



Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций			Номер документа 1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	
			Редакция: 00	Статус: IFC
Формат док-та: A4	Лист: 1 из 1	Дата редакции: 17.07.24	Номер документа подрядчика:	

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в
инфраструктуру линейного объекта

Подраздел 6. Технологические решения

Часть 1. Текстовая часть

ТОМ 4.6.1

1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1

Главный инженер

Главный инженер проекта



Н.П. Попов

А.А. Кимлык

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

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	Содержание тома 4.6.1	
1680-ГВН-370000-5-СПД-001	Состав проектной документации	
1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	Подраздел 6. Технологические решения. Текстовая часть	

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001					
						Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
Разраб.	Маршак			<i>Маршак</i>	17.07.24	Стадия	Лист	Листов			
Проверил	Жорник			<i>Жорник</i>	17.07.24				П		2
Гл. спец.	Липатов			<i>Липатов</i>	17.07.24						
Н. контр.	Поликашина			<i>Поликашина</i>	17.07.24	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					
ГИП	Кимлык			<i>Кимлык</i>	17.07.24						

Формат А4

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

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

От технологического отдела №1:

Начальник отдела		С.А. Силин
Главный специалист		В.И. Липатов
Заведующий группой		И.А. Жорник
Заведующий группой		Н.С. Маркелова
Ведущий инженер		О.А. Мелешко
Инженер I категории		Ю.А. Маршак

От отдела ОМПР:

Начальник отдела		М.А. Юдаков
Главный специалист		М.А. Федотенко
Заведующий группой		А.В. Елуферьев
Инженер II категории		Д.А. Соковых

Нормоконтролер		Е.В. Поликашина
----------------	---	-----------------

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			0-2

Формат А4

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

СОДЕРЖАНИЕ

1	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.....	1-1
1.1	Исходные данные	1-1
1.2	СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА	1-1
1.2.1	<i>Климат</i>	1-2
1.2.2	<i>Геологическое строение</i>	1-3
1.2.3	<i>Гидрогеологические условия</i>	1-3
1.2.4	<i>Гидрографическая сеть района работ</i>	1-4
1.3	СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СООРУЖЕНИЙ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	1-4
1.3.1	<i>Многолетнемерзлые грунты</i>	1-4
1.3.2	<i>Пучение грунтов</i>	1-5
1.3.3	<i>Термокарст</i>	1-6
1.3.4	<i>Морозобойное растрескивание</i>	1-6
1.3.5	<i>Солифлюкция</i>	1-6
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	1-7
1.4.1	<i>Существующее положение</i>	1-7
1.4.2	<i>Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции</i>	1-8
1.4.3	<i>Характеристика принятой технологической схемы производства в целом</i>	1-10
1.4.3.1	Характеристика принятой технологической схемы системы сбора.....	1-10
1.4.4	<i>Характеристика отдельных параметров технологического процесса</i>	1-14
1.4.4.1	Обустройство куста скважин NP-2	1-14
1.4.4.2	Обустройство устьев скважин	1-16
1.4.4.3	Коллекторы эксплуатационный и замерный	1-17
1.4.4.4	Замер продукции скважин	1-18
1.4.4.5	Реагентное хозяйство	1-18
1.4.4.6	Дренажная система.....	1-19
1.4.4.7	Трубопроводы на кусте скважин.....	1-19
1.4.4.8	Арматура технологических площадок.....	1-21
1.4.5	<i>Теплогидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции скважин Харьягинского нефтегазового месторождения</i>	1-22
1.4.5.1	Исходные данные	1-23
1.4.5.2	Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения	1-30
1.4.5.3	Выводы по результатам теплогидравлического расчета системы сбора Куста NP-2 Харьягинского месторождения	1-35
1.4.6	<i>Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промысловых и технологических трубопроводов</i>	1-35
1.4.7	<i>Требования к организации производства</i>	1-40
1.5	ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД	1-43
1.6	ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ	1-44
1.7	ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ	1-44
1.8	ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК (НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА) ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ.....	1-45
1.9	ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....	1-45
1.10	СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ	

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист 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.

РАБОТАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)	1-46
1.11 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ	1-46
1.12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ	1-48
1.13 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	1-50
1.14 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1-52
1.14.1 Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от организованных и неорганизованных источников выделения	1-52
1.14.2 Выбросы вредных веществ от неорганизованных источников	1-52
1.14.3 Выбросы вредных веществ от организованных источников	1-52
1.15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	1-53
1.16 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ	1-53
1.17 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ	1-54
1.18 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА	1-56
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
2.4 ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕД	2-2
2.5 ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ	2-2
2.5.1 Трубы	2-2
2.5.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-5
2.5.3 Крепежные детали	2-6
2.5.4 Запорная и регулирующая арматура	2-6
2.5.5 Опоры трубопроводов	2-6
2.6 РАСЧЕТ ТОЛЩИН СТенок СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	2-7
2.6.1 Исходные данные	2-7
2.6.2 Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов	2-8
2.6.3 Расчёт срока службы трубопроводов	2-9
2.7 ВЫБОРКА ТИПОРАЗМЕРА ТРУБ	2-10
2.8 МОНТАЖ И СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ	2-11
2.9 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	2-13
2.9.1 Защита от атмосферной коррозии	2-13
Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	А-1
Приложение Б Ведомость оборудования, изделий и материалов	Б-1

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			0-4

Формат А4

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

1 Технологические решения

1.1 Исходные данные

Настоящий раздел проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций» разработан на основании следующих документов:

- Техническое задание на проектирования «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций» утвержденного генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» господином И.Н. Сидоровым и Генеральным директором Акционерного Общества «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть» господином Ф.Н. Тепляковым в 2023 г.;

- Технические требования на проектирование;

- Приложения к заданию на проектирование.

В данном разделе рассматриваются только решения по технологическому оборудованию куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций. Решения по электротехническим, КИПиА, ВИК, и вспомогательным сооружениям и системам рассмотрены в соответствующих разделах проекта.

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

В административном отношении Харьягинское месторождение нефти располагается на территории Ненецкого автономного округа. Ненецкий автономный округ расположен на северо-востоке Европейской части Российской Федерации и почти полностью лежит за Полярным кругом. Столица округа город Нарьян-Мар находится в 180 км к северо-западу от территории месторождения.

Ближайший населенный пункт – п. Хорей-Вер, расположен в 62 км восточнее от объектов обустройства. Непосредственно на территории месторождения населенных пунктов нет. Прокладка через населённые пункты и параллельное следование вдоль них отсутствует.

Харьягинское месторождение находится на Европейском Севере в Большеземельской тундре в среднем течении реки Колва. Ближайший аэропорт и железнодорожная станция располагаются в г. Усинске, административном центре Усинского района республики Коми, который находится в 139 км к югу от Харьягинского месторождения.

К настоящему времени на территории месторождения сложилась развитая инфраструктура, включающая постоянные дороги, линии электропередач, промышленные трубопроводы, вахтовые жилые комплексы с системами водоснабжения и канализации.

Земли компании ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», на которых эксплуатируются объекты капитального строительства и на которых планируется размещение проектируемых сооружений, предусмотренных в данной проектной документации, в рамках обустройства Харьягинского месторождения, находятся в границах горного отвода на

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-1

Формат А4

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

долгосрочно арендованных земельных участках (категория земель): Земли промышленности и иного специального назначения.

По району изысканий проходят две автомобильные дороги III категории республиканского значения «Усинск-Нарьян-Мар» и «Усинск-Пижма» круглогодичного действия. Перевозка людей, грузов и оборудования осуществляется автомобильным транспортом и вертолетами. Передвижение на автомобилях по Харьягинскому месторождению происходит по внутрипромысловым автодорогам.

Рельеф территории представляет собой слабо всхолмленную, пологоволнистую равнину с абсолютными отметками от 45 до 160 м. над уровнем моря. Минимальные отметки наблюдаются в долине р. Колва на пойменной террасе, максимальные – в северной части месторождения. Территория месторождения покрыта довольно разветвленной сетью рек и ручьев. Около половины площади месторождения заболочено. Озера на территории распространены широко.

По мерзлотно-температурным особенностям территория Харьягинского месторождения располагается в зоне прерывистого распространения ММГ, где отмечается сложное сочетание участков с мерзлыми и тальми породами.

В подзоне массивно-островного распространения мерзлых пород среднегодовая температура ММГ изменяется от 0 до минус 2 °С, для таликов температура пород составляет от 0 до минус 0,5 °С.

1.2.1 Климат

Месторождение расположено за Северным Полярным кругом в северной строительно-климатической зоне 2 подрайон 1Г в соответствии с СП 131.13330.2020. Особенности климата обусловлены, в первую очередь, географическим положением района - на северо-востоке Европейской части России, за Полярным кругом.

Основные климатические параметры представлены по данным метеостанций Хоседа-Хард, Хорей-Вер. Гидрометеостанция (ГМС) Хоседа-Хард расположена в 105 км восточнее Харьягинского месторождения и является ближайшей к участку изысканий. ГМС Хорей-Вер расположена в 220 км северо-восточнее месторождения.

Климат формируется под воздействием северных морей и интенсивного западного переноса. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана придают погоде большую неустойчивость в течение всего года.

Зима на территории холодная и по продолжительности является самым длинным периодом. Продолжительность отопительного периода 291 день. В наиболее холодном месяце года (январе) средняя температура воздуха от минус 19,6 до минус 20,3 °С.

Лето умеренно теплое. Средняя месячная температура воздуха в летний период от плюс 3 до плюс 13 °С. Максимальная температура воздуха в отдельные дни достигает 34 °С. В любой из летних месяцев возможны заморозки.

Средняя годовая температура воздуха отрицательная и составляет минус 4,9 °С (по данным метеостанции Хорей-Вер). Самым теплым месяцем года является июль, самым холодным - январь.

Годовое количество осадков (по данным метеостанции Хоседа-Хард) составляет 507 мм. Средняя годовая влажность составляет 82 %.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-2

Формат А4

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

Снежный покров появляется в конце сентября - в начале октября. Устойчивый снежный покров образуется во второй-третьей декаде октября. Наиболее интенсивный рост высоты снежного покрова идет от ноября к январю, в месяцы с наибольшей повторяемостью циклонической погоды, когда создаются основные запасы снега. Максимальной величины он достигает во второй и третьей декадах марта.

Вследствие ветрового переноса высота снежного покрова в понижениях рельефа может достигать 1,0-1,5 м и более, на наиболее возвышенных участках она составляет 0,1-0,3 м.

Территория района работ освобождается от снега к третьей декаде мая - первой декаде июня. На пониженных защищенных местах и в лесах таяние снежного покрова идет медленнее, чем на открытых.

Число дней с устойчивым снежным покровом по рассматриваемой территории составляет 225.

Климат района умеренно-континентальный, умеренно-суровый, с прохладным дождливым летом. Абсолютный минимум равен минус 53 °С. Абсолютный максимум составляет плюс 35 °С. Среднегодовая температура воздуха не превышает минус 5 °С.

Территория относится к V снеговому району и IV ветровому району.

1.2.2 Геологическое строение

Геологический разрез территории представлен осадочными отложениями ордовикского, силурийского, девонского, каменноугольного, пермского, триасового, юрского, мелового периодов, которые перекрыты мощной толщей четвертичных пород.

В инженерно-геологическом плане интерес представляют четвертичные отложения, залегающие в верхней части разреза. Четвертичные образования различного генезиса распространены на всей изысканной территории, выполняют впадины дочетвертичного рельефа и имеют мощность 150-200 м.

В разрезе верхних 10-20 м, являющихся основанием инженерных сооружений, выделяются следующие литолого-генетические комплексы отложений:

- среднечетвертичные (средний плейстоцен) ледниково-морские (gmQII) отложения;
- отложения озерно-аллювиального (IaQIII-IV) генезиса, вскрытая мощность которых составляет 2,0- 13,0 м;
- озерно-болотные отложения (IbQIII-IV), вскрытая мощность которых достигает 4,0 м;
- покровные элювиально-делювиальные отложения (edQIII-IV) мощностью до 1,2-3,1 м.

Отложения аллювиального комплекса (aQIII-IV) приурочены к долинам рек и ручьев.

1.2.3 Гидрогеологические условия

В пределах зоны теплового и механического воздействия проектируемых сооружений (до 15 м) распространены следующие типы подземных вод:

- надмерзлотные поровые и порово-пластовые воды в слое сезонного оттаивания;
- надмерзлотные поровые, порово-пластовые, слабо-напорные воды несквозных гидрогенных и радиационно-тепловых таликов, расположенных под озерами, руслами малых водотоков, полосами стока, межблочными понижениями;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.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.

– пластовые, пластово-поровые, слабо-напорные воды сквозных гидрогенных таликов под руслами крупных рек и озер.

На территории района работ широко распространены участки с залеганием грунтовых вод непосредственно с поверхности земли, или близким к ней (на криогенных и литологических водоупорах). К таким участкам относятся болота, торфяники, заторфованные депрессии, поймы рек, полосы стока. Такое же залегание грунтовых вод наблюдается и в грунтах сезонноталого слоя.

1.2.4 Гидрографическая сеть района работ

Гидрографическая сеть района работ принадлежит бассейну р. Печоры. Главной водной артерией является река Колва с основным правобережным притоком – рекой Харьяга и небольшими левобережными притоками – речками Лукашор, Сеношор, ручьями и множеством небольших озер.

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

На территории месторождения широко развиты физико-геологические процессы и образования. Распространение и интенсивность современных физико-геологических процессов определяются региональными факторами природной среды: составом и льдистостью (влажностью) пород, их температурой, глубиной сезонного оттаивания–промерзания, высотой снежного покрова, типом растительности. В данном регионе наиболее распространены:

- криогенное пучение,
- термокарст,
- морозобойное растрескивание и связанные с ним повторно-жильные льды (ПЖЛ);
- солифлюкция.

1.3.1 Многолетнемерзлые грунты

Харьягинское месторождение располагается в зоне двухслойного строения криолитозоны по вертикали. Верхний слой криолитозоны мощностью 25-90 м имеет положительный градиент распределения температуры. Максимальные мощности ММГ верхнего слоя зафиксированы на торфяниках, минимальные - в пределах заустаренных поверхностей, а также болот. Ниже находится горизонт талых пород, имеющий подошву на глубине 90-140 м. Температура талых пород изменяется от 0 до 0,5 °С, а распределение носит безградиентный характер.

По мерзлотно-температурным особенностям территория Харьягинского месторождения располагается в зоне прерывистого распространения ММГ, где отмечается сложное сочетание участков с мерзлыми и талыми породами.

К участкам сквозных таликов относятся пляжи, косы с фрагментами растительности и нижняя часть склонов к реке Колва, широкие полосы стока, лога, долины малых рек и ручьев с разнотравно-сфагновыми ивняками.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	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.

Плоские участки травяно-моховых и кустарничково-травяно-моховых болот, ровных и пологоволнистых залесенных склонов плоских заболоченных участков с еловыми редколесьями, характеризуются наличием мерзлоты в повышенных частях, где имеются крупные мохово-торфяные кочки, что составляет 10 % площади урочищ.

В подзоне массивно-островного распространения мерзлых пород среднегодовая температура ММГ изменяется от 0 до минус 2 °С, для таликов температура пород составляет от 0 до минус 0,5 °С. Температурное поле пород формируется как зимними, так и летними факторами теплообмена. Этим обуславливается характерная для подзоны неоднородность мерзлотных условий.

На формирование и пространственную изменчивость среднегодовой температуры горных пород большое значение оказывают снежный и растительный покровы, состав пород и их свойства. Самые низкие температуры (от минус 1,5 до 2,5 °С) отмечены в пределах крупных заболоченных, покрытых плоскими и полигональными торфяниками низин на озерно-аллювиальной равнине междуречий Колва-Харьяга, Колва-Сандивей.

Мощность сезонно-талого слоя зависит от состава отложений и характера растительного покрова. Торф протаивает на глубину 0,4-0,6 м, суглинки на глубину 1-2 м, пески 1,8 – 2,5 м. Сезонное протаивание грунтов развивается в течение четырех месяцев (июнь – конец сентября) со средней скоростью 0,8-1,6 см/сут.

Сезонномерзлый слой, не сливающийся с вечномерзлыми породами наблюдается в пределах сквозных и несквозных таликов. На водоразделах он приурочен к понижениям, термокарстовым заболоченным котловинам, в долинах рек к пойменным участкам. Наиболее глубокое промерзание наблюдается на пологих склонах.

Территория района работ расположена в зоне массивно-островного ММГ. Наряду с крупными массивами многолетнемерзлых пород имеют место участки с заглубленной кровлей ММГ, сквозные и несквозные талики.

Относительно высокотемпературные ММГ обуславливают высокую динамичность геокриологической обстановки - формирование перелетков и новообразований ММГ, многолетнее протаивание пород и образование таликов.

В связи с вышеизложенным в проекте при строительстве на вечномерзлых грунтах используется как I, так и II принцип использования вечномерзлого грунта в качестве основания сооружений.

1.3.2 Пучение грунтов

На территории Харьягинского нефтяного месторождения распространено сезонное и многолетнее пучение грунтов.

Многолетние растущие бугры пучения имеют выпуклую и плоско-выпуклую форму. Размеры бугров в плане изменяются от 5-10 м до 20 м, высота от 1 до 1,5 м. Также отмечены площади многолетнего пучения, представляющие собой относительно приподнятые на 0.5 - 1.0 м кочковатые участки на фоне заболоченной поверхности. Слагающий верхние горизонты разреза торф (мощностью около 1 м) имеет высокую льдистость и атакситовую криогенную текстуру. Многолетние бугры пучения встречаются также как на мощных торфяниках, так и на минеральных поверхностях. На глубине 2-4 м в пределах бугров прослеживаются горизонты ледогрунта.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	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.

Сезонное пучение проявляется в формировании небольших бугров, высота которых не превышает 0,6 м. Они приурочены в основном к заболоченным понижениям в пределах торфяников.

1.3.3 Термокарст

Термокарстовые процессы развиты в основном в пределах участков, сложенных с поверхности сильнольдистым торфом. В пределах изысканной территории отмечается большое число древних термокарстовых котловин – хасыреев – образовавшихся после спуска термокарстовых озер. Котловины находятся на различной стадии заболачивания и зарастания. На дренированных наиболее приподнятых участках хасыреев идет процесс многолетнего промерзания и формирование новообразований ММГ.

Современный термокарст проявляется в вытаивании повторно-жильных льдов, что приводит к образованию межполигональных заболоченных понижений шириной от 0,5 до нескольких метров, глубиной, в среднем 0,5-1,0 м. При вытаивании сегрегационных льдов в верхних горизонтах торфяников и торфяно-минеральных поверхностей формируются плоско-западинные термокарстовые формы размером от нескольких метров до 30 – 50 м и более. В пределах бугристых торфяников термокарст развит по деградирующим ПЖЛ и проявляется в разрастании межполигональных понижений до 20 м и более. На склонах при уклонах 2-3 ° возможны процессы солифлюкции.

1.3.4 Морозобойное растрескивание

Морозобойное растрескивание развито практически повсеместно, на всех типах грунтов. Этот процесс обуславливает широкое развитие полигонального рельефа и повторно-жильного образования.

На водораздельных поверхностях и бровках склонов террас, сложенных минеральными грунтами и лишенных растительности, развиты процессы морозобойного растрескивания и пучения. Совместное действие этих процессов приводит к образованию пятен-медальонов. Размеры пятен-медальонов в диаметре около 0.3-0.5 м, редко до 1.0 м, на склонах они имеют вытянутые формы.

На территории района проектирования развит кочковатый микрорельеф, который формируется в результате сочетания процессов морозобойного растрескивания и пучения грунтов. В основном на территории доминируют мелко- и среднокочковатые поверхности с высотой кочек от 0.1 до 0.6 м. Крупнокочковатые участки с высотой кочек более 0.6 м встречаются реже.

1.3.5 Солифлюкция

Из склоновых процессов в пределах рассматриваемой площади возможны процессы солифлюкции. Способствует этому широкое развитие суглинков в деятельном слое, их значительная влажность превышающая предел текучести и достаточное количество атмосферных осадков.

Процесс солифлюкции в значительной мере тормозится мощным слоем дернины и густым растительным покровом, и именно характер дерново-растительного покрова играет решающую роль в характере протекания солифлюкционного процесса. Солифлюкционные потоки образуются большей частью на склонах, лишенных растительности, на склонах со

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-6

Формат А4

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

скудной растительностью или на техногенно-нарушенных склонах. Пример такого нарушенного склона имеется на левом берегу реки Колва в районе водозаборных сооружений. Здесь наблюдается целый ряд солифлюкционных террас. Их ширина составляет от 0,3 до 0,7 м, длина от 3 до 10 м, высота 0,5-1,0 м.

На склонах с кустарниковой растительностью солифлюкционные потоки практически не встречаются. Происходят сплывы грунтовых масс, возникающих в нивальных нишах на склоне после вытаивания снежников.

Таким образом, необходимо отметить, что территория района проектирования характеризуется активным проявлением опасных криогенных процессов, вызывающих деформации инженерных сооружений, а также необратимые изменения природных экосистем.

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 Существующее положение

Разработка Объектов 2 и 3 очереди месторождения Харьяга ведется на основании Соглашения о разделе продукции (СРП), подписанного в декабре 1995 года между Российской Федерацией и компанией «Тоталь Разведка и Разработка Россия» (TEPR) в качестве инвестора и оператора. СРП вступило в силу в январе 1999 года, а добыча началась в октябре 1999 года.

В 1999 году была начата **1 очередь** добычи нефти из центральной части Объекта 2 с использованием трех добывающих скважин, пробуренных с куста 108. Добыча осуществлялась без поддержания пластового давления. Объекты подготовки добываемой нефти осуществлялись на центральном пункте сбора (ЦПС), территориально совмещенном с кустом скважин 108.

2-очередь разработки месторождения Харьяга была начата в декабре 2000 года с целью увеличения добычи нефти до 30 тысяч баррелей/сутки (4,77 тысяч м³/сутки), организации закачки воды и утилизации нефтяного попутного газа. Объекты подготовки нефти и закачки воды Этапа 2 были введены в эксплуатацию в мае и ноябре 2003 года соответственно.

2-я очередь заключалась в следующем:

- бурении с куста 108 шести добывающих, трех нагнетательных скважин на Объекте 2 и одной добывающей скважины на Объекте 3.
- установка погружных электронасосов во всех добывающих скважинах.
- модернизация объектов добычи для подготовки нефти 30 тысяч баррелей/сутки (4,77 тысяч м³/сутки) и воды 20 тысяч баррелей/сутки (3,18 тысяч м³/сутки).
- пуске опытной скважины закачки воды.
- организации закачки нефтяного попутного газа в разведочную скважину DEL-1 (пласт D3-1).

3-я очередь разработки месторождения продолжается в настоящее время. Проект третьей очереди разработки был начат в 2007 году в соответствии с Технологической схемой, утвержденной ЦКР Роснедра летом 2007 года, а также в соответствии с планом разработки месторождения, выпущенным позднее в том же году.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.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.

Цель третьей очереди – достижение 95% уровня утилизации попутного газа, поддержание добычи нефти на уровне около 32000 баррелей в сутки (4200 тонн/сут).

3-я очередь заключалась в следующем:

бурение дополнительных скважин на кустах 108, EP-1, EP-2, NP-1;

- подсоединение кустовых площадок EP-1, EP-2 к ЦПС;
- модернизация ЦПС с учетом динамики добычи;
- подготовка и внешний транспорт газа;
- оптимизация производства.

Работы третьей очереди выполняются в настоящее время.

По завершению работ 3-ей очереди были введены следующие сооружения:

- куст EP-1 - 8 добывающих и 2 водонагнетательных скважины;
- куст EP-2 - 6 добывающих и 4 водонагнетательных скважины;
- куст NP-1 - 5 добывающих скважин (обустройство куста не велось);
- ЦПС с оборудованием, позволяющим подготавливать до 35 тыс. барр. нефти в сутки (4650 т/сут) в пиковую нагрузку, подготавливать и закачивать 60тыс.барр. воды в сутки и утилизировать 95 % попутного газа;

- сеть внутрипромысловых трубопроводов между кустами.

4-я очередь (очереди 4А, 4В, 4С) заключалась в следующем:

- бурение дополнительных скважин на кустах EP-1, EP-2, NP-1;
- обустройство новых кустовых площадок WP-1, NP-2, NP-3;
- подсоединение кустовых площадок WP-1, NP-2, NP-3 к ЦПС;
- оптимизация производства.

В настоящее время выполняются работы 5 очереди.

В августе 2016 года произошла смена оператора Харьягинского СРП. С 1 августа 2016 года оператором Харьягинского СРП является ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

1.4.2 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

Основные проектные решения включают в себя обустройство кустовой площадки NP-2 и коридоров коммуникаций. Строительство ведётся в пять этапов.

1 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин NP-2 в составе:

- Инженерная подготовка кустовой площадки NP-2 для размещения инженерных сетей и сооружений для 4-х скважин, включая подъездную дорогу.

2 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин NP-2 в составе:

- 1) Эстакада к скважине N2-01 с инженерными сетями, в том числе:
 - Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-01 до площадки переключающей арматуры;
 - Сети КИП к скважине N2-01;
 - Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-01;
 - Шахтный колодец.
- 2) Совмещенная основная эстакада с инженерными сетями с учетом добывающих скважин N2-01, N2-02, N2-03, N2-04, в том числе:

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–8

Формат А4

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

- Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-01 до площадки переключающей арматуры;
 - Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-01;
 - Эксплуатационный коллектор от площадки переключающей арматуры до площадки камеры запуска СОД.
- 3) Площадка переключающей арматуры с подключением мобильного многофазного расходомера;
 - 4) Площадка для установки мобильной дозирочной электронасосной (УДЭ);
 - 5) Нефтегазосборный трубопровод NP-2 – NP-3;
 - 6) Площадка камеры запуска СОД (на кустовой площадке NP-2 с узлом аварийной отсекающей арматуры с электроприводом на выходе с кустовой площадки NP-2);
 - 7) Площадка камеры приема СОД (в районе кустовой площадки NP-3);
 - 8) Одноцепная ВЛ 6 кВ;
 - 9) Однотрансформаторная КТПНУ 6/0,4 кВ;
 - 10) Блок-бокс «Электрощитовая с НКУ-0,4 кВ»;
 - 11) Площадка для установки трансформаторов и станций управления насосами ЭЦН;
 - 12) Прожекторная мачта с молниеотводом;
 - 13) Аккумулирующий пруд.

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

- 1) Эстакада к скважине N2-02 с инженерными сетями, в том числе:
 - Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-02 до площадки переключающей арматуры;
 - Сети КИП к скважине N2-02;
 - Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-02;
 - Шахтный колодец.
- 2) Инженерные сети на существующей эстакаде «Совмещенная основная эстакада с инженерными сетями с учетом добывающих скважин N2-01, N2-02, N2-03, N2-04», в том числе:
 - Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-02 до площадки переключающей арматуры;
 - Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-02;
 - Сети КИП к скважине N2-02.

4 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин NP-2 в составе:

- 1) Эстакада к скважине N2-03 с инженерными сетями, в том числе:
 - Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-03 до площадки переключающей арматуры;
 - Сети КИП к скважине N2-03;
 - Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-03;
 - Шахтный колодец.
- 2) Совмещенная эстакада с инженерными сетями с учетом добывающих скважин N2-03, N2-04, в том числе:

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–9

Формат А4

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

– Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-03 до площадки переключающей арматуры;

– Сети КИП к скважине N2-03;

– Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-03.

3) Инженерные сети на существующей эстакаде «Совмещенная основная эстакада с инженерными сетями с учетом добывающих скважин N2-01, N2-02, N2-03, N2-04», в том числе:

– Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-03 до площадки переключающей арматуры;

– Сети КИП к скважине N2-03;

– Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-03.

5 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин NP-2 в составе:

1) Эстакада к скважине N2-04 с инженерными сетями, в том числе:

– Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-04 до площадки переключающей арматуры;

– Сети КИП к скважине N2-04;

– Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-04;

– Шахтный колодец.

2) Инженерные сети на существующей эстакаде «Совмещенная основная эстакада с инженерными сетями с учетом добывающих скважин N2-01, N2-02, N2-03, N2-04», в том числе:

– Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-04 до площадки переключающей арматуры;

– Сети КИП к скважине N2-04;

– Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-04.

3) Инженерные сети на существующей эстакаде «Совмещенная основная эстакада с инженерными сетями с учетом добывающих скважин N2-01, N2-02, N2-03, N2-04», в том числе:

– Выкидной трубопровод от добывающей скважины N2-04 до площадки переключающей арматуры;

– Сети КИП к скважине N2-04;

– Кабельные сети от площадки НЭО к скважине N2-04.

4) Благоустройство, в том числе:

– Внутриплощадочные проезды.

1.4.3 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом

1.4.3.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора

В соответствии с заданием на разработку основных проектных решений предусматривается строительство кустовой площадки NP-2 и нефтегазосборного трубопровода NP-2 – NP-3.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–10

Формат А4

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

В проекте принята лучевая схема сбора продукции скважин и общей эстакады для выкидных линий от двух смежных скважин.

Схема технологическая принципиальная системы сбора продукции скважин дана на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ИОЛ6.2-001.

Схема технологическая принципиальная куста скважин NP-2 и промышленного трубопровода NP-2 – NP-3 приведена на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ИОЛ6.2-002.

Распределение добывающих скважин на кустовой площадке приведено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Распределение добывающих скважин на кустовой площадке

Номер куста	Количество добывающих скважин на кусте, шт		Номера добывающих скважин		Примечания
	Существующих	Новых	Существующих	Новых	
Куст NP-2	-	4	-	N2-01, N2-02, N2-03, N2-04	

В проекте принята напорная герметизированная система сбора нефти. Принципиальные технологические решения сбора продукции скважин обеспечивают выполнение следующих требований:

- надежность эксплуатации промышленных трубопроводов;
- полную герметизацию процессов;
- закрытую дренажную систему;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

Состав сооружений на кустовой площадке включает следующее технологическое оборудование:

- выкидные трубопроводы от проектируемых скважин;
- эксплуатационный и замерный коллекторы
- технологические трубопроводы, инженерные сети;
- узел мобильной камеры запуска СОД;
- многофазный расходомер;
- реагентное хозяйство (место для установки дозирочной электронасосной (УДЭ));
- узел переключающей арматуры для подключения скважин, с подключением мобильного многофазного расходомера;
- арматура аварийного отключения куста;
- узлы мониторинга коррозии на узлах запуска и приёма СОД.

Принятый срок службы проектируемых сооружений не менее 25 лет.

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

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	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.

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

Добыча продукции из добывающих скважин, предусматривается с помощью электроцентробежных насосных агрегатов. Скважинное оборудование (фонтанная арматура и ее обвязка) в состав объема проектирования не входит. Фонтанная арматура (АФК 65х35 для добывающих скважин) и внутрискважинное оборудование относится к проекту бурения. Сведения о строительстве скважин, проектные решения по обустраиваемым скважинам представлены в проектной документации по объекту 1447 «Рабочие проекты на строительство скважин на Харьягинском месторождении».

На основании данного проекта Заказчик предоставляет институту все данные по имеющимся аварийным защитам внутрискважинного оборудования (погружным насосам, внутрискважинным клапанам-отсекателям (при их наличии), а также оборудованию фонтанной арматуры и т.д.), которые институт учитывает при разработке части АСУТП.

Для защиты выкидных трубопроводов устьев скважин устанавливаются запорные устройства, перекрывающие поток жидкости из скважины при аварийной разгерметизации трубопровода. Арматура расположена не менее чем в 20 м от устья скважины

Выкидные трубопроводы от скважин расположены на высоте не более 1,3 метра.

Продукция каждой скважины подходит к площадке с узлом переключающей арматуры для подключения скважин по индивидуальному выкидному трубопроводу. На коллекторе после узла для подключения скважин установлен пробоотборник щелевого типа. Слив с пробоотборника предусмотрен в систему дренажа.

На повышенных участках выкидных трубопроводов предусмотрены воздушники.

На кустовой площадке предусмотрены мероприятия направленные на предотвращение растекания нефти между скважинами на кусте, а также между скважинами и другими сооружениями, расположенными на кустовой площадке (предусмотрен шахтный колодец на приустьевой площадке). При проведении ремонтных работ для сбора загрязнённых стоков с приустьевой арматуры применяются инвентарные металлические поддоны. Откачка и сбор с поддонов предусматривается в передвижную технику.

Сбор с оборудования и трубопроводов осуществляется в передвижную технику.

Система учета продукции скважин обеспечивается мобильным замерным устройством (многофазным расходомером). Подключение замерного устройства осуществляется в районе узла переключающей арматуры для подключения скважин по индивидуальному выкидному трубопроводу.

Для защиты оборудования и трубопроводов системы сбора от коррозии на кусте скважин предусмотрена подача ингибитора коррозии в эксплуатационный коллектор от установки дозирочной электронасосной (22-Х-5901). В проекте предусматривается место (площадка) для её установки.

Для мониторинга коррозии на узлах запуска и приёма СОД предусмотрены узлы мониторинга коррозии с образцами-свидетелями.

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

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.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.

«Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», на кусте скважин принята надземная прокладка.

Для трубопроводов предусматривается наружное антикоррозийное эпоксидное покрытие. Для поддержания оптимальных режимов работы, предусматривается электрообогрев и теплоизоляция трубопроводов, запорной и фонтанной арматуры.

Для возможности аварийного отключения куста от системы транспорта на выходе с куста предусмотрена аварийная арматура с электроприводом DN100 PN6,3 МПа (22-ESDV-0001). Данная арматура имеет дистанционное и местное управление.

Транспорт продукции куста NP-2 осуществляется по нефтегазосборному трубопроводу до точки подключения к ранее запроектированному нефтепроводу от куста NP-3 до WP-1. Трубопровод прокладывается надземно на свайном основании со средней высотой по трассе 1,5-2,5 м от поверхности земли до нижней образующей трубопровода (теплоизоляции).

Подключение проектируемого нефтепровода к нефтепроводу от NP-3 производится к перспективной арматуре DN150 PN63, предусмотренной в рамках проекта 0336 «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-3 и коридоров коммуникаций».

Климатическое исполнение оборудования в проекте - ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Для периодической очистки трубопровода от АСПО, а также для запуска диагностических снарядов на трубопроводе предусмотрены:

- Узел мобильной камеры запуска СОД 22-V-1201 на территории куста NP-2. Дренаж камеры производится в передвижную технику;
- Узел мобильной камеры приёма СОД 22-V-1202 на подходе к кусту NP-3. Дренаж камеры производится в передвижную технику.

Климатическое исполнение оборудования в проекте - ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Для трубопроводов приняты следующие трубы:

- Для сооружения трубопроводов водонефтяной эмульсии - бесшовные горячедеформированные трубы из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности K52;
- Для сооружения трубопроводов подачи химических реагентов - бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности K48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75.

Для строительства нефтегазосборного трубопровода приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности K52, с наружным антикоррозийным эпоксидным покрытием, теплоизоляционным слоем из ППУ толщиной 100 мм в оцинкованной оболочке.

Все трубопроводы в проекте предусмотрены с обогревом и в теплоизоляции.

Рекомендации по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования, выбору материалов и типоразмеров труб приведены в разделе 2 данной записки «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

Заданием на проектирование предусмотрена III категория надёжности электроснабжения. Данное решение не противоречит указаниям таблицы 8 ГОСТ 58367-2019. Применение III категории как основной категории электроснабжения куста возможно в связи со следующими особенностями:

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-13

Формат А4

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

- Принципиальные технологические решения сбора и транспорта продукции скважин обеспечивают надёжность эксплуатации системы.
- Транспортная доступность. К настоящему времени на территории месторождения сложилась развитая инфраструктура, включающая постоянные дороги.
- Близость куста NP-2 к ЦПС Харьягинского месторождения.
- Невысокие дебиты. Месторождение не относится к разряду уникальных.

1.4.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

В настоящем проекте предусматривается обустройство куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций.

Схема технологическая принципиальная системы сбора продукции скважин NP-2 дана на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ИОЛ6.2-001.

Схема технологическая принципиальная куста скважин NP-2 и промыслового трубопровода от NP-2 до NP-3 дана на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ИОЛ6.2-002.

1.4.4.1 Обустройство куста скважин NP-2

В настоящем проекте предусматривается обустройство кустовой площадки NP-2.

На проектируемом кусте скважин NP-2 обустраивается 4 добывающие скважины (N2-01, N2-02, N2-03, N2-04), а также сопутствующая инфраструктура и технологические трубопроводы.

Устья скважин располагаются на специальной площадке по одной прямой на оси куста. Расстояние между проектируемыми скважинами в соответствии со схемой НДС принято 15 м.

Состав сооружений на кустовой площадке включает следующее технологическое оборудование:

- устья скважин;
- выкидные трубопроводы;
- эксплуатационный и замерный коллекторы
- технологические трубопроводы, инженерные сети;
- реагентное хозяйство (место для установки дозирочной электронасосной);
- узел мобильной камеры запуска СОД;
- многофазный расходомер;
- узел переключающей арматуры для подключения скважин;
- арматура аварийного отключения куста.

Каждая обустраиваемая скважина оснащена погружным ЭЦН и устьевой фонтанной арматурой, которая в свою очередь оснащена:

- коренной и боковой задвижками;
- регулируемым дросселем (штуцером);
- пробоотборником в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- КИПиА.

Возле каждого устья обустраиваемой скважины предусматривается установка кнопки аварийной остановки ЭЦН. Средства автоматизации предусматривают аварийное отключение двигателя погружного насоса скважины при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении в выкидной линии и на устье скважины. Более подробные сведения об автоматизации куста скважин приведены в томе 3.3 «Комплексная автоматизация».

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-14

Формат А4

Состав проектируемых сооружений на кусте скважин приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Состав сооружений на кусте скважин NP-2

Куст №	Устье эксплуатационной скважины, шт	Обслуживающая площадка, шт	Площадка под ремонтный агрегат, шт	Площадка под передвижные мостки, шт	Якоря растяжек	Установка дозирочная электронасосная, шт	Площадка мобильного узла запуска СОДи многофазного расходомера
NP-2	4	4	4	4	4	1	1

Все трубопроводы в пределах площадки куста скважин относятся к технологическим трубопроводам, прокладываются надземно на стойках с уклонами в соответствии с требованиями п. 10.1.4 ГОСТ 32569-2013. Расстояние между трубопроводами на эстакаде определяется в соответствие с п. 10.1.9 ГОСТ 32569-2013. Проектируемые технологические трубопроводы от скважин DN80 до эстакады проложены надземно на опорах на высоте не более 1,3 м от уровня земли.

Для обслуживания фонтанной арматуры и арматуры на общей эстакаде предусмотрены площадки обслуживания.

Оборудование куста скважин располагается на площадках на свайных фундаментах высотой от 1,2 метров.

Детальная проработка раскладки трубопроводов на эстакаде будет выполнена в рабочей документации.

Продукция каждой скважины подходит к площадке с узлом гребенки для переключения по индивидуальному выкидному трубопроводу. На коллекторе после узла подключения скважин установлен пробоотборник щелевого типа. Слив с пробоотборника предусмотрен в систему дренажа.

На повышенных участках выкидных трубопроводов предусмотрены воздушники

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

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

Площадка под ремонтный агрегат выполнена в виде открытой, наземной, неканализуемой площадки с покрытием из сборных железобетонных тротуарных плит по ГОСТ 17608-2017 или дорожных плит ПДН-АIV по серии 3.503.1-91 на грунтовом основании.

Площадка под приёмные мостки выполнена в виде открытой, наземной, неканализуемой площадки с покрытием из утрамбованного щебня фракции 20-40мм толщиной 300 мм.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-15

Формат А4

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

Более подробные решения по устройству площадок установки подъемных агрегатов и площадок (мест) размещения приемных мостков бригад ремонта скважин прописаны в Томе 4.4 «Конструктивные решения».

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

На основании п. 149 и Приложения № 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 № 534 на площадке приустьевой фонтанной арматуры образуются три класса взрывоопасных зон:

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

От фланцевых соединений арматур образуется зона 2 радиусом 3 м.

На кусте скважин предусматривается размещение пожарного инвентаря согласно ГОСТ 12.4.009-83.

Въезды на территорию куста скважин оборудованы системой контроля доступа с целью недопущения на объект третьих лиц, транспортных средств, а также с целью обеспечения антитеррористических мероприятий.

1.4.4.2 Обустройство устьев скважин

Каждая обустраиваемая скважина оснащена погружным ЭЦН и устьевой фонтанной арматурой (АФК 65x35 для добывающих скважин), которая в свою очередь оснащена:

- коренной и боковой задвижками;
- регулируемым дросселем (штуцером);
- пробоотборником;
- КИПиА.

Возле каждого устья обустраиваемой скважины предусматривается установка кнопки аварийной остановки ЭЦН. Средства автоматизации предусматривают аварийное отключение двигателя погружного насоса скважины при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении в выкидной линии и на устье скважины. Более подробные сведения об автоматизации куста скважин приведены в Томе 3.3 «Автоматизация комплексная».

Для возможности обслуживания и капитального ремонта скважин на устье каждой скважины предусмотрены:

- запорная арматура с ручным приводом;
- обратный клапан для предотвращения перетока добываемой среды между трубным и затрубным пространством скважины;
- спускник;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-16

Формат А4

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

- приборы КИП, в том числе приборы пожара – FD (один на две скважины), газа - GDS (по одному на каждую скважину);
- пробоотборник;
- фланцевые пары на выкидной линии;
- трубопровод для технологических нужд;
- площадка обслуживания.

Устья скважин располагаются на специальной площадке по одной прямой на оси куста. Такая схема разбуривания куста не противоречит требованиям РД 08-435-02 «Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте».

Приустьевые площадки имеют твердое покрытие. На устьях предусмотрены шахтные колодцы. Учитывая суровые природные условия, для удобства эксплуатации шахтные колодцы устьев скважин закрыты металлическими щитами, соответственно сбор и канализование дождевых стоков с площадок не производится.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья скважины N2-01, N2-02, N2-03, N2-04 приведена на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.2-002. План расположения оборудования на площадке куста скважин NP-2 приведен в Томе 4.2 марка ГП, документ 1680-ГВН-370000-5-ИЛО2-002-003.

1.4.4.3 Коллекторы эксплуатационный и замерный

Продукция от скважин N2-01, N2-02, N2-03, N2-04 поступает по выкидным трубопроводам диаметром DN 80 от каждой скважины через узел переключающей арматуры поступает в проектируемые эксплуатационный или замерный коллекторы диаметрами DN100 и DN80 соответственно.

Диаметры коллекторов приняты в соответствии с теплогидравлическим расчетом, приведенным в разделе 1.4.5.

Во втором этапе предполагается строительство замерного и эксплуатационного коллекторов, строительство выкидного трубопровода от скважины N2-01 и площадки переключающей арматуры для подключения скважин. Выкидной трубопровод подходит к площадке переключающей арматуры для подключения скважин и затем подключается к коллекторам. Конструкция узла переключения арматуры для подключения скважин дает возможность подключать к коллекторам выкидные трубопроводы, не останавливая процесс добычи от последовательно подключаемых скважинах следующих этапов. Для последующего расширения кустовой площадки и безостановочной работы скважин N2-01, N2-02, N2-03, N2-04 на конце эксплуатационного коллектора предусматривается отключающая арматура, и фланцевая пара с обтюратором на замерном коллекторе и на трубопроводе подачи ингибитора под дальнейшее расширение коллекторов.

В третьем этапе происходит строительство выкидного трубопровода от скважины N2-02 до площадки переключающей арматуры для подключения скважин.

В четвертом этапе происходит строительство выкидного трубопровода от скважины N2-03 до площадки переключающей арматуры для подключения скважин.

В пятом этапе происходит строительство выкидного трубопровода от скважины N2-04 до площадки переключающей арматуры для подключения скважин.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	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.

Предлагаемая система сбора на кустовой площадке NP-2 позволяет посредством переключения электроприводных шаровых кранов направить добываемую нефть по выкидным трубопроводам через эксплуатационный коллектор в нефтегазосборный трубопровод или через замерный коллектор на поочередный замер продукции скважин, который осуществляется мобильным замерным устройством (многофазный расходомер) подключение которого осуществляется в районе узла переключающей арматуры для подключения скважин по индивидуальному выкидному трубопроводу. На замер в мобильное замерное устройство одновременно поступает продукция только от одной скважины, добываемая нефть от остальных скважин поступает через эксплуатационный коллектор в нефтегазосборный трубопровод.

После замера продукция скважин из эксплуатационного коллектора поступает на узел запуска СОД, и далее транспортируется по нефтегазосборному трубопроводу DN100 на куст NP-3. На замерном коллекторе после узла подключения скважин установлен пробоотборник щелевого типа. Слив с пробоотборника предусмотрен в систему дренажа.

На повышенных участках выкидных трубопроводов предусмотрены воздушники.

Свободная высота проектируемых эстакад для трубопроводов над проездами и проходами принята в соответствии с п.п. 10.1.29, 10.1.30 ГОСТ 32569-2013:

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

Величина пролета – расстояние между стойками эстакады на переходе через внутренний проезд на кусте скважин составляет 12 м.

1.4.4.4 Замер продукции скважин

Система учета продукции скважин обеспечивается замерным устройством (мобильным многофазным расходомером). Подключение замерного устройства осуществляется в районе узла переключающей арматуры для подключения скважин по индивидуальному выкидному трубопроводу.

Замер дебита скважины будет осуществляться 1 раз в сутки в течение 2 часов.

Выкидные трубопроводы прокладываются до узла переключения арматуры для подключения скважин, где производится замер продукции скважин, после этого замерный и эксплуатационный коллекторы следуют на узел запуска СОД.

1.4.4.5 Реагентное хозяйство

Реагентное хозяйство предназначено для дозирования ингибитора коррозии. Предпочтительная марка - СНПХ-6825В (либо аналогичная).

Проектом предусмотрено применение передвижной установки дозирочной электронасосной (22-Х-5901) из наличия Заказчика.

Установка представляет собой шкаф с расположенным внутри оборудованием для хранения и подачи химического реагента. Исполнение электрооборудования – взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1г. Установка оснащена одной емкостью 0,45м³ для хранения реагента и одним насосом-дозатором. Внутри установки линии объединяются в единую. Производительность насоса-дозатора при рекомендованном производителем объеме дозирования ингибитора в 40 г/м³ составляет 1,0 л/ч. Расчётное

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-18

Формат А4

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

давление – 6,3 МПа. В процессе эксплуатации объём дозирования может быть скорректирован в зависимости от данных коррозионного мониторинга.

Заполнение емкости реагентом производится передвижной техникой из двухсотлитровых бочек. Сброс жидкости с емкостного оборудования установки дозирочной электронасосной также осуществляется посредством передвижной техники.

Проектом предусматривается площадка для размещения установки на свайном основании.

Ингибитор коррозии подается в эксплуатационный коллектор для защиты оборудования и трубопроводов системы сбора от коррозии. В точке подключения к коллекторам предусмотрена запорная арматура и обратный клапан.

Подключение реагента для каждого этапа происходит таким образом, чтобы обеспечивать защиту всей внутренней поверхности трубопроводов от коррозии. Необходимая дозировка ингибитора коррозии может уточняться в процессе эксплуатации, основываясь на данных коррозионного мониторинга.

1.4.4.6 Дренажная система

Дренаж с оборудования и технологических линий, на период проведения технического обслуживания и ремонта на кусте скважин, предусматривается в передвижную технику.

Подключение к передвижной технике предусматривается в районе площадки мобильной камеры СОД по системе дренажных трубопроводов.

Трубопроводы дренажа предусматриваются в изоляции и с электрообогревом.

1.4.4.7 Трубопроводы на кусте скважин

Трубопроводы на кусте скважин предназначены:

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

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

В соответствии с таблицей 8 ТР ТС 032/2013 для проектируемых технологических трубопроводов принята 2 категория.

Классификация трубопроводов, расположенных на площадке куста скважин, принята в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-19

Формат А4

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

Продукция каждой скважины подходит к площадке с узлом гребенки для переключения по индивидуальному выкидному трубопроводу. На коллекторе после узла подключения скважин установлен пробоотборник щелевого типа. Слив с пробоотборника предусмотрен в систему дренажа.

На повышенных участках выкидных трубопроводов предусмотрены воздушники.

Все трубопроводы на кусте скважин обогреваются и теплоизолируются.

Все трубопроводы в пределах площадки куста скважин относятся к технологическим трубопроводам, прокладываются надземно на несгораемых эстакадах на свайных фундаментах с высотой не менее 0,5 м от поверхности земли до низа теплоизоляции, с уклонами в соответствии с требованиями п. 10.1.4 ГОСТ 32569-2013. В продольном направлении отдельно стоящие опоры и эстакады разбиваются на температурные блоки, длина которых не превышает предельных расстояний между неподвижными опорными частями трубопроводов.

Необходимо провести гидравлические испытания на прочность, и проверку на герметичность технологических трубопроводов после монтажа, в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Для прокладки надземных трубопроводов на площадках применяются хомутовые опоры скольжения по техническим условиям изготовителей из стали 09Г2С:

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

Для трубопроводов предусматривается наружное антикоррозийное эпоксидное покрытие. Для поддержания оптимальных режимов работы, предусматривается электрообогрев и теплоизоляция трубопроводов, запорной и фонтанной арматуры.

В качестве теплоизоляционного слоя технологических трубопроводов предлагается использовать базальтволоконные теплоизоляционные материалы с теплопроводностью 0,035 Вт/(мК) при 25°C группой горючести НГ по ГОСТ 30244-94. Толщина теплоизоляции составляет 40 мм. Тип теплоизоляционного материала выбирается Заказчиком, а также, учитывая тип изоляции, имеющийся на складе ЗНДХ.

В качестве материала теплоизоляции для фонтанной арматуры предусмотрены маты теплоизоляционные прошивные плотностью не менее 143 кг/м³.

В качестве теплоизоляции для нефтегазосборного трубопровода применяется теплоизоляционный слой из ППУ толщиной 100 мм в оцинкованной оболочке, нанесенный на трубопровод в заводских условиях.

В качестве кровельного слоя для теплоизоляции оборудования и трубопроводов применяются листы оцинкованные толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-2020.

Обогрев технологических трубопроводов на кусте скважин и узлах СОД, а также обогрев фонтанной арматуры осуществляется саморегулируемыми греющим кабелями.

Согласно результатам расчетов, ресурс трубопроводов равен или превосходит 8 лет для выкидных трубопроводов, для остальных трубопроводов не менее 25 лет. Фактический остаточный срок службы уточняет по результатам обследований и диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов.

Все трубы, детали трубопроводов, используемые для транспортировки сероводородсодержащих сред средней и высокой агрессивности (SSC-2 и SSC-3 согласно

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-20

Формат А4

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

ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003), NACE MR0175/ISO 15156-2:2009) должны удовлетворять требованиям испытаний на сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением и водородное растрескивание.

Подробно требования по материальному исполнению трубопроводов, и типоразмеры труб приведены в разделе 2 «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

Номенклатура труб, применяемых на кусте скважин, приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Номенклатура труб применяемых на кусте скважин

Характеристика трубопровода				Марка стали
Диаметр наружный, мм	Назначение трубопровода	Ррасч, МПа	Категория трубопровода	
89 114	Коллекторы эксплуатационный и замерный	6,3	A(б), I	сталь повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями
89	Выкидные трубопроводы	6,3	A(б), I	
57	Трубопровод для технологических нужд на устье скважины. Для продувки	6,3	A(б), I	
25	Реагентопровод	6,3	Б(б), I	сталь 09Г2С группы В, класса прочности K48 по ГОСТ 8733 74, ГОСТ 8734 75
57 89	Дренажные трубопроводы	6,3	A(б), II	сталь повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями
32	Трубопроводы обвязки камер запуска/приема СОД	6,3	A(б), I	

1.4.4.8 Арматура технологических площадок

Вся трубопроводная арматура на кусте скважин NP-2, её материальное исполнение должны отвечать требованиям, представленным в соответствующих технических требованиях и разделе 2 «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

Конструкция запорной и предохранительной арматуры должна обеспечивать герметичность, соответствующую классу А, конструкция регулирующей арматуры должна обеспечивать герметичность, соответствующую классу I по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Запорная и регулирующая арматура применяется из углеродистой легированной стали исполнения ХЛ1 с температурой эксплуатации ниже минус 60°С и с учетом технических параметров трубопровода, на котором она установлена.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-21

Формат А4

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

На обустраиваемом кусте скважин фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости должна быть укомплектована переходными кольцами (патрубками).

С учетом имеющейся в наличие инфраструктуры энергообеспечения, в качестве механических приводов арматуры применяется электропривод.

Основные технические требования к электроприводам и электрооборудованию, устанавливаемых во взрывоопасных зонах должны иметь:

- категории помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (СП 12.13130.2009) – АН;
- классификация взрывоопасных зон (ПУЭ) – В-1г;
- категория, группа и температурный класс взрывоопасной смеси ПВ-ТЗ;
- уровень взрывозащиты 2;
- вид взрывозащиты d;
- маркировка взрывозащиты не менее 2ExdeПВТЗ.

Возможность применения запорной арматуры с ручным управлением и с электроприводом, имеющейся на складе, будет рассмотрена при разработке проектной и рабочей документации (при условии наличия документации, разрешающей использование данной арматуры в том числе: акта о консервации, акта о проведенных испытаниях и повторной консервации, в случае необходимости, а также при условии обеспечения арматуры ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями соответствующего типоразмера).

На кусте скважин в качестве отключающей арматуры приняты шаровые краны. В качестве вспомогательной (спускники, воздушники) – запорные клапаны. В качестве арматуры, предотвращающей обратный переток жидкости – обратные клапаны.

Для возможности проведения капитального ремонта скважины выкидные трубопроводы на устье оборудованы фланцевыми парами.

Для возможности безопасного обслуживания арматуры штурвалы располагаются на высоте не более 1,6 м в соответствии с п. 10.3.13 ГОСТ 32569-2013. При расположении штурвала на высоте выше указанной, применяются площадки обслуживания.

1.4.5 Теплогидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции скважин Харьягинского нефтегазового месторождения

В настоящем разделе представлено гидравлическое исследование обустройства кустовой площадки NP-2 (4 добывающих скважины) и нефтепровода от куста NP-2 до точки врезки в нефтепровод NP-3 – WP-1 с учетом всей технологической ветки системы нефтесбора Харьягинского нефтегазового месторождения от Кустов скважин NP-2, NP-3 и WP-1 до ЦПС.

Данное исследование проведено с целью:

- определения оптимальных диаметров выкидных трубопроводов от скважин куста NP-2;
- определения устьевых давлений для скважин куста NP-2;
- определения режимов течения потоков в трубопроводах системы сбора.

Теплогидравлический расчет системы сбора выполнен с использованием уравнения состояния Peng Robinson.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-22

Формат А4

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

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

1.4.5.1 Исходные данные

Прогнозные показатели по добыче нефти, газа и жидкости приняты в соответствии с приложением к Техническому заданию на выполнение технико-экономического обоснования проектных решений и представлены в таблице 1.4.

Теплогидравлический расчет выполнен на следующие периоды:

- 2026 г. – период начала работы Куста NP-2 и период максимальной добычи нефти и газа для месторождения в целом при работающем Кусте NP-2;
- 2027 г. – период максимальной добычи нефти, газа и жидкости для Куста NP-2;
- 2031 г. – период максимальной добычи жидкости для месторождения в целом при работающем Кусте NP-2.

При гидравлическом и тепловом расчете системы сбора были учтены следующие исходные данные:

- коэффициент абсолютной шероховатости трубопроводов принят 0,2 мм;
- расчетное давление в трубопроводах выкидных линий скважин, межплощадочных коллекторов и нефтегазосборных трубопроводов от площадок Кустов до ЦПС составляет 6,3 МПа (изб.);
 - на кустовой площадке – для трубопроводов диаметром до DN150 включительно толщина теплоизоляции – 40 мм, для трубопроводов диаметром свыше DN150 – 60 мм;
 - для нефтегазосборного трубопровода от Куста WP-1 DN200 предусмотрена теплоизоляция 100 мм;
 - для нефтегазосборного трубопровода от Куста NP-2 DN100 предусмотрена теплоизоляция 100 мм;
 - для нефтегазосборного трубопровода от Куста NP-3 DN150 предусмотрена теплоизоляция 100 мм;
 - для трубопроводов системы сбора с Кустов скважин NP-2, NP-3 и WP-1 предусмотрен электрообогрев;
 - для трубопроводов системы сбора Куста NP-2 температура электрообогрева принята +42°C, для нефтегазосборного трубопровода от куста NP-2 температура электрообогрева принята +30°C;
 - температура на устьях скважин принята в соответствии с электронным письмом от 11.07.2023 г:
 - а) температура устьях скважин Куста NP-2 – плюс 30°C;
 - б) температура устьях скважин Куста NP-3 – плюс 25,4°C;
 - в) температура устьях скважин Куста WP-1 – плюс 36,7°C;
 - давление нефтегазовой смеси на входе на ЦПС 2,0 МПа (изб);
 - режим работы системы сбора продукции скважин непрерывный, в течение 365 суток;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-23

Формат А4

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

– компонентный мольный состав разгазированной нефти, газа, а также физико-химические свойства нефти Харьягинского месторождения по пластам представлены в таблицах 1.5 и 1.7;

принципиальная схема сбора от кустов NP-2, NP-3 и WP-1 до ЦПС Харьягинского месторождения представлена на рисунке 1.1.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-24

Формат А4

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

Таблица 1.4 - Показатели добычи для кустов скважин Харьягинского месторождения

Наименование	Нефть, тыс.т/год	Жидкость, тыс.т/год	Газ, млн. м ³ /год
2026 год			
Куст NP-2	40,0	59,3	1,55
Куст NP-3	107,09	239,01	4,10
Куст WP-1	113,29	403,29	15,07
2027 год			
Куст NP-2	42,0	62,20	1,65
Куст NP-3	89,2	233,50	3,41
Куст WP-1	97,7	416,8	13,06
2031 год			
Куст NP-2	28,41	56,20	1,20
Куст NP-3	53,68	232,28	2,06
Куст WP-1	65,34	470,10	8,84

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-25

Формат А4

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

Таблица 1.5 - Компонентный мольный состав нефти однократного разгазирования пластов D₃-Ш, P_{1ar} и P_{1a+s} Харьягинского месторождения

Наименование компонента	Состав разгазированной нефти в стандартных условиях, % мол.				
	Пласт D ₃ -Ш	Пласт P _{1a+s}		Пласт P _{1ar}	
		Северный купол	Южный купол	Северный купол	Южный купол
Азот	0,00	-	-	-	0,00
Углекислый газ	0,00	Следы	Следы	Следы	0,00
Гелий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сероводород	0,053	0,06	0,02	0,11	0,011
Метан	0,29	0,12	0,06	0,22	0,04
Этан	0,37	0,20	0,39	0,33	0,31
Пропан	1,11	0,74	1,48	0,97	1,35
Изобутан	0,37	0,52	0,74	0,49	0,48
Н-бутан	1,92	1,44	2,82	1,46	2,51
Изопентан	1,26	1,24	2,00	1,14	1,44
Н-пентан	2,53	1,82	3,37	1,6	2,94
Гексан	5,7	5,88	7,32	4,34	5,54
Гептан	9,26	7,34	8,54	5,57	7,95
Октан	9,43	8,04	7,98	3,6	8,65
Нонан	-	5,43	5,90	2,85	7,35
Декан	-	3,56	3,20	1,81	6,256
Ундекан	-	3,07	-	-	5,391
Фракция C ₁₂₊ высшее	67,71	60,56	56,18	75,51	49,79
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Молярная масса, г/моль	198,0	198,5	189,0	195,0	200,3
Молярная масса остатка, г/моль	298,8	258,5	260,0	227,0	292,0
Плотность нефти, кг/м ³	835,0	831,8	830,9	831,0	831,7

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-26

Формат А4

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

Таблица 1.6 - Компонентный мольный состав газа при однократном разгазировании пластов D₃-III, P_{1ar} и P_{1a+s} Харьгинского месторождения

Наименование компонента	Состав газа в стандартных условиях, % мол.				
	Пласт D ₃ -III	Пласт P _{1a+s}		Пласт P _{1ar}	
		Северный купол	Южный купол	Северный купол	Южный купол
Азот	5,89	8,02	6,069	7,78	5,71
Гелий	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0
Углекислый газ	1,59	1,23	0,77	2,14	0,85
Сероводород	1,86	1,04	1,10	1,20	1,24
Метан	56,91	66,44	56,44	54,22	56,24
Этан	12,63	8,39	13,70	14,18	13,66
Пропан	10,38	7,23	11,46	11,66	11,81
Изобутан	1,3	1,60	1,78	2,95	1,45
Н-бутан	4,84	3,16	5,09	4,10	4,90
Изопентан	1,22	1,07	1,16	0,96	1,12
Н-пентан	1,88	1,02	1,51	0,58	1,58
Гексан	1,143	0,82	0,93	0,24	1,31
Гептан	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00
Октан	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00
Остаток C ₉₊ высшие	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Молярная масса, г/моль	28,0	-	-	-	-
Плотность газа, кг/м ³	1,16	1,082	1,148	1,133	1,167
Плотность газа относительная (по воздуху)	0,96	0,855	0,958	0,94	1,035
Низшая теплотворная способность, кДж/нм ³	50035	-	-	-	-

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-27

Формат А4

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

Таблица 1.7 - Физико-химические свойства разгазированной нефти Харьягинского месторождения

Наименование показателя	Значение				
	Пласт D ₃ -Ш	Пласт P _{1a+s}		Пласт P _{1ar}	
		Северный купол	Южный купол	Северный купол	Южный купол
Динамическая вязкость нефти, мПа×с					
при 20 °С	-	4,60	4,57	5,27	6,15
при 42-43 °С	5,29	-	-	-	-
при 50°С	-	2,48	3,22	2,58	3,435
Температура застывания, °С	+26	-18	+4	-20	+14

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-28

Формат А4

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

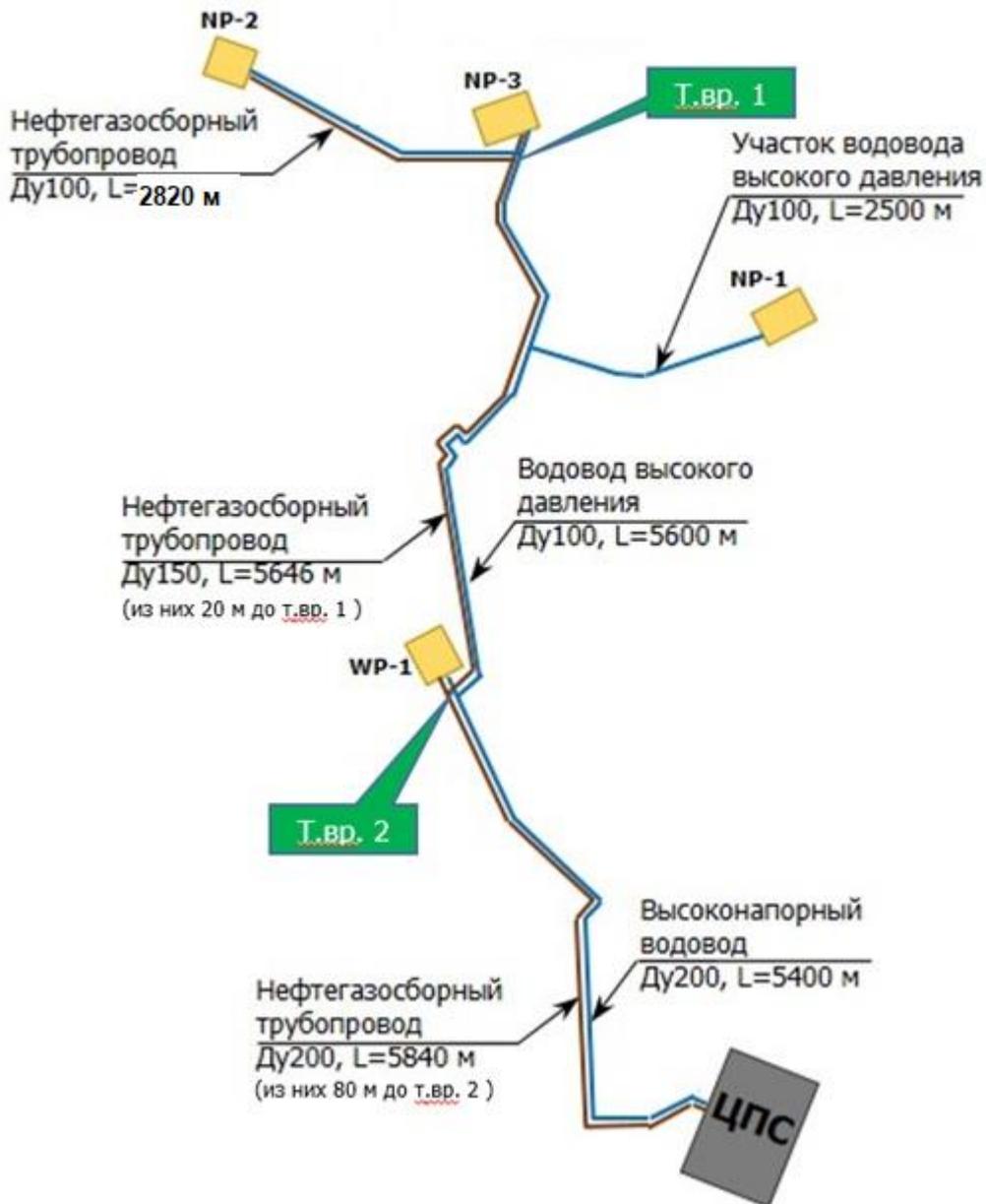


Рисунок 1.1 - Принципиальная схема сбора от кустов NP-2, NP-3 и WP-1 до ЦПС Харьягинского месторождения

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-29

Формат А4

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

1.4.5.2 Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения

Теплогидравлический расчет системы сбора с Кустов скважин NP-2, NP-3 и WP-1 до ЦПС Харьягинского месторождения на следующие периоды:

- 2026 г. – период начала работы Куста NP-2 и период максимальной добычи нефти и газа для месторождения в целом при работающем Кусте NP-2;
- 2027 г. – период максимальной добычи нефти, газа и жидкости для Куста NP-2;
- 2031 г. – период максимальной добычи жидкости для месторождения в целом при работающем Кусте NP-2.

Результаты теплогидравлического расчета представлены в таблицах 1.8 - 1.10.

В соответствии с п.10 Технического Задания был выполнен расчет по определению максимальной пропускной способности нефтесборных трубопроводов системы сбора по схеме NP-2→NP-3→WP-1→ЦПС. При этом были приняты следующие допущения:

- В связи с тем, что для трёхфазных систем сбора без наличия профилей добычи на рассматриваемые периоды и соответственно распределения продукции по фазам и кустам невозможно определить максимальную пропускную способность, было решено принять за основу распределение фаз по 2026 году - периоде начала работы Куста NP-2 и период максимальной добычи нефти и газа для месторождения в целом при работающем Кусте NP-2. Таким образом, максимальная производительность рассматриваемых трубопроводов NP-2→NP-3→WP-1→ЦПС подбиралась пропорционально показателям добычи для кустов в 2026 году. При этом производительность для кустов NP- и WP-1 осталась неизменной и равной производительности по 2026 году для указанных кустов, то есть увеличивали только производительность куста NP-2;

- Ограничения при подборе максимальной пропускной способности трубопроводов:
 - а) максимальное рабочее давление на устьях скважин кустов системы сбора не должно превышать расчетное давление системы сбора;
 - б) максимальная скорость потока в рассматриваемых трубопроводах 4,5м/с.

Результаты расчета с указанием максимальной пропускной способности нефтесборных трубопроводов системы сбора по схеме NP-2→NP-3→WP-1→ЦПС (с учётом распределения фаз при рабочих условиях) представлены в таблице 1.11.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-30

Формат А4

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

Таблица 1.8 - Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения до ЦПС, 2026 год

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, МПа (Изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Скв.N2-04 – т.вр. скв. N2-04	80	78	2,766	2,766	30,0	30,4	0,10	расслоенный	1032
т.вр. скв. N2-04 - т.вр. скв. N2-03	100	2	2,766	2,766	30,4	30,4	0,06	расслоенный	1032
Скв.N2-03 – т.вр. скв. N2-03	80	77	2,766	2,766	30,0	30,2	0,15	пробковый	1524
т.вр. скв. N2-03 - т.вр. скв. N2-02	100	2	2,766	2,766	30,3	30,3	0,15	расслоенный	2556
Скв.N2-02 – т.вр. скв. N2-02	80	52	2,766	2,766	30,0	30,1	0,18	пробковый	1958
т.вр. скв. N2-02 - т.вр. скв. N2-01	100	2	2,766	2,766	30,2	30,2	0,24	пробковый	4513
Скв.N2-01 – т.вр. скв. N2-01	80	53	2,766	2,766	30,0	30,1	0,17	турбулентный	2424
т.вр. скв. N2-01 – выход с Куста NP-2	100	106	2,766	2,764	30,2	30,3	0,34	пробковый	6938
выход с Куста NP-2 – Т.вр.1	100	2820	2,764	2,725	30,2	30,2	0,34	пробковый	6938
выход с Куста NP-3 – Т.вр.1	100	20	2,728	2,725	27,0	27,0	1,35	пробковый	27810
Т.вр.1 - Т.вр.2	150	5626	2,725	2,304	27,5	28,0	0,85	расслоенный	34748
выход с Куста WP-1 – Т.вр.2	200	80	2,306	2,304	37,0	37,0	0,80	пробковый	47974
Т.вр.2 - ЦПС	200	5840	2,304	2,000	33,6	33,7	1,29	пробковый	82722

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
1680-ГВН-370000-5-ИЛПОБ.1-001					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					Лист
					1-31

Формат А4

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

Файл 1680-ГВН-370000-5-ИЛПОБ.1-001-03_R00.docx

Таблица 1.9 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения до ЦПС, 2027 год

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, МПа (Изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Скв.N2-04 – т.вр. скв. N2-04	80	78	2,756	2,756	30,0	30,2	0,15	пробковый	1730
т.вр. скв. N2-04 - т.вр. скв. N2-03	100	2	2,756	2,756	30,2	30,2	0,09	расслоенный	1730
Скв.N2-03 – т.вр. скв. N2-03	80	77	2,756	2,756	30,0	30,2	0,19	пробковый	1800
т.вр. скв. N2-03 - т.вр. скв. N2-02	100	2	2,756	2,756	30,2	30,2	0,19	расслоенный	3529
Скв.N2-02 – т.вр. скв. N2-02	80	52	2,756	2,756	30,0	30,1	0,17	пробковый	1855
т.вр. скв. N2-02 - т.вр. скв. N2-01	100	2	2,756	2,755	30,1	30,1	0,29	пробковый	5384
Скв.N2-01 – т.вр. скв. N2-01	80	53	2,755	2,755	30,0	30,2	0,17	пробковый	1935
т.вр. скв. N2-01 – выход с Куста NP-2	100	106	2,755	2,753	30,2	30,2	0,39	пробковый	7319
выход с Куста NP-2 – Т.вр.1	100	2820	2,753	2,703	30,2	30,2	0,39	пробковый	7319
выход с Куста NP-3 – Т.вр.1	100	20	2,706	2,703	27,0	27,0	0,39	пробковый	27068
Т.вр.1 - Т.вр.2	150	5626	2,703	2,290	27,5	28,0	0,83	расслоенный	34387
выход с Куста WP-1 – Т.вр.2	200	80	2,293	2,290	37,0	37,0	0,77	пробковый	49275
Т.вр.2 - ЦПС	200	5840	2,290	2,000	33,6	33,7	1,23	пробковый	83662

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
1680-ГВН-370000-5-ИЛОБ.1-001					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					
Лист	1-32				

Формат А4

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

Файл 1680-ГВН-370000-5-ИЛОБ.1-001-03_R00.docx

Таблица 1.10 - Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения до ЦПС, 2031 год

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, МПа (Изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Скв.N2-04 – т.вр. скв. N2-04	80	78	2,691	2,691	30,0	30,2	0,12	пробковый	1477
т.вр. скв. N2-04 - т.вр. скв. N2-03	100	2	2,691	2,691	30,2	30,2	0,08	расслоенный	1477
Скв.N2-03 – т.вр. скв. N2-03	80	77	2,691	2,691	30,0	30,2	0,15	пробковый	1580
т.вр. скв. N2-03 - т.вр. скв. N2-02	100	2	2,691	2,691	30,2	30,2	0,16	пробковый	3057
Скв.N2-02 – т.вр. скв. N2-02	80	52	2,691	2,691	30,0	30,1	0,15	пробковый	1694
т.вр. скв. N2-02 - т.вр. скв. N2-01	100	2	2,691	2,691	30,2	30,2	0,24	пробковый	4750
Скв.N2-01 – т.вр. скв. N2-01	80	53	2,691	2,691	30,0	30,1	0,15	пробковый	1819
т.вр. скв. N2-01 – выход с Куста NP-2	100	106	2,691	2,689	30,2	30,2	0,33	пробковый	6570
выход с Куста NP-2 – Т.вр.1	100	2820	2,689	2,653	30,2	30,2	0,33	пробковый	6570
выход с Куста NP-3 – Т.вр.1	100	20	2,655	2,653	26,9	26,9	1,16	пробковый	26780
Т.вр.1 - Т.вр.2	150	5626	2,653	2,259	27,5	27,9	0,73	расслоенный	33350
выход с Куста WP-1 – Т.вр.2	200	80	2,260	2,259	36,9	36,9	0,70	пробковый	54800
Т.вр.2 - ЦПС	200	5840	2,259	2,000	33,7	33,9	1,1	пробковый	88150

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
1680-ГВН-370000-5-ИЛПОБ.1-001					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					
Лист	1-33				

Формат А4

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

Таблица 1.11 - Результаты гидравлического расчета трубопроводов Харьягинского месторождения с целью определения максимальной пропускной способности нефтесборных трубопроводов системы сбора по схеме NP-2→NP-3→WP-1→ЦПС

Наименование трубопровода	Диаметр, мм	Длина, м	Давление, МПа (Изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч	Максимальная пропускная способность по жидкости тыс.т /год (при раб. усл.)
			в начале	в конце	в начале	в конце				
Куст NP-2 – Т.вр.1	100	2820	6,270	3,998	30,0	30,7	3,01	пробковый	66203	579,9
Куст NP-3 – Т.вр.1	100	20	4,006	3,998	30,0	30,0	1,18	пробковый	27810	С учетом 243,1
Т.вр.1 - Т.вр.2	150	5626	3,998	2,669	30,5	30,8	2,27	пробковый	94013	821,2
Куст WP-1 – Т.вр.2	200	80	2,670	2,669	30,0	30,0	0,72	пробковый	47974	С учетом 412,2
Т.вр.2 - ЦПС	200	5840	2,669	2,008	30,5	30,7	2,07	пробковый	141987	1231,2

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
1680-ГВН-370000-5-ИЛПОБ.1-001					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					
Лист					
1-34					

Формат А4

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

Файл 1680-ГВН-370000-5-ИЛПОБ.1-001-03_R00.docx

1.4.5.3 Выводы по результатам теплогидравлического расчета системы сбора Куста NP-2 Харьягинского месторождения

По результатам расчета можно заключить следующее:

- рабочее давление на устьях скважин Куста NP-2 составляет 2,691 – 2,766 МПа (изб.) и не превышает 6,3 МПа (изб);
- диаметр выкидных трубопроводов от скважин Куста NP-2 – DN80;
- диаметр нефтегазосборного коллектора от Куста NP-2 – DN100;
- скорости нефтегазовой смеси в выкидных трубопроводах и в нефтегазосборном коллекторе от Куста скважин NP-2 составляют 0,06 – 0,39 м/с;
- максимальная пропускная способность нефтесборных трубопроводов системы сбора по схеме NP-2→NP-3→WP-1→ЦПС составляет 579,9 тыс.тн./год по жидкости от куста NP-2 с учетом распределения фаз при рабочих условиях и показателей добычи для кустов NP-3 и WP-1 по 2026 году.

1.4.6 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промышленных 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.

Очистку полости трубопроводов производят непосредственно в процессе монтажно-сварочных работ, а после их завершения – продувкой сжатым воздухом.

Испытания трубопроводов на прочность и плотность, 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 на прочность и плотность проводят гидравлическим способом. При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0 °С необходимо принять меры против замерзания воды и обеспечить надежное опорожнение трубопроводов после испытания. Дополнительное испытание на герметичность проводят воздухом или инертным газом после завершения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.

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.VI, V.VII, V.VIII Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444.

Визуально-измерительному контролю (ВИК) подлежат 100% сварных соединений. Объем контроля физическими методами определяется по таблице 12.3 ГОСТ 32569-2013. Все гарантийные (неиспытываемые) сварные соединения подлежат 100%-ому контролю ультразвуковым и радиографическим методом.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–35

Формат А4

Контролю физическими методами подвергаются 100% монтажных сварных соединений, из них радиографическим методом – 100%.

Все работы по очистке полости трубопровода и испытаниям проводят согласно рекомендациям, приведённым в ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Давление, продолжительность испытаний, объем контроля сварных соединений для технологических трубопроводов приведены в таблице 1.12.

Согласно требованиям ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п. 736 и требований таблицы 2 приложения № 7 на период проведения испытаний трубопроводов определен размер опасных зон.

Зоны безопасности для трубопроводов в соответствии с требованиями ФНиП в области промышленной безопасности «ПБНПП» при давлении испытания до 82,5 кгс/см² диаметром до 300 мм составляют:

- 75 м в обе стороны от оси трубопровода;
- 600 м в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода.

Зоны безопасности для трубопроводов высокого давления (давление испытания свыше 82,5 кгс/см²) диаметром до 300мм составляют:

- 100 м в обе стороны от оси трубопровода;
- 900 м в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-36

Формат А4

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

Таблица 1.12 – Испытания проектируемых технологических трубопроводов и объем контроля сварных швов

Наименование участка трубопровода	Диаметр толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория, группа	Контроль Физическими методами, %	Расчетное / Рабочее давление, МПа	Давление испытания, МПа			Примечания
						на прочность	на плотность	на герметичность	
Эксплуатационный коллектор	114x6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями	A(б) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	$\frac{6,3}{4,55}$	1.43P _{расч} =9,009 принято P _{пр} =9,009	6,3	4,55	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013
Выкидные трубопроводы от скв. N2-01, N2-02, N2-03, N2-04	89x7		A(б) I	100 (до запорного устройства 20 (после запорного устройства) Ультразвуковой или радиографический метод)	$\frac{6,3}{4,55}$	1.43 P _{расч} =9,009 принято P _{пр} =9,009	6,3	4,55	
Замерный коллектор	89x6		A(б) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	$\frac{6,3}{4,55}$	1.43 P _{расч} =9,009 принято P _{пр} =9,009	6,3	4,55	
Трубопровод обвязки затрубного пространства и трубопровод на технологические нужды	57x5		A(б) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	$\frac{6,3}{4,55}$	1.43 P _{расч} =9,009 принято P _{пр} =9,009	6,3	4,55	

Изм.	Коп. Уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
1680-ГВН-370000-5-ИЛПОБ.1-001					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					
					Лист
					1-37

Формат А4

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

Наименование участка трубопровода	Диаметр толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория, группа	Контроль Физическими методами, %	Расчетное / Рабочее давление, МПа	Давление испытания, МПа			Примечания
						на прочность	на плотность	на герметичность	
		специально разработанными техническими требованиями							
Трубопровод подачи ингибитора коррозии	25x4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 10Г2, класса прочности К43 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75 ¹⁾	Б(б) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	$\frac{6,3}{6,3}$	1.43 $P_{расч}=9,009$ принято $P_{пр}=9,009$	6,3	6,3	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013
Дренажные трубопроводы	57x5 89x6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52.	А(б) II	10 (ультразвуковой или радиографический метод)	$\frac{6,3}{4,55}$	1.43 $P_{расч}=9,009$ принято $P_{пр}=9,009$	6,3	4,55	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013
Обязка камеры запуска/приема СОД	32x4,5 57x5 89x6 114x6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями	А(б) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	$\frac{6,3}{4,55}$	1.43 $P_{расч}=9,009$ принято $P_{пр}=9,009$	6,3	4,55	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013

Изм.	Коп. Уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1680-ГВН-370000-5-ИЛПОБ.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
								1-38

Формат А4

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

Наименование участка трубопровода	Диаметр толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория, группа	Контроль Физическими методами, %	Расчетно е/ Рабочее давление, МПа	Давление испытания, МПа			Примечания
						на прочность	на плотность	на герметичность	
Примечания 1) Испытание на прочность и плотность – гидравлическим способом; 2) Испытание на герметичность проводить пневматическим способом									

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1680-ГВН-370000-5-ИЛПОБ.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
								1-39

Формат А4

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

1.4.7 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 обустройству Харьягинского месторождения положены анализ проектируемых количества и состава технологических сооружений, а также нормативы определения численности обслуживающего персонала с учетом автоматизации производственного процесса.

В целях рациональной организации основных производственных процессов по обустройству Харьягинского месторождения создано структурное подразделение по обслуживанию комплекса добычи и транспорта нефти и газа.

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

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

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

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-40

Формат А4

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

ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

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

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

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

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

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

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.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-41

Формат А4

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

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

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

Возраст, пол и состояние здоровья лиц, принимаемых для обучения на производстве, должны соответствовать действующему трудовому законодательству. Обучение обслуживающего персонала опасных производственных объектов осуществляется организациями, имеющими специальное разрешение (ГОСТ 12.0.004-2015).

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

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

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

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.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-42

Формат А4

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

– Положение о порядке организации безопасного производства работ должно предусматривать:

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

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

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

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

Подробно требования к организации производства приведены в Томе 3.4, Часть 4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.5 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

На проектируемой площадке куста скважин NP-2 для предупреждения образования АСПО и антикоррозионной защиты в выкидных и в нефтегазосборном трубопроводе, предусматривается подача ингибитора коррозии.

В качестве ингибитора коррозии применяется СНПХ-6825В или аналог.

Агрегатное состояние: жидкость.

Состав: изготовлен на основе жидких аминопроизводных в растворе изопропанола.

Растворимость в воде: растворим

Растворимость в органических растворителях: растворим в ароматических углеводородах и спиртах.

Сведения о взрывопожароопасности: горючая жидкость - температура возгорания плюс 14 °С, образует с воздухом взрывоопасную смесь.

Сведения о токсичности: при попадании в дыхательные пути может вызвать сонливость и головокружение; раздражение кожи и сильное раздражение глаз.

Запас ингибитора коррозии на кусте обеспечивает бесперебойную работу в течение семи дней. Годовой расход ингибитора при максимальной дозировке составляет 4380 л. Точный (требуемый) расход определяется в процессе эксплуатации.

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

Электроснабжение Харьягинского месторождения осуществляется газотурбинными электростанциями, расположенными на площадке ЦПС.

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

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-43

Формат А4

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

1.6 Описание источников поступления сырья

Источники сырья и материалов:

- источниками электроснабжения месторождения являются газотурбинные электростанции, расположенные на площадке ЦПС, а также блок-боксы ИБП, расположенные как на площадке ЦПС, так и на каждом кусте скважин. Подробно сведения о потребности электроэнергии представлено Том 4.5.1 «Система электроснабжения»;
- для антикоррозионной защиты, трубопроводов и оборудования, расположенного на кустовых площадках, а также нефтегазосборных трубопроводов, предусматривается подача ингибитора коррозии. Разгрузка реагентов производится с железнодорожной станции «Усинск».

Доставка реагентов со станции на склад предусматривается автомобильным транспортом.

Хранение реагентов предусмотрено в бочках на централизованном складе, расположенном на территории ЦПС. Доставка реагента на кустовую площадку предусматривается автомобильным транспортом. Реагент (ингибитор коррозии, метанол) на кустовую площадку NP-2 доставляется автоцистернами на базе шасси «Камаз». Степень заполнения цистерны с реагентом принята 90%. Автоцистерна с реагентом принята $V = 4 \text{ м}^3$.

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

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

Подача ингибитора в расходную емкость осуществляется по гибкому шлангу, входящему в комплект поставки насоса. Присоединение шланга к насосу предусмотрено с помощью зажима FLUX и штуцера с накидной гайкой. Присоединение к расходной емкости установки дозирования реагентов предусматривается с помощью быстроразъемного соединения. Данная конструкция позволяет обеспечить герметичность при перекачке реагента.

1.7 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Характеристика добываемой продукции представлена в Таблицах 1.5÷1.9.

Продукцией куста NP-2 является водонефтегазовая смесь, добываемая на 4 скважинах.

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

- рабочее давление на устьях скважин Куста NP-2 составляет 2,707 – 2,775 МПа (изб.) и не превышает 6,3 МПа (изб.);
- Расчетное давление в системе сбора составляет 6,3 МПа (изб.);
- Рабочее давление в системе сбора составляет в диапазоне 4,124–4,55 МПа (изб.);
- Давление на входе на сооружения площадки ЦПС 2,0 МПа (изб.);
- Температура на входе на сооружения площадки ЦПС плюс 41°С;
- Пластовое давление составляет от 18,3 до 30,6 МПа (изб.) Пласт D₃-III;
- Пластовая температура составляет от 42 до 61 °С Пласт D₃-III.
- температура на устьях скважин куста NP-2 плюс 39°С.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–44

Формат А4

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

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

Характеристики технологического процесса, конфигурация оборудования и другие решения приняты на основании гидравлического расчета системы сбора продукции скважин, приведенного в п. 1.4.5 материального баланса по 2027 году - период максимальной добычи нефти, газа и жидкости для Куста NP-2.

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

При обустройстве месторождения используется оборудование, арматура и трубопроводы, материальное исполнение которых рассчитано на использование в климатических условиях месторождения и при установленных давлениях.

Весь комплекс оборудования, примененный в проекте, выбран из условий наиболее рациональной обвязки блоков, объемов дренажных емкостей, позволяющих осуществлять полный комплекс работ по эксплуатации месторождения, с соблюдением действующих норм и правил при наименьших затратах.

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

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на площадках устьев скважин предусмотрено следующее вспомогательное оборудование:

- место под ремонтный агрегат – 4 шт.;
- место под передвижные мостки – 4 шт.;
- передвижная площадка обслуживания скважины, совмещенная с лубрикаторной площадкой – 1 шт.;
- места для крепления передвижных якорей оттяжек – 4 шт.;
- переходные мостики через эстакады.

Краткая характеристика, проектные и конструктивные решения устройства площадок установки подъемных агрегатов и площадок (мест) размещения приемных мостков бригад ремонта скважин приведена в Томе 4.4 «Конструктивные решения».

При необходимости, обслуживание трасс будет осуществляться с помощью специальной техники, не нарушающей растительно-моховой слой.

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

Обоснование количества, производственных и технических характеристик вспомогательного оборудования приведено в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения», Томе 4.5.2 «Система водоснабжения», Томе 4.5.3 «Система водоотведения», Томе 4.5.5 «Сети связи».

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-45

Формат А4

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

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

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

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

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

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

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

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

Подробно сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности приведены в Томе 3.4 Часть 4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Обслуживание проектируемых объектов обустройства Харьягинского месторождения будет осуществляться работниками из числа уже существующего персонала, задействованного на ранее запроектированных и уже введенных в эксплуатацию объектах и сооружениях Харьягинского месторождения.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–46

Формат А4

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

Более подробно существующий персонал в настоящем проекте не рассматривается, поскольку он является действующим и был запроектирован в ранее разработанных проектах по Харьягинскому месторождению.

Для обслуживания проектируемых объектов обустройства Харьягинского месторождения дополнительного проектируемого персонала не требуется.

Для обслуживания проектируемых объектов обустройства Харьягинского месторождения персонал сторонних подрядных организаций привлекаться не будет.

Новых рабочих мест для обслуживания проектируемых объектов обустройства Харьягинского месторождения не планируется.

Подробные сведения о профессионально-квалификационном и количественном составе работающих со строительством проектируемых объектов приведены в Томе 6 «Проект организации строительства».

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» работу проектируемых объектов в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно около производственного оборудования;

- дистанционный контроль и управление технологическим процессом из операторной;
- централизованный сбор, обработка, хранение и отображение информации о ходе технологического процесса из операторной;
- автоматическую блокировку и защиту оборудования при аварийных ситуациях, аварийную и технологическую сигнализацию.

Приточно-вытяжные системы вентиляции автоматизированы.

Принятые решения по системам контроля и регулирования технологического процесса, автоматического управления, противоаварийной автоматической защите и сигнализации аварийных ситуаций, обеспечивают необходимое быстродействие и точность поддержания технологических процессов

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-47

Формат А4

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

1.12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства, и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях

Все проектные решения на месторождении направлены на обеспечение безопасности производства.

Безопасность производственного оборудования обеспечивается оснащением оборудования всеми предусмотренными средствами и системами безопасности (аварийной вентиляцией, предупредительной сигнализацией, системами пожаротушения, герметичностью оборудования и т.д.).

Обеспечение безопасности производственных процессов достигается приведением технологических и других производственных процессов в соответствие с требованиями технологических регламентов, стандартов безопасности труда, норм, правил и другой нормативной документации по охране труда, проверке соблюдения этих требований и внесения рекомендаций по совершенствованию работы в этой области, а также внедрением новых безопасных технологических процессов, средств механизации и автоматизации.

В связи с удаленностью проектируемого месторождения от населенных пунктов эксплуатация будет осуществляться вахтовым методом.

Для обслуживающего персонала предусмотрено специальное помещение.

В соответствии с действующими нормами и правилами проектом предусмотрены решения по обеспечению санитарно-гигиенических условий на рабочих местах персонала (в том числе качество воздуха, температура, относительная влажность, скорость перемещения; уровень шума и вибрации; освещенность).

Подробно перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов, приведены в Томе 3.4 Часть 4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием

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

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

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

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

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-48

Формат А4

- обеспечение работающих индивидуальными газоанализаторами для контроля воздушной среды рабочей зоны, индивидуальными и коллективными средствами защиты от вредных веществ;

- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А либо БКФ, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;

- наличие средств пожаротушения;

- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;

- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;

- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;

- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

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

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

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

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;

- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;

- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины;

- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;

- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;

- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и газоконденсата, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления.

Допустимые уровни звукового давления на рабочих местах:

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

- операторная в здании операторного блока – не более 75 дБА;

- щитовая – не более 80 дБА;

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.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-49

Формат А4

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

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

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

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

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

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

Подробно перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов, приведены в Томе 3.4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

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

Система ИСУБ куста скважин NP-2 предназначена для выполнения следующих функций:

- контроль и управление ходом технологических процессов;
- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- программное управление подготовкой и переключением оборудования по командам оператора;
- 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;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-50

Формат А4

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

- выдача отчётных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала;
- обмен информацией со смежными системами;
- своевременное оповещение персонала об аварийных ситуациях;
- обмен информацией с офисом компании в Москве для передачи ежедневных сводок производительности, долгосрочного хранения данных и анализа исторических и текущих тенденций объекта.

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. Насколько возможно, опасные рабочие условия и аварийные условия будут предотвращаться постоянным контролем операторов объектов из ЦО ЦПС и управляющими действиями системы управления технологическими процессами (АСУТП).

Обеспечение противоаварийных защит и блокировок осуществляется путём сбора и анализа критичных технологических параметров. В случае достижения критичным параметром аварийного значения выдаются управляющие воздействия на исполнительные механизмы, согласно заданному алгоритму, обеспечивающему безопасность персонала и технологического оборудования. Противоаварийная защита реализуется оборудованием системы аварийного отключения (САО).

Система обнаружения пожара и газа (ПиГ) предназначена для защиты жизни производственного персонала, технологического оборудования, окружающей среды путем обнаружения и уведомления на ранней стадии возникновения пожара, утечек углеводородного сырья, а также принятия мер по предупреждению возникновения взрыва углеводородного сырья. В целях обеспечения безопасных условий труда и раннего обнаружения возможных аварийных выбросов для проектируемых объектов предусматривается установка взрывозащищённых газоанализаторов 68-GDS-0001, 68-GDS-0002, 68-GDS-0003, 68-GDS-0004 контроля токсичных газов (H₂S) в количестве 4 шт. Газоанализаторы 68-GDS-0001, 68-GDS-0002, 68-GDS-0003, 68-GDS-0004 устанавливаются у устья проектируемой скважины на строительных конструкциях при помощи комплектных кронштейнов и метизов и обеспечивают световую и звуковую сигнализацию при достижении концентрации контролируемых газов фиксированных значений порогов сигнализации. Подробные сведения о системе обнаружения пожара и загазованности приведены в пояснительной записке Тома 3.3 «Автоматизация комплексная», а также на листе 1680-ГВН-370000-5-ТКР3-006 «Скважины N2-01, N2-02, N2-03, N2-04. Схема автоматизации функциональная».

Система обнаружения пожара и газа (ПиГ) предназначена для защиты жизни производственного персонала, технологического оборудования, окружающей среды путем обнаружения и уведомления на ранней стадии возникновения пожара, утечек углеводородного сырья, а также принятия мер по предупреждению возникновения взрыва углеводородного сырья.

Основными элементами системы управления кустом скважин NP-2 являются панели управления с контроллером АСУТП, контроллерами САО/ПиГ, АРМа для проведения операций обслуживания и матричной панели САО/ПиГ, которые размещаются в местной

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-51

Формат А4

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

аппаратной MA/LER2-NP2. В блок-боксе RIO устанавливаются панели удаленных модулей ввода/вывода.

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

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

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от проектируемых сооружений подразделяются на:

- организованные;
- неорганизованные.

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

К организованным источникам выбросов относятся:

- «воздушки» дренажных емкостей;
- вентиляционные трубы.

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу от сооружений представлены в Томе 6.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

1.14.2 Выбросы вредных веществ от неорганизованных источников

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

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

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

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

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

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

где n – количество уплотнений, шт.;

g – расчетная величина утечки, мг/с;

x – расчетная доля уплотнений потерявших герметичность, доли единицы.

1.14.3 Выбросы вредных веществ от организованных источников

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

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-52

Формат А4

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

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

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

К ним относятся:

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

1.16 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 от вводимого оборудования (куст NP-2) является производственное технологическое оборудование.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-53

Формат А4

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

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

- шлам очистки трубопроводов при периодической зачистке;
- масла промышленные отработанные – образуются при замене масла (смазки) в насосном оборудовании установки дозирования реагента (УДЭ) при техническом обслуживании;
- огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании оборудования.

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

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

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

Снижение вероятности возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций из-за противоправных действий внешних и внутренних нарушителей, неумышленных действий персонала объектов, а также предотвращение хищений материальных ценностей является основной задачей современных систем безопасности.

Обеспечение устойчивой и бесперебойной работы объектов топливно-энергетического комплекса Российской Федерации рассматривается Правительством, как важная государственная задача по укреплению национальной безопасности страны.

Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц, транспортных средств и грузов соответствуют требованиям нормативно-правовых документов:

- Федеральный закон от 21.07.97 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- Федеральный закон от 21.07.11 г. №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».
- Федеральный закон от 03.05.11 г. № 35-ФЗ «О противодействии терроризму».
- Постановление Правительства Российской Федерации № 458 (дп) от 05.05.2012 года «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса».
- СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».

Система обеспечения безопасности объектов осуществляется при помощи комплекса инженерно-технических средств охраны (КИТСО) и организационных мероприятий:

- устройств контроля и автоматики;
- контроля доступа в систему управления технологическим процессом;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-54

Формат А4

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

- оперативной связи и оповещения;
- проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА.

В состав КИТСО проектируемого объекта входят инженерно-технические средства охраны и инженерные-технические средства защиты.

В состав инженерных-технических средств защиты входят:

- инженерное ограждение территории площадки куста скважин (шлагбаум);
- технические средства предупреждения (предупреждающие плакаты, указатели).

В состав инженерно-технических средств охраны входят:

- система охранной сигнализации (СОС);
- система контроля и управления доступом (СКУД).

В соответствии с СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования» инженерно-технические средства охраны для объекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций» разработаны как для объекта 3 класса (низкая значимость), с учетом многокритериальной оценкой возможного ущерба, в зависимости от вида и размеров, который может быть нанесен находящимся на проектируемом объекте людям и окружающей природной среде в случае реализации террористических угроз. Система обеспечения безопасности объектов осуществляется при помощи инженерно-технических средств охраны и организационных мероприятий в соответствии с таблицей 2 СП 132.13330.2011 как для объектов площадью 1500 м² и менее:

- допуск лиц на проектируемые объекты и организация въезда автотранспорта осуществляется через существующий контрольно-пропускной пункт (КПП) оснащенный СКУД, средствами визуального досмотра (СрВД) персонала и автотранспорта, расположенный на центральном пункте сбора Харьягинского месторождения;
- здания оборудованы охранной сигнализацией.

Основным элементом инженерно-технических средств охраны, предназначенным для исключения случаев прохода лиц и проезда транспорта на охраняемый объект, является защитное ограждение.

Ограждение исключает случайный проход людей (животных), въезд транспорта, затрудняет проникновение нарушителей на охраняемую территорию.

Предусмотрено периметральное ограждение проектируемых технологических площадок (КП, УЗА, СОД), состоящее из основного ограждения, выполненное из унифицированных сварных секций с прутками диаметром 5 мм, размер ячейки сетчатой панели 50x150 мм, высота панелей ограждения от планировочной отметки не менее 2,5 м. Для исключения возможности перелаза через основное ограждение, предусматривается дополнительное верхнее ограждение, выполненное из плоского барьера безопасности, диаметром 600 мм. Покрытие сварной секции выполнено методом горячего цинкования с последующим нанесением порошковой полимерной краски.

На ограждении с внешней стороны должна быть предусмотрена установка предупреждающих и запрещающих знаков.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-55

Формат А4

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

Въезд на площадку куста скважин оборудован проектируемым шлагбаумом, имеющим запирающее устройство.

Проезд и проход внутрь ограждения осуществляются через ворота, которые открываются только во время приезда обслуживающего персонала, строительной техники и ремонтных бригад.

Для прохода персонала и проезда техники на охраняемую территорию, в основном ограждении предусмотрены распашные ворота и калитки. Подвеска ворот исключает их снятие с петель без применения инструмента. Расстояние от нижнего края створов ворот (калиток) до уровня земли не более 100 мм.

Проектными решениями предусмотрено оснащение распашных ворот и калитки механическими запорными устройствами. Класс защиты запирающего устройства – 4.

Комплекс инженерно-технических средств охраны предусматривается в климатическом исполнении, позволяющем надежную и безотказную эксплуатацию на проектируемом объекте.

Проход на территорию технологических площадок возможен только по письменному разрешению представителей организации-владельца объекта и с обязательным уведомлением представителей охраны объекта.

1.18 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».

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.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-56

Формат А4

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

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения и сортамента трубопроводов проекта «Проект обустройства Харьгаинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций».

Месторождение Харьга 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 42 °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 (ИСО 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 (ИСО 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»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1

Формат А4

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

- NACE MR0175/ISO 15156:2009 «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»;
- ISO 12944:1998 «Лаки и краски – Защита стальных конструкций от коррозии системам защитной окраски»;

2.3 Общие положения

Выбор материального исполнения технологических трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». Расчёт 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 жидкие углеводороды. Максимальная рабочая температура продукта в системе сбора и транспорта нефти и газа составляет +42 °С.

Водогазонефтяная смесь содержит H₂S до 1,2 % моль и CO₂ до 2,15% моль. В связи с наличием коррозионно-активных элементов рабочие среды относятся к коррозионно-опасным средам по сероводороду и углекислому газу. При эксплуатации труб в таких средах будет протекать сероводородная и углекислотная коррозия, а также возможно проявление сульфидно-коррозионного растрескивания металла под напряжением.

Согласно п. 7.2.1.2 ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003), а также п. 7.2.1.2 NACE MR0175/ISO 15156-2 нефтегазовая смесь с пластовой водой относится к зоне высокой агрессивности (SSC-3). Трубы, используемые для данных продуктов должны проходить испытание на сероводородное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC) и водородное растрескивание (HIC) согласно приложения В к ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003) и NACE MR0175/ISO 15156-2.

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;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2

Формат А4

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

- сортаменты заводов-изготовителей труб;
- рабочие параметры процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- Техническое Задание на проектирование;

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

Нефтегазовая смесь с пластовой водой и жидкие углеводороды содержат H₂S до 1,2 % моль и CO₂ до 2,15% моль. В связи с наличием коррозионно-активных элементов рабочие среды относятся к коррозионно-опасным средам по сероводороду и углекислому газу. Максимальное парциальное давление сероводорода в нефтегазовой смеси при рабочем давлении 6,3 МПа составляет P_{H₂S} = 0,0756 МПа. Минимальное значение водородного показателя (рН) водной фазы - 4,5.

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 (ИСО 15156-2:2003), а также NACE MR0175/ISO 15156-2:2009 для трубопроводов, транспортирующих водогазонефтяную смесь 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». Согласно рекомендациям РД 39-0147103-362-86 нефтегазовая смесь с содержанием H₂S до 1,2 % моль и CO₂ до 2,15% моль считается сильноагрессивной средой (таблицы №3,5). Реагент – неагрессивная среда. Согласно рекомендациям таблицы №2 этого же документа коррозионное проникновение для сильноагрессивных сред более 0,5 мм/год, для неагрессивных – менее 0,01 мм/год.

Исходя из данных условий и принятого срока эксплуатации трубопроводов, применения труб повышенной коррозионной стойкости, а также при применении систем ингибирования и мониторинга коррозии, прибавка на коррозию к толщине стенки трубы составит:

- для выкидных трубопроводов и замерного коллектора до точки ввода ингибитора коррозии – 4 мм при расчетном сроке службы 8 лет;
- для трубопроводов реагента – 0 мм при расчетном сроке службы 25 лет;
- для остальных трубопроводов – 3 мм при расчетном сроке службы 25 лет.

Срок службы трубопроводов может быть уточнен и продлен по результатам обследований и внутритрубной диагностики.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			3

Формат А4

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

Расчётная температура трубопроводов определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

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

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов рекомендуются следующие трубы:

- Для сооружения трубопроводов водогазонефтяной смеси – бесшовные горячедеформированные трубы из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности K52;
- Для сооружения трубопроводов химических реагентов – трубы из хладостойкой стали 09Г2С класса прочности K48.

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);
- соответствие требованиям по эксплуатации в сероводородсодержащих средах согласно ГОСТ Р 53678-2009/NACE MR0175/ISO 15156-2:2009;
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода $S_{ЭКВ}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $R_{с.м}$, 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 все трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью при расчётной температуре:

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			4

Формат А4

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

- для труб из хладостойких низколегированных сталей - не менее 30 Дж/см² (3,0 кгс·м/см²) на образцах KCU при температуре минус 60 °С;
- для всех труб из сталей повышенной коррозионной стойкости - не менее 39,2 Дж/см² (4,0 кгс·м/см²) на образцах KCU при температуре минус 50 °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 15156-2:2009) должны удовлетворять требованиям испытаний на сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением и водородное растрескивание.

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, утверждёнными в установленном порядке. Стали, из которых изготовлены соединительные детали трубопроводов и фланцы, должны соответствовать марке стали и классу прочности трубы, на которой они устанавливаются. При применении и сварке разнородных сталей следует руководствоваться указаниями соответствующих нормативно-технических документов.

Для трубопроводов, выполненных из труб из сталей повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, необходимо применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надёжности 13ХФА класса прочности не ниже K52 по техническим условиям изготовителей и специально разработанным техническим требованиям.

Для реагентопроводов применять соединительные детали трубопроводов из хладостойкой стали 09Г2С по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17379-2001 по каталогам заводов изготовителей.

Для трубопроводов DN≤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.

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

Для трубопроводов, выполненных по российским стандартам, рекомендуется применять фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. E-F) по ГОСТ 33259-2015. Материальное исполнение фланцев принять из стали 13ХФА.

Во фланцевых соединениях нефтегазопроводов с условным давлением до 6,3 МПа применять спирально-навитые прокладки тип В по ГОСТ Р 52376-2005.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			5

Формат А4

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

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) должны удовлетворять требованиям испытаний на сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением и водородное растрескивание.

2.5.3 Крепежные детали

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

Для фланцевых соединений из низколегированных сталей шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки 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.

Для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты арматура должна быть в стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию исполнении (из легированной стали 20ГМЛ, сталь 09Г2С, 30ХМА или аналогичной, испытанной на устойчивость к сероводородному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию согласно ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003)). Детали затворных элементов выполнить из коррозионностойкой стали. Материалы должны соответствовать требованиям СТ ЦКБА 052-2008.

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 крепёжными 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 корпусные хомутовые опоры скольжения по ОСТ 36-146-88 из стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

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

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			6

Формат А4

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

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 расчёт толщин стенок и выбор сортамента для трубопроводов.

2.6.1 Исходные данные

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

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчёта трубопроводов

DN мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчётное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, % мол.	
					H ₂ S	CO ₂
25	А(б), I	Выкидной нефтегазопровод	6,3	+36...+42	1,2	2,15
50						
80						
50	А(б), I	Коллектор замерный	6,3	+6...+42	1,2	2,15
80						
50	А(б), I	Коллектор эксплуатационный	6,3	+6...+42	1,2	2,15
100						
20	Б(б), I	Трубопровод реагента	6,3	+6...+20	-	-
25	А(б), I	Трубопроводы обвязки камер запуска/приема СОД	6,3	+6...+42	1,2	2,15
50						
100						
50	А(б), II	Дренажные трубопроводы	6,3	+6...+42	-	-

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_T , МПа	Сопротивление разрыву σ_B , МПа
13ХФА	K52	372	510
09Г2С	K48	265	470

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			7

Формат А4

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

2.6.1 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов

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

$$s_R = \frac{|P| \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |P|},$$

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

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

$$[\sigma] = \min \left[\frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_p}{1.5} \right]$$

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

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

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

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

где C_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (РД 39-0147103-362-86) с учётом расчётного срока эксплуатации;
 C_1 – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;
 s_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

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

$$[s] = \max(s_R + C_1; s_{min}).$$

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

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			8

Формат А4

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

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки технологических трубопроводов

Дн, мм	P, МПа	[σ], МПа	δ, %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	C_1	C_2	Отбраковочная [s]	Номинальная s	Принятая
32	6,3	212,5	10	0,47	0,6	4	1,50	5,50	6
57	6,3	212,5	12,5	0,83	0,75	4	1,58	5,58	6
89	6,3	212,5	12,5	1,30	0,88	4	2,18	6,18	7
32	6,3	212,5	10,0	0,47	0,6	3	1,50	4,50	6
57	6,3	212,5	12,5	0,83	0,75	3	1,58	4,58	6
89	6,3	212,5	12,5	1,30	0,75	3	2,05	5,05	6
114	6,3	212,5	12,5	1,67	0,88	3	2,42	5,42	6
25	6,3	176,7	10,0	0,44	0,4	0	1,00	3,00	4

2.6.2 Расчёт срока службы трубопроводов

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

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

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

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

$V_{кор}$ – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,5 мм/год для выкидных трубопроводов до точки ввода ингибитора коррозии, 0,01 мм/год для реагентопроводов и 0,12 мм/год для остальных трубопроводов.

Отбраковочная толщина стенки трубопроводов определяется согласно п.7 ГОСТ 32388-2013 и представлена в таблице 2.3.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Отбраковочная толщина, мм	τ, лет
32	6	6,3	372	510	1,50	9
57	6	6,3	372	510	1,58	8
89	7	6,3	372	510	2,18	9
32	6	6,3	372	510	1,50	37
57	6	6,3	372	510	1,58	36

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			9

Формат А4

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

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	Отбраковочная толщина, мм	τ , лет
89	6	6,3	372	510	2,05	32
114	6	6,3	372	510	2,42	29
25	4	6,3	265	470	1,00	300

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода равен или превосходит расчетный и назначенный срок службы трубопровода – 8 лет для выкидных трубопроводов, 25 лет для остальных трубопроводов. 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 учётом требований НТД, прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.5 – 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
Выкидной нефтегазопровод	25	6,3	+36...+42	А(б), I	32×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями
	50				57×6	
	80				89×7	
Коллектор замерный	50	6,3	+6...+42	А(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями
	80				89×7	
Коллектор эксплуатационный	50	6,3	+6...+42	А(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями
	100				114×6	
Трубопровод реагента	20	6,3	+6...+20	Б(б), I	25×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			10

Формат А4

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

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Трубопроводы обвязки камер запуска/приема СОД	25	6,3	+6...+42	А(б), I	32×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями
	50				57×6	
	80				89×6	
	100				114×6	
Дренажные трубопроводы	50	6,3	+6...+42	А(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями
	80				89×6	

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.

Сварка труб должна производиться с использованием как внутренних, так и наружных центраторов.

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

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.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

- ручной электродуговой штучными электродами;
- ручной и механизированной аргонодуговой (для корневого слоя шва);
- автоматической под флюсом;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			11

Формат А4

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

- 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 сталей повышенной коррозионной стойкости/ эксплуатационной надежности применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018;
- для сварки труб из стали 09Г2С и металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75.

Ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см² на образцах KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С. Твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов системы сбора не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 НВ.

Термообработку сварных швов трубопроводов проводить на трубопроводах с рабочим давлением более 1,83 МПа. Вид термообработки – высокий отпуск. Параметры термообработки определяются специализированными организациями.

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

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			12

Формат А4

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

полного и точного выявления дефектов конкретного сварного шва. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

2.9 Анतिकоррозионная защита трубопроводов и оборудования

Защита технологических трубопроводов 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 от коррозии следует выполнять после окончания всех предшествующих строительного-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÷75 мкм).

Условия эксплуатации трубопроводов, оборудования и других металлических конструкций Компании зависят от категории коррозионной активности атмосферы. Категории коррозионной активности атмосферы должны соответствовать ISO 12944-2:1998. Для данного проекта категорию коррозионной активности атмосферы принять C3 (средняя).

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

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:

– мокрая атмосферная коррозия (при относительной влажности воздуха ~ 100%) при наличии видимой пленки влаги на поверхности металла;

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			13

Формат А4

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

– 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 ISO 12944-2:1998. 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 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 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 10
Sigma Coatings, Нидерланды	Sigma Cover 630	2x150	300	Не менее 10
JOTUN, Норвегия	Barrier 80	1x40	240	15
	Jotamastic 87	1x150		
	Hardtop XP	1x50		
	Penguard Express ZP	1x150	200	15

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			14

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьков». 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
	Hardtop XP	1x50	250	15
	Penguard Universal	2x125		
Немпел, Дания	Немпадур 85671	2x125	250	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 10 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		
	Sigma Coatings, Нидерланды	ПОЛИТОН-УР (УФ)	1x50	200	15
Sigma Cover 240		1x150			
JOTUN, Норвегия	Sigma Dur 520	1x50	240	15	
	Barrier 80	1x40			
	Jotamastic 87	1x150			
	Hardtop XP	1x50			
	Penguard Express ZP	1x150	200	15	

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			15

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьков». 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
	Hardtop XP	1x50		
Hempel, Дания	Hempadur Mastic 45880/4588W	1x100	160	15
	Hempadur HS 55610	1x60		
	Hempadur Mastic 45880/4588W	1x125	185	15
	Hempadur HS 55610/55210	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 15-20 лет при категории коррозионной активности атмосферы не менее С3, а также в условиях под теплоизоляцией (при необходимости).

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			16

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) Градостроительный кодекс Российской Федерации, от 29.12.2004 №190-ФЗ.
- 2) Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
- 3) Технический регламент о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ.
- 4) Технический регламент о безопасности зданий и сооружений №384-ФЗ.
- 5) Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 6) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 №444.
- 7) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534.
- 8) Приказ №444 от 21 декабря 2021 года, об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»
- 9) ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
- 10) ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования к безопасности».
- 11) ГОСТ 12.1.010-76 «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования».
- 12) ГОСТ 8731-74. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Утв. и введен в действие постановлением государственного комитета СССР по стандартам 19.11.74 №2560.
- 13) ГОСТ 8732-78. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Утв. постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР 22.03.78 №757.
- 14) ГОСТ 9467-75. «Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы».
- 15) ГОСТ 16037-80. Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. Утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 24.04.80 №1876.
- 16) 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).
- 17) 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).
- 18) ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			А-1

Формат А4

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

и низколегированной стали. Переходы. Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).

19) 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).

20) ГОСТ 22042-76. Шпильки для деталей с гладкими отверстиями. Класс точности В. Конструкция и размеры.

21) ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.

22) ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.

23) ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.

24) ГОСТ 33259-2015. Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN250. Конструкция, размеры и общие технические требования. Был принят- сведения о регистрации 443-ст. от 26.05.2015 (официальный сайт Росстандарта).

25) ГОСТ Р 12.3.047-2012 «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

26) ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

27) ГОСТ Р 52376-2005. Прокладки спирально-навитые терmostойкие. Типы. Основные размеры.

28) ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 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».

29) ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 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».

30) ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.

31) ОСТ 34-146-88. Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия.

32) ПУЭ, седьмое издание. Правила устройства электроустановок.

33) РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений».

34) РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов».

35) РД РТМ 26-01-44-78 «Детали трубопроводов на давление свыше 10 до 100 МПа. Нормы и методы расчета на прочность».

36) ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. Утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 24.07.80 №3827.

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			А-2

Формат А4

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

37) СА 03-003-07 «Расчёт на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов».

38) СО 153-34.21.122-2003 «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».

40) СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Минрегион России, Москва, 2012, (введен с 01.01.2013 г.).

41) СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99. Минрегион России, Москва, 2012, (введен с 29.05.2019 г.).

42) СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

43) СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничения распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.

44) СП 129.13330.2019 «Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации» Актуализированная редакция СНиП 3.05.04-85.

45) СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.

46) СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. Постановление Госстроя СССР от 7.5.1984 N 72

47) ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			А-3

Формат А4

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

Приложение Б

Ведомость оборудования, изделий и материалов.

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
Площадка куста NP-2			
1. Мобильная камера запуска СОД DN100 PN6,3 МПа	22-V-1201	шт.	1
2. Установка дозировочная электронасосная (УДЭ)	22-X-5901	шт.	1
3. Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 13ХФА класса прочности К52			
выкидной трубопровод	ø89x6	м	260
замерный коллектор	ø89x6	м	30
эксплуатационный коллектор	ø114x6		105
Технологические трубопроводы: (трубопровод затрубного пространства для технологических операций на устье скважины, дренажная линия, обвязка камеры СОД	ø57x6	м	10
Технологические трубопроводы (обвязка камеры СОД)	ø114x6	м	20
Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75			
трубопровод подачи реагента	ø25x4	м	4
4. Кран шаровой DN100 PN6,3 МПа		шт.	4
5. Кран шаровой DN80 PN6,3 МПа		шт.	5
6. Кран шаровой DN50, PN6,3 МПа		шт.	9
7. Клапан обратный DN80		шт.	4

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Б-1

Формат А4

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

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
PN6,3 МПа			
8. Кран шаровой с электроприводом MOV DN80 PN6,3 МПа		шт.	8
9. Кран шаровой с электроприводом DN100, PN6,3 МПа	22-ESDV-0001	шт.	1
10. Кран шаровой DN20 PN6,3 МПа		шт.	4
11. Клапан обратный DN20 PN6,3 МПа		шт.	2
12. Клапан запорный (вентиль) DN25 PN6,3 МПа		шт.	11
Примечание - Протяженность трубопроводов уточняется на стадии рабочего проектирования.			

						1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.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.