



Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций			Номер документа <b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	
			Редакция: <b>00</b>	Статус: <b>IFC</b>
Формат док-та: <b>A4</b>	Лист: 1 из 1	Дата редакции: <b>17.07.24</b>	Номер документа подрядчика:	

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Нефтегазосборный трубопровод. Текстовая часть

ТОМ 3.1

1680-ГВН-370000-5-ТКР1

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-ТКР1-001	Содержание тома 3.1	
1680-ГВН-370000-5-СПД-001	Состав проектной документации	
1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001	Часть 1. Нефтегазосборный трубопровод. Текстовая часть	

						1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001					
						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.

**ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ РЕДАКЦИЙ ДОКУМЕНТА**

РЕД.	СТАТУС	ДАТА ВЫПУСКА	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ / ПОПРАВКАХ
00	IFC	17.07.24	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ







						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
								0-1
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4





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

### 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
----------------	---	-----------------

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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 НЕФТЕГАЗОСБОРНЫЙ ТРУБОПРОВОД.....	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 Климат.....	1-2
1.2.2 Геологическое строение.....	1-3
1.2.3 Гидрогеологические условия.....	1-3
1.2.4 Гидрографическая сеть района работ.....	1-4
1.3 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СООРУЖЕНИЙ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	1-4
1.3.1 Многолетнемерзлые грунты.....	1-4
1.3.2 Пучение грунтов.....	1-5
1.3.3 Термокарст.....	1-6
1.3.4 Морозобойное растрескивание.....	1-6
1.3.5 Солифлюкция.....	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 Существующее положение.....	1-7
1.4.2 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....	1-8
1.4.3 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом.....	1-10
1.4.3.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора.....	1-10
1.5 НЕФТЕГАЗОСБОРНЫЙ ТРУБОПРОВОД NP-2 - NP-3.....	1-13
1.5.1 Общие сведения.....	1-13
1.5.2 Сведения о категории и классе линейного объекта.....	1-14
1.5.2.1 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте) линейного объекта.....	1-14
1.5.2.2 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	1-15
1.5.2.3 Узлы мобильных камер запуска и приема СОД.....	1-16
1.5.2.4 Узел отключающей арматуры.....	1-17
1.5.2.5 Узел подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода.....	1-18
1.5.2.6 Арматура технологических площадок.....	1-18
1.5.2.7 Обогрев и теплоизоляция.....	1-19
1.5.2.8 Дорожные знаки.....	1-19
1.5.3 Пересечения нефтегазосборного трубопровода NP-2 – NP-3.....	1-20
1.5.3.1 Переходы нефтегазосборного трубопровода через автомобильные дороги.....	1-20
1.5.3.2 Переходы через существующие коммуникации.....	1-20
1.5.3.3 Пересечения нефтегазосборного трубопровода с линиями ВЛ.....	1-20
1.5.3.4 Переходы нефтегазосборного трубопровода через водные преграды, болота и заболоченные участки.....	1-21
1.5.3.5 Прокладка нефтегазосборного трубопровода на участках распространения многолетнемерзлых грунтов и опасных геологических процессов.....	1-21
1.5.3.6 Мероприятия по защите надземных трубопроводов от опасных геологических процессов.....	1-22
1.5.4 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промысловых и технологических трубопроводов.....	1-22
1.6 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ.....	1-27
1.7 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....	1-27
1.8 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ.....	1-28

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

1.9	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 .....	1-29
1.10	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами .....	1-31
1.11	Описание проектных решений при реализации требований ФЗ «О транспортной безопасности» .....	1-32
1.12	Описание решений по оснащению ремонтного хозяйства, его оснащенность .....	1-33
1.13	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники .....	1-33
1.14	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в атмосферу .....	1-34
1.15	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов .....	1-34
1.16	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов .....	1-34
1.17	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологического регламента .....	1-36
2	<b>МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ</b> .....	2-1
2.1	Назначение .....	2-1
2.2	Стандарты и нормы .....	2-1
2.3	Общие положения .....	2-2
2.3.1	<i>Промысловые трубопроводы</i> .....	2-2
2.4	Характеристика сред .....	2-2
2.5	Выбор материального исполнения .....	2-2
2.5.1	<i>Трубы</i> .....	2-2
2.5.2	<i>Детали трубопроводов и фланцы</i> .....	2-5
2.5.3	<i>Крепежные детали</i> .....	2-5
2.5.4	<i>Запорная и регулирующая арматура</i> .....	2-6
2.5.5	<i>Опоры трубопроводов</i> .....	2-6
2.6	Расчет толщин стенок стальных трубопроводов .....	2-6
2.6.1	<i>Исходные данные</i> .....	2-6
2.6.2	<i>Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов</i> .....	2-7
2.6.3	<i>Расчёт срока службы трубопроводов</i> .....	2-8
2.7	Выборка типоразмера труб .....	2-9
2.8	Монтаж и сварка трубопроводов. Контроль сварных швов .....	2-9
2.9	Антикоррозионная защита трубопроводов и оборудования .....	2-10
2.9.1	<i>Защита от атмосферной коррозии</i> .....	2-11
Приложение А	Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов .....	А-1
Приложение Б	Ведомость оборудования, изделий и материалов .....	Б-1

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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 Нефтегазосборный трубопровод

### 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 решения по линейной части проекта в пределах границ ЛТ. Описание решений по обустройству куста скважин NP-2 в границах ТХ приведено в Томе 4.6.1.

Решения по электротехническим, КИПиА, ВИК, и вспомогательным сооружениям и системам рассмотрены в соответствующих разделах проекта.

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями нормативной документации, действующей на территории Российской Федерации (Приложение А).

### 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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

проектируемых сооружений, предусмотренных в данной проектной документации, в рамках обустройства Харьягинского месторождения, находятся в границах горного отвода на 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.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.



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

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;

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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 закустаренных 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 тальми 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.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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 средnekочковатые 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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-6

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьков». 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 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/сутки) и воды 20 тысяч баррелей/сутки (3,18 тысяч м<sup>3</sup>/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.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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:

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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 куста 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:

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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 приведена на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ТКР2-002.

Схема технологическая принципиальная куста скважин NP-2 и промышленного трубопровода NP-2 – NP-3 приведена на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ИЛЮ6.2-003.

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;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

Состав сооружений на кустовой площадке включает следующее технологическое оборудование:

- устья скважин;
- технологические трубопроводы, инженерные сети;
- узел мобильной камеры запуска СОД;
- реагентное хозяйство (место для установки мобильной дозирочной электронасосной (УДЭ));
- многофазный расходомер;
- узел переключающей арматуры для подключения скважин;
- 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».

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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

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

Для защиты оборудования и трубопроводов системы сбора от коррозии на кусте скважин предусмотрена подача ингибитора коррозии в эксплуатационный коллектор от передвижной установки дозировочной 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 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», на кусте скважин принята надземная прокладка.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

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). Охранная 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 1,2-2,9 м от поверхности земли до нижней образующей трубопровода (теплоизоляции).

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.

Все трубопроводы в проекте предусмотрены с обогревом и в 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.

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

## **1.5 Нефтегазосборный трубопровод NP-2 - NP-3**

### **1.5.1 Общие сведения**

Проектом предусмотрено строительство линейной части промыслового трубопровода:

- Нефтегазосборный трубопровод NP-2 - NP-3 DN100 Pp=6,3 МПа протяженностью 2,655 км (до узла мобильной камеры приема СОД);
- нефтегазосборный трубопровод от узла мобильной камеры приема СОД до точки подключения в существующий нефтепровод куст NP-3 – куст WP-1 DN100 Pp=6,3 МПа протяженностью 0,165 км.

Начальной точкой линейной части нефтегазосборного трубопровода NP-2 - NP-3 до точки врезки является – площадка проектируемого данным проектом куста скважин NP-2, примыкание к участку трубопровода после аварийной отсекающей арматуры с электроприводом (22-ESDV-0001) на площадке мобильной камеры запуска средств очистки и диагностики (СОД) 22-V-1201.

Конечная точка – подключение к существующему нефтегазосборному трубопроводу от куста скважин NP-3 до WP-1. Подключение проектируемого нефтепровода производится к перспективной арматуре 23-BA-1220 DN150 PN63, предусмотренной в рамках проекта 0336 «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

скважин NP-3 и коридоров коммуникаций» на ПК0+20.50 ранее запроектированного нефтепровода от NP-3 до WP-1.

Диаметр нефтегазосборного трубопровода DN100 принят в соответствии с гидравлическим расчетом (см. Том 4.6.1 раздел 1.4.5).

Выбор трассы нефтегазосборного трубопровода выполнен из условия минимизации нанесения ущерба окружающей природной среде и обеспечения высокой надежности и безаварийности в период эксплуатации.

Учитывая то, что месторождение расположено в зоне распространения «вечной мерзлоты» проектируемый нефтепровод прокладывается надземно на опорах.

Профиль трассы трубопровода принят с учетом допустимого радиуса изгиба трубопровода, рельефа местности.

Схема технологическая принципиальная системы сбора продукции скважин NP-2 приведена на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ТКР2-002.

### 1.5.2 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод является промышленным и регламентируется требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

Нефтегазосборный трубопровод относится к промышленным трубопроводам III класса, категории С в соответствии с требованиями п.7.1.2, таблицы 3 и 4 ГОСТ Р 55990-2014. Категория транспортируемого продукта – 6 в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 55990-2014.

Материальное исполнение и защита от коррозии промышленного трубопровода приведены в разделе 2 данной записки «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

#### 1.5.2.1 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте) линейного объекта

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

Пропускная способность трубопровода от куста скважин NP-2 по году максимальной добычи нефти, газа и жидкости (2027 год) составляет:

- по нефти – 42, 0 тыс. т/год;
- по жидкости - 62,2 тыс. т/год;
- по газу – 1,65 млн. м<sup>3</sup>/год.

Параметры нефтегазосборного трубопровода приняты в соответствии Техническим заданием на проектирование:

- давление нефтегазовой смеси на входе на ЦПС - 2,0 МПа;
- температура на устьях скважин куста NP-2 - плюс 30 °С.

В связи с этими требованиями расчетное давление нефтегазосборного трубопровода принято равным 6,3 МПа.

Подробно гидравлическое исследование трубопроводов приведено в Томе 4.6.1 п.1.4.5.

Режим работы системы сбора продукции скважин куста NP-2 - круглосуточный, расчетное время работы 8760 ч/год.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-14

Формат А4

Нормативный срок эксплуатации трубопроводов – 25 лет.

### **1.5.2.2 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта**

В данном объекте проектируется нефтегазосборный трубопровод от куста скважин NP-2 до куста NP-3 L=2655 м (площадка мобильной камеры приема СОД), и от площадки мобильной камеры приема СОД до точки подключения в существующий нефтепровод NP-3 – WP-1 L=165 м, предназначенный для сбора продукции скважин.

Размещение линейных сооружений по трассе нефтегазосборного трубопровода приведено на схеме технологической принципиальной системы сбора, чертеж 1680-ГВН-370000-5-ТКР2-002 и на схеме технологической принципиальной куста скважин NP-2 и промышленного трубопровода от NP-2 до NP-3, на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ИЛО6.2-003.

План нефтегазосборного трубопровода NP-2 - NP-3 представлен на чертежах 1680-ГВН-370000-5-ТКР2-003, 004, 005. Узел компенсатора представлен на чертеже 1680-ГВН-301000-5-ТКР2-003.

Профиль нефтегазосборного трубопровода NP-2 - NP-3 представлен на чертежах 1680-ГВН-370000-5-ТКР2-006, 007, 008.

Нефтепровод является промышленным и регламентируется требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

Диаметр нефтепровода DN100 принят в соответствии с гидравлическим расчетом (см. Том 4.6.1 раздел 1.4.5).

Расчетное давление в нефтегазосборном трубопроводе составляет - 6,3 МПа.

Давление в точке подключения не должно превышать расчетное давление существующего трубопровода, равное 6,3 МПа.

Для строительства нефтепровода приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности К52, с наружным антикоррозийным эпоксидным покрытием, теплоизоляционным слоем из ППУ толщиной 100 мм в оцинкованной оболочке.

Согласно результатам расчетов (раздел 2 «Материальное исполнение антикоррозионные покрытия») ресурс нефтегазосборного трубопровода равен 25 лет. Фактический остаточный срок службы уточняется по результатам обследований и диагностики в ходе эксплуатации трубопровода.

Для контроля состояния трубопровода предусматривается система мониторинга за коррозией. Узлы системы мониторинга за коррозией расположены на узлах СОД.

Нефтепровод прокладывается надземно на свайном основании со средней высотой по трассе 1,2÷2,9 м от поверхности земли до нижней образующей трубопровода с учетом совокупности факторов на участках прокладки (характеристики грунтов, уровня подъема воды во время паводка, учета теплозащитной характеристики снега, условий монтажа и др.). В местах свободного прохода людей – не менее 2,5 м.

Профиль трассы нефтепровода принят с учетом допустимого радиуса изгиба трубопровода и рельефа местности.

На нефтепроводе предусматриваются узлы мобильных камер запуска-приема средств очистки и диагностики (СОД). Узел запуска СОД расположен на территории куста NP-2. Узел

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-15

Формат А4

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

приема СОД расположен на подходе к кусту NP-3. На нефтепроводе применены отводы с радиусами 5DN, обеспечивающими свободное прохождение ВТУ и тройники с решетками для исключения попадания снаряда в ответвления трубопровода.

Для прокладки надземных трубопроводов применены хомутовые корпусные опоры по типу ОСТ 36-146-88 длиной 340 мм. Ширина подкладного листа на траверсе предусмотрена не менее 150 мм. В соответствии с п. 9.5.4 ГОСТ Р 55990-2014 для электроизоляции надземных нефтепроводов от опор предусмотрена установка прокладки на трубу под хомуты – пластина прессованная из фторопласта Ф-4, S=2 мм.

Для компенсации температурных деформаций по трассе трубопровода предусмотрена установка трапециевидных компенсаторов. Горизонтальные и вертикальные углы поворота по трассе нефтегазосборного трубопровода выполняются гнутыми отводами с радиусом не менее 5DN. Компенсаторы предусматриваются размером 24 м, с отводами 45°. Количество, расположение и конструкция компенсаторов определяется по результатам анализа тепловых расширений. План нефтегазосборного трубопровода NP-2 - NP-3 с узлом компенсатора приведен на чертеже 1680-ГВН-370000-5-ТКР2-003.

По трассе проектируемого трубопровода устанавливаются километровые и опознавательные знаки.

### **1.5.2.3 Узлы мобильных камер запуска и приема СОД**

Для очистки полости нефтегазосборного трубопровода от внутренних отложений предусматриваются узлы запуска-приема средств очистки и диагностики (СОД). Узел запуска СОД расположен на территории куста NP-2. Узел приема СОД расположен на подходе к кусту NP-3.

Камеры запуска и приёма СОД приняты в мобильном исполнении. На нефтепроводе применены отводы с радиусами 5DN, обеспечивающими свободное прохождение ВТУ.

Мобильные камеры узлов запуска и приема СОД монтируются на трубопроводе с помощью разъёмных соединений.

Дренаж узлов производится в передвижную технику.

Камеры запуска и приема СОД соответствуют климатическому исполнению ХЛ1 с температурой эксплуатации минус 48°С и техническим параметрам трубопровода, на котором они установлены.

Размещение узлов запуска и приема СОД по трассе нефтепровода NP-2 – NP-3 выполнено в соответствии с требованиями п. 9.1.9 ГОСТ Р 55990-2014 и Заданием на проектирование.

Мобильные камеры запуска/приема средств очистки поставляются в блочном исполнении и включают в себя:

- камеру запуска/приема поточных средств (с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием) в собранном виде с опорами с домкратами, и регулирующимися по высоте опорами для подъема и выравнивания камеры относительно трубопровода;
- концевой затвор – байонетного типа, с механизмом блокировки;
- загрузочное (запорное) устройство;
- механический сигнализатор прохождения СОД;
- трубопроводов прохождения очистного устройства;

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-16

Формат А4

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

- манометр показывающий (с возможностью демонтажа комплектных манометров для поверки);
- лоток и поддон;
- ответные фланцы;
- отключающую арматуру;
- дренажные трубопроводы для передавливания продуктов очистки в переносную тару.

Конструкция мобильной камеры запуска/приема средств очистки должна обеспечивать возможность быстрого присоединения к стационарным трубопроводам. Все поставляемые в комплекте гибкие шланги (или металлополимерные рукава) должны быть пригодными для применения во взрывоопасных средах, соответствовать условиям работы и свойствам

Трубопроводы обвязки узлов СОД относятся к технологическим трубопроводам. Их прокладка регламентируется требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Для контроля состояния трубопровода на узлах СОД предусматривается система мониторинга за коррозией.

Для обслуживания узлов СОД предусмотрены несгораемые стационарные площадки обслуживания на свайном основании. Их конструкция обеспечивает свободный доступ ко всем точкам запорной арматуры для ее периодического обслуживания.

Все трубопроводы технологических площадок узлов запуска и приема СОД на нефтепроводе системы сбора теплоизолируются и обогреваются саморегулируемыми кабелями.

Технологическая трубная обвязка камер СОД обеспечивает:

- подключение и отключение камеры от трубопроводов;
- выравнивание давления в камере для предотвращения пульсирующего движения СОД в камере;
- подачу инертного газа в камеру;
- сброс в дренажную систему (в передвижную технику).

На узле запуска устанавливаются два сигнализатора прохождения СОД: один, механический – непосредственно на мобильной камере запуска, второй, дистанционный – после тройника с решеткой на минимальном расстоянии, в соответствии с максимальной длиной снаряда диагностики.

На узле приема устанавливаются два сигнализатора прохождения СОД: один, механический – непосредственно на мобильной камере приема, второй, дистанционный – до тройника с решеткой на минимальном расстоянии, в соответствии с максимальной длиной снаряда диагностики.

Арматура, устанавливаемая на площадках узлов запуска и приема СОД – фланцевая и комплектуется ответными фланцами, прокладками и крепежом.

#### **1.5.2.4 Узел отключающей арматуры**

На нефтегазосборном трубопроводе NP-2 - NP-3 на площадке узла запуска СОД (куст скважин) предусмотрена арматура с электроприводом 22-ESDV-0001 для аварийного отключения куста скважин NP-2.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-17

Формат А4

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

Узел отключающей арматуры размещается на открытой несгораемой стационарной площадке с ограждением, расположенной на свайном основании. Конструкция обеспечивает свободный доступ ко всем точкам запорной арматуры для ее периодического обслуживания.

Арматура, устанавливаемая на площадке мобильной камеры запуска СОД на выходе с куста скважин, оборудуется устройствами дистанционного управления и сигнализацией в случае утечек продукта, аварии на NP-2.

Характеристика и размещение узла отключающей арматуры приведена в таблице 1.2.

**Таблица 1.2 - Характеристики и размещение узла отключающей арматуры на нефтегазосборном трубопроводе**

Номер арматуры	DN, мм	Рабочее давление, МПа	Тип присоединения	Тип арматуры, тип привода	Расположение
22-ESDV-0001	100	6,3	фланцевое	Кран шаровый с электрическим приводом	На выходе с площадки куста NP-2, на площадке узла запуска СОД 22-V-1201

#### **1.5.2.5 Узел подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода**

Подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода к нефтепроводу от NP-3 производится к перспективной арматуре 23-BA-1220 DN150 PN63, предусмотренной в рамках проекта 0336 «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-3 и коридоров коммуникаций» на ПК0+20.50 ранее запроектированного нефтепровода от NP-3 до WP-1.

Подключение производится к ответному фланцу перспективной арматуры. Арматура располагается в границах обвалования кустовой площадки NP-3.

#### **1.5.2.6 Арматура технологических площадок**

Вся проектируемая трубопроводная арматура должна 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 регуливающей арматуры должна обеспечивать герметичность, соответствующую классу I по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Запорная и регуливающая 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.

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).

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-18

Формат А4

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



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

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).

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.

### **1.5.2.7 Обогрев и теплоизоляция**

В качестве теплоизоляционного слоя технологических трубопроводов предлагается использовать базальтоволокнистые 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/м<sup>3</sup>.

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 покровного 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.

Для поддержания температурного режима на линейной части предусмотрен обогрев трубопровода греющим кабелем постоянной мощности.

### **1.5.2.8 Дорожные знаки**

По трассе проектируемых трубопроводов устанавливаются километровые и опознавательные знаки:

- километровые знаки устанавливаются на каждом километре трассы;
- опознавательные знаки устанавливаются:
  - а) в пределах прямой видимости через 1000 м;
  - б) в местах пересечения с существующими трубопроводами и коммуникациями;
  - в) в местах пересечения с автодорогами.
- дорожные знаки, запрещающие остановку транспорта, в местах пересечения трубопровода с автомобильными дорогами по согласованию с органами Госавтоинспекции, на расстоянии 100 м от оси трубопроводов на пересечениях с проселочными и прочими дорогами.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

Опознавательные знаки устанавливаются с правой стороны трубопровода по ходу движения продукта на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

Охранная зона проектируемых трубопроводов устанавливается на основании требований п. 4 «Правил охраны магистральных трубопроводов» и составляет:

- 25 м от оси трубопровода с каждой стороны по трассе.

### **1.5.3 Пересечения нефтегазосборного трубопровода NP-2 – NP-3**

#### **1.5.3.1 Переходы нефтегазосборного трубопровода через автомобильные дороги**

Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода автомобильные дороги не пересекает.

#### **1.5.3.2 Переходы через существующие коммуникации**

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод на ПК7+54,7 пересекает разрушенную эстакаду ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

Пересечение трубопровода с разрушенной эстакадой выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, п.8.10. Угол пересечения с коммуникацией принимается не менее 60°.

Расстояние в свету при пересечении с существующими коммуникациями составляет не менее 500 мм.

На пересечениях с инженерными коммуникациями (трубопроводы, кабели) в пределах 20 м в каждую сторону по обе стороны пересекаемой коммуникации (крайних коммуникаций в случае пересечения коридора) проектируемый трубопровод имеет категорию С (средняя), согласно таблице 4 ГОСТ Р 55990-2014.

#### **1.5.3.3 Пересечения нефтегазосборного трубопровода с линиями ВЛ**

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод пересекает проектируемую линию ВЛ-6 кВ (ПК25+80,6) под углом, близкими к 90°.

Пересечение трубопровода с линией ВЛ-6 кВ выполнено в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, глава 2.5.280 ПУЭ, издание 7-ое.

В связи с тем, что грунты по трассам проектируемых эстакад, в основном, вечномёрзлые, сильнольдистые, все пересечения трубопровода с линией ВЛ выполнены надземно. На переходах, проектируемый трубопровод располагается под линией ВЛ.

Во всех пролетах пересечения проектируемого трубопровода с линией ВЛ- 6 кВ над трубопроводом предусматривается защитное сетчатое ограждение, которое предназначено для предупреждения падения на трубопровод оборванных проводов и опор ВЛ. Размер защитного ограждения в обе стороны от оси ВЛ (вдоль оси трубопровода) должен быть не менее высоты наиболее высокой опоры, ограничивающей пролет пересечения. По ширине край защитного ограждения должен выступать на 0,5 м в каждую сторону от края трубы. Необходимое минимальное сопротивление заземления защитных ограждений (10 Ом) обеспечивается свайными фундаментами без применения дополнительных заземлителей.

Расположение мест пересечений проектируемого трубопровода с ВЛ, а также расстояние от оси проектируемого трубопровода до основания опор ВЛ приведены в

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

Томе 4.5.1 «Система электроснабжения» (черт. 1680-ГВН-370000-5-ИЛО5.1.2-001) Размеры защитных ограждений приведены в Томе 4.4 «Конструктивные решения».

#### **1.5.3.4 Переходы нефтегазосборного трубопровода через водные преграды, болота и заболоченные участки**

Трасса проектируемого трубопровода пересекает водоток (пересыхающий ручей) на ПК11+84,1.

Среднее расстояние между стойками эстакады на переходе через водоток составляет 6 м.

Проектирование переходов через водные преграды осуществляются в соответствии с требованиями раздела 10.1 ГОСТ Р 55990-2014.

Расстояние от низа трубы или пролетного строения на переходах через водные преграды принимается в соответствии с п. 9.5.7 ГОСТ 55990-2014:

- при пересечении оврагов и балок - не менее 0,5 м до уровня воды при 5% обеспеченности;
- при пересечении несудоходных, несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход - не менее 0,5 м до уровня воды при 1% обеспеченности и наивысшего горизонта ледохода.

#### **1.5.3.5 Прокладка нефтегазосборного трубопровода на участках распространения многолетнемерзлых грунтов и опасных геологических процессов**

Надземная часть проектируемой эстакады находится на участках островного распространения многолетнемерзлых пород (ММГ).

Наиболее распространенными являются участки со сплошным (с поверхности) распространением ММГ и среднегодовыми температурами пород от минус 1°С до минус 2°С.

Так как грунты по трассе эстакады, в основном, вечномерзлые, сильнольдистые, согласно требований СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88, выбран I принцип использования вечномерзлых грунтов в качестве основания.

Данный принцип обеспечивает сохранность, работоспособность и ремонтпригодность трубопроводов в течение всего периода эксплуатации.

При использовании вечномерзлых грунтов в качестве оснований эстакады по принципу I, для сохранения их в мерзлом состоянии и обеспечения их расчетного теплового режима, ведение строительного-монтажных работ необходимо вести в холодное время года, когда обеспечивается сохранение исходной температуры ММГ.

В проекте мониторинга требуется учитывать факторы, оказывающие влияние на вновь возводимые трубопроводы, окружающий грунтовый массив и окружающую застройку в процессе строительства и эксплуатации, в том числе возможность проявления опасных геокриологических процессов (криогенное пучение, термокарст, оползневые процессы, оседание поверхности при оттаивании и др.), а также тепловые воздействия от строительных работ.

Для осуществления мониторинга в период строительства сооружений оборудуются контрольные термометрические и гидрогеологические скважины, на фундаментах

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-21

Формат А4

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

сооружений должны устанавливаться постоянные геодезические марки, по которым выполняются измерения температуры грунта, уровень подземных вод, их состав и температура, нивелирование фундаментов.

#### **1.5.3.6 Мероприятия по защите надземных трубопроводов от опасных геологических процессов**

По трассе проектируемого трубопровода имеют широкое распространение геологические процессы, свойственные районам распространения ММГ: оползни, солифлюкция, термокарст, морозное пучение, морозобойное растрескивание, заболачивание территории. В связи с этим, на всем протяжении трассы проектируемого трубопровода, применен надземный способ прокладки трубопровода.

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

С целью предотвращения влияния термокарстовых процессов на проектируемую эстакаду, в соответствии с требованиями СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения». Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003, при проектировании используется принцип опирания свайных фундаментов на незакарстованные грунты.

Увеличение глубины заложения свайных фундаментов и применение буроопускного метода установки свай позволяет обеспечить возможность нормальной эксплуатации проектируемых линейных сооружений при допущенных термокарстовых проявлениях. Кроме того, использование ММГ в качестве основания по принципу I (согласно требованиям СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88) позволяет избежать скопления поверхностных вод на площадках строительства, а также предохранить от повреждения растительный покров, выполняющий роль естественной теплоизоляции для залегающих у поверхности слоев ММГ.

На участках развития оползневых процессов эстакады проектируемых трубопроводов расположены, по абсолютным отметкам, выше оползневого склона.

#### **1.5.4 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промышленных и технологических трубопроводов**

До ввода в эксплуатацию все проектируемые промышленные трубопроводы подвергаются испытанию на прочность и проверке на герметичность, согласно требованиям раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014.

Очистку трубопровода и испытания осуществляют по специальной инструкции, отражающей местные условия работ. Специальная инструкция составляется Заказчиком совместно со строительной-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).

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

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.

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

Все работы по очистке полости трубопровода и испытаниям проводят согласно рекомендациям, приведенным 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 1.3.

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 «ПБНГП» при давлении испытания до 82,5 кгс/см<sup>2</sup> 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/см<sup>2</sup>) диаметром до 300мм составляют:

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

При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0 °С необходимо принять меры против замерзания воды согласно требованиям, п.13.6 ГОСТ Р 55990-2014 и обеспечить полное опорожнение трубопровода после испытаний. Опорожнение трубопровода после испытаний производится по закрытой системе в передвижную технику, исключая при этом попадание отработанной жидкости в окружающую среду.

После завершения СМР необходимо выполнить очистку внутренней полости, с применением очистных устройств. До начала проведения испытаний проектируемые

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-23

Формат А4

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

трубопроводы промыть водой. Работы производить согласно СП 411.1325800.2018. При выполнении сварки труб с использованием КССО предусмотреть дополнительную очистку полости пропуском магнитных очистных устройств до монтажа запорной арматуры. После завершения очистки внутренней полости газосборного трубопровода предусмотреть пропуск скребка-калибра с калибровочным диском 85% от номинального диаметра трубопровода.

Согласно п.890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на проектируемых трубопроводах предусмотреть проведение предпусковой внутритрубной приборной диагностики, для участков, относящихся к наиболее опасным (на пересечении с автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями, водными преградами). Диагностика проводится в составе всего трубопровода.

Предпусковую приборную диагностику выполнить силами подрядной организации.

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

В случае разрыва трубопровода во время испытаний на прочность или обнаружения утечек, после ликвидации разрыва или утечки, трубопровод подлежит повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Согласно п.108 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020г. №534, по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность промысловых трубопроводов должно быть осуществлено комплексное опробование. Заполнение промыслового трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием ПТ. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий, установленным проектной документацией.

В соответствии с п.28.7 СП 284.1325800.2016 комплексное опробование осуществляется эксплуатационным персоналом Заказчика с участием инженерно-технических работников генерального подрядчика, проектных и субподрядных монтажных организаций, а также персонала предприятий - изготовителей оборудования. Объем и порядок выполнения работ по комплексному опробованию узлов и оборудования, количество необходимого эксплуатационного персонала, топливо-энергетических ресурсов, материалов, сырья определяются внутренними регламентами Заказчика. Комплексное опробование включает в себя пусконаладочные работы, выполняемые после производства индивидуальных испытаний и их приемки рабочей комиссией, связанные с комплексным опробованием всего трубопровода до приемки объекта в эксплуатацию государственной приемочной комиссией.

Схема проведения испытаний трубопроводов приведена в Томе 5 Раздел 5 «Проект организации строительства».

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-24

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	Диаметр , толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория, класс	Контроль Физическими методами, %	Давление испытания, МПа (гидравлический способ)			Примечания
					На прочность		На герметичность	
					В верхней точке (не менее)	В нижней точке		
примыкающие к ним, узлы запорной арматуры		К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями			участками) 1,25P <sub>раб</sub> =7.875			Этапы испытания на прочность ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21
Прочие участки выкидных и нефтегазосборных трубопроводов, кроме указанных выше	114x6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями	С	100 (радиографический метод)	I этап (после укладки и крепления на опорах) 1,25P <sub>раб</sub> =7,875 II этап (одновременно с испытанием трубопровода) 1,25P <sub>раб</sub> =7,875	Рзав	P <sub>раб</sub> =6,3	Продолжительность испытания на прочность и герметичность ГОСТ Р 55990-2014 п 13.8, Этапы испытания на прочность ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21

**Примечания:**  
 1. При испытаниях рабочее давление принято равным расчетному.  
 2. Участок трубопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытания первого этапа. Продолжительность испытаний 12 ч.

Изм.	Коп. Уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					Лист 1-26

Формат А4

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



### **1.6 Перечень мероприятий по энергосбережению**

К показателям, характеризующим выполнение требований энергетической эффективности, относятся показатели, характеризующие годовые удельные величины расхода энергетических ресурсов.

С целью исключения нерационального расхода энергетических ресурсов проектом предусмотрены следующие решения:

- подбор оптимальных параметров для осуществления технологического процесса;
- применение оборудования с малой потребляемой мощностью;
- применение оборудования блочного изготовления и полной заводской готовности;
- применение процессов, не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала, высокий уровень автоматизации производственного процесса.

Мощность электроприводной арматуры на границе линейных трубопроводов принята с учетом вышеописанных требований.

Подробнее мероприятия по обеспечению энергетической эффективности приведены в Томе 4.5.1 «Система электроснабжения».

### **1.7 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов**

В проекте предусмотрена механизация подъемно-транспортных операций при ремонтных работах. Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на проектируемых площадках используются передвижные грузоподъемные устройства.

Проектом предусматривается доставка мобильных камер СОД с помощью передвижных грузоподъемных устройств.

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

Оборудование и технические устройства, применяемые при обустройстве, должны иметь декларацию соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011 по схеме 5д либо сертификат соответствия по схеме эквивалентной схеме 5д, либо нижеприведенным регламентам по отдельности:

- ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах";
- ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования";
- ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

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

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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-27

Формат А4

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

### **1.8 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест**

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 оснащённости 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.

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».

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

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 быстрдействие и точность поддержания технологических процессов.

**1.9 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).

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

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;
- 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, объект – комплектом шланговых противогазов 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;

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.

- 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.

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».

### **1.10 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами**

Автоматизированная система управления объектами основывается на принципах

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-31

Формат А4

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 линейными объектами;
- 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;
- выдача отчетных 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).

Проектирование систем автоматизации выполняется в соответствии с Задаaniem на проектирование, требованиями Заказчика.

В проекте приняты решения по автоматическому прекращению подачи продукции с кустовой площадки с помощью электроприводной арматуры на границе куста.

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

### **1.11 Описание проектных решений при реализации требований Ф3 «О транспортной безопасности»**

В соответствии с п. 5 ст. 1 Федерального закона №16-ФЗ от 09.02.2007 г. «О транспортной безопасности», проектируемые сооружения объекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин NP-2 и коридоров коммуникаций» не относятся к объектам транспортной инфраструктуры.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-32

Формат А4

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

Проектные решения по реализации требований ст. 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» не предусматриваются.

### **1.12 Описание решений по оснащению ремонтного хозяйства, его оснащенность**

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

- защита технологического оборудования от превышения давления;
- защита системы транспорта газа от понижения температуры продукта
- наличие переносных устройств для контроля загазованности.

В проектных решениях учтены требования законодательных актов и нормативных документов, действующих на территории Российской Федерации.

Данным проектом не предусмотрено проектирование ремонтных мастерских.

Техническое обслуживание и мелкий ремонт промышленного газопровода предусматривается выполнять силами обслуживающего персонала промысла по добыче газа непосредственно на месте. При этом персонал должен быть оснащен необходимым набором металлорежущего, сварочного и другого оборудования и полным набором приспособлений, оснастки, инструментов, приборов диагностики и контроля для проведения профилактических работ и быстрого устранения неисправностей.

Сложные работы по капитальному ремонту предусмотрено выполнять на специализированных предприятиях, в том числе силами выездных ремонтных бригад этих предприятий.

Ремонтный персонал должен быть оснащен необходимым количеством СИЗОД (противогазы и другие средства) соответствующих марок и типов.

Рабочие места при выполнении ремонтных работ должны соответствовать санитарно-гигиеническим требованиям, а также требованиям СП 2.2.3670-20.

Контроль за своевременным проведением необходимого ремонта и проверки контрольных средств измерений является частью производственного контроля. Подробнее сведения о производственном контроле приведены в Томе 3.4 «Организация условий труда работников. Управление производством и предприятием».

### **1.13 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники**

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

- неорганизованные;
- организованные.

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

К организованным источникам выбросов относятся:

- продувочные свечи.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-33

Формат А4

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

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

### **1.14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в атмосферу**

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

- трубопроводы предусматриваются из сталей повышенной эксплуатационной надёжности;
- повышением надежности трубопроводов и оборудования за счет комплекса мер: подбора труб и деталей, антикоррозионной защиты, испытаний;
- применение запорной арматуры соответствующего класса герметичности.

Проектными решениями предусмотрен контроль технологического процесса при помощи автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий персонала.

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

Основным источником образования отходов в период эксплуатации газопровода является производство ремонтных работ.

При эксплуатации проектируемых сооружений будут формироваться следующие виды отходов:

- огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании трубопровода.

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».

### **1.16 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.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-34

Формат А4

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



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 (дсп) 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;
- 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.

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 линейной части (СОД, узлы подключения, УЗА), 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 перелазы 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.

Для проезда техники на охраняемую территорию, в основном ограждении предусмотрены распашные ворота, которые открываются только во время приезда обслуживающего персонала, строительной техники и ремонтных бригад.

Заполнение полотна ворот предусмотрено из сварной панели. Ворота, шириной не менее 4,5 м, усилены сверху плоским спиральным барьером из армированной колючей ленты.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-35

Формат А4

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

Для прохода персонала на охраняемую территорию, в основном ограждении предусмотрены калитки. Заполнение полотна калитки предусмотрено из сварной панели. Калитки усилены сверху плоским спиральным барьером из армированной колочей ленты

На внешней стороне ограждения, предусмотрены предупредительные знаки с надписью: «Внимание! Охраняемая территория». Предупредительные знаки устанавливаются на расстоянии не более 50 м, но не менее одного знака на сторону.

На внешней стороне ворот предусмотрены предупредительные знаки с надписью: «Запретная зона! Проезд закрыт».

На внешней стороне калиток предусмотрены предупредительные знаки с надписью: «Запретная зона! Проход запрещен».

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

Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к проектируемому объекту и предупреждения террористических актов предусмотрены следующие инженерно-технические средства и мероприятия:

- опознавательные знаки закрепления трассы трубопроводов на местности с указанием глубины заложения и расстояния охранной зоны от оси трубопровода;
- периодический визуальный осмотр проектируемых сооружений обслуживающим персоналом, а также ведомственной службой безопасности;
- наличие средств оперативной радиотелефонной связи у обслуживающего персонала и ведомственной охраны.

Основными мероприятиями по предупреждению террористических акций на проектируемых объектах и сооружениях являются:

- ежедневные обходы и осмотр территории на предмет выявления взрывных устройств или подозрительных предметов;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- организация и проведение совместно с сотрудниками правоохранительных органов инструктажей и практических занятий по действиям в ЧС.

Подробнее сведения о контроле по противодействию террористическим актам приведены в Томе 10.3 «Перечень мероприятий по противодействию терроризму».

### **1.17 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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-36

Формат А4

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

документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-37

Формат А4

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

## 2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

### 2.1 Назначение

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

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

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

- Абсолютная минимальная температура – минус 53 °С.
- Абсолютная максимальная температура – плюс 35 °С.
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 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 Р 55990-2014. «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- ГОСТ Р 53679-2009 (ISO 15156-1:2003) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию»;
- ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали стойкие к растрескиванию и применению чугунов»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- NACE MR0175/ISO 15156:2009 «Нефтяная и газовая промышленность – Материалы для использования в сероводородсодержащих средах при добыче нефти и газа»;

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-1

Формат А4

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

- РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений»;
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- ISO 12944:1998 «Лаки и краски – Защита стальных конструкций от коррозии системам защитной окраски»;

## **2.3 Общие положения**

### **2.3.1 Промысловые трубопроводы**

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения стальных трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 по методике, представленной в данном документе.

## **2.4 Характеристика сред**

В внутрипромысловых трубопроводах технологических систем Харьгинского 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.

Нефтегазовая смесь с пластовой водой, жидкие углеводороды и газ на воздушники содержат  $H_2S$  до 1,2 % моль и  $CO_2$  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;

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-2

Формат А4

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

- 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 H<sub>2</sub>S до 1,2 % моль и CO<sub>2</sub> 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  $P_{H_2S} = 0,0756$  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 нефтегазовую смесь с пластовой водой и жидкие углеводороды 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 H<sub>2</sub>S до 1,2 % моль и CO<sub>2</sub> до 2,15% моль считается сильноагрессивной средой (таблицы №3,5). Согласно рекомендациям таблицы №2 этого же документа коррозионное проникновение для сильноагрессивных сред более 0,5 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, расчётная скорость коррозии принята 0,12 мм/год прибавка на коррозию к толщине стенки трубы составит 3 мм при расчетном сроке службы 25 лет.

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

Расчётная температура трубопроводов определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- За минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-3

Формат А4

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

– За максимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям раздела 11.7 ГОСТ Р 55990-2014 принять максимальную температуру транспортируемого продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред и рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов применять бесшовные горячедеформированные трубы из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности К52.

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

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;
- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, 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 Р 55990-2014 все трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью при расчётной температуре:

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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-4

Формат А4

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

## 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 К52 по ТУ 1469-032-04834179-2012 или аналогичным.

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

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 отпуском). 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. Е-Ф) 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.

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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-5

Формат А4

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



## 2.5.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать ГОСТ 33260-2015.

Для трубопроводов, 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.

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 промышленных трубопроводов на прочность в таблице 2.1.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-6

Формат А4

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

**Таблица 2.1 – Исходные данные для расчёта трубопроводов**

DN мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчётное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
25	С	Нефтегазосборный трубопровод от камеры приема СОД 22-V-1202	6,3	+6...+42	1,2	2,15
100						
150						

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

**Таблица 2.2 – Механические характеристики материала труб**

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести	Сопротивление
		$\sigma_T$ , МПа	разрыву $\sigma_B$ , МПа
13ХФА	K52	372	510

### 2.6.2 Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов

Расчёт толщины стенки промышленных трубопроводов, транспортирующих продукты, содержащие сероводород, производится в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», разделом 12.2.2.1:

$$t_d = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_{ys}} + C,$$

где  $\gamma_{fp} = 1,15$  – коэффициент надёжности по нагрузке (таблица 11 ГОСТ Р 55990-2014);  
 $p$  – рабочее давление;

$D$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$R_{ys}$  – расчётное сопротивление материала труб по текучести для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, МПа.

Расчетное сопротивление по текучести для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты определяется по формуле (12.3) ГОСТ Р 55990-2014:

$$R_{ys} = \frac{\gamma_{ds}}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y,$$

где  $\sigma_y$  – минимальное значение предела текучести материала, МПа;

$\gamma_{ds}$  – коэффициент условий работы, принимаемый по таблице 14 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_{my} = 1,15$  – коэффициент надёжности по материалу труб при расчете по текучести, принимаемый согласно п. 12.1.8 ГОСТ Р 55990-2014;

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-7

Формат А4

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

$\gamma_n = 1,1$  – коэффициент надёжности по ответственности трубопроводов (пункт 12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014).

Результаты расчёта и выбора минимальной толщины стенки для промышленных трубопроводов приведены в таблице 2.3

**Таблица 2.3 - Результаты расчёта толщины стенки промышленных трубопроводов**

Трубопровод		$p$ , МПа	$\gamma_{ds}$	$R_{ys}$ , МПа	Толщина стенки, мм		
$D$ , мм	Категория				$t_d$	Номинальная	Принятая
32	C	6,3	0,767	187,32	0,62	3,62	5
114	C	6,3	0,767	187,32	2,20	5,20	6
159	C	6,3	0,767	187,32	3,07	6,07	7

### 2.6.3 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 0,12 мм/год.

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	$\tau$ , лет
32	4,5	6,3	372	510	0,62	36
114	6	6,3	372	510	2,20	31
159	7	6,3	372	510	3,07	32

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода равен или превосходит расчетный и назначенный срок службы трубопровода 25 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам обследований и диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2–8

Формат А4

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

## 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
Нефтегазосборный трубопровод от камеры приема СОД 22-V-1202	25	6,3	+6...+42	С	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями
	100				114×6	
	150				159×7	

**Примечание** – Возможно использование труб с заводским антикоррозионным покрытием и заводским теплогидроизоляционным покрытием.

## 2.8 Монтаж и сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанным специализированной организацией техническим требованиям на сварку и требованиям ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 006-89.

Непосредственное соединение в трассовых условиях разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями трубопроводов или арматурой при разнотолщинности до 1,5 толщины допускается при специальной разделке кромок более толстой трубы, выполненной в заводских условиях. Во всех случаях, когда разделка кромок выполнена не в заводских условиях или толщина свариваемых кромок превышает 1,5 толщины стыкуемых труб, соединение следует выполнять с использованием переходного кольца. Длина переходного кольца, должна быть не менее 250 мм. Для трубопроводов возможно проведение сварочных работ с использованием прихваток или привариваемых на расстоянии 50-70 мм от торца труб временных технологических креплений.

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.

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;

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-9

Формат А4

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

– 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 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/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 50 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре плюс 20 °С. Твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов системы сбора не должна превышать 240 HV<sub>10</sub> 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 промысловых трубопроводов выполнить в объеме 100% радиографическим методом. Работы по контролю должны соответствовать требованиям раздела 9 СП 406.1325800.2018. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

После проведения термической обработки выполняется повторный контроль сварных соединений в объеме 20% ультразвуковым методом. После термической обработки выполнить контроль твердости металла шва и ЗТВ в соответствии с ВСН 006-89. Твердость металла шва и ЗТВ после термообработки не должна превышать 220 НВ.

## **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.

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

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения покрытия и подготовить их согласно требованиям

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-10

Формат А4

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

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 С3 (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;
- 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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-11

Формат А4

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

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
	Hardtop XP	1x50		
	Penguard Universal	2x125		
Hempel, Дания	Hempadur 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.

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
								2-12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

**Таблица 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			
	ВМП, Россия	ЦИНЭП	1x60	200	15
		Политон-УР	1x70		
		ПОЛИТОН-УР (УФ)	1x70		
		ИЗОЛЭП-primer	1x150		
Sigma Coatings, Нидерланды	Sigma Cover 240	1x150	200	15	
	Sigma Dur 520	1x50			
JOTUN, Норвегия	Barrier 80	1x40	240	15	
	Jotamastic 87	1x150			
	Hardtop XP	1x50			
	Penguard Express ZP	1x150	200	15	
	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).

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
								2-13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьков». 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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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 термостойкие. 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 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

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

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

33) ПУЭ, седьмое издание. Правила устройства электроустановок.

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

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

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

37) ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы,

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			А-2

Формат А4

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

конструктивные элементы и размеры. Утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 24.07.80 №3827.

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

39) СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

40) СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

41) 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.).

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

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

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

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

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

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

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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
Нефтегазосборный трубопровод от куста NP-2 до куста NP-3			
1. Мобильная камера приема СОД DN100 PN6,3 МПа	22-V-1202	шт.	1
2. Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 13ХФА класса прочности K52			
Нефтегазосборный трубопровод NP-2-NP-3	ø114x6	м	2655
технологические трубопроводы: (обвязка камеры приема СОД	ø114x6	м	20
Нефтегазосборный трубопровод от камеры приема СОД 22-V-1202 до точки врезки в сущ. трубопровод	ø114x6	м	165
3. Кран шаровой DN100 PN6,3 МПа		шт.	4
4. Кран шаровой DN50, PN6,3 МПа		шт.	3
5. Клапан запорный (вентиль) DN25 PN6,3 МПа		шт.	2
Примечание - Протяженность трубопроводов уточняется на стадии рабочего проектирования.			

						<b>1680-ГВН-370000-5-ТКР1-001</b>	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.