм атмосферной коррозии включает электрохимическую (мокрую и влажную) и химическую (сухую) коррозию.

Условия эксплуатации трубопроводов, оборудования и других металлических конструкций Компании зависят от категории коррозионной активности атмосферы. Категории коррозионной активности атмосферы должны соответствовать ГОСТ 34667.2-2020 (ISO 12944-2:2017). Для данного проекта категорию коррозионной активности атмосферы принять С3 (средняя).

Нанесение лакокрасочных материалов (ЛКМ) – это один из самых распространенных и надежных способов защиты надземных конструкций от коррозии.

ЛКМ – это поверхностные пленкообразующие покрытия, способные при нанесении их на какую-либо поверхность высыхать или полимеризоваться с образованием твердой и прочной пленки. Их широко применяют для защиты, от коррозии наружной и внутренней поверхности подземных, надземных и подводных газонефтепроводов, резервуаров, различных строительных конструкций и т.д.

Все наружные поверхности, находящиеся в агрессивных условиях, должны быть защищены от коррозионного воздействия путем нанесения ЛКП.

Системы покрытий для наружной поверхности трубопроводов, арматуры, оборудования, емкостей и аппаратов под теплоизоляцию, с указанием оптимальной толщины каждого слоя и покрытия в целом, условий эксплуатации и сроков службы приведены в таблице 2.6. Окраску производить перед монтажом теплоизоляции.

Таблица 2.6 - Системы покрытий для наружной поверхности трубопроводов, арматуры оборудования, емкостей и аппаратов под теплоизоляцию

Фирма производитель	Система покрытия	Кол-во слоев и толщина слоя, мкм	Общая толщина покрытия, мкм	Прогнозируемый срок службы, годы
ВМП, Россия	ИЗОЛЭП-mastic	1x300	300	Не менее 15
Краском, Россия	Дюропокс ДТМ 70	2x80	160	Не менее 15
Морозовский химический завод, Россия	Армокот F100	2x75	150	Не менее 15

01	-	Зам.	-		07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-12

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Фирма производитель	Система покрытия	Кол-во слоев и толщина слоя, мкм	Общая толщина покрытия, мкм	Прогнозируемый срок службы, годы
ООО «Прайм ТОП», Россия	Fortis Zone 954	1x400	400	Не менее 15

Возможно применение покрытий иных производителей при условии соответствия характеристик требованиям проекта и при согласовании с Заказчиком. Применяемые покрытия должны обладать сроком службы не менее 15 лет.

Системы покрытий для защиты металлоконструкций, с указанием оптимальной толщины каждого слоя и покрытия в целом, условий эксплуатации и сроков службы приведены в таблице в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Системы покрытий для защиты металлоконструкций

Фирма производитель	Система покрытия	Кол-во слоев и толщина слоя, мкм	Общая толщина покрытия, мкм	Прогнозируемый срок службы, годы
ВМП, Россия	ЦИНЭП	1x40	200	15
	ИЗОЛЭП -mio	1x100		
	ПОЛИТОН-УР (УФ)	1x60		
	ЦИНЭП	1x60	200	15
	Политон-УР	1x70		
	ПОЛИТОН-УР (УФ)	1x70		
	ИЗОЛЭП-primer	1x150	200	15
	ПОЛИТОН-УР (УФ)	1x50		
Краском, Россия	Дюропокс ДТМ 70	1x110	160	15
	Изопур Финиш 80	1x50		
Морозовский химический завод, Россия	Армокот 01	1x50	190	25
	Армокот F100	2x70		
ООО «Прайм ТОП», Россия	Fortis Fast 278	1x180	240	25
	Fortis Top 990	1x60		

01	-	Зам.	-		07.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-13

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Хартяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-04_R01.docx

Фирма производитель	Система покрытия	Кол-во слоев и толщина слоя, мкм	Общая толщина покрытия, мкм	Прогнозируемый срок службы, годы
ООО «Завод ВДМ «Пигмент», Россия	Грунтовка ЭпоксиКоут цинк	1x80	280	25
	Грунтовка ЭпоксиКоут 064	1x120		
	Эмаль Урпейнт	1x80		
	Грунт-эмаль ЭпоксиКоут Мастик	1x150	210	15
	Эмаль Урпейнт	1x60		

Возможно применение покрытий иных производителей при условии соответствия характеристик требованиям проекта и при согласовании с Заказчиком. Применяемые покрытия должны обладать сроком службы не менее 15 лет при категории коррозионной активности атмосферы не менее С3, а также в условиях под теплоизоляцией (при необходимости).

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		07.09.26			2-14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

1. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требований к их содержанию».
2. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
3. СП 129.13330.2019 «Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации» Актуализированная редакция СНиП 3.05.04-85.
4. СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. Постановление Госстроя СССР от 07.05.1984 N 72.
5. РД 39-0147103-362-86. Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. Утв. первым заместителем министра В.Ю. Филановским 14.11.86.
6. ГОСТ 17375-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).
7. ГОСТ 17376-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).
8. ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).
9. ГОСТ 17379-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).
10. ГОСТ 33259-2015. Фланцы стальные приварные встык на Ру от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см²). Конструкция и размеры. Утв. Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, Приказ № 443-ст от 26.05.2015.
11. ГОСТ 27772-2021. Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 22 октября 2021 г. N 144-П), Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 ноября 2021 г. N 1658-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 27772-2021 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 августа 2022 г.
12. ГОСТ 8731-74. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Утв. и введен в действие постановлением государственного комитета СССР по стандартам от 19.11.74 №2560.

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам.			07.09.26			A-1
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

13. ГОСТ 8732-78. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Утв. постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 22.03.78 №757.
14. ГОСТ 10704-91. Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент. Утв. постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 15.11.1991 № 1743.
15. ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия. Утв. постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 25.12.1980 № 5970.
16. ГОСТ 16037-80. Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. Утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24.04.80 №1876.
17. ГОСТ 5264-80. Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. Утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24.07.80 №3827.
18. ГОСТ 9467-75. Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы. Утв. постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 27.03.75 №780.
19. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Утв. и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23.04.98 г. №144
20. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
21. Приказ №444 от 21 декабря 2021 года, Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»
22. ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»

						2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01		Зам.			07.09.26			A-2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Приложение Б

Химический состав воды для закачки

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 349 от 19.12.2019г.

Организация-исполнитель: АО «Гипровостокнефть»

Адрес организации-исполнителя: Россия, 443041, г. Самара, ул. Красноармейская, 93.

Адрес лаборатории: 443041, г. Самара, ул. Красноармейская, 93, Лаборатория исследований свойств пластовых вод и разработки технологии очистки сточных вод

Наименование образца: пластовая вода

Номер акта отбора:

НД на отбор проб: ГОСТ 21517-2012

Место отбора: Выход с куста ЕР-1Харьягинского месторождения.

Дата отбора: 24.11.2019г.

Дата доставки: 17.12.2019г.

Дата анализа: 17.12.2019г.

Определяемый показатель	Результаты анализа		НД на методы испытаний
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	
рН	7,58		ПНДФ 141:2:3:4.121-97. «Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений рН воды потенциометрическим методом».
Плотность, г/см ³	1,054		СТО МПО 24-5-1. МИ плотности проб нефтепромысловых сточных и пластовых вод ареометрическим методом. (Свидетельство об аттестации №ВОД.13.295.01.00264-2011-2012).
Гидрокарбонаты НСО ₃ ⁻	495	8,11	СТО МПО 24-5-2. МИ массовой концентрации карбонат- и гидрокарбонат-ионов в пробах нефтепромысловых сточных и пластовых вод методом ацидиметрического титрования. (Свидетельство об аттестации №ВОД.10.291.01.00264-2011-2012).
Хлориды Cl ⁻	46668	1316,08	СТО МПО 24-5-3. МИ массовой концентрации хлорид-ионов в пробах нефтепромысловых сточных и пластовых вод методом меркуриметрического титрования. (Свидетельство об аттестации №ВОД.10.293.01.00264-2011-2012).
Сульфаты SO ₄ ²⁻	859	17,88	СТО МПО 24-5-4. МИ массовой концентрации сульфат-ионов в пробах нефтепромысловых сточных и пластовых вод гравиметрическим методом. (Свидетельство об аттестации №ВОД.03.294.01.00264-2011-2012).
Кальций Ca ²⁺	4065	202,86	СТО МПО 24-5-6. МИ массовой концентрации ионов кальция в пробах нефтепромысловых сточных и пластовых вод методом комплексонометрического титрования. (Свидетельство об аттестации №ВОД.10.289.01.00264-2011-2012).
Магний Mg ²⁺	1495	122,99	СТО МПО 24-5-7. МИ массовой концентрации ионов магния в пробах нефтепромысловых сточных и пластовых вод методом комплексонометрического титрования. (Свидетельство об аттестации №ВОД.10.290.01.00264-2011-2012).
Натрий+Калий (Na ⁺ +K ⁺)	23373	1016,22	расчетным путем
Железо общ.	Отс.		СТО МПО 24-5-5 «Методика измерений массовой концентрации ионов железа в пробах нефтепромысловых сточных и пластовых вод фотометрическим методом» (Свидетельство об аттестации №ВОД.02.297.01.00264-2011-2012).
Сероводород	107,35		НДП МПО 24-5-8 «Методика измерений массовой концентрации сероводорода в нефтепромысловых сточных и пластовых водах йодометрическим методом» (Свидетельство об аттестации №ВОД.10.306.01.00264-2011-2013).

01	Зам	04.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001			АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Б-1

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьков». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-06_R01.docx

Определяемый показатель	Результаты анализа		НД на методы испытаний
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	
Общая минерализация	76955		расчетным путем

Примечание: в лабораторию вода доставлена после отделения ее от нефтяной эмульсии.

Ведущий инженер

Главный специалист


 О.Н. Черская
 А.В. Николаев

Содержание газа в воде

Компоненты	Точка (поток) 5	
	Состав, % мас.	Расход, кг/ч
N ₂	0,0060	10,69
CO ₂	0,0287	51,12
H ₂ S	0,0406	72,32
CH ₄	0,0584	104,05
C ₂ H ₆	0,0184	32,80
C ₃ H ₈	0,0009	1,65
IC ₄ H ₁₀	0,0005	0,92
nC ₄ H ₁₀	0,0019	3,36
iC ₅ H ₁₂	0	
nC ₅ H ₁₂	0	
C ₆	0	
C ₇	0	
C ₈	0	
C ₉₊	0	
H ₂ O	99,8446	

01		Зам			04.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Б-2

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьков». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР2.1-001-06_R01.docx