



Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)			Номер документа 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	
			Редакция: 03	Статус: IFC
Формат док-та: A4	Лист: 1 из 1	Дата редакции: 04.09.26	Номер документа подрядчика:	

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Сбор и транспорт нефти и газа

Книга 1. Текстовая часть

ТОМ 6.1.1

1971-ГВН-314400-5-ТР1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
03	-		04.09.26

Главный инженер

Н.П. Попов

Руководитель направления

А.А. Кимлык

Главный инженер проекта

А.С. Горев

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-01_R03

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	Содержание тома 6.1.1	Изм.01,02,03 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-СПД-001	Состав проектной документации	
1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	Часть 1. Сбор и транспорт нефти и газа. Текстовая часть	Изм.01,02,03(Зам.)

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001				
						Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)				
03	-	Зам.	-		04.09.26					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Разраб.		Силин			04.09.26			Стадия	Лист	Листов
								П		1
Рук.направ.		Кимлык			04.09.26	Содержание тома 6.1.1		АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н. контр.		Горев			04.09.26					
ГИП		Горев			04.09.26					

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-01_R03

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ РЕДАКЦИЙ ДОКУМЕНТА

РЕД.	СТАТУС	ДАТА ВЫПУСКА	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ / ПОПРАВКАХ
03	IFC	04.09.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
02	IFC	19.05.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
01	IFC	10.04.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
00	IFC	23.01.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			0-1

Формат А4

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

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела ТОСиТНиГ

С.А. Силин

Начальник отдела ОМПР

М.А. Юдаков

Нормоконтролер

А.С. Горев

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			0-2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.....	1–1
1.1 Исходные данные	1–1
1.2 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА	1–1
1.3 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СООРУЖЕНИЙ ОБОУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	1–3
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
1.4.1 Существующее положение	1–4
1.4.2 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....	1–5
1.4.3 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом	1–8
1.4.3.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора.....	1–8
1.4.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса	1–11
1.4.4.1 Расширение куста скважин ЕР-1	1–12
1.4.4.2 Обустройство устьев скважин	1–15
1.4.4.3 Выкидные трубопроводы и коллекторы.....	1–17
1.4.4.4 Замер продукции скважин	1–18
1.4.4.5 Реагентное хозяйство (существующее)	1–18
1.4.4.6 Дренажная система (существующая).....	1–18
1.4.4.7 Трубопроводы на кусте скважин	1–19
1.4.4.8 Запорная арматура технологических площадок на кусте скважин ЕР-1	1–22
1.4.5 Теплогидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции скважин Харьягинского нефтегазового месторождения	1–23
1.4.5.1 Исходные данные	1–23
1.4.5.2 Результаты гидравлического расчета системы сбора.....	1–32
1.4.5.3 Вывод по результатам гидравлического и теплового расчета системы сбора	1–44
1.4.6 Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промысловых и технологических трубопроводов.....	1–44
1.4.7 Требования к организации производства	1–47
1.5 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД	1–50
1.6 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ	1–50
1.7 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ	1–51
1.8 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК (НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА) ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ.....	1–51
1.9 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ.....	1–51
1.10 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЪЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ).....	1–52
1.11 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ.....	1–53
1.12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ	

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			0-3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ	1-54
1.13 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	1-56
1.14 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1-57
1.14.1 Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от организованных и неорганизованных источников выделения	1-57
1.14.2 Выбросы вредных веществ от неорганизованных источников	1-58
1.14.3 Выбросы вредных веществ от организованных источников	1-58
1.15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	1-58
1.16 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ	1-59
1.17 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ	1-60
1.18 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	1-62
1.19 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА	1-62
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ	2-1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ	2-1
2.2 СТАНДАРТЫ И НОРМЫ	2-1
2.3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	2-1
2.4 ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕД	2-2
2.5 ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ	2-2
2.5.1 Трубы	2-2
2.5.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-4
2.5.3 Крепежные детали	2-5
2.5.4 Запорная и регулирующая арматура	2-5
2.5.5 Опоры трубопроводов	2-6
2.6 РАСЧЕТ ТОЛЩИН СТЕНОК СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	2-6
2.6.1 Исходные данные	2-6
2.6.2 Расчет толщин стенок технологических трубопроводов	2-7
2.6.3 Расчет срока службы трубопроводов	2-8
2.7 ВЫБОРКА ТИПОРАЗМЕРА ТРУБ	2-9
2.8 МОНТАЖ И СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ	2-10
2.9 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	2-12
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	А-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ	Б-1
ПРИЛОЖЕНИЕ В ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ТРУБЫ	В-1

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			0-4

Формат А4

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

1 Технологические решения

1.1 Исходные данные

Настоящий раздел проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)» разработан на основании следующих документов:

- Техническое задание на проектирование «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)», утвержденного генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» Сидоровым И.Н. и генеральным директором Акционерного Общества «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть» Тепляковым Ф.Н. в 2025 г.

- Дополнение №1 к техническому заданию на проектирование «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)», утвержденное генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» И.Н. Сидоровым;

- Технические требования на проектирование;

- Приложения к заданию на проектирование;

- Проектная документация «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. Куст скважин ЕР-1», ООО «СПС Файненсинг», 2014 г., получившая положительное заключение государственной экспертизы № 634-14/СПЭ-3159/02 от 10.10.2014 г.;

- Проектная документация "Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4А и 4В. Обустройство расширения куста скважин ЕР-1. Корректировка", АО "Гипровостокнефть", положительное заключение №110-18/СПЭ-4666/02 от 30.03.2018 Главгосэкспертизы России Санкт-Петербургского филиала (проект 0947);

- Проектная документация «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин ЕР-1. Расширение», АО «Гипровостокнефть», положительное заключение № 83-1-1-3-001796-2020 от 29.01.2020 Главгосэкспертизы России Санкт-Петербургского филиала (проект 1209);

- Протокол ЦКР Роснедр по УВС №7291 от 18.09.2018 г.

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

В данном разделе рассматриваются только решения по технологическому оборудованию куста скважин ЕР-1 и коридоров коммуникаций. Решения по электротехническим, КИПиА, ВиК, СОПиГ, вспомогательным сооружениям и системам рассмотрены в соответствующих разделах проекта.

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

В административном отношении Харьягинское месторождение нефти располагается на территории Ненецкого автономного округа. Ненецкий автономный округ расположен на северо-востоке Европейской части Российской Федерации и почти полностью лежит за

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-1
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

Полярным кругом. Столица округа город Нарьян-Мар находится в 180 км к северо-западу от территории месторождения.

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

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

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

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

Месторождение расположено за Северным Полярным кругом в северной строительно-климатической зоне 2 подрайон 1Г в соответствии с СП 131.13330.2025. 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.

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Климат района умеренно-континентальный, умеренно-суровый, с прохладным дождливым летом. Абсолютный минимум температуры воздуха равен минус 53 °С, абсолютный максимум составляет плюс 34 °С. Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 составляет – минус 48 °С. Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 составляет – минус 42 °С. Среднегодовая температура воздуха не превышает минус 5 °С.

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

Территория относится к V снеговому району и IV ветровому району

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

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.

Гидрографическая сеть района работ принадлежит бассейну р. Печоры. Главной водной артерией является река Колва с основным правобережным притоком – рекой Харьга 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:

- Сезонное и многолетнее пучения,
- термокарст,
- термоэрозия;
- морозобойное растрескивание.

Таким образом, территория района проектирования характеризуется активным проявлением активных криогенных процессов, вызывающих деформации инженерных сооружений, а также необратимые изменения природных экосистем. Подробная информация об особых природно-климатических условиях представлены в материалах инженерных изысканий 1971-ГВН-314400-1-ИГМИ.

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

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 Харьягинского месторождения 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 году, а добыча началась в октябре 1999 года.

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

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

2-я очередь заключалась в следующем:

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

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

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:

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1–4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

- куст ЕР-1-8 добывающих и 2 водонагнетательных скважины;
- куст ЕР-2-6 добывающих и 4 водонагнетательных скважины;
- куст НР-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 60 тыс. 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 ЕР-1, ЕР-2, НР-1;
- обустройство новых кустовых площадок WР-1, NР-2, NР-3;
- подсоединение кустовых площадок WР-1, NР-2, NР-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 предусматривают возможность расширения куста скважин ЕР-1:

- реконструкция действующей водонагнетательной скважины Е1-12 для обеспечения возможности отработки скважины на нефть;
- перевод действующей добывающей скважины Е1-23 в систему ППД с возможностью отработки скважины на нефть;
- обустройство новой водонагнетательной скважины Е1-14 с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде для возможности отработки на нефть;
- обустройство новой добывающей скважин Е1-25 с подключением к существующим трубопроводам очереди 4С.

В соответствии с п.22 Задания на проектирование строительство ведется в 5 этапов:

1 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин ЕР-1 в составе:

1. Выкидная линия к скважине Е1-12 с инженерными сетями (реконструкция сооружения с кадастровым номером 83:00:080002:9174), в том числе:

– Существующий трубопровод системы ППД в подземном лотке к нагнетательной скважине Е1-12 (с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде на период отработки на нефть; узлы подключений около совмещенной эстакады выполнить надземно, основную линию очереди 3 оставить в лотке, с расширением габарита её надземной части). Расчетное давление в нагнетательном трубопроводе от коллектора системы ППД до фонтанной арматуры скважины Е1-12 принять равным 25 МПа. Максимальное устьевое давление для закачки воды в пласт – 21 МПа. Требуемая температура закачиваемой воды в пласт – не ниже 61°С. Параметры добычи и закачки по подключаемой скважине см. Приложение Б;

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–5

Формат А4

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

- Сети КИП от местной аппаратной к скважине Е1-12 (прокладка дополнительных и демонтаж не задействованных кабельных линий в соответствии с требованиями к объемам автоматизации в разделе 16 Технического задания на проектирование);
- Кабельные высоковольтные сети к скважине Е1-12 от панели MVD, расположенной в ПС-35/6/0,4 кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;
- Кабельные сети 0,4 кВ к скважине Е1-12 от РУ-0,4 кВ, расположенного в ПС-35/6/0,4 кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;
- Сети электрообогрева к скважине Е1-12 от существующего щита электрообогрева, расположенного в ПС-35/6/0,4 кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;
- Шахтный колодец скважины Е1-12 (существующий).

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

1. Сооружение «1 этап строительства – «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин ЕР-1. Расширение (реконструкция, с кадастровым номером 83:00:080002:7132)», в том числе:

- Трубопровод системы ППД на эстакаде к нагнетательной скважине Е1-23 (с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде на период отработки на нефть; узлы подключений около совмещенной эстакады выполнить надземно, основную линию очереди 4С оставить в лотке, с расширением габарита её надземной части). Расчетное давление в нагнетательном трубопроводе от коллектора системы ППД до фонтанной арматуры скважины Е1-23 принять равным 25 МПа. Максимальное устьевое давление для закачки воды в пласт - 21 МПа. Требуемая температура закачиваемой воды в пласт – не ниже 61°C. Параметры добычи и закачки по подключаемой скважине см. Приложение Б;

- Сети КИП от местной аппаратной к скважине Е1-23 (прокладка дополнительных и демонтаж не задействованных кабельных линий в соответствии с требованиями к объемам автоматизации в разделе 16 Технического задания на проектирование);

- Кабельные высоковольтные сети к скважине Е1-23 от панели MVD, расположенной в ПС-35/6/0,4 кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;

- Кабельные сети 0,4 кВ к скважине Е1-23 от РУ-0,4 кВ, расположенного в ПС-35/6/0,4 кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3, подключить согласно ТУ);

- Сети электрообогрева к скважине Е1-23 от существующего щита электрообогрева, расположенного в КТПНу-1600/6/0,4 кВ (поз. 8 по ГП, пр.0947, оч.4А и 4В), подключить согласно ТУ;

- Шахтный колодец скважины Е1-23 (существующий);

- Площадка станций управления (поз.19 по ГП пр.1209) с переводом под стоянку для автотранспорта.

3 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин ЕР-1 в составе:

1. Эстакада к нагнетательной скважине Е1-14 с инженерными сетями, в том числе:

- Трубопровод системы ППД на эстакаде к нагнетательной скважине Е1-14 (с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде на период отработки на нефть. Расчетное давление в нагнетательном трубопроводе от коллектора системы ППД до фонтанной арматуры скважины Е1-14 принять равным 25 МПа. Максимальное устьевое давление для закачки воды в пласт - 21 МПа. Требуемая

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–6

Формат А4

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

температура закачиваемой воды в пласт – не ниже 61°C. Параметры добычи и закачки по подключаемой скважине см. Приложение Б;

- Сети КИП от местной аппаратной к скважине Е1-14;
- Кабельные высоковольтные сети к скважине Е1-14 от панели MVD, расположенной в ПС-35/6/0,4 кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;
- Кабельные сети 0,4 кВ к скважине Е1-14 от РУ-0,4 кВ, расположенного в ПС-35/6/0,4 кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;
- Сети электрообогрева к скважине Е1-14 от существующего щита электрообогрева, расположенного в КТПНу-1600/6/0,4 кВ (поз. 8 по ГП, пр.0947, оч.4А и 4В), подключить согласно ТУ;
- Шахтный колодец скважины Е1-14.

4 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин ЕР-1 в составе:

1. Эстакада от добывающей скважины Е1-25 с инженерными сетями, в том числе:
 - Выкидной трубопровод от добывающей скважины Е1-25 с подключением к эксплуатационному и замерному коллекторам. Параметры добычи нефти по подключаемой скважине см. Приложение Б;
 - Линия промывки 2-х лифтовых компоновок скважин куста ЕР-1; схему обвязки линий промывки 2-х лифтовых компоновок см. Приложение Х;
 - Сети КИП от местной аппаратной к скважине Е1-25;
 - Кабельные высоковольтные сети от площадки НЭО к скважине Е1-25, подключить согласно ТУ;
 - Кабельные сети 0,4 кВ к скважине Е1-25 от РУ-0,4 кВ, расположенного в КТПНу-1600/6/0,4 кВ (поз. 8 по ГП, пр.0947, оч.4А и 4В);
 - Сети электрообогрева к скважине Е1-25 от существующего щита электрообогрева, расположенного в КТПНу-1600/6/0,4 кВ (поз. 8 по ГП, пр.0947, оч.4А и 4В), подключить согласно ТУ;
 - Сети электрообогрева к скважине Е1-25 от существующего щита электрообогрева, расположенного в КТПНу-1600/6/0,4 кВ (поз. 8 по ГП, пр.0947, оч.4А и 4В), подключить согласно ТУ;
 - Шахтный колодец скважины Е1-25.
2. Совмещенная эстакада с учетом подключения скважины Е1-25, в том числе:
 - Эксплуатационный и замерной коллекторы; в конце коллекторов установить приварные эллиптические заглушки (т.к. куст более расширяться не будет);
 - Коллектор промывки 2-х лифтовых компоновок скважин куста ЕР-1; схему обвязки линий промывки 2-х лифтовых компоновок см. Приложение Х.

5 этап строительства предусматривает обустройство куста скважин ЕР-1 в составе:

1. Площадка станций управления (реконструкция сооружения «Площадка емкостей дизельного топлива для консервации скважин» с кадастровым номером 83:00:080002:9203, поз. 17, Приложение Ф); схему размещения оборудования НЭО см. Приложение М.3, в том числе:
 - Разворотные площадки и внутриплощадочные проезды.

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-7
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.

1.4.3 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом

1.4.3.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора

В соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается расширение кустовой площадки ЕР-1:

- реконструкция действующей водонагнетательной скважины Е1-12 для обеспечения возможности отработки скважины на нефть;
- перевод действующей добывающей скважины Е1-23 в систему ППД с возможностью отработки скважины на нефть;
- обустройство новой водонагнетательной скважины Е1-14 с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде для возможности отработки на нефть;
- обустройство новой добывающей скважин Е1-25 с подключением к существующим трубопроводам очереди 3.

Скважины на кусте расположены на специальной площадке на одной прямой по оси куста (п. 6.1.18 СП 231.1311500.2015). Общее количество скважин на кусте - 22 шт. Расстояние между существующими скважинами составляет 15 м. Расстояние между проектируемой скважиной Е1-25 и существующей скважиной Е1-22 составляет 15 м (п. 6.1.19 СП 231.1311500.2015).

Размещение проектируемой скважины Е1-25 выполнено в соответствии с Приложением К к заданию на проектирование, а также в соответствии с Дополнением к технологической схеме разработки объектов II и III Харьягинского месторождения (договор №4800006189//240/01-025/16 от 01.06.2016).

Схема технологическая принципиальная подключения скважины Е1-25 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-002.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины Е1-12 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-003.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины Е1-14 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-004.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья добывающей скважины Е1-25 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-005.

Распределение добывающих скважин на кустовой площадке приведено в таблице 1.1.

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1—8

Формат А4

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

Таблица 1.1 - Распределение добывающих скважин на кустовой площадке

Номер куста	Количество добывающих скважин на кусте, шт			Номера добывающих скважин			Примечания
	Существующих (завершение 3 очереди)	Всего скважин по завершению проекта 1209	Новых	Существующих (завершение 3 очереди)	Номера скважин по завершению проекта 1209	Новых	
Куст ЕР-1	16	4	2 (скв.Е1-14 – нагнетательная с отработкой на нефть)	Е1-04, Е1-06, Е1-08, Е1-03, Е1-01, Е1-10, Е1-02, Е1-13, Е1-11, Е1-12, Е1-15, Е1-16, Е1-17, Е1-18, Е1-19, Е1-20	Е1-21, Е1-22, Е1-23, Е1-24	Е1-25, Е1-14 (нагнетательная с отработкой на нефть)	Е1-23 – перевод в ППД

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

- надежность эксплуатации промысловых трубопроводов;
- полную герметизацию процессов;
- многофазный расходомер UN-1271 для определения объема добычи продукции скважин (существующий);
- двухпроводная система сбора (сборный и замерный коллектор);
- закрытая дренажная система (существующая);
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

Принятый срок службы проектируемых сооружений не менее 25 лет.

Размещение сооружений на 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 типовыми проектными решениями (ТПР), утвержденными в Группе компаний АО «Зарубежнефть». Куст скважин.

Расположение оборудования и прокладка технологических трубопроводов на кустовой площадке приняты с учетом одновременного производства буровых работ и эксплуатации скважин. В соответствии с СП 231.1311500.2015 (п.6.1.26, 6.1.27), с РД 08-435-02 (п.3.3) для обеспечения требований пожарной безопасности на период бурения новых скважин, эксплуатируемые скважины, расположенные на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 метров от бурящийся скважины, будут временно законсервированы.

Добыча продукции из новой добывающей скважины Е1-25 и новой нагнетательной скважины в период отработки на нефть Е1-14, а также реконструируемых нагнетательных скважин Е1-12, Е1-23 в период отработки на нефть предусматривается с помощью электроцентробежных насосных агрегатов. Скважинное оборудование (фонтанная арматура и ее обвязка) в состав объема проектирования не входит. Фонтанная арматура (АФК 80х35) для скважин Е1-14, Е1-25, фонтанная арматура типа «Корвет» для скважин Е1-12, Е1-23 и внутрискважинное оборудование относятся к проекту бурения.

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–9

Формат А4

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

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.

Возле каждого проектируемого устья предусматривается установка кнопки аварийной остановки скважины.

Для защиты выкидных трубопроводов устьев скважин в соответствии с п. 898 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» устанавливаются запорные устройства, перекрывающие поток жидкости из скважины при аварийной разгерметизации трубопровода. Арматура расположена не менее чем в 15 м от устья скважины.

Все проектируемое оборудование является новым, не бывшем в употреблении.

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 дренажа с оборудования и трубопроводов осуществляется в существующую дренажную емкость V-5340 объемом 24,4 м³ закрытой дренажной системы.

Система учета продукции скважин обеспечивается существующим многофазным расходомером UN-1271 который расположен на территории кустовой площадки.

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.

Для защиты оборудования и трубопроводов системы сбора от коррозии на кусте скважин предусмотрена подача ингибитора коррозии в эксплуатационный и замерный коллекторы от существующей установки дозирования реагентов Х-5940.

В соответствии с требованиями п.10.1.5 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и п. 6.3.23 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», на кусте скважин принята надземная прокладка. Прокладка технологических трубопроводов по территории площадки куста скважин ЕР-1 выполнена надземно по вновь монтируемым и существующим эстакадам с устройством дополнительных опор. На эстакаде предусматривается совместная прокладка технологических трубопроводов и кабельной продукции (кабели силовые, КИПиА). Высота эстакады принята не более 1,3 м в связи с необходимостью монтажа сооружений для проведения подземного ремонта скважин. Перед строительством эстакад и монтажа на них инженерных сетей производится демонтаж коммуникаций из подземных лотков.

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

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

В соответствии с частью 1 статьи 6 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», п. 6.3.7 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности» для возможности аварийного отключения куста от системы транспорта на выходе с куста предусмотрена существующая аварийная арматура с электроприводом 12-ESDV-0002 на территории площадки узла запуска СОД. Охранная арматура имеет дистанционное и местное управление.

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

Для трубопроводов приняты следующие трубы:

– Для сооружения трубопроводов водонефтяной эмульсии - бесшовные горячедеформированные трубы из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности K52;

– Для сооружения трубопроводов подачи химических реагентов - бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности K48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75.

Все трубопроводы в проекте предусмотрены с обогревом и в теплоизоляции.

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

1.4.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

В соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается расширение кустовой площадки ЕР-1:

– реконструкция действующей водонагнетательной скважины Е1-12 для обеспечения возможности отработки скважины на нефть;

– перевод действующей добывающей скважины Е1-23 в систему ППД с возможностью отработки скважины на нефть;

– обустройство новой водонагнетательной скважины Е1-14 с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде для возможности отработки на нефть;

– обустройство новой добывающей скважин Е1-25 с подключением к проектируемым коллекторам (замерный и эксплуатационный)

Схема технологическая принципиальная подключения скважины Е1-25 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-002.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины Е1-12 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-003. Схема трубной обвязки и КИПиА нагнетательной скважины Е1-12 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР2.2-003.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины Е1-14 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-004. Схема трубной обвязки и КИПиА нагнетательной скважины Е1-14 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР2.2-004.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья добывающей скважины Е1-25 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-005.

Обустройство скважины Е1-23 при отработке на нефть выполнено в проекте 1209 «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

скважин ЕР-1. Расширение». Схема трубной обвязки и КИПиА нагнетательной скважины Е1-23 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-4-ТР2.2-005.

1.4.4.1 Расширение куста скважин ЕР-1

В соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается расширение кустовой площадки ЕР-1:

- реконструкция действующей водонагнетательной скважины Е1-12 для обеспечения возможности отработки скважины на нефть;
- перевод действующей добывающей скважины Е1-23 в систему ППД с возможностью отработки скважины на нефть;
- обустройство новой водонагнетательной скважины Е1-14 с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде для возможности отработки на нефть;
- обустройство новой добывающей скважин Е1-25 с подключением к проектируемым коллекторам (замерный и эксплуатационный).

Подключение выкидного трубопровода от скважины Е1-25 осуществляется к проектируемым коллекторам: замерный коллектор DN100-FW-121042-E23S-НТ и эксплуатационный коллектор DN200-FW-121041-E23S-НТ. Данные коллектора подключаются к существующим коллекторам: замерный DN100-FW-121014-E23S-НТ и эксплуатационный DN200-FW-121013-E23S-НТ, предусмотренным в проекте 1209.

Для проектируемой добывающей скважины Е1-25 проектом предусмотрена линия закачки горячей воды в ФА для предотвращения выпадения парафинов. Данная система предусматривает промывку лифта НКТ водой от коллектора системы ППД температурой не ниже +61°C (температура плавления АСПО 60°C). Данная технология позволяет эффективно бороться с отложениями АСПО в НКТ, что позволяет оптимизировать операционные затраты, повысить наработку скважины и снижает потери при добыче нефти. Проектные решения по обустройству линии закачки горячей воды приведены в Томе 6.2.

В соответствии с Заданием на проектирование для существующей скважины Е1-23 предусмотрен перевод в систему ППД с возможностью отработки на нефть.

В рамках реконструкции куста ЕР-1 предусмотрена возможность отработки на нефть нагнетательных скважин Е1-12, Е1-14. Для этого выполняется строительство выкидных трубопроводов от скважин Е1-12, Е1-14 от точки подключения к выкидному трубопроводу системы ППД до точки подключения в эксплуатационный коллектор 8"-FW-12279-G23S-НТ и замерный коллектор 4"-FW-12342-G23S-НТ. Расчетное давление в выкидных трубопроводах принято равным 6,3 МПа.

Для возможности отключения после отработки на нефть выкидных трубопроводов от точек подключения к выкидному трубопроводу системы ППД скважин Е1-12, Е1-14 устанавливаются фланцы с поворотной заглушкой.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины Е1-12 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-003.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины Е1-14 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-004.

Подключение скважин Е1-12, Е1-14 для возможности отработки на нефть осуществляется к существующим коллекторам очереди 4. Выкидные трубопроводы DN80 от

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-12
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.

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

скважины Е1-12, Е1-14 подключаются в эксплуатационный коллектор 8"-FW-12279-G23S-НТ и замерный коллектор 4"-FW-12342-G23S-НТ (проект RU-KH3-71-SLT-PID). Подключение потока добываемой продукции в замерный и эксплуатационный коллекторы осуществляется с помощью проектируемой запорной арматуры с электроприводом DN80 PN6,3 МПа (12-MOV-1239 и 12-MOV-1240 для скважины Е1-12, 12-MOV-1241 и 12-MOV-1242 для скважины Е1-14), которая служит для дистанционного перевода продукции скважины в замерный или эксплуатационный коллекторы.

Устья скважин располагаются на специальной площадке по одной прямой на оси куста. Расстояние между проектируемыми скважинами принято 15 м.

Состав сооружений на кустовой площадке включает следующее технологическое оборудование:

- устья скважин;
- выкидные трубопроводы;
- эксплуатационный и замерный коллекторы;
- технологические трубопроводы, инженерные сети;
- реагентное хозяйство (существующее) для дозирования ингибитора коррозии Х-5940;
- многофазный расходомер UN-1271 (существующий);
- дренажная емкость V-5340 и насосы Р-5340А/В закрытой дренажной системы для сбора жидкости при ремонтных работах (существующие);
- свеча рассеивания (существующая);
- узел запуска СОД V-1241 (существующий);
- арматура (блок ESDV существующий) аварийного останова и контроля.

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

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

Состав проектируемых сооружений на кусте скважин приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Состав проектируемых сооружений на расширяемом кусте скважин ЕР-1

Куст скважин №	Количество новых скважин, шт.	Расширение коллекторов			Площадка для ремонтного оборудования, шт.	Площадка под приемные мостки, шт.
		Эксплуатационный	Замерный	Трубопроводы подачи реагентов		
ЕР-1	2	1	1	-	2	2

Все трубопроводы в пределах площадки куста скважин относятся к технологическим трубопроводам, прокладываются надземно на несгораемых эстакадах на свайных фундаментах с высотой не менее 0,5 м от поверхности земли до низа теплоизоляции, с уклонами в соответствии с требованиями п. 10.1.4 ГОСТ 32569-2013. Проектируемые

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-13

Формат А4

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

технологические трубопроводы от скважин DN80 до эстакады проложены надземно на опорах на высоте не более 1,3 м от уровня земли.

При проектировании технологических трубопроводов следует руководствоваться Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444. При этом элементы технологических трубопроводов, воспринимающие воздействие избыточного давления более 0,05 МПа непосредственно (например, трубы, детали (предназначенные для изменения направления, присоединения ответвлений, изменения диаметра, постоянного или временного перекрытия), фланцы или фланцевые соединения, арматура), должны соответствовать требованиям технического регламента "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013), принятого решением Совета Евразийской экономической комиссии от 2 июля 2013 г. N 41. В соответствии с ТР ТС 032/2013 (таблица 8) группа рабочих сред в технологических трубопроводах принята 1, категория технологических трубопроводов на давление до 6,3 МПа принята 2.

В соответствии с требованиями п.10.1.5 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и п. 6.3.23 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», на кусте скважин принята надземная прокладка. Прокладка технологических трубопроводов по территории площадки куста скважин ЕР-1 выполнена надземно по вновь монтируемым и существующим эстакадам с устройством дополнительных опор. На эстакаде предусматривается совместная прокладка технологических трубопроводов и кабельной продукции (кабели силовые, КИПиА). Высота эстакады принята не более 1,3 м в связи с необходимостью монтажа сооружений для проведения подземного ремонта скважин. Перед строительством эстакад и монтажа на них инженерных сетей производится демонтаж коммуникаций из подземных лотков.

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

Размеры взрывоопасных зон (в том числе для пространств внутри закрытых помещений, вокруг дыхательной арматуры, внутри емкостного оборудования, вокруг запорной арматуры) принимаются согласно п.149 и Приложения №5 Приказа от 15 декабря 2020 года №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». На площадке приустьевой фонтанной арматуры образуются три класса взрывоопасных зон. Размеры взрывоопасных зон:

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

От фланцевых соединений арматур образуется зона 2 радиусом 3 м.

Зона 2:

- пространство вокруг фонтанной арматуры, ограниченное расстоянием 3 м во все стороны;

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

– пространство вокруг фланцевых соединений запорной арматуры, ограниченное радиусом 3 м.

Классификация взрывоопасных зон на кусте ЕР-1 приведена в документе 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-005.

Существующий узел для контроля за коррозией располагается на площадке узла запуска СОД V-1241. Существующий узел для контроля за коррозией приведен на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-002.

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

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

1.4.4.2 Обустройство устьев скважин

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

Добыча продукции из новой добывающей скважины Е1-25 и новой нагнетательной скважины в период отработки на нефть Е1-14, а также реконструируемых нагнетательных скважин Е1-12, Е1-23 в период отработки на нефть предусматривается с помощью электроцентробежных насосных агрегатов. Скважинное оборудование (фонтанная арматура и ее обвязка) в состав объема проектирования не входит. Фонтанная арматура АФК 80х35 для скважин Е1-14, Е1-25, фонтанная арматура типа «Корвет» для скважин Е1-12, Е1-23 и внутрискважинное оборудование относятся к проекту бурения.

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

- регулируемым дросселем (штуцером);
- КИПиА.

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

- запорная арматура с ручным приводом;
- обратный клапан для предотвращения перетока добываемой среды между трубным и затрубным пространством скважины;
- спускник;
- приборы КИП, в том числе приборы газа – детектор углеводородов GDI и детектор обнаружения токсичного газа (GDS) (по одному на каждую скважину);
- пробоотборник;
- фланцевые пары на выкидной линии;
- трубопровод для технологических нужд;
- площадка обслуживания.

Возле каждого устья обустраиваемой скважины предусматривается установка кнопки аварийной остановки ЭЦН. Средства автоматизации предусматривают аварийное отключение двигателя погружного насоса скважины при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-15
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.

в выкидной линии и на устье скважины. Более подробные сведения об автоматизации куста скважин приведены в Томе 6.3 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Для поддержания оптимальных режимов работы, предусматривается электрообогрев и теплоизоляция трубопроводов, запорной и фонтанной арматуры. В качестве материала теплоизоляции для фонтанной арматуры предусматриваются изоляционные оболочки iShell SV1-50-VST2 (быстроразъемная тепловая изоляция) по ТУ 23.99.19.110-001-2381834-2018. Изоляционные оболочки являются сертифицированным продуктом. В качестве покровного слоя для теплоизоляции оборудования и трубопроводов применяются листы оцинкованные толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-2020. Обогрев фонтанной арматуры осуществляется саморегулируемыми греющим кабелями.

Для проведения подземного ремонта скважин, операций по подъему и установке подземного оборудования на устье каждой скважины предусмотрены:

- шахтный колодец;
- приустьевая площадка;
- площадка под ремонтный агрегат;
- площадка под приемные мостки;

– инвентарные якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата. Якоря оттяжек входят в комплект оборудования бригады по ремонту скважин. Размещение якорей производится в соответствии с эксплуатационной документацией ремонтного агрегата.

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

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

Более подробные решения по устройству площадок установки подъемных агрегатов и площадок (мест) размещения приемных мостков бригад ремонта скважин прописаны в Томе 4.1 «Конструктивные решения».

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

Приустьевые площадки имеют твердое покрытие. Для проведения подземного ремонта, операций по подъему и установке подземного оборудования на устье каждой скважины предусмотрены шахтные колодцы. Учитывая суровые природные условия, для удобства эксплуатации шахтные колодцы устьев скважин закрыты металлическими щитами, соответственно сбор и канализование дождевых стоков с площадок не производится.

В соответствии с Техническим заданием на проектирование (п.6), после выполнения обследования существующих шахтных колодцев скважин Е1-12 и Е1-14, а также узлов

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-16
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.

примыкания к ним существующих трубных и ж/б лотков будет принято решение о необходимости реконструкции с целью дальнейшей их безопасной эксплуатации.

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

В соответствии с Заданием на проектирование скважина Е1-14 – нагнетательная с отработкой на нефть, скважины Е1-12, Е1-25 – добывающие. Расчетное давление в выкидном трубопроводе от фонтанной арматуры принято 6,3 МПа.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины Е1-12 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-003.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины Е1-14 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-004.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья добывающей скважины Е1-25 приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-005.

План расположения оборудования на площадке куста скважин ЕР-1 приведен на чертежах марки ГП в Томе 2 «Схема планировочной организации земельного участка».

1.4.4.3 Выкидные трубопроводы и коллекторы

Продукция добывающих скважин поступает по выкидным трубопроводам DN80 в эксплуатационный и замерный коллекторы диаметром DN 200 и DN 100 соответственно. Диаметры коллекторов приняты в соответствии с теплогидравлическим расчетом, приведенным в разделе 3.6 данной пояснительной записки.

Подключение скважин Е1-12, Е1-14 для возможности отработки на нефть осуществляется к существующим коллекторам очереди 3. Выкидные трубопроводы DN80 от скважины Е1-12, Е1-14 подключаются в эксплуатационный коллектор 8"-FW-12279-G23S-НТ и замерный коллектор 4"-FW-12342-G23S-НТ (проект RU-KH3-71-SLT-PID). Подключение потока добываемой продукции в замерный и эксплуатационный коллекторы осуществляется с помощью проектируемой запорной арматуры с электроприводом DN80 PN6,3 МПа (12-MOV-1239 и 12-MOV-1240 для скважины Е1-12, 12-MOV-1241 и 12-MOV-1242 для скважины Е1-23), которая служит для дистанционного перевода продукции скважины в замерный или эксплуатационный коллекторы.

Для подключения новой скважины Е1-25 выполняется расширение замерного и эксплуатационного коллекторов. Новый (расширение) эксплуатационный коллектор подключается к существующему эксплуатационному коллектору DN200-FW-121013-E23S-НТ, новый (расширение) замерный коллектор подключается к существующему замерному коллектору DN100-FW-121014-E23S-НТ. Подключение потока добываемой продукции в замерный и эксплуатационный коллекторы осуществляется с помощью проектируемой запорной арматуры с электроприводом DN80 PN6,3 МПа (12-MOV-1243 и 12-MOV-1244), которая служит для дистанционного перевода продукции скважины в замерный или эксплуатационный коллекторы.

Выкидные трубопроводы от скважин прокладываются на высоте не более 1,3 метра от уровня земли.

Предлагаемая система сбора на кустовой площадке ЕР-1 позволяет посредством переключения электроприводной запорной арматуры направить добываемую нефть через эксплуатационный коллектор в нефтегазосборный трубопровод или через замерный

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-17
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.

коллектор на замер продукции скважин, который осуществляется проектируемой замерной установкой, устанавливаемой взамен существующего многофазного расходомера на площадке манифольдов.

На замер в многофазный расходомер одновременно поступает продукция только от одной скважины, добываемая нефть от остальных скважин поступает через эксплуатационный коллектор в нефтегазосборный трубопровод.

После замера продукция скважин поступает в эксплуатационный коллектор и далее в нефтесборный трубопровод.

Расстояние между осями смежных трубопроводов (эксплуатационный и замерный коллекторы) на эстакаде как по горизонтали, так и по вертикали при параллельной прокладке в пределах площадки куста скважин приняты в соответствии с п 10.1.9 ГОСТ 32569-2013 и составляет 500 мм.

Схема принципиальная выкидного трубопровода от скв. Е1-25, замерного и эксплуатационного коллекторов приведены на 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-002.

1.4.4.4 Замер продукции скважин

Система учета продукции скважин обеспечивается замерным устройством – узлом многофазного расходомера UN-1271 (существующий).

На замер в многофазный расходомер одновременно поступает продукция только от одной скважины, добываемая нефть от остальных скважин поступает через эксплуатационный коллектор в нефтегазосборный трубопровод.

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

1.4.4.5 Реагентное хозяйство (существующее)

Установка дозирования реагентов Х-5940 (существующий модуль LEWA.) предназначена для дозирования ингибитора коррозии марки СНПХ-6825В (или аналог).

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

Подключение реагента происходит таким образом, чтобы обеспечивать защиту всей внутренней поверхности трубопроводов от коррозии.

Исполнение электрооборудования блок модуля УДР – взрывозащищенное.

Подача ингибитора коррозии от существующей установки дозирования реагентов Х-5940 в коллекторы производится по трубопроводам бесшовным холоднодеформированным из стали 09Г2С, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75 диаметром $\varnothing 25 \times 4$.

Схема подключения трубопроводов подачи ингибитора коррозии к коллекторам приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-002.

1.4.4.6 Дренажная система (существующая)

Дренаж с имеющегося производственного оборудования и технологических линий, на период проведения технического обслуживания и ремонта на кусте скважин, предусматривается в существующую дренажную емкость V-5340 закрытой дренажной системы объемом 25 м³.

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

Раскачка емкости закрытого дренажа на кусте осуществляется в эксплуатационный коллектор существующими насосами Р-5340А/В (1 раб.+1 рез.).

Дренаж проектируемых замерного и эксплуатационного коллекторов предусматривается в районе площадки существующего замерного узла по существующей системе дренажных трубопроводов. Дренажное проектируемых выкидных трубопроводов предусматривается через замерный коллектор.

Вывоз сбора утечек с поддонов оборудования предусматривается передвижной техникой на ЦПС.

Существующая дренажная емкость установлена на платформе со свайным основанием на высоте, обеспечивающей опорожнение оборудования и трубопроводов.

1.4.4.7 Трубопроводы на кусте скважин

Трубопроводы на кусте скважин предназначены:

- выкидные – для подачи продукции скважин в систему сбора;
- эксплуатационный и замерный коллектор (для варианта с коллекторной схемой);
- для подачи химреагентов в коллекторы;
- для дренажа и продувки трубопроводов;
- для технологических нужд.

Все трубопроводы в пределах площадки куста скважин относятся к технологическим трубопроводам, прокладываются надземно на несгораемых эстакадах на свайных фундаментах с высотой не менее 0,5 м от поверхности земли до низа теплоизоляции, с уклонами в соответствии с требованиями п. 10.1.4 ГОСТ 32569-2013.

Проектирование технологических трубопроводов выполнено с учётом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444. При этом элементы технологических трубопроводов, воспринимающие воздействие избыточного давления более 0,05 МПа непосредственно (например, трубы, детали (предназначенные для изменения направления, присоединения ответвлений, изменения диаметра, постоянного или временного перекрытия), фланцы или фланцевые соединения, арматура), должны соответствовать требованиям технического регламента "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013), принятого решением Совета Евразийской экономической комиссии от 2 июля 2013 г. N 41. В соответствии с ТР ТС 032/2013 (таблица 8) группа рабочих сред в технологических трубопроводах принята 1, категория технологических трубопроводов на давление до 6,3 МПа принята 2.

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

Продукция скважин поступает по выкидным трубопроводам DN80 в эксплуатационный или замерный коллекторы диаметром DN 200 и DN 100 соответственно. Диаметры коллекторов приняты в соответствии с теплогидравлическим расчетом, приведенным в разделе 1.4.5 данной пояснительной записки.

Для сохранения вечномерзлых грунтов в стабильном состоянии прокладка технологических трубопроводов по территории площадки куста скважин ЕР-1 выполнена

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-19
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.

надземно по проектируемым и существующим эстакадам с устройством дополнительных опор. По эстакаде предусматривается совместная прокладка технологических трубопроводов и кабельной продукции (кабели силовые, КИПиА). Высота эстакады принята не более 1,3 м в связи с необходимостью монтажа сооружений для проведения подземного ремонта скважин. Перед строительством эстакад и монтажа на них инженерных сетей, должен быть произведен демонтаж коммуникаций из подземных лотков. В продольном направлении отдельно стоящие опоры и эстакады разбиваются на температурные блоки, длина которых не превышает предельных расстояний между неподвижными опорными частями трубопроводов.

Заземление проектируемых эстакад не требуется, ранее построенными объектами предусмотрено заземление существующей основной эстакады.

В проекте предусмотрены эллиптические заглушки на эксплуатационном и замерном коллекторах, и на трубопроводах подачи ингибитора коррозии.

Схема коллекторов приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-002.

Все трубопроводы на кусте скважин обогреваются и теплоизолируются.

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

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

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

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

В качестве теплоизоляционного слоя технологических трубопроводов предлагается использовать 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 покровного слоя для теплоизоляции оборудования и трубопроводов применяются листы оцинкованные толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-2020.

Обогрев технологических трубопроводов на кусте скважин осуществляется саморегулируемыми греющим кабелями.

Опознавательная окраска трубопроводов соответствует требованиям ГОСТ Р 71918-2024. Опознавательная окраска на трубопроводах наносится поверх всех покрытий в соответствии с требованиями ГОСТ Р 71918-2024.

Согласно результатам расчетов, ресурс трубопроводов равен или превосходит 8 лет для выкидных трубопроводов, для остальных трубопроводов не менее 20 лет. Фактический остаточный срок службы уточняет по результатам обследований и диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов.

Согласно п. 7.2.1.2 ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) нефтегазовая смесь с пластовой водой относится к зоне высокой агрессивности (SSC-3). Трубы, используемые для данных продуктов, проходят испытание на сероводородное коррозионное растрескивание под

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-20
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.

напряжением (SSC) и водородное растрескивание (НІС) согласно приложения В к ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003). Применяемые материалы/оборудование устойчивы к сульфидно-коррозионному растрескиванию в течении всего срока эксплуатации.

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

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

Таблица 1.3 - Номенклатура проектируемых труб на кусте скважин

Характеристика трубопровода				Материал труб
Диаметр наружный, мм	Назначение трубопровода	Ррасч, МПа	Категория трубопровода по ГОСТ 32569-2013 по ТР ТС 032/2013	
219	Эксплуатационный коллектор	6,3	$\frac{A(6), I}{2}$ (1 гр.среды)	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52
114	Замерный коллектор	6,3	$\frac{A(6), I}{2}$ (1 гр.среды)	
89	Выкидные трубопроводы	6,3	$\frac{A(6), I}{2}$ (1 гр.среды)	
57	Трубопровод для технологических нужд на устье скважины Для продувки	6,3	$\frac{A(6), I}{2}$ (1 гр.среды)	
32	Спускники	6,3	$\frac{A(6), I}{2}$ (1 гр.среды)	
25	Реагентопроводы	25,0	$\frac{B(6), I}{2}$ (1 гр.среды)	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С класса прочности К48 по ГОСТ 8733 74, ГОСТ 8734 75

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	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.

1.4.4.8 Запорная арматура технологических площадок на кусте скважин ЕР-1

Вся проектируемая трубопроводная арматура на кусте скважин ЕР-1 должна отвечать требованиям, представленным в соответствующих технических требованиях и разделе «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия» данной ПЗ.

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

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

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

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных зонах предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу взрывоопасной зоны, группе и категории взрывоопасной смеси согласно ПУЭ и Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534, с обеспечением исполнения по взрывозащите не менее, чем «повышенная надежность против взрыва». Все электрооборудование, применяемое на опасном производственном объекте, имеет декларации или сертификаты соответствия, либо экспертизы промышленной безопасности.

Электрооборудование в закрытых помещениях имеет маркировку взрывозащиты не менее IExdeIIAT3. Электрооборудование на открытых площадках (клеммные коробки, светильники) имеют маркировку взрывозащиты не менее 2ExdeIIAT3.

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

- категории помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (СП 12.13130.2009) – АН;
- классификация взрывоопасных зон (ПУЭ) – В-1г;
- категория, группа и температурный класс взрывоопасной смеси – IIВ-Т3;
- уровень взрывозащиты – 2;
- вид взрывозащиты – d;
- маркировка взрывозащиты не менее 2ExdeIIBT3.

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-22
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.

ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями соответствующего типоразмера).

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

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

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

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

В настоящем разделе представлено гидравлическое исследование системы сбора продукции добывающих скважин Харьягинского нефтегазового месторождения от скважин куста № ЕР-1 с проектируемыми скважинами Е1-14, Е1-25, реконструируемой скважиной Е1-12, а также совместно с работой трубопровода от Кустов ЕР-2 и ЕР-3 до ЦПС с включением переключки от трубопровода ЕР-1 – ЦПС (задвижка 12-MV-0019 открыта).

Данное исследование проведено с целью:

- определение оптимального диаметра выкидного трубопровода от скважин Е1-25, Е1-14;
- определение давления на устье скважины Е1-25, Е1-14;
- определение режимов течения потока в выкидном трубопроводе.

Гидравлический расчет системы сбора с использованием уравнения состояния Peng Robinson.

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

1.4.5.1 Исходные данные

Прогнозные показатели по добыче нефти, газа и жидкости для скважин Е1-12, Е1-14, Е1-25 куста ЕР-1 приняты в соответствии с Приложением Б технического задания на проектирование и представлены в таблице 1.4;

Прогнозные показатели для кустов ЕР-2, ЕР-3 и существующих скважин куста ЕР-1 приняты в соответствии с присланным письмом № БЕ-3489 от 25.09.25.

Прогнозные показатели по существующим скважинам представлены в таблице 1.5.

Суммарные показатели по добычи нефти, газа и жидкости куста ЕР-1, с учетом существующих и вновь проектируемых скважин представлены в таблице 1.6.

Максимальный суммарный суточный дебит скважин куста ЕР-1, с учетом дебитов существующих скважин, нагнетательных в период их отработки на нефть и вновь проектируемых составляет:

- По нефти – 1176,7 т/сут (2026 год);
- По жидкости - 6173,2 т/сут (2026 год).

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-23
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.

Суммарный суточный дебит всех скважин, с учетом скважин с отработкой на нефть, не превышает допустимого значения по нефти и жидкости, указанного в протоколе ЦКР Роснедр по УВС №7291 от 18.09.2018 и не нарушает требования ФЗ от 30.12.2009 №384-ФЗ и п.6.1.20 СП 231.1311500.2015.

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

- коэффициент абсолютной шероховатости трубопроводов принят 0,2 мм;
- прокладка трубопровода на кустовой площадке ЕР-1 и от куста ЕР-1 до ЦПС надземная с электрообогревом в теплоизоляции «Пеноплекс» с толщиной 100 мм;
- на кустовой площадке – для трубопроводов диаметром до DN100 толщина теплоизоляции 40 мм; для трубопроводов диаметром DN200 толщина теплоизоляции - 60 мм
- давление нефтегазовой смеси (НГС) на входе на ЦПС 2,0 МПа (изб);
- режим работы системы сбора продукции скважин - непрерывный в течение 365 суток;
- компонентный мольный состав разгазированной нефти и газа Харьягинского месторождения по пластам представлен в таблицах 1.7 - 1.8;
- физико-химические свойства разгазированной нефти Харьягинского месторождения по пластам представлены в таблице 1.9
- химический состав пластовых вод принят в соответствии с Заданием на проектирование и представлен в таблице 1.10;
- скважины Е1-14, Е1-25 куста ЕР-1 принадлежат к пласту D₃-III;
- схема сбора представлена на рисунке 1.1

Таблица 1.4 – Показатели добычи для скважин куста Е1-12, Е1-14, Е1-25 куста ЕР-1 Харьягинского месторождения по годам эксплуатации

Года	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Е1-12						
Нефть, тыс.т/год	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нефть, т/сут	15,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Жидкость, тыс.т/год	13,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Жидкость, т/сут	38,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газ, млн.м ³ /год	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газовый фактор, м ³ /т	142,9	-	-	-	-	-
Е1-14						
Нефть, тыс.т/год	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нефть, т/сут	15,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Жидкость, тыс.т/год	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Жидкость, т/сут	24,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газ, млн.м ³ /год	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газовый фактор, м ³ /т	142,9	-	-	-	-	-
Е1-23						

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-24

Формат А4

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

Года	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нефть, тыс.т/год	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нефть, т/сут	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Жидкость, тыс.т/год	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Жидкость, т/сут	21,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газ, млн.м ³ /год	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газовый фактор, м ³ /т	157,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Е1-25						
Нефть, тыс.т/год	2,6	8,7	8,1	7,3	6,2	5,6
Нефть, т/сут	7,1	23,8	22,2	20,0	17,0	15,3
Жидкость, тыс.т/год	16,4	54,9	51,8	48,7	45,8	44,5
Жидкость, т/сут	44,9	150,4	141,9	133,4	125,5	121,9
Газ, млн.м ³ /год	0,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
Газовый фактор, м ³ /т	153,8	137,9	135,8	137,0	145,2	142,9

Таблица 1.5 – Прогнозные показатели по добыче нефти, газа и жидкости для существующих скважин куста ЕР-1

Наименование	Нефть, тыс.т/год	Нефть, т/сут	Жидкость, тыс.т/год	Жидкость, т/сут	Газ, млн.м ³ /год	Газовый фактор, м ³ /т
2026 год						
Е1-1	26,2	71,8	265,3	726,8	3,6	137,4
Е1-2	57,1	156,4	143,2	392,3	7,9	138,4
Е1-3	55,0	150,7	269,2	737,5	7,6	138,2
Е1-4	9,6	26,3	296,0	811,0	0,8	83,3
Е1-6	64,7	177,3	139,3	381,6	9,0	139,1
Е1-8	27,2	74,5	152,4	417,5	3,8	139,7
Е1-10	21,3	58,4	332,0	909,6	3,0	140,8
Е1-11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Е1-13	20,6	56,4	27,6	75,6	2,8	135,9
Е1-15	27,7	75,9	119,8	328,2	3,8	137,2
Е1-16	6,4	17,5	21,0	57,5	0,9	140,6
Е1-17	9,7	26,6	142,3	389,9	1,3	134,0
Е1-18	4,0	11,0	51,5	141,1	0,5	125,0
Е1-19	24,4	66,8	31,1	85,2	3,4	139,3
Е1-20	59,9	164,1	215,4	590,1	8,3	138,6
Е1-21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Е1-22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
2027 год						
Е1-1	21,4	58,6	239,2	655,3	3,0	140,2
Е1-2	46,6	127,7	129,1	353,7	6,5	139,5

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-25

Формат А4

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

Наименование	Нефть, тыс.т/год	Нефть, т/сут	Жидкость, тыс.т/год	Жидкость, т/сут	Газ, млн.м3/год	Газовый фактор, м3/т
E1-3	44,9	123,0	242,7	664,9	6,2	138,1
E1-4	5,9	16,2	273,1	748,2	0,5	84,7
E1-6	52,9	144,9	125,6	344,1	7,3	138,0
E1-8	22,2	60,8	137,4	376,4	3,1	139,6
E1-10	17,4	47,7	299,3	820,0	2,4	137,9
E1-11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-13	16,8	46,0	24,9	68,2	2,3	136,9
E1-15	22,6	61,9	108,0	295,9	3,1	137,2
E1-16	5,2	14,2	18,9	51,8	0,7	134,6
E1-17	7,9	21,6	128,3	351,5	1,1	139,2
E1-18	2,8	7,7	42,7	117,0	0,4	142,9
E1-19	19,9	54,5	28,0	76,7	2,8	140,7
E1-20	49,0	134,2	194,2	532,1	6,8	138,8
E1-21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
2028 год						
E1-1	16,5	45,2	217,8	596,7	2,3	139,4
E1-2	35,9	98,4	117,5	321,9	5,0	139,3
E1-3	34,5	94,5	221,0	605,5	4,8	139,1
E1-4	3,3	9,0	252,5	691,8	0,3	90,9
E1-6	40,7	111,5	114,4	313,4	5,6	137,6
E1-8	17,1	46,8	125,1	342,7	2,4	140,4
E1-10	13,4	36,7	272,5	746,6	1,9	141,8
E1-11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-13	12,9	35,3	22,7	62,2	1,8	139,5
E1-15	17,4	47,7	98,3	269,3	2,4	137,9
E1-16	4,0	11,0	17,2	47,1	0,6	150,0
E1-17	6,1	16,7	116,8	320,0	0,8	131,1
E1-18	2,1	5,8	32,0	87,7	0,3	142,9
E1-19	15,3	41,9	25,5	69,9	2,1	137,3
E1-20	37,7	103,3	176,9	484,7	5,2	137,9
E1-21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
2029 год						
E1-1	12,5	34,2	206,3	565,2	1,7	136,0
E1-2	27,1	74,2	111,4	305,2	3,8	140,2
E1-3	26,1	71,5	209,4	573,7	3,6	137,9
E1-4	2,6	7,1	241,3	661,1	0,2	76,9
E1-6	30,7	84,1	108,4	297,0	4,3	140,1
E1-8	12,9	35,3	118,5	324,7	1,8	139,5

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-26

Формат А4

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

Наименование	Нефть, тыс.т/год	Нефть, т/сут	Жидкость, тыс.т/год	Жидкость, т/сут	Газ, млн.м3/год	Газовый фактор, м3/т
E1-10	10,1	27,7	258,2	707,4	1,4	138,6
E1-11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-13	9,8	26,8	21,5	58,9	1,4	142,9
E1-15	13,1	35,9	93,2	255,3	1,8	137,4
E1-16	3,0	8,2	16,3	44,7	0,4	133,3
E1-17	4,6	12,6	110,7	303,3	0,6	130,4
E1-18	1,7	4,7	23,9	65,5	0,2	117,6
E1-19	11,6	31,8	24,2	66,3	1,6	137,9
E1-20	28,4	77,8	167,6	459,2	3,9	137,3
E1-21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
2030 год						
E1-1	9,3	25,5	203,0	556,2	1,3	139,8
E1-2	20,3	55,6	109,6	300,3	2,8	137,9
E1-3	19,5	53,4	206,1	564,7	2,7	138,5
E1-4	2,2	6,0	232,1	635,9	0,2	90,9
E1-6	23,0	63,0	106,7	292,3	3,2	139,1
E1-8	9,7	26,6	116,6	319,5	1,3	134,0
E1-10	7,6	20,8	254,1	696,2	1,1	144,7
E1-11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-13	7,3	20,0	21,1	57,8	1,0	137,0
E1-15	9,8	26,8	91,7	251,2	1,4	142,9
E1-16	2,3	6,3	16,0	43,8	0,3	130,4
E1-17	3,5	9,6	108,9	298,4	0,5	142,9
E1-18	1,4	3,8	19,0	52,1	0,2	142,9
E1-19	8,7	23,8	23,8	65,2	1,2	137,9
E1-20	21,3	58,4	164,9	451,8	3,0	140,8
E1-21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
2031 год						
E1-1	7,0	19,2	193,8	531,0	1,0	142,9
E1-2	15,1	41,4	104,6	286,6	2,1	139,1
E1-3	14,6	40,0	196,7	538,9	2,0	137,0
E1-4	2,0	5,5	223,5	612,3	0,2	100,0
E1-6	17,2	47,1	101,8	278,9	2,4	139,5
E1-8	7,2	19,7	111,4	305,2	1,0	138,9
E1-10	5,7	15,6	242,6	664,7	0,8	140,4
E1-11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-13	5,5	15,1	20,2	55,3	0,8	145,5
E1-15	7,3	20,0	87,5	239,7	1,0	137,0

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	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.

Наименование	Нефть, тыс.т/год	Нефть, т/сут	Жидкость, тыс.т/год	Жидкость, т/сут	Газ, млн.м3/год	Газовый фактор, м3/т
E1-16	1,7	4,7	15,3	41,9	0,2	117,6
E1-17	2,6	7,1	104,0	284,9	0,4	153,8
E1-18	2,1	5,8	28,5	78,1	0,3	142,9
E1-19	6,5	17,8	22,7	62,2	0,9	138,5
E1-20	15,9	43,6	157,4	431,2	2,2	138,4
E1-21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
E1-22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-

Таблица 1.6 – Суммарные показатели по добычи нефти, газа и жидкости куста EP-1, с учетом существующих и вновь проектируемых скважин

Года	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нефть, тыс.т/год	429,5	344,2	265	201,5	152,1	116
Нефть, т/сут	1176,7	943,0	726,0	552,1	416,7	317,8
Жидкость, тыс.т/год	2253,2	2046,3	1862	1759,6	1719,4	1654,5
Жидкость, т/сут	6173,2	5606,3	5101,4	4820,8	4710,7	4532,9
Газ, млн.м ³ /год	59	47,4	36,6	27,7	21,1	16,1

Таблица 1.7 – Компонентный мольный состав разгазированной нефти при однократном разгазировании по пластам

Наименование компонента	Состав разгазированной нефти в стандартных условиях, % мол.		
	Пласт D ₃ -III	Пласт P _{1a+s}	
		Северный купол	Южный купол
Азот	0	-	-
Углекислый газ	0	Следы	Следы
Сероводород	0,053	0,06	0,02
Метан	0,29	0,12	0,06
Этан	0,37	0,20	0,39
Пропан	1,11	0,74	1,48
Изобутан	0,37	0,52	0,74
Н-бутан	1,92	1,44	2,82
Изопентан	1,26	1,24	2,00
Н-пентан	2,53	1,82	3,37
Гексан	5,7	5,88	7,32
Гептан	9,26	7,34	8,54
Октан	9,43	8,04	7,98
Нонан	-	5,43	5,90
Декан	-	3,56	3,20

03	-	Зам.	-	04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.			1–28

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

Наименование компонента	Состав разгазированной нефти в стандартных условиях, % мол.		
	Пласт D ₃ -III	Пласт P _{1a+s}	
		Северный купол	Южный купол
Ундекан	-	3,07	-
Фракция C ₁₂ +высшее	67,71	60,56	56,18
Итого	100	100	100
Молярная масса, г/моль	198	198,5	189
Молярная масса остатка, г/моль	298,8	258,5	260
Плотность нефти, кг/м ³	835,0	831,8	830,9

Таблица 1.8 – Компонентный мольный состав газа при однократном разгазировании нефти по пластам

Наименование компонента	Состав газа в стандартных условиях, % мол.		
	Пласт D ₃ -III	Пласт P _{1a+s}	
		Северный купол	Южный купол
Азот	5,91	8,02	6,069
Углекислый газ	1,59	1,23	0,77
Сероводород	1,86	1,04	1,10
Метан	56,91	66,44	56,44
Этан	12,63	8,39	13,70
Пропан	10,38	7,23	11,46
Изобутан	1,3	1,60	1,78
Н-бутан	4,84	3,16	5,09
Изопентан	1,22	1,07	1,16
Н-пентан	1,88	1,02	1,51
Гексан	1,143	0,82	0,93
Гептан	0,31	-	-
Оканы	0,1	-	-
Итого	100	100	100
Молекулярный вес	28,0	24,49	27,36
Плотность газа, кг/м ³	1,16	1,082	1,148
Плотность газа относительная воздуха, кг/м ³	0,966	0,844	0,943

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-29

Формат А4

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

Таблица 1.9 – Физико-химические свойства разгазированной нефти

Динамическая вязкость нефти, мПа*с	Значение		
	Пласт D ₃ -III	Пласт P _{1a+s}	
		Северный купол	Южный купол
при 20 °С	-	4,60	4,57
при 42-43 °С	5,29	-	-
при 50 °С	-	2,48	3,22
Температура застывания, °С	+26	-18	+4

Таблица 1.10 – Химический состав пластовых вод

Наименование компонента	Химический состав пластовых вод пласта
	D ₃ -III
Минерализация, г/дм ³	162,23
pH	6,66
Ca ⁺⁺ , мг/дм ³	10482
Mg ⁺⁺ , мг/дм ³	1752
Na ⁺⁺ +R ⁺ , мг/дм ³	49090
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	510
CO ₃ ⁻ , мг/дм ³	
SO ₄ ⁻⁻ , мг/дм ³	1665,5
Cl ⁻ , мг/дм ³	98729,6
Плотность воды, г/см ³ при 20 ⁰ С	1,107
Тип вод по В.А.Сулину	хлоркальцевый

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-30

Формат А4

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

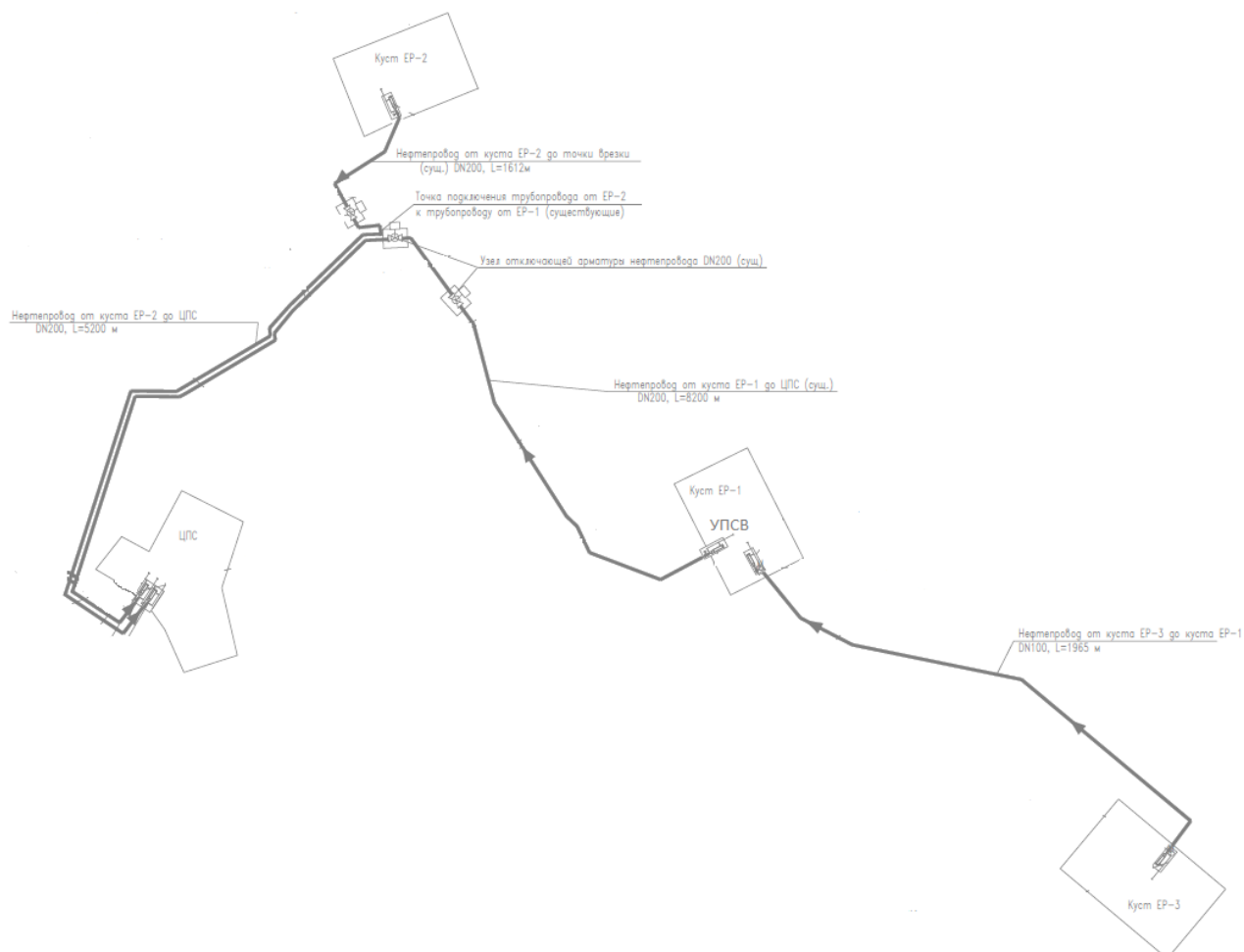


Рисунок 1.1 – Схема сбора

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-31

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

1.4.5.2 Результаты гидравлического расчета системы сбора

Теплогидравлический расчет системы сбора от скважин куста № ЕР-1 с проектируемыми скважинами Е1-14, Е1-25, реконструируемой скважиной Е1-12, от существующих скважин куста ЕР-1 и транспорта продукции скважин с учетом работы трубопровода от Кустов ЕР-2, ЕР-3 Харьягинского месторождения, а также с учетом установки УПСВ на площадке куста ЕР-1, выполнен на 2025 – 2031 годы эксплуатации.

Результаты теплогидравлического расчета по годам представлены в таблицах 1.11 - 1.15.

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Таблица 1.11 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения по 2026 году

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
скв.Е1-25 – т.вр. скв Е1-25	80	30	3,583	3,583	44,0	44,0	0,17	пробковый	1881
т.вр. скв Е1-25 – – т.вр. скв Е1-24	200	5	3,583	3,583	44,0	44,0	0,02	расслоенный	1881
скв.Е1-24 – т.вр. скв Е1-24	80	30	3,589	3,583	33,2	33,2	1,05	пробковый	8135
т.вр. скв Е1-24 – – т.вр. скв Е1-34	200	5	3,583	3,583	35,6	35,6	0,16	расслоенный	10016
скв.Е1-23 – т.вр. скв Е1-23	80	30	3,585	3,583	44,0	44,0	0,78	пробковый	12325
т.вр. скв Е1-23 – – т.вр. скв Е1-22	200	5	3,583	3,583	40,8	40,8	0,27	пробковый	22341
т.вр. скв Е1-22 – – т.вр. скв Е1-21	200	5	3,583	3,583	40,8	40,8	0,27	пробковый	22341
т.вр. скв Е1-21 – – т.вр. скв Е1-20	200	5	3,583	3,583	40,8	40,8	0,27	пробковый	22341
скв.Е1-20 – т.вр. скв Е1-203	80	30	3,604	3,583	51,6	51,6	2,77	пробковый	25684
т.вр. скв Е1-20 – – т.вр. скв Е1-19	200	5	3,583	3,583	46,4	46,4	0,63	пробковый	48025
скв.Е1-19 – т.вр. скв Е1-19	80	30	3,584	3,583	27,8	27,9	0,64	пробковый	3989
т.вр. скв Е1-19 – – т.вр. скв Е1-18	200	5	3,583	3,583	45,4	45,4	0,72	пробковый	52013
скв.Е1-18 – т.вр. скв Е1-18	80	30	3,584	3,583	16,3	16,3	0,42	пробковый	5951
т.вр. скв Е1-18 – – т.вр. скв Е1-17	200	5	3,583	3,583	42,1	42,1	0,77	пробковый	57964
скв.Е1-17 – т.вр. скв Е1-17	80	30	3,587	3,583	47,0	47,0	1,22	пробковый	16418
т.вр. скв Е1-17 – – т.вр. скв Е1-16	200	5	3,583	3,582	43,3	43,3	0,93	пробковый	74382
скв.Е1-16 – т.вр. скв Е1-16	80	30	3,583	3,582	57,0	57,0	0,29	пробковый	2508
т.вр. скв Е1-16 – – т.вр. скв Е1-15	200	5	3,582	3,582	43,7	43,7	0,97	пробковый	76891
скв.Е1-15 – т.вр. скв Е1-15	80	30	3,589	3,582	51,5	51,5	1,42	пробковый	14177
т.вр. скв Е1-15 – – т.вр. скв Е1-14	200	5	3,582	3,582	44,9	44,9	1,15	пробковый	91067
скв.Е1-14 – т.вр. скв Е1-15	80	30	3,582	3,582	57,2	57,1	0,19	пробковый	1132
т.вр. скв Е1-14 – – т.вр. скв Е1-13	200	5	3,582	3,582	45,0	45,0	1,18	пробковый	92200
скв.Е1-13 – т.вр. скв Е1-13	80	30	3,583	3,582	32,2	32,2	0,56	пробковый	3527
т.вр. скв Е1-13 – – т.вр. скв Е1-12	200	5	3,582	3,582	44,7	44,7	1,25	пробковый	95726
скв.Е1-12 – т.вр. скв Е1-15	80	30	3,582	3,582	57,2	57,1	0,22	пробковый	1692
т.вр. скв Е1-12 – – т.вр. скв Е1-11	200	5	3,582	3,581	44,9	44,9	1,28	пробковый	97418
т.вр. скв Е1-11 – – т.вр. скв Е1-10	200	5	3,581	3,581	44,9	44,9	1,28	пробковый	97418
скв.Е1-10 – т.вр. скв Е1-10	80	30	3,602	3,581	57,2	57,2	2,86	пробковый	38283
т.вр. скв Е1-10 – – т.вр. скв Е1-9	200	5	3,581	3,581	48,6	48,6	1,67	пробковый	135701

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-33

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
т.вр. скв Е1-9- – т.вр. скв Е1-8	200	5	3,581	3,580	48,6	48,6	1,67	пробковый	135701
скв.Е1-8 – т.вр. скв Е1-8	80	30	3,588	3,580	48,3	48,3	1,64	пробковый	17891
т.вр. скв Е1-8 – – т.вр. скв Е1-7	200	5	3,580	3,580	48,6	48,6	1,88	пробковый	153592
т.вр. скв Е1-7 – – т.вр. скв Е1-6	200	5	3,580	3,565	48,6	48,6	7,47	пробковый	153592
скв.Е1-6 – т.вр. скв Е1-6	80	30	3,589	3,565	48,3	48,3	2,29	пробковый	17083
т.вр. скв Е1-6 – – т.вр. скв Е1-5	200	5	3,565	3,565	48,6	48,6	2,19	пробковый	170676
т.вр. скв Е1-5 – – т.вр. скв Е1-4	200	5	3,565	3,564	48,6	48,6	2,19	пробковый	170676
скв.Е1-4 – т.вр. скв Е1-4	80	30	3,580	3,564	11,9	11,9	2,17	пробковый	33899
т.вр. скв Е1-4 – – т.вр. скв Е1-3	200	5	3,564	3,563	41,9	41,9	2,44	пробковый	204575
скв.Е1-3 – т.вр. скв Е1-3	80	30	3,588	3,563	57,9	57,9	3,12	пробковый	31731
т.вр. скв Е1-3 – – т.вр. скв Е1-2	200	5	3,563	3,562	44,1	44,1	2,84	пробковый	236306
скв.Е1-2 – т.вр. скв Е1-2	80	30	3,586	3,562	48,7	48,7	2,17	пробковый	17383
т.вр. скв Е1-2 – – т.вр. скв Е1-1	200	5	3,562	3,561	44,3	44,3	3,13	пробковый	253689
скв.Е1-1 – т.вр. скв Е1-01	80	30	3,577	3,561	56,6	56,6	2,48	пробковый	30759
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	3,561	3,529	45,7	45,7	3,47	пробковый	284448
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	3,687	3,529	28,2	29,1	0,82	пробковый	13243
УПСВ – перемычка	200	3117	3,529	3,034	45,1	44,6	2,45	пробковый	73975
Перемычка - ЦПС	200	5216	3,034	2,000	44,6	43,2	3,38	пробковый	70202
Перемычка – т.в.1	200	5	3,034	3,034	44,6	44,6	0,11	расслоенный	3773
Куст ЕР-2 – т.в.1	200	1623	3,488	3,034	33,9	33,8	2,03	пробковый	105206
Перемычка - ЦПС	200	5206	3,034	2,000	34,0	33,8	2,56	пробковый	108979

Таблица 1.12 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения по 2027 году

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
скв.Е1-25 – т.вр. скв Е1-25	80	30	3,273	3,272	44,0	44,0	0,59	пробковый	6442
т.вр. скв Е1-25 – – т.вр. скв Е1-24	200	5	3,272	3,272	44,0	44,0	0,08	расслоенный	6442
скв.Е1-24 – т.вр. скв Е1-24	80	30	3,277	3,272	33,2	33,2	0,95	пробковый	7285
т.вр. скв Е1-24 – – т.вр. скв Е1-34	200	5	3,272	3,272	38,8	38,8	0,20	пробковый	13727
скв.Е1-23 – т.вр. скв Е1-23	80	30	Не работает						

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
03	-	Зам.	-		04.09.26
1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					Лист
1-34					

					1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-	04.09.26			1-35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись			Дата

Формат А4

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
т.вр. скв Е1-3 -- т.вр. скв Е1-2	200	5	3,267	3,266	43,9	43,9	2,48	пробковый	203843
скв.Е1-2 – т.вр. скв Е1-2	80	30	3,287	3,266	48,7	48,7	1,96	пробковый	15584
т.вр. скв Е1-2 -- т.вр. скв Е1-1	200	5	3,266	3,265	44,2	44,2	2,74	пробковый	219427
скв.Е1-1 – т.вр. скв Е1-01	80	30	3,279	3,265	56,6	56,6	2,24	пробковый	27690
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	3,265	3,241	45,6	45,6	3,05	пробковый	247117
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	3,386	3,241	28,2	29,1	0,82	пробковый	12320
УПСВ – перемычка	200	3117	3,241	2,856	44,9	44,5	2,09	пробковый	59830
Перемычка - ЦПС	200	5216	2,856	2,000	44,5	43,2	2,89	пробковый	59830
Перемычка – т.в.1	200	5	Не требуется						
Куст ЕР-2 – т.в.1	200	1623	3,290	2,854	33,9	33,8	1,73	пробковый	97837
Перемычка - ЦПС	200	5206	2,854	2,000	33,8	33,8	1,91	пробковый	97837

Таблица 1.13 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения по 2028 году

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
скв.Е1-25 – т.вр. скв Е1-25	80	30	2,990	2,989	44,0	44,0	0,56	пробковый	6082
т.вр. скв Е1-25 -- т.вр. скв Е1-24	200	5	2,989	2,989	44,0	44,0	0,07	расслоенный	6082
скв.Е1-24 – т.вр. скв Е1-24	80	30	2,993	2,989	33,2	33,2	0,84	пробковый	6566
т.вр. скв Е1-24 -- т.вр. скв Е1-34	200	5	2,989	2,989	38,8	38,8	0,19	расслоенный	12647
скв.Е1-23 – т.вр. скв Е1-23	80	30	Не работает						
т.вр. скв Е1-23 -- т.вр. скв Е1-22	200	5	2,989	2,989	38,8	38,8	0,19	расслоенный	12647
т.вр. скв Е1-22 -- т.вр. скв Е1-21	200	5	2,989	2,989	38,8	38,8	0,19	расслоенный	12647
т.вр. скв Е1-21 -- т.вр. скв Е1-20	200	5	2,989	2,989	38,8	38,8	0,19	расслоенный	12647
скв.Е1-20– т.вр. скв Е1-203	80	30	3,002	2,989	51,6	51,6	2,22	пробковый	20876
т.вр. скв Е1-20 -- т.вр. скв Е1-19	200	5	2,989	2,989	46,9	46,9	0,48	пробковый	33523
скв.Е1-19 – т.вр. скв Е1-19	80	30	2,990	2,989	27,8	27,9	0,51	пробковый	3189
т.вр. скв Е1-19 -- т.вр. скв Е1-18	200	5	2,989	2,989	45,6	45,6	0,55	пробковый	36712
скв.Е1-18 – т.вр. скв Е1-18	80	30	2,989	2,989	16,3	16,4	0,27	пробковый	3692
т.вр. скв Е1-18 -- т.вр. скв Е1-17	200	5	2,989	2,989	42,6	42,6	0,58	пробковый	40404
скв.Е1-17 – т.вр. скв Е1-17	80	30	2,992	2,989	47,0	47,0	0,99	пробковый	13445

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
03	-	Зам.	-		04.09.26
1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					Лист
					1-36

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
т.вр. скв Е1-17 -- т.вр. скв Е1-16	200	5	2,989	2,989	43,8	43,8	0,71	пробковый	53849
скв.Е1-16 -- т.вр. скв Е1-16	80	30	2,989	2,989	57,0	57,0	0,23	пробковый	2037
т.вр. скв Е1-16 -- т.вр. скв Е1-15	200	5	2,989	2,988	44,3	44,3	0,74	пробковый	55886
скв.Е1-15 -- т.вр. скв Е1-15	80	30	2,993	2,988	51,5	51,5	1,15	пробковый	11542
т.вр. скв Е1-15 -- т.вр. скв Е1-14	200	5	2,988	2,988	45,5	45,5	0,89	пробковый	67428
т.вр. скв Е1-14 -- т.вр. скв Е1-13	200	5	2,988	2,988	45,5	45,5	0,89	пробковый	67428
скв.Е1-13 -- т.вр. скв Е1-13	80	30	2,989	2,988	32,2	32,2	0,45	пробковый	2823
т.вр. скв Е1-13 -- т.вр. скв Е1-12	200	5	2,988	2,988	45,1	45,1	0,95	пробковый	70251
т.вр. скв Е1-12 -- т.вр. скв Е1-11	200	5	2,988	2,988	45,1	45,1	0,95	пробковый	70251
т.вр. скв Е1-11 -- т.вр. скв Е1-10	200	5	2,988	2,988	45,1	45,1	0,95	пробковый	70251
скв.Е1-10 -- т.вр. скв Е1-10	80	30	3,002	2,988	57,2	57,2	2,33	пробковый	31355
т.вр. скв Е1-10 -- т.вр. скв Е1-9	200	5	2,988	2,987	49,1	49,1	1,27	пробковый	101606
т.вр. скв Е1-9 -- т.вр. скв Е1-8	200	5	2,987	2,987	49,1	49,1	1,27	пробковый	101606
скв.Е1-8 -- т.вр. скв Е1-8	80	30	2,993	2,987	48,3	48,3	1,32	пробковый	14593
т.вр. скв Е1-8 -- т.вр. скв Е1-7	200	5	2,987	2,987	49,0	49,0	1,44	пробковый	116199
т.вр. скв Е1-7 -- т.вр. скв Е1-6	200	5	2,987	2,987	49,0	49,0	1,44	пробковый	116199
скв.Е1-6 -- т.вр. скв Е1-6	80	30	3,004	2,987	48,3	48,3	1,82	пробковый	13799
т.вр. скв Е1-6 -- т.вр. скв Е1-5	200	5	2,987	2,986	48,9	48,9	1,68	пробковый	129997
т.вр. скв Е1-5 -- т.вр. скв Е1-4	200	5	2,986	2,986	48,9	48,9	1,68	пробковый	129997
скв.Е1-4 -- т.вр. скв Е1-4	80	30	2,998	2,986	11,9	11,9	1,81	пробковый	28858
т.вр. скв Е1-4 -- т.вр. скв Е1-3	200	5	2,986	2,985	41,6	41,6	1,89	пробковый	158855
скв.Е1-3 -- т.вр. скв Е1-3	80	30	3,001	2,985	57,9	57,9	2,51	пробковый	25858
т.вр. скв Е1-3 -- т.вр. скв Е1-2	200	5	2,985	2,985	43,9	43,9	2,22	пробковый	184713
скв.Е1-2 -- т.вр. скв Е1-2	80	30	3,002	2,985	48,7	48,7	1,73	пробковый	14071
т.вр. скв Е1-2 -- т.вр. скв Е1-1	200	5	2,985	2,984	44,2	44,2	2,44	пробковый	198784
скв.Е1-1 -- т.вр. скв Е1-01	80	30	2,995	2,984	56,6	56,6	2,01	пробковый	25160
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	2,984	2,964	45,7	45,7	2,72	пробковый	223944
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	3,198	2,964	28,2	28,7	1,20	пробковый	20982
УПСВ -- перемычка	200	3117	2,964	2,668	44,3	43,9	1,77	пробковый	47666
Перемычка - ЦПС	200	5216	2,668	2,000	43,9	42,9	2,29	пробковый	47666
Перемычка -- т.в.1	200	5	Не требуется						
Куст ЕР-2 -- т.в.1	200	1623	2,977	2,616	33,9	33,9	1,61	пробковый	94100

03	-	Зам.	-	04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись			Дата

Формат А4

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

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
Перемычка - ЦПС	200	5206	2,616	2,000	33,9	33,9	1,67	пробковый	94100

Таблица 1.14 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения по 2029 году

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
скв.Е1-25 – т.вр. скв Е1-25	80	30	2,756	2,755	44,0	44,0	0,54	пробковый	5721
т.вр. скв Е1-25 – – т.вр. скв Е1-24	200	5	2,755	2,755	44,0	44,0	0,07	расслоенный	5721
скв.Е1-24 – т.вр. скв Е1-24	80	30	2,759	2,755	33,2	33,2	0,74	пробковый	6150
т.вр. скв Е1-24 – – т.вр. скв Е1-34	200	5	2,755	2,755	38,7	38,7	0,17	расслоенный	11870
скв.Е1-23 – т.вр. скв Е1-23	80	30	Не работает						
т.вр. скв Е1-23 – – т.вр. скв Е1-22	200	5	2,755	2,755	38,7	38,7	0,17	расслоенный	11870
т.вр. скв Е1-22 – – т.вр. скв Е1-21	200	5	2,755	2,755	38,7	38,7	0,17	расслоенный	11870
т.вр. скв Е1-21 – – т.вр. скв Е1-20	200	5	2,755	2,755	38,7	38,7	0,17	расслоенный	11870
скв.Е1-20– т.вр. скв Е1-203	80	30	2,766	2,755	51,6	51,6	2,00	пробковый	19648
т.вр. скв Е1-20 – – т.вр. скв Е1-19	200	5	2,755	2,755	46,8	46,8	0,43	пробковый	31518
скв.Е1-19 – т.вр. скв Е1-19	80	30	2,756	2,755	27,8	27,9	0,44	пробковый	2968
т.вр. скв Е1-19 – – т.вр. скв Е1-18	200	5	2,755	2,755	45,5	45,5	0,49	пробковый	34486
скв.Е1-18 – т.вр. скв Е1-18	80	30	2,755	2,755	16,3	16,4	0,20	пробковый	2759
т.вр. скв Е1-18 – – т.вр. скв Е1-17	200	5	2,755	2,755	43,1	43,1	0,52	пробковый	37245
скв.Е1-17 – т.вр. скв Е1-17	80	30	2,758	2,755	47,0	47,0	0,92	пробковый	12718
т.вр. скв Е1-17 – – т.вр. скв Е1-16	200	5	2,755	2,755	44,2	44,2	0,64	пробковый	49963
скв.Е1-16 – т.вр. скв Е1-16	80	30	2,755	2,755	57,0	57,0	0,20	расслоенный	1916
т.вр. скв Е1-16 – – т.вр. скв Е1-15	200	5	2,755	2,755	44,7	44,7	0,67	пробковый	51879
скв.Е1-15 – т.вр. скв Е1-15	80	30	2,758	2,755	51,5	51,5	1,04	пробковый	10875
т.вр. скв Е1-15 – – т.вр. скв Е1-14	200	5	2,755	2,755	45,9	45,9	0,80	пробковый	62754
т.вр. скв Е1-14 – – т.вр. скв Е1-13	200	5	2,755	2,754	45,9	45,9	0,80	пробковый	62754
скв.Е1-13 – т.вр. скв Е1-13	80	30	2,755	2,754	32,2	32,2	0,39	пробковый	2630
т.вр. скв Е1-13 – – т.вр. скв Е1-12	200	5	2,754	2,754	45,4	45,4	0,86	пробковый	65384
т.вр. скв Е1-12 – – т.вр. скв Е1-11	200	5	2,754	2,754	45,4	45,4	0,86	пробковый	65384
т.вр. скв Е1-11 – – т.вр. скв Е1-10	200	5	2,754	2,754	45,4	45,4	0,86	пробковый	65384

03	-	Зам.	-	04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист 1-38
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись			

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_Р03.docx

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
скв.Е1-10 – т.вр. скв Е1-10	80	30	2,767	2,754	57,2	57,2	2,17	пробковый	29662
т.вр. скв Е1-10 – – т.вр. скв Е1-9	200	5	2,754	2,754	49,3	49,3	1,15	пробковый	95045
т.вр. скв Е1-9 – – т.вр. скв Е1-8	200	5	2,754	2,754	49,3	49,3	1,15	пробковый	95045
скв.Е1-8 – т.вр. скв Е1-8	80	30	2,758	2,754	48,3	48,3	1,20	пробковый	13767
т.вр. скв Е1-8 – – т.вр. скв Е1-7	200	5	2,754	2,753	49,2	49,2	1,28	пробковый	108812
т.вр. скв Е1-7 – – т.вр. скв Е1-6	200	5	2,753	2,753	49,2	49,2	1,30	пробковый	108812
скв.Е1-6 – т.вр. скв Е1-6	80	30	2,761	2,753	48,3	48,3	1,61	пробковый	12931
т.вр. скв Е1-6 – – т.вр. скв Е1-5	200	5	2,753	2,753	49,1	49,1	1,52	пробковый	121743
т.вр. скв Е1-5 – – т.вр. скв Е1-4	200	5	2,753	2,752	49,1	49,1	1,52	пробковый	121743
скв.Е1-4 – т.вр. скв Е1-4	80	30	2,763	2,752	11,9	11,9	1,73	пробковый	27574
т.вр. скв Е1-4 – – т.вр. скв Е1-3	200	5	2,752	2,752	41,8	41,8	1,72	пробковый	149317
скв.Е1-3 – т.вр. скв Е1-3	80	30	2,765	2,752	57,9	57,9	2,27	пробковый	24380
т.вр. скв Е1-3 – – т.вр. скв Е1-2	200	5	2,752	2,751	44,0	44,0	2,02	пробковый	173696
скв.Е1-2 – т.вр. скв Е1-2	80	30	2,758	2,751	48,7	48,7	1,54	пробковый	13207
т.вр. скв Е1-2 – – т.вр. скв Е1-1	200	5	2,751	2,751	44,3	44,3	2,22	пробковый	186903
скв.Е1-1 – т.вр. скв Е1-01	80	30	2,760	2,751	56,6	56,6	1,85	пробковый	23782
Куст ЕР-1 – УПСВ	200	100	2,751	2,735	45,8	45,8	2,47	пробковый	210684
Куст ЕР-3 – УПСВ	100	1965	2,912	2,735	28,2	28,7	1,04	пробковый	19127
УПСВ – перемычка	200	3117	2,735	2,513	44,4	44,1	1,40	пробковый	35844
Перемычка – ЦПС	200	5216	2,513	2,000	44,1	43,2	1,73	пробковый	35844
Перемычка – т.в.1	200	5	Не требуется						
Куст ЕР-2 – т.в.1	200	1623	2,908	2,561	33,9	33,9	1,45	пробковый	89231
Перемычка – ЦПС	200	5206	2,561	2,000	33,9	33,9	1,46	пробковый	89231

Таблица 1.15 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения по 2030 году

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
скв.Е1-25 – т.вр. скв Е1-25	80	30	2,620	2,619	44,0	44,0	0,67	пробковый	5460
т.вр. скв Е1-25 – – т.вр. скв Е1-24	200	5	2,619	2,619	44,0	44,0	0,09	расслоенный	5460
скв.Е1-24 – т.вр. скв Е1-24	80	30	2,620	2,619	33,2	33,2	0,66	пробковый	5986

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
03	-	Зам.	-		04.09.26
1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					Лист
1-39					

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
т.вр. скв Е1-24 – – т.вр. скв Е1-34	200	5	2,619	2,619	38,5	38,5	0,17	расслоенный	11446
скв.Е1-23 – т.вр. скв Е1-23	80	30	Не работает						
т.вр. скв Е1-23 – – т.вр. скв Е1-22	200	5	2,619	2,619	38,5	38,5	0,17	расслоенный	11446
т.вр. скв Е1-22 – – т.вр. скв Е1-21	200	5	2,619	2,619	38,5	38,5	0,17	расслоенный	11446
т.вр. скв Е1-21 – – т.вр. скв Е1-20	200	5	2,619	2,619	38,5	38,5	0,17	расслоенный	11446
скв.Е1-20– т.вр. скв Е1-203	80	30	2,628	2,619	51,6	51,6	1,82	пробковый	19213
т.вр. скв Е1-20 – – т.вр. скв Е1-19	200	5	2,619	2,619	46,8	46,8	0,41	пробковый	30659
скв.Е1-19 – т.вр. скв Е1-19	80	30	2,620	2,619	27,8	27,8	0,38	пробковый	2872
т.вр. скв Е1-19 – – т.вр. скв Е1-18	200	5	2,619	2,619	45,4	45,4	0,47	пробковый	33530
скв.Е1-18 – т.вр. скв Е1-18	80	30	2,619	2,619	16,3	16,4	0,17	пробковый	2191
т.вр. скв Е1-18 – – т.вр. скв Е1-17	200	5	2,619	2,618	43,5	43,5	0,49	пробковый	35722
скв.Е1-17 – т.вр. скв Е1-17	80	30	2,621	2,618	47,0	47,0	0,88	пробковый	12495
т.вр. скв Е1-17 – – т.вр. скв Е1-16	200	5	2,618	2,618	44,5	44,5	0,60	пробковый	48217
скв.Е1-16 – т.вр. скв Е1-16	80	30	2,619	2,618	57,0	57,0	0,19	расслоенный	1872
т.вр. скв Е1-16 – – т.вр. скв Е1-15	200	5	2,618	2,618	44,9	44,9	0,63	пробковый	50089
скв.Е1-15 – т.вр. скв Е1-15	80	30	2,621	2,618	51,5	51,5	0,95	пробковый	10645
т.вр. скв Е1-15 – – т.вр. скв Е1-14	200	5	2,618	2,618	46,1	46,1	0,75	пробковый	60734
т.вр. скв Е1-14 – – т.вр. скв Е1-13	200	5	2,618	2,618	46,1	46,1	0,75	пробковый	60734
скв.Е1-13 – т.вр. скв Е1-13	80	30	2,619	2,618	32,2	32,2	0,34	пробковый	2546
т.вр. скв Е1-13 – – т.вр. скв Е1-12	200	5	2,618	2,618	45,6	45,6	0,80	пробковый	63280
т.вр. скв Е1-12 – – т.вр. скв Е1-11	200	5	2,618	2,618	45,6	45,6	0,80	пробковый	63280
т.вр. скв Е1-11 – – т.вр. скв Е1-10	200	5	2,618	2,618	45,6	45,6	0,80	пробковый	63280
скв.Е1-10 – т.вр. скв Е1-10	80	30	2,630	2,618	57,2	57,2	2,08	пробковый	29144
т.вр. скв Е1-10 – – т.вр. скв Е1-9	200	5	2,618	2,618	49,4	49,4	1,08	пробковый	92425
т.вр. скв Е1-9 – – т.вр. скв Е1-8	200	5	2,618	2,618	49,4	49,4	1,08	пробковый	92425
скв.Е1-8 – т.вр. скв Е1-8	80	30	2,621	2,618	48,3	48,3	1,12	пробковый	13492
т.вр. скв Е1-8 – – т.вр. скв Е1-7	200	5	2,618	2,617	49,3	49,3	1,23	пробковый	105916
т.вр. скв Е1-7 – – т.вр. скв Е1-6	200	5	2,617	2,617	49,3	49,3	1,23	пробковый	105916
скв.Е1-6 – т.вр. скв Е1-6	80	30	2,623	2,617	48,3	48,3	1,43	пробковый	12594
т.вр. скв Е1-6 – – т.вр. скв Е1-5	200	5	2,617	2,617	49,2	49,2	1,41	пробковый	118510
т.вр. скв Е1-5 – – т.вр. скв Е1-4	200	5	2,617	2,616	49,2	49,2	1,41	пробковый	118510
скв.Е1-4 – т.вр. скв Е1-4	80	30	2,627	2,616	11,9	11,9	1,66	пробковый	26521

					1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
							1-40
03	-	Зам.	-	04.09.26			
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись			Дата

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
т.вр. скв Е1-4 - - т.вр. скв Е1-3	200	5	2,616	2,616	42,0	42,0	1,61	пробковый	145031
скв.Е1-3 – т.вр. скв Е1-3	80	30	2,628	2,616	57,9	57,9	2,09	пробковый	23879
т.вр. скв Е1-3 - - т.вр. скв Е1-2	200	5	2,616	2,616	44,3	44,3	1,89	пробковый	168910
скв.Е1-2 – т.вр. скв Е1-2	80	30	2,621	2,616	48,7	48,7	1,37	пробковый	12880
т.вр. скв Е1-2 - - т.вр. скв Е1-1	200	5	2,616	2,615	44,6	44,6	2,07	пробковый	181790
скв.Е1-1 – т.вр. скв Е1-01	80	30	2,624	2,615	56,6	56,6	1,76	пробковый	23348
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	2,615	2,601	46,0	46,0	2,30	пробковый	205138
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	2,751	2,601	28,2	28,7	0,95	пробковый	18692
УПСВ – перемычка	200	3117	2,601	2,427	44,6	44,3	1,12	пробковый	27126
Перемычка - ЦПС	200	5216	2,427	2,000	44,3	43,5	1,34	пробковый	27126
Перемычка – т.в. 1	200	5	Не требуется						
Куст ЕР-2 – т.в. 1	200	1623	2,867	2,526	33,9	33,9	1,32	пробковый	85901
Перемычка - ЦПС	200	5206	2,526	2,000	33,9	34,0	1,31	пробковый	85901

03	-	Зам.	-	04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист 1-41	
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись				Дата

Таблица 1.16 – Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского месторождения по 2030 году

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
скв.Е1-25 – т.вр. скв Е1-25	80	30	2,540	2,539	44,0	44,0	0,50	пробковый	5246
т.вр. скв Е1-25 – – т.вр. скв Е1-24	200	5	2,539	2,539	44,0	44,0	0,07	расслоенный	5246
скв.Е1-24 – т.вр. скв Е1-24	80	30	2,540	2,539	33,2	33,2	0,57	пробковый	5670
т.вр. скв Е1-24 – – т.вр. скв Е1-34	200	5	2,539	2,539	38,5	38,5	0,14	расслоенный	10917
скв.Е1-23 – т.вр. скв Е1-23	80	30	Не работает						
т.вр. скв Е1-23 – – т.вр. скв Е1-22	200	5	2,539	2,539	38,5	38,5	0,14	расслоенный	10917
т.вр. скв Е1-22 – – т.вр. скв Е1-21	200	5	2,539	2,539	38,5	38,5	0,14	расслоенный	10917
т.вр. скв Е1-21 – – т.вр. скв Е1-20	200	5	2,539	2,539	38,5	38,5	0,14	расслоенный	10917
скв.Е1-20 – т.вр. скв Е1-203	80	30	2,547	2,539	51,6	51,6	1,62	пробковый	18260
т.вр. скв Е1-20 – – т.вр. скв Е1-19	200	5	2,539	2,539	46,8	46,8	0,35	пробковый	29177
скв.Е1-19 – т.вр. скв Е1-19	80	30	2,540	2,539	27,8	27,9	0,33	пробковый	2708
т.вр. скв Е1-19 – – т.вр. скв Е1-18	200	5	2,539	2,539	45,3	45,3	0,40	пробковый	31885
скв.Е1-18 – т.вр. скв Е1-18	80	30	2,539	2,539	16,3	16,4	0,25	пробковый	3288
т.вр. скв Е1-18 – – т.вр. скв Е1-17	200	5	2,539	2,539	42,5	42,5	0,43	пробковый	35173
скв.Е1-17 – т.вр. скв Е1-17	80	30	2,541	2,539	47,0	47,0	0,83	пробковый	11915
т.вр. скв Е1-17 – – т.вр. скв Е1-16	200	5	2,539	2,539	43,7	43,7	0,54	пробковый	47088
скв.Е1-16 – т.вр. скв Е1-16	80	30	2,539	2,539	57,0	57,0	0,16	расслоенный	1779
т.вр. скв Е1-16 – – т.вр. скв Е1-15	200	5	2,539	2,539	44,2	44,2	0,56	пробковый	48866
скв.Е1-15 – т.вр. скв Е1-15	80	30	2,541	2,539	51,5	51,5	0,86	пробковый	10125
т.вр. скв Е1-15 – – т.вр. скв Е1-14	200	5	2,539	2,539	45,5	45,5	0,67	пробковый	58991
т.вр. скв Е1-14 – – т.вр. скв Е1-13	200	5	2,539	2,539	45,5	45,5	0,67	пробковый	58991
скв.Е1-13 – т.вр. скв Е1-13	80	30	2,539	2,539	32,2	32,2	0,29	пробковый	2403
т.вр. скв Е1-13 – – т.вр. скв Е1-12	200	5	2,539	2,539	45,0	45,0	0,71	пробковый	61394
т.вр. скв Е1-12 – – т.вр. скв Е1-11	200	5	2,539	2,539	45,0	45,0	0,71	пробковый	61394
т.вр. скв Е1-11 – – т.вр. скв Е1-10	200	5	2,539	2,538	45,0	45,0	0,71	пробковый	61394
скв.Е1-10 – т.вр. скв Е1-10	80	30	2,549	2,538	57,2	57,2	1,94	пробковый	27793
т.вр. скв Е1-10 – – т.вр. скв Е1-9	200	5	2,538	2,538	48,9	48,9	0,97	пробковый	89187
т.вр. скв Е1-9 – – т.вр. скв Е1-8	200	5	2,538	2,538	48,9	48,9	0,97	пробковый	89187
скв.Е1-8 – т.вр. скв Е1-8	80	30	2,541	2,538	48,3	48,3	1,02	пробковый	12843

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-42

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

Формат А4

Наименование трубопровода	DN	Длина, м	Давление, МПа (изб.)		Температура, °С		Скорость, м/с	Режим	Расход флюида, кг/ч
			в начале	в конце	в начале	в конце			
т.вр. скв Е1-8 -- т.вр. скв Е1-7	200	5	2,538	2,538	48,9	48,9	1,11	пробковый	102030
т.вр. скв Е1-7 -- т.вр. скв Е1-6	200	5	2,538	2,538	48,9	48,9	1,11	пробковый	102030
скв.Е1-6 – т.вр. скв Е1-6	80	30	2,542	2,538	48,3	48,3	1,24	пробковый	11935
т.вр. скв Е1-6 -- т.вр. скв Е1-5	200	5	2,538	2,538	48,8	48,8	1,27	пробковый	113965
т.вр. скв Е1-5 -- т.вр. скв Е1-4	200	5	2,538	2,537	48,8	48,8	1,27	пробковый	113965
скв.Е1-4 – т.вр. скв Е1-4	80	30	2,547	2,537	11,9	11,9	1,60	пробковый	25541
т.вр. скв Е1-4 -- т.вр. скв Е1-3	200	5	2,537	2,537	41,8	41,8	1,46	пробковый	139506
скв.Е1-3 – т.вр. скв Е1-3	80	30	2,547	2,537	57,9	57,9	1,89	пробковый	22721
т.вр. скв Е1-3 -- т.вр. скв Е1-2	200	5	2,537	2,537	44,0	44,0	1,71	пробковый	162227
скв.Е1-2 – т.вр. скв Е1-2	80	30	2,541	2,537	48,7	48,7	1,21	пробковый	12219
т.вр. скв Е1-2 -- т.вр. скв Е1-1	200	5	2,537	2,536	44,4	44,4	1,87	пробковый	174446
скв.Е1-1 – т.вр. скв Е1-01	80	30	2,544	2,536	56,6	56,6	1,63	пробковый	22254
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	2,536	2,524	45,8	45,8	2,09	пробковый	196699
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	2,647	2,524	28,2	28,8	0,85	пробковый	17758
УПСВ – перемычка	200	3117	2,524	2,379	44,4	44,2	0,84	пробковый	20560
Перемычка - ЦПС	200	5216	2,379	2,006	44,2	43,5	0,99	волновой	20560
Перемычка – т.в.1	200	5	Не требуется						
Куст ЕР-2 – т.в.1	200	1623	2,839	2,502	33,9	33,9	1,21	пробковый	82927
Перемычка - ЦПС	200	5206	2,502	2,000	33,9	34,0	1,18	пробковый	82927

03	-	Зам.	-	04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист 1-43
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись			
Дата							

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

Формат А4

1.4.5.3 Вывод по результатам гидравлического и теплового расчета системы сбора

Диаметр выкидных трубопроводов от проектируемых скважин №№ Е1-25, Е1-14 (при отработке на нефть) рекомендуется принять DN80.

После отработки на нефть скважина Е1-14 переводится в систему ППД. Диаметр вновь проектируемого участка трубопровода нагнетания к скважине Е1-14 принят DN100 в соответствии с гидравлическим расчетом, приведенном в Томе 6.2.1 «Поддержание пластового давления», п.1.6.3 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-03.

Давление на устье проектируемых скважинах составляет 2,54 – 3,52 МПа(изб).

Скорость водогазонефтяной смеси в выкидном трубопроводе от проектируемых скважин находится в диапазоне 0,14 – 0,95 м/с.

Расчет был выполнен с установкой УПСВ на кустовой площадке ЕР-1 с подключением куста ЕР-3.

Следует отметить, что переключка между трубопроводом от куста ЕР-2 и трубопроводом от кустовых площадок ЕР-1 и ЕР-3 с 2027 года не требуется.

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

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

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

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

Трубопроводы могут испытываться гидравлическим и пневматическим способами. Гидравлические испытания проводить при положительной температуре окружающего воздуха. При проведении испытания при температуре окружающего воздуха ниже 0°С принять меры против замерзания воды и обеспечить надежное опорожнение трубопровода.

Монтаж, сварка, испытания 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 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. Приказом Ростехнадзора №444 от 21.12.2021, №444.

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.

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-44
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.

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

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

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

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

Сварные соединения после монтажа подвергаются контролю физическими методами в объеме в соответствии п. 12.3 ГОСТ 32569-2013.

Давление, продолжительность испытаний, объем контроля сварных соединений трубопроводов приведены в таблице 1.16.

Испытания трубопроводов проводят гидравлическим способом. При гидравлическом испытании и температуре окружающей среды ниже 0°C 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.

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.

Схема проведения испытаний трубопроводов приведена в Томе 7 «Проект организации строительства».

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-45

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

Наименование участка трубопровода	Диаметр толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория, группа	Контроль Физическими методами, %	Расчетно е/ Рабочее давлени е, МПа	Давление испытания, МПа			Примечания
						на прочность	на плот ность	на гермет ичност ь	
Эксплуатационный коллектор	219х9	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями	A(б) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	<u>6,3</u> 3,58	1,43 Р _{расч} =9,009 принято Р _{пр} =9,009	9,009	3,68	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013
Выкидной трубопровод	89х7		A(б) I	100 (до запорного устройства 20 (после запорного устройства) Ультразвуковой или радиографический метод)	<u>6,3</u> 3,58	1,43 Р _{расч} =9,009 принято Р _{пр} =9,009	9,009	3,58	
Замерный коллектор	114х8		A(б) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	<u>6,3</u> 3,58	1,43 Р _{расч} =9,009 принято Р _{пр} =9,009	9,009	3,58	
Трубопровод обвязки затрубного пространства и трубопровод на технологические нужды	57х6		A(б) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	<u>6,3</u> 3,58	1,43 Р _{расч} =9,009 принято Р _{пр} =9,009	9,009	3,58	
Примечания									
1) Испытание на прочность и плотность – гидравлическим способом;									
2) Испытание на герметичность проводить пневматическим способом									

03	-	Зам.	-	04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001					АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись							
				Дата						Лист	1-46

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

1.4.7 Требования к организации производства

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

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

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

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

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

- управление производством.

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

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

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

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

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

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

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-47
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.

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

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

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

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

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

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

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

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-48
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.

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

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

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

Эксплуатация проектируемых объектов осуществляется силами действующего оперативного персонала.

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

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

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

– Положение о порядке организации безопасного производства работ должно предусматривать:

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-49
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.

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

Подробно требования к организации производства приведены в Томе 6.4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.5 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для антикоррозионной защиты выкидных трубопроводов, манифольдов (эксплуатационный и замерный) на кустовой площадке, а также нефтесборных трубопроводов предусматривается подача ингибитора коррозии.

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

Агрегатное состояние: жидкость.

Состав: изготовлен на основе жидких аминопроизводных в растворе изопропанола.

Растворимость в воде: растворим

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

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

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

Запас ингибитора коррозии на кусте обеспечивает бесперебойную работу в течении семи дней.

Для продувки трубопроводов требуется азот. Азот поставляется в баллонах.

Электроснабжение Харьягинского месторождения осуществляется газотурбинными электростанциями, расположенными на площадке ЦПС, а также аварийными дизельными генераторами.

Общая потребность месторождения в электроэнергии на добычу, сбор, транспорт нефти и газа и обоснование потребности электроэнергии представлены Томе 5.1.1 «Система электроснабжения».

1.6 Описание источников поступления сырья

Источники сырья и материалов:

- в систему сбора и транспорта поступает продукция с действующего куста скважин ЕР-1;
- источниками электроснабжения месторождения являются газотурбинные электростанции, расположенные на площадке ЦПС, а также аварийные дизельные электростанции.
- для антикоррозионной защиты, трубопроводов и оборудования, расположенного на кустовых площадках, а также нефтегазосборных трубопроводов, предусматривается подача

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-50
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

ингибитора коррозии. Разгрузка реагентов производится с железнодорожной станции «Усинск».

Доставка реагентов со станции на склад предусматривается автомобильным транспортом.

Хранение реагентов предусмотрено в бочках на централизованном складе, расположенном на территории ЦПС. Доставка реагента на кустовую площадку предусматривается автомобильным транспортом.

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

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

1.7 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

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

- Расчетное давление в системе сбора составляет 6,3 МПа (изб.);
- Рабочее давление в системе сбора составляет в диапазоне 2,0...3,58 МПа (изб.);
- Давление на входе на сооружения площадки ЦПС 2,0 МПа (изб.);
- Температура на входе на сооружения площадки ЦПС плюс 34°C;
- Температура на устьях проектируемых скважин плюс 30...57°C;

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

Характеристики технологического процесса, конфигурация оборудования и другие решения приняты на основании теплогидравлического расчета системы сбора продукции скважин, приведенного в п. 1.4.5.

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

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

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

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-51

Формат А4

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

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

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

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

- площадка под ремонтный агрегат;
- площадка под передвижные мостки;
- места для крепления передвижных якорей оттяжек.

Краткая характеристика, проектные и конструктивные решения устройства площадок установки подъемных агрегатов и площадок (мест) размещения приемных мостков бригад ремонта скважин приведена в Томе 4.1 «Конструктивные решения».

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

Обоснование количества, производственных и технических характеристик вспомогательного оборудования приведено в Томе 5.1.1 «Система электроснабжения», Томе 5.3 «Система водоотведения», Томе 5.5 «Сети связи».

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

Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств будут приведены в рабочей документации после определения заводов–изготовителей в результате тендера. Технологическое оборудование и технические устройства, применяемые в проекте, не используются на подземных горных работах.

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

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

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

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

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

Подробно сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности приведены в Томе 6.4 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 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 7 «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».

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-53
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.

к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» работу проектируемых объектов в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно около производственного оборудования;

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

Приточно-вытяжные системы вентиляции автоматизированы.

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

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

Все проектные решения на месторождении направлены на обеспечение безопасности производства.

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

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

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

Для обслуживающего персонала предусмотрено специальное помещение.

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-54
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – газожидкостной смеси и попутного нефтяного газа, их токсичность.

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

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

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

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

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

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

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

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-55
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

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 непроизводственных объектов, приведены в Томе 6.4 Часть 4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Новая ИСУБ предназначена для выполнения следующих функций:

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-56
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.

- отображение и регистрация основных контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- выдача отчётных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала;
- обмен информацией со смежными системами;
- своевременное оповещение персонала об аварийных ситуациях;
- обмен информацией с офисом компании в Москве для передачи ежедневных сводок производительности, долгосрочного хранения данных и анализа исторических и текущих тенденций объекта.

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, анализа технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму. Насколько возможно, опасные рабочие условия и аварийные условия будут предотвращаться постоянным контролем операторов объектов из ЦО ЦПС и управляющими действиями системы управления технологическими процессами (АСУТП).

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

Система обнаружения пожара и газа (ПиГ) предназначена для защиты жизни производственного персонала, технологического оборудования, окружающей среды путем обнаружения и уведомления на ранней стадии возникновения пожара, утечек углеводородного сырья, а также принятия мер по предупреждению возникновения взрыва углеводородного сырья. Подробные сведения о системе обнаружения пожара и загазованности приведены в пояснительной записке Тома 6.3 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

Основными элементами системы управления кустом скважин ЕР-1 являются панели управления с контроллером АСУТП, контроллерами САО/ПиГ, АРМа для проведения операций обслуживания и матричной панели САО/ПиГ, которые размещаются в местной аппаратной LER2-EP1. В блок-боксе RIO устанавливаются панели удаленных модулей ввода/вывода.

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

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

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от проектируемых сооружений подразделяются на:

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-57
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.

- организованные;
- неорганизованные.

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

К организованным источникам выбросов относятся:

- «воздушки» дренажных емкостей;
- вентиляционные трубы.

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу от сооружений представлены в Томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

1.14.2 Выбросы вредных веществ от неорганизованных источников

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

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

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

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

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

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

где n – количество уплотнений, шт.;

g – расчетная величина утечки, мг/с;

X – расчетная доля уплотнений потерявших герметичность, доли единицы.

1.14.3 Выбросы вредных веществ от организованных источников

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

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

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

К ним относятся:

- полная герметизация технологических процессов;

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-58

Формат А4

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

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

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

Основными источниками образования отходов в период эксплуатации от вводимого оборудования (куст ЕР-1) является производственное технологическое оборудование.

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

- шлам очистки трубопроводов при периодической зачистке;
- огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании оборудования.

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в Томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-59
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.

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

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

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

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

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

- Федеральный закон от 21.07.97 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- Федеральный закон от 21.07.11 г. №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».
- Федеральный закон от 06.03.06 г. № 35-ФЗ «О противодействии терроризму».
- СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».

Мероприятия по противодействию терроризму разработаны в соответствии с требованиями п. 14 статьи 48 «Градостроительного кодекса Российской Федерации» от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ.

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.

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

В состав инженерных-технических средств защиты входят:

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

В состав инженерно-технических средств охраны входят:

- система технологического видеонаблюдения (СТН);

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-60
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.

- система охранной сигнализации (СОС);
- система контроля и управления доступом (СКУД);
- система сбора и обработки информации ССОИ.

В соответствии с ст.5 Федерального закона от 21.07.2011 г. №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» проектируемым объектам категория не присвоена

В соответствии с СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования» инженерно-технические средства охраны для объекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)» разработаны как для объекта 3 класса (низкая значимость), с учетом многокритериальной оценкой возможного ущерба, в зависимости от вида и размеров, который может быть нанесен находящимся на проектируемом объекте людям и окружающей природной среде в случае реализации террористических угроз. Система обеспечения безопасности объектов осуществляется при помощи инженерно-технических средств охраны и организационных мероприятий в соответствии с таблицей 2 СП 132.13330.2011 как для объектов площадью 1500 м² и менее:

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

Для контроля доступа на территорию куста скважин ЕР-1 на въезде предусмотрена установка автоматического шлагбаума антивандального исполнения.

Точка контроля доступа функционально состоит из контроллера доступа, исполнительного механизма (шлагбаум), считывателя.

Проход через точку доступа осуществляется при поднесении бесконтактной карты к считывателю на расстояние 2-8 см. В случае успешной идентификации карты доступа системой исполнительное устройство разблокируется, разрешая однократный проезд.

Дистанционное управление шлагбаумом предусматривается в автоматическом режиме из КПП на площадке ЦПС.

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

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

Подробные сведения о технических средствах охраны, о контроле по противодействию террористическим актам приведены в Томе 13.3 «Перечень мероприятий по противодействию терроризму».

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-61
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.

1.18 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Обоснование технических и конструктивных решений, обеспечивающих необходимую прочность и устойчивость сооружений при строительстве в сложных инженерно-геологических условиях приведены в Томе 4.1 «Конструктивные решения».

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

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

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			1-62
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-03_R03.docx

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен разработке концептуальных решений по выбору материального исполнения и сортамента трубопроводов проекта «Проект обустройства Харьгинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)».

2.2 Стандарты и нормы

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

- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию»;
- ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали стойкие к растрескиванию и применению чугунов»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 34667.2-2020 (ISO 12944-2:2017) «Материалы лакокрасочные. Защита стальных конструкций от коррозии при помощи лакокрасочных систем. Часть 2. Классификация условий окружающей среды».

2.3 Общие положения

Выбор материального исполнения технологических трубопроводов осуществлён в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». Расчёт толщин стенок

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		15.09.26			2-1
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

технологических трубопроводов выполнен по методикам стандарта ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

2.4 Характеристика сред

В внутрипромысловых трубопроводах технологических систем 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 +65 °С.

Нефтегазовая смесь с пластовой водой, жидкие углеводороды и газ на воздушники содержат H₂S до 2,0 % моль и CO₂ до 2,14% 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 (ИСО 15156-2:2003) нефтегазовая смесь с пластовой водой относится к зоне высокой агрессивности (SSC-3). Трубы, используемые для данных продуктов проходят испытание на сероводородное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC) и водородное растрескивание (HIC) согласно приложения В к ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003). Применяемые материалы/оборудование устойчивы к сульфидно-коррозионному растрескиванию в течении всего срока эксплуатации.

2.5 Выбор материального исполнения

2.5.1 Трубы

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

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

Район строительства характеризуется температурами ниже минус 40 °С, поэтому трубы должны быть выполнены из хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 48,4 °С.

Исходя из содержания коррозионно-опасных компонентов в транспортируемых продуктах и парциального давления сероводорода в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) для трубопроводов,

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		15.09.26			2-2
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

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 H₂S до 2,0 % моль и CO₂ до 2,14% моль считается сильноагрессивной средой (таблицы №3,5). Скорость коррозии трубопроводов, в условиях транспортируемых сред, не превышает 0,4 мм/год для выкидных трубопроводов.

Исходя из данных условий и принятого срока эксплуатации трубопроводов, применения труб повышенной коррозионной стойкости прибавка на коррозию к толщине стенки трубы для выкидных трубопроводов и замерного коллектора – 4 мм при расчетном сроке службы 8 лет (скорость коррозии 0,4 мм/год);

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

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

- за минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;

- за максимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям п. 4.7 ГОСТ 32569-2013, принять температуру равную максимальной рабочей температуре продукта.

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

- для нефтегазопроводов – бесшовные горячедеформированные трубы из хладостойкой низколегированной стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА класса прочности К52.

Все трубы, используемые для строительства трубопроводов многофазного флюида, должны быть в термообработанном состоянии (закалка с последующим отпуском).

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;

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		15.09.26			2-3
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

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

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

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 все трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью при расчётной температуре:

- для труб из хладостойких низколегированных сталей - не менее 30 Дж/см² (3,0 кгс·м/см²) на образцах KCU при температуре минус 60 °С;
- для труб из сталей повышенной коррозионной стойкости – не менее 58,8 Дж/см² (6,0 кгс·м/см²) на образцах KCU при температуре минус 60 °С;
- для всех труб из сталей повышенной коррозионной стойкости – не менее 98 Дж/см² (10,0 кгс·м/см²) на образцах KCV при температуре минус 50 °С;

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

2.5.2 Детали трубопроводов и фланцы

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Соединительные детали разнотолщинных трубопроводов разрабатываются на заводе-изготовителе по специально разработанным чертежам. 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.

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		15.09.26			2-4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Для трубопроводов, выполненных из труб из сталей повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, 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 с давлением до 6,3 МПа, 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 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) удовлетворяют требованиям испытаний на сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением и водородное растрескивание. Применяемые материалы/оборудование устойчивы к сульфидно-коррозионному растрескиванию в течении всего срока эксплуатации.

2.5.3 Крепежные детали

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

Для фланцевых соединений из низколегированных сталей шпильки применять из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки по из стали 35Х класса прочности 8. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

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 изготавливается в стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию исполнении (из легированной стали, испытанной на устойчивость к сероводородному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию согласно

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		15.09.26			2-5
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.

ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003)). Для изготовления корпусных деталей применяется сталь 20ГМЛ, сталь 09Г2С, 30ХМА. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей в стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию исполнении.

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

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и 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 опоры скольжения по ОСТ 36-146-88 из хладостойкой стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

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

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

2.6 Расчет толщин стенок стальных трубопроводов

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

2.6.1 Исходные данные

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

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета трубопроводов

DN мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
25	А(6), I	Выкидной трубопровод от скважин	6,3	+40...+45	1,2	2,15
50						
80						

03	-	Зам.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-6

Формат А4

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

DN мм	Категория	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
50	А(6), I	Коллекторы эксплуатационный и замерный	6,3	+40...+45	1,2	2,15
100						
200						

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

Таблица 2.2 – Механические характеристики материала труб

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

2.6.2 Расчет толщин стенок технологических трубопроводов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где c_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (РД 39-0147103-362-86) с учетом расчетного срока эксплуатации;

03	-	Зам.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-7

Формат А4

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

c_1 – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;

s_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

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

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

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

Таблица 2.3 – Результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов

Дн, мм	Р, МПа	[σ], МПа	δ, %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	C_1	C_2	Отбраковочная [s]	Номинальная S	Принятая
32	6,3	212,5	10,0	0,47	0,60	4	1,50	5,50	6
57	6,3	212,5	12,5	0,83	0,75	4	1,58	5,58	6
89	6,3	212,5	12,5	1,30	0,88	4	2,18	6,18	7
114	6,3	215,5	12,5	1,67	1,00	4	2,67	6,67	8
219	6,3	212,5	12,5	3,20	1,25	4	4,32	8,32	9

2.6.3 Расчет срока службы трубопроводов

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

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

где s – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

s_R – расчетная толщина стенки трубопроводов, мм;

c_1 – прибавка на утонение стенки, мм;

V_c – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,4 мм/год для выкидных трубопроводов и замерного коллектора.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

03	-	Зам.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	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.

Таблица 2.4 – Результаты расчета ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	s , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	c_1 , мм	s_R , мм	$[s]^*$	V_c , мм/год	T_r , лет
32	6	6,3	372	510	0,60	0,47	1,50	0,4	9
57	6	6,3	372	510	0,75	0,83	1,50	0,4	9
89	7	6,3	372	510	0,88	1,30	2,00	0,4	10
114	8	6,3	372	510	1,00	1,67	2,00	0,4	12
219	9	6,3	372	510	1,12	3,20	2,50	0,4	11
* Если расчетная толщина стенки менее отбраковочной, то в расчете берется отбраковочная, согласно Д.10 ГОСТ32388-2013									

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода равен или превосходит расчетный и назначенный срок службы трубопровода – 8 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам обследований и диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов.

2.7 Выборка типоразмера труб

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

Таблица 2.5 – Материальное исполнение и сортамент стальных трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °C	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Выкидной нефтегазопровод	25	6,3	+40...+45	А(б), I	32×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52 по ТУ 1319-369-00186619-2012 или аналогичным
	50				57×6	
	80				89×7	
Коллекторы эксплуатационный и замерный	50	6,3	+40...+45	А(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52 по ТУ 1319-369-00186619-2012 или аналогичным
	100				114×8	
	200				219×9	
Примечание: трубы, используемые для выкидных трубопроводов, замерного и эксплуатационного коллекторов, проходят испытание на сероводородное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC) и водородное растрескивание (HIC) согласно приложению В к ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003). Согласно п.1.2.13, 1.2.14, 4.14 и 4.15 ТУ 1319-369-00186619-2012 (Приложение В к тому 6.1.1) трубы из стали 13ХФА проходят испытания на СКР и водородному растрескиванию. Применяемые материалы/оборудование устойчивы к сульфидно-коррозионному растрескиванию в течении всего срока эксплуатации						

03	-	Зам.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-9

Формат А4

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

2.8 Монтаж и сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

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

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.

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

Типы сварочных швов должны соответствовать:

- для сварки труб – ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
- для сварки металлоконструкций – ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

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

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

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

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		15.09.26			2-10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки труб из малоуглеродистых и низколегированных сталей:

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

Для ручной электродуговой сварки труб:

- из сталей повышенной коррозионной стойкости/ эксплуатационной надежности применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018;

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

Термообработку сварных швов трубопроводов из сталей повышенной коррозионной стойкости/эксплуатационной надежности требуется проводить только на трубопроводах с рабочим давлением более 1,83 МПа для жидкостных сред и более 0,45 МПа для газовых сред при парциальном давлении сероводорода более 0,0003 МПа. Вид термообработки – высокий отпуск. Параметры термообработки определяются специализированными организациями. Твердость металла шва и ЗТВ после термообработки не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB.

Контроль сварных соединений технологических трубопроводов выполняется в соответствии с разделом 12.3 ГОСТ 32569-2013. Объем неразрушающего контроля сварных соединений принимается согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категории трубопровода. Неразрушающий контроль сварных соединений выполняется радиографическим (РД) или ультразвуковым методом (УЗД), конкретный метод контроля (РД, УЗД или оба в сочетании) выбирается организацией выполняющей контроль, с целью более полного и точного выявления дефектов конкретного сварного шва. В соответствии с п. 12.3.15 ГОСТ 32569-2013 выполнять стилископирование сварных швов в объеме 100%. 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 HB.

03	-	Зам.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-11

Формат А4

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

2.9 Антикоррозионная защита трубопроводов и оборудования

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

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

Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов осуществляется в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, вида и параметров транспортируемых веществ.

Работы по защите оборудования от коррозии следует выполнять после окончания всех предшествующих 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 инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску. Для поверхностей под теплоизоляцию степень очистки поверхности должна быть не менее Sa 2,5 согласно ISO 8501-1, степень шероховатости должны быть не более MEDIUM (G) согласно ISO 8503-2 (шероховатость поверхности должна составлять не более $50 \div 75$ мкм).

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

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

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

Таблица 2.6 - Системы покрытий для наружной поверхности трубопроводов, арматуры, емкостей и 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 15

ОЗ	-	Зам.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-12

Формат А4

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

Фирма производитель	Система покрытия	Кол-во слоев и толщина слоя, мкм	Общая толщина покрытия, мкм	Прогнозируемый срок службы, годы
Краском, Россия	Дюропокс ДТМ 70	2x80	160	Не менее 15
Морозовский химический завод, Россия	Армокот F100	2x75	150	Не менее 15
ООО «Прайм ТОП», Россия	Fortis Zone 954	1x400	400	Не менее 15

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

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

Таблица 2.7 - Системы покрытий для защиты металлоконструкций

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

ОЗ	-	Зам.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-13

Формат А4

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

Фирма производитель	Система покрытия	Кол-во слоев и толщина слоя, мкм	Общая толщина покрытия, мкм	Прогнозируемый срок службы, годы
ООО «Прайм ТОП», Россия	Fortis Fast 278	1x180	240	25
	Fortis Top 990	1x60		
ООО «Завод ВДМ «Пигмент», Россия	Грунтовка Эпоксикоут цинк	1x80	280	25
	Грунтовка Эпоксикоут 064	1x120		
	Эмаль Урпейнт	1x80		
	Грунт-эмаль Эпоксикоут Мастик	1x150	210	15
	Эмаль Урпейнт	1x60		

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

Покрытия трубопроводов подвергаемых пропарке должны выдерживать кратковременное повышение температуры до +90 °С при проведении пропарки.

03	-	Зам.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-14

Формат А4

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

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1) Градостроительный кодекс Российской Федерации, от 29.12.2004 №190-ФЗ.
- 2) Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
- 3) Технический регламент о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ.
- 4) Технический регламент о безопасности зданий и сооружений №384-ФЗ.
- 5) Федеральный закон от 21 июля 1997 г N 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 6) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 №444.
- 7) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534.
- 8) ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
- 9) ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования к безопасности».
- 10) ГОСТ 12.1.010-76 «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования».
- 11) ГОСТ 8731-74. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Утв. и введен в действие постановлением государственного комитета СССР по стандартам 19.11.74 №2560.
- 12) ГОСТ 8732-78. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Утв. постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР 22.03.78 №757.
- 13) ГОСТ 9467-75. «Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы».
- 14) ГОСТ 16037-80. Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. Утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 24.04.80 №1876.
- 15) 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).
- 16) 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).
- 17) ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).
- 18) ГОСТ 17379-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			А-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.

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-05_R03.docx

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

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

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

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

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

23) 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).

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

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

26) ГОСТ Р 52376-2005. Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.

27) 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».

28) 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».

29) ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

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

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

32) ПУЭ, седьмое издание. Правила устройства электроустановок.

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

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

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

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

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

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			А-2

Формат А4

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

трубопроводов».

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

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

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

41) СП 131.13330.2025 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99. Минрегион России, Москва, 2012, (введен с 29.05.2019 г.).

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

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

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

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

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

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			A-3

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-05_R03.docx

Приложение Б

Ведомость оборудования, изделий и материалов

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
Площадка куста ЕР-1			
1. Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями			
замерный коллектор	ø114x8	м	18
эксплуатационный коллектор	ø219x9	м	18
2. Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52 по ТУ 1319 369 00186619 2012 или аналогичным			
выкидной трубопровод	ø89x7	м	70
трубопроводы для проведения технологических операций; трубопроводы обвязки затрубного пространства.	ø57x6	м	9
3. Кран шаровой DN50 PN6,3 МПа		шт.	5
4. Кран шаровой DN80 PN6,3 МПа		шт.	1
5. Клапан обратный DN80 PN6,3 МПа		шт.	1
6. Кран шаровой с электроприводом DN80, PN6,3 МПа	01-MOV-1239, 01-MOV-1240, 01-MOV-1241, 01-MOV-1242, 01-MOV-1243,	шт.	6

03	-	Зам.	-		04.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Б-1

Формат А4

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

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
	01-MOV-1244		
7. Клапан запорный (вентиль) DN25 PN6,3 МПа		шт.	4

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Зам.	-		04.09.26			Б-2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Приложение В
Технические условия на трубы

ОАО «Первоуральский новотрубный завод»

ОКП 13 1900
13 1700

Группа В62

УТВЕРЖДАЮ
Начальник управления качества и
технологического обеспечения
ОАО «ПНТЗ»



С.Б. Прилуков
2013 г.

ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ БЕСШОВНЫЕ ГОРЯЧЕДЕФОРМИРОВАННЫЕ
НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫЕ ПОВЫШЕННОЙ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ
ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «НК РОСНЕФТЬ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ТУ 1319-369-00186619-2012

Изменение № 1

Держатель подлинника – ОАО «ПНТЗ»

Срок действия с: 07.10.13

СОГЛАСОВАНО

Начальник УЭТ ДНГД
ОАО «НК Роснефть»

А.Н. Родомакин
«19» 09 2013 г.

РАЗРАБОТАНЫ

Начальник технического
отдела ОАО «ПНТЗ»

А.А. Бычков
«30» 08 2013 г.

Управляющий
ООО «Самарский ИТЦ»

В.А. Ревакин
«29» 09 2013 г.

Начальник технического
отдела ОАО «ПНТЗ»

Е.А. Шмаков
«30» 08 2013 г.

2013

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-1

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.2
 Изменение № 1

Изложить п.1.2.8 в следующей редакции:

«1.2.8 На поверхности труб не должно быть трещин, плен, рванин, закатов. На торцах труб не должно быть расслоений.

Допускаются не выводящие толщину стенки за допустимые значения, обусловленные технологией изготовления труб:

- тонкий плотный слой окалины;
- мелкие плен;
- отдельные отпечатки, забоины, раковины и другие несовершенства глубиной не более 12,5 % толщины стенки, но не более 1,5 мм.

Допускается ремонт поверхности труб зачисткой абразивным инструментом, не выводящей толщину стенки за минимально допустимое значение».

Основание для внесения изменения – устранение опечатки.

Экспертиза проведена
 Начальник группы НТД
 _____ А.Ю.Гасилов
 «30» _____ 28 2013 г.

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-2

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-07_R03.docx

ОАО «Первоуральский новотрубный завод»

ОКП 13 1900
13 1700

Группа В62

УТВЕРЖДАЮ
Начальник управления технологий
и исследований ОАО «ПНТЗ»



С.А.Ладыгин
2013 г.

**ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ БЕСШОВНЫЕ ГОРЯЧЕДЕФОРМИРОВАННЫЕ
НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫЕ ПОВЫШЕННОЙ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ
ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «НК РОСНЕФТЬ»**

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ТУ 1319-369-00186619-2012
(Впервые)

Держатель подлинника – ОАО «ПНТЗ»
Срок действия с: 01.06.2013

СОГЛАСОВАНО

Начальник УЭТ ДНГД
ОАО «НК Роснефть»

А.Н. Родомакин
«07» «07» 2013 г.

РАЗРАБОТАНЫ

Начальник технологического
отдела ОАО «ПНТЗ»

С.Б. Прилуков
«07» «02» 2013 г.

Управляющий
ООО «Самарский ИТЦ»

В.А. Ревякин
« » 2013 г.

Начальник управления
технологии и исследований ОАО «ЧТПЗ»

К.Н. Никитин
письмо № 16НД от 07.02.2013

2013

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-3

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-07_R03.docx

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.2

Настоящие технические условия распространяются на трубы стальные бесшовные горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «НК Роснефть».

Настоящие технические условия разработаны на основании «Технического задания на разработку нормативной документации на бесшовные трубы повышенной коррозионной стойкости, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «НК «Роснефть».

Технические условия учитывают требования, изложенные в Положении Компании «Критерии качества промысловых трубопроводов ОАО «НК «Роснефть» и ее дочерних обществ» № П1-01.04 Р-0009 (версия 1.00) и разработаны на основе международного стандарта ISO 3183.

Примеры условного обозначения при заказе:

Труба бесшовная наружным диаметром 426 мм, толщиной стенки 10 мм, из стали марки 13ХФА, по ТУ 1319-369-00186619-2012:

Труба 426х10 13ХФА ТУ 1319-369-00186619-2012

1 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.1 Основные параметры и характеристики

1.1.1 Номинальные размеры и теоретическая масса 1 м труб приведены в таблице 1

Таблица 1 - Номинальные размеры и теоретическая масса 1 м труб

Наружный диаметр, D, мм	Масса 1 м труб, кг, при толщине стенки, S, мм											
	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	14,0	16,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
60	5,52	6,16	6,78	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29	14,21	15,88	-
60,3	5,55	6,19	6,82	8,03	9,20	10,32	11,38	12,40	13,37	14,29	15,98	-
63,5	5,87	6,55	7,21	8,51	9,75	10,95	12,10	13,19	14,24	15,24	17,09	-
68	6,31	7,05	7,77	9,17	10,53	11,84	13,10	14,30	15,46	16,57	18,64	20,52
70	6,51	7,27	8,02	9,47	10,88	12,23	13,54	14,80	16,01	17,16	19,33	21,31
73	6,81	7,60	8,39	9,91	11,39	12,82	14,21	15,54	16,82	18,05	20,37	22,49
76	7,10	7,94	8,76	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28	17,63	18,94	21,41	23,68
83	7,79	8,71	9,62	11,39	13,12	14,80	16,43	18,00	19,53	21,01	23,82	26,44
89	8,39	9,38	10,36	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16	22,70	25,90	28,81
95	-	-	11,10	13,17	15,19	17,16	19,09	20,96	22,79	24,56	27,97	31,17
102	-	-	11,96	14,21	16,40	18,55	20,64	22,69	24,69	26,63	30,38	33,93
108	10,26	11,49	12,70	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31	28,41	32,46	36,30
114	-	-	13,44	15,98	18,47	20,91	23,31	25,65	27,94	30,19	34,53	38,67
121	-	-	14,30	17,02	19,68	22,29	24,86	27,37	29,84	32,26	36,94	41,63
127	-	-	15,04	17,90	20,72	23,48	26,19	28,85	31,47	34,03	39,01	43,80
133	-	-	15,78	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10	35,81	41,09	46,17
140	-	-	16,65	19,83	22,96	26,04	29,08	32,06	35,00	37,88	43,50	48,93
146	-	-	17,39	20,72	24,00	27,23	30,41	33,54	36,62	39,66	45,57	51,30
152	-	-	18,13	21,60	25,03	28,41	31,74	35,02	38,25	41,43	47,65	53,66
159	-	-	18,99	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15	43,50	50,06	56,43
168	-	-	-	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59	46,17	53,17	59,98
178	-	-	-	23,97	27,79	31,57	37,51	41,43	45,30	49,13	56,62	63,92

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-4

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.3

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
180	-	-	-	25,75	29,87	33,93	37,95	41,93	45,85	49,72	57,31	64,71
194	-	-	-	27,82	32,28	36,70	41,06	45,38	49,64	53,86	62,15	70,24
203	-	-	-	-	-	38,47	43,06	47,60	52,09	56,52	65,25	73,79
219	-	-	-	-	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43	61,26	70,78	80,10
245	-	-	-	-	-	46,76	52,38	57,95	63,48	68,95	79,76	90,36
273	-	-	-	-	-	52,28	58,60	64,86	71,07	77,24	89,42	101,41
299	-	-	-	-	-	57,41	64,37	71,27	78,13	84,93	98,40	111,67
325	-	-	-	-	-	62,54	70,14	77,68	85,18	92,63	107,38	121,93
351	-	-	-	-	-	-	75,91	84,10	92,23	100,32	116,35	132,19
377	-	-	-	-	-	-	81,68	90,51	99,29	108,02	125,33	142,45
402	-	-	-	-	-	-	87,23	96,67	106,07	115,42	133,96	152,31
406	-	-	-	-	-	-	88,11	97,66	107,15	116,60	135,34	153,89
426	-	-	-	-	-	-	92,56	102,59	112,58	122,52	142,25	161,78

Примечания:

1 Трубы из стали марки 13ХФА изготавливают диаметрами от 60 до 426 мм, с толщинами стенок от 4,0 до 16,0 мм.

2 Трубы из стали марки 08ХМФА изготавливают диаметрами от 60 до 219 мм, с толщинами стенок от 4,0 до 16,0 мм.

3 Теоретическую массу 1 метра трубы определяют по формуле:

$$M=0,02466 \cdot S \cdot (D-S)$$

(1)

Плотность стали принята равной 7,850 г/см³.

4 По согласованию Изготовителя с Заказчиком допускается изготовление и поставка труб размерами, не указанными в таблице.

1.1.2 Трубы изготавливают длиной от 8,0 до 11,6 м.

1.1.3 Предельные отклонения по толщине стенки +15,0/минус 12,5 %.

1.1.4 Предельные отклонения по наружному диаметру и требования к овальности приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Предельные отклонения по наружному диаметру и овальность

Наружный диаметр, D, мм	Предельные отклонения по диаметру, мм		Овальность, мм, не более	
	По телу трубы (искл. концы)	По концам труб, на расстоянии не менее 100 мм от торца	По телу трубы (искл. концы)	По концам труб, на расстоянии до 100 мм от торца
до 219 вкл.	$\pm 0,01 D$		$0,020 D$	$0,010 D$
свыше 219				

1.1.5 Кривизна труб должна быть не более 1,5 мм на 1 м длины, общая кривизна – не более 0,2 % длины трубы.

1.1.6 Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и зачищены от заусенцев. Косина реза не должна превышать 2,0 мм.

 На концах труб с толщиной стенки 5 мм и более должна быть снята фаска под сварку под углом $(30 \pm 5)^\circ$ к торцу трубы с торцевым кольцом шириной 1-3 мм. Допускается образование внутренней фаски под углом не более 7° к оси трубы.

1.2 Технические требования к трубам

1.2.1 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости должны соответствовать требованиям настоящих технических условий.

03	-	Нов.	-	15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.			В-5

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.4

1.2.2 Трубы изготовляют из стали марок 08ХМФЧА и 13ХФА. Химический состав по анализу ковшевой пробы должен соответствовать требованиям таблицы 3. Химический состав по анализу труб должен соответствовать требованиям таблицы 4.

Таблица 3 - Химический состав по анализу ковшевой пробы

Марка стали	Массовая доля элементов, %, не более или в пределах											
	C	Si	Mn	Al	V	Mo	Cr	S	P	Ni	Cu	N
08ХМФЧА	0,07-0,14	0,19-0,38	0,47-0,63	0,02-0,05	0,04-0,08	0,12-0,18	0,52-0,68	0,005	0,015	0,25	0,30	0,010
13ХФА	0,12-0,17	0,19-0,38	0,47-0,65	0,02-0,05	0,04-0,07	-	0,52-0,68	0,005	0,015	0,25	0,30	0,010

Примечания:

1 Сталь 08ХМФЧА должна подвергаться модифицирующей обработке сплавами кальция и редкоземельными элементами (церием и др.).

Сталь 13ХФА должна подвергаться модифицирующей обработке сплавами кальция, и/или редкоземельными элементами (церием и др.).

В случае использования в качестве модифицирующего элемента только кальция, отношение массовой доли кальция к массовой доле серы в стали должно быть не менее 1,0. Общая массовая доля кальция в стали не более 0,006 %. До 01.01.2014 для труб, изготовленных из заготовки производства ОАО «ПНТЗ», допускается отношение массовой доли кальция к массовой доле серы не менее 0,7; для труб, изготовленных из заготовки производства остальных поставщиков (кроме ОАО «ПНТЗ»), отношение массовой доли кальция к массовой доле серы факультативно.

2 Содержание водорода в жидкой стали должно быть не более 2,5 ppm.

3 Допускается введение в сталь титана, ниобия и др. карбонитридообразующих элементов.

4 Суммарная массовая доля титана, ниобия и ванадия должна быть не более 0,15 %.

Таблица 4 - Химический состав по анализу труб

Марка стали	Массовая доля элементов, %, не более или в пределах											
	C	Si	Mn	Al	V	Mo	Cr	S	P	Ni	Cu	N
08ХМФА	0,06- 0,15	0,17- 0,40	0,45- 0,65	0,02- 0,05	0,04- 0,10	0,10- 0,20	0,50- 0,70	0,005	0,015	0,25	0,30	0,010
13ХФА	0,11- 0,18	0,17- 0,40	0,45- 0,67	0,02- 0,05	0,04- 0,09	-	0,50- 0,70	0,005	0,015	0,25	0,30	0,010

1.2.3 Трубы поставляют в состоянии после термической обработки по режиму «полная закалка+отпуск», «полная закалка+закалка из МКИ+отпуск» или «нормализация+закалка из МКИ+отпуск».

Правка труб должна осуществляться при температуре не ниже 480 °С. Допускается правка труб при температуре менее 480 °С с последующим дополнительным отпуском при температуре не ниже 550 °С.

1.2.4 Механические свойства металла труб должны соответствовать требованиям приведенным в таблице 5.

1.2.5 Размер ферритного зерна металла труб, подвергнутых термической обработке по режиму «полная закалка+закалка из МКИ+отпуск» или по режиму «нормализация+закалка из МКИ+отпуск», должен быть не крупнее 9 номера шкалы 1 ГОСТ 5639.

Размер действительного зерна аустенита металла труб, подвергнутых термической обработке по режиму «полная закалка+отпуск», должен быть не крупнее 8 номера шкалы 1 ГОСТ 5639.

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-6

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.5

Таблица 5 - Механические свойства металла труб

Наименование показателя	Величина показателя
Временное сопротивление, σ_B , МПа (кгс/мм ²), не менее	510 (52,0)
Предел текучести, $\sigma_{0,2}$ МПа (кгс/мм ²), не менее не более	372 (38,0) 491 (50,1)
Относительное удлинение, δ_5 , %, не менее	23,0
Отношение $\sigma_{0,2}/\sigma_B$, не более:	
- для труб, термообработанных по режиму «полная закалка+отпуск»	0,90
- для труб, термообработанных по режиму «полная закалка+закалка из МКИ+отпуск»	0,85
- для труб, термообработанных по режиму «нормализация+закалка из МКИ+отпуск»	0,85
Твердость, HRC, не более	92,0 ¹⁾
Ударная вязкость, KCV, Дж/см ² (кгс·м/см ²), при температуре минус 50 °С, не менее	98 (10)
Ударная вязкость, KCU, Дж/см ² (кгс·м/см ²), при температуре минус 60 °С, не менее	58,8 (6,0)
Доля вязкой составляющей в изломе ударных образцов KCV для труб с толщиной стенки 6 мм и более, %, не менее	50 ²⁾
¹⁾ Для труб с толщиной стенки 8 мм и менее требование по твердости факультативно до 01.01.2014	
²⁾ Доля вязкой составляющей на поперечных образцах факультативна на первых 20 плавках.	

1.2.6 В микроструктуре труб, подвергнутых термообработке по режиму «полная закалка+отпуск» должно быть не более двух сплошных полос феррита; допускается несколько разорванных полос феррита.

Полосчатость микроструктуры стали труб, подвергнутых термообработке по режиму «полная закалка+закалка из МКИ+отпуск» или по режиму «нормализация+закалка из МКИ+отпуск» не должна превышать 2 балла шкалы 3 ГОСТ 5640.

1.2.7 Загрязненность стали неметаллическими включениями не должна превышать норм указанных в таблице 6.

Таблица 6 - Загрязненность стали неметаллическими включениями

Тип включений	Загрязненность, по среднему баллу, не более	Загрязненность, по максимальному баллу, не более
Сульфиды: С	1,5*	4,0*
	2,5**	4,5**
Оксиды: ОТ, ОС	2,5	-
Силикаты: СХ, СП, СН	2,5	-
Нитриды	1,0	-
* - для труб, изготовленных из заготовки производства ОАО «ПНТЗ»		
** - для труб, изготовленных из заготовки производства остальных поставщиков (кроме ОАО «ПНТЗ»)		

1.2.8 На поверхности труб не должно быть трещин, плен, рванин, закатов. На торцах труб не должно быть расслоений.

Допускаются не выводящие толщину стенки за допустимые значения, обусловленные технологией изготовления труб:

- тонкий плотный слой окарины;
- мелкие пленки;
- отдельные отпечатки, забоины, раковины и другие несовершенства глубиной не более 10 % толщины стенки, но не более 1,5 мм.

03	-	Нов.	-	15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.			В-7

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.6

Допускается ремонт поверхности труб зачисткой абразивным инструментом, не выводящей толщину стенки за минимально допустимое значение.

1.2.9 На поверхности труб не допускаются вмятины глубиной более 2,8 мм, измеренные как зазор между самой глубокой точкой вмятины и продолжением контура трубы. Не допускаются вмятины любых размеров с механическими повреждениями поверхности металла.

Исправление вмятин не допускается.

Исправление поверхностных дефектов металла труб сваркой не допускается.

1.2.10 Трубы должны пройти неразрушающий контроль.

1.2.11 Трубы должны выдерживать испытательное гидравлическое давление (P), вычисляемое по формуле, приведенной в ГОСТ 3845 при допускаемом напряжении (R) в стенке трубы, равном 0,85 от нормативного минимального предела текучести.

Если расчетное давление (P) превышает 20 МПа (200 кгс/см²), то испытательное давление принимается равным 20 МПа (200 кгс/см²). По согласованию Изготовителя с Заказчиком трубы испытывают гидравлическим давлением свыше 20 МПа (200 кгс/см²).

1.2.12 Величина эквивалента углерода C_e не должна быть более 0,40 % для труб с толщиной стенки менее 14 мм, и не более 0,43 % для труб с толщиной стенки 14 мм и более.

Величина параметра стойкости против растрескивания $R_{с\pi}$, определяемая для стали с массовой долей углерода менее 0,12 %, не должна быть более 0,25 %.

1.2.13 Трубы должны выдерживать испытание на водородное растрескивание. Значения коэффициентов длины (CLR) и толщины (CTR) трещины не должны превышать 6 % и 3 % соответственно.

1.2.14 Трубы должны выдерживать испытание на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН).

Пороговое напряжение СКРН должно быть не менее 72 % от минимально-гарантированного предела текучести.

Для труб с наружным диаметром менее 83 мм с толщиной стенки 8 мм и более, наружным диаметром 83–140 мм включ. с толщиной стенки 7 мм и более, наружным диаметром более 140 мм с толщиной стенки 6 мм и более коэффициент интенсивности напряжений в вершине коррозионной трещины (K_{ISSC}) должен быть не менее 30 МПа*м^{1/2}.

1.2.15 Скорость общей коррозии не должна превышать 0,5 мм/год.

1.2.16 Остаточная намагниченность должна соответствовать требованиям ISO 3183.

1.3 Технические требования к трубной заготовке

1.3.1 Трубы изготавливают из катаных, кованых или непрерывнолитых заготовок, поставляемых по нормативной документации, утвержденной в установленном порядке.

1.3.2 Сталь должна:

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-8

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.7

- подвергаться вакуумной дегазации;
- быть полностью раскислена;
- пройти обработку на установке печь-ковш.

1.3.3 Химический состав металла трубной заготовки должен соответствовать требованиям п. 1.2.2.

1.3.4 Макроструктура катаной трубной заготовки должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 53932.

Макроструктура непрерывнолитой трубной заготовки должна соответствовать требованиям, указанным в таблице 7.

Таблица 7 - Макроструктура непрерывнолитой трубной заготовки

Дефект	Размер дефекта макроструктуры, не более, балл
Центральная (осевая) пористость	4
Краевое точечное загрязнение	2
Светлая полоса (контур)	3
Осевая ликвация (осевая химическая неоднородность)	3
Ликвационные полосы и трещины (общ.)	2
Ликвационные полосы и трещины (осев.)	2

1.4 Комплектность

1.4.1 Комплектность поставки включает:

- труба стальная бесшовная горячедеформированная;
- документ о качестве (сертификат), удостоверяющий соответствие требованиям настоящих технических условий и содержащий:
 - наименование или товарный знак изготовителя труб;
 - наименование заказчика;
 - номер заказа или контракта;
 - номер технических условий, по которым изготовлены трубы;
 - наружный диаметр и толщину стенки;
 - марку стали;
 - номер плавки;
 - номер партии;
 - номера труб (для труб диаметром 245 мм и более);
 - массу партии труб в тоннах;
 - общую длину труб в метрах;
 - количество труб в штуках;
 - химический состав металла и углеродный эквивалент;
 - режим термической обработки;

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-9

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.8

- результаты испытаний на растяжение, с указанием типа и ориентации образцов;
 - результаты испытаний на ударный изгиб, с указанием типа, размера и ориентации образцов, значений ударной вязкости для каждого образца и среднего значения;
 - результаты оценки доли вязкой составляющей, с указанием доли вязкой составляющей для каждого образца и среднего значения;
 - результаты контроля твердости;
 - результаты оценки величины зерна, микроструктуры и загрязненности неметаллическими включениями;
 - результаты последних периодических испытаний стойкости к SSC, HIC и скорости общей коррозии;
 - запись о проведении гидравлического испытания с указанием пробного давления;
 - запись о проведении неразрушающего контроля с указанием метода контроля, типа и размера искусственного дефекта, если применимо;
 - дату выписки документа о качестве.
- Каждый сертификат должен быть подписан уполномоченным лицом и заверен штампом службы технического контроля изготовителя.

1.5 Маркировка

1.5.1 Общие требования к маркировке труб должны соответствовать ГОСТ 10692.

1.5.2 На наружной поверхности каждой трубы диаметром свыше 159 мм на расстоянии от 50 до 500 мм от одного из торцов светлой несмываемой краской должна быть нанесена четкая маркировка, содержащая:

- наименование или товарный знак Изготовителя труб;
- условное обозначение настоящих технических условий (ТУ369);
- наружный диаметр, мм;
- толщину стенки, мм;

Каждая труба диаметром свыше 219 мм дополнительно должна иметь маркировку содержащую:

- фактическую длину трубы, в см;
- марку стали;
- номер трубы;
- номер плавки, партии.

По согласованию между Изготовителем и Заказчиком на трубы допускается наносить дополнительную маркировку или применять самоклеющиеся этикетки вместо маркировки.

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Нов.	-		15.09.26			В-10
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.

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.9

1.6 Упаковка

1.6.1 Упаковка труб должна осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 10692.

2 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

2.1 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости пожаробезопасны, взрывобезопасны, электробезопасны, нетоксичны, не представляют радиационной опасности.

2.2 Безопасность труб в процессе эксплуатации обеспечивается:

- техническими требованиями, предусмотренными настоящими техническими условиями;
- соблюдением требований нормативных документов по эксплуатации труб;
- соблюдением требований соответствующих документов в области стандартизации и безопасной эксплуатации трубопроводов.

3 ПРАВИЛА ПРИЕМКИ

3.1 Трубы принимают партиями.

Партия должна состоять из труб одного номинального размера, одной плавки, одного вида термообработки, термообработанных в рамках одного непрерывного цикла.

3.2 Количество труб в партии должно быть не более 200 штук.

3.3 Изготовитель должен предоставить потребителю сертификат о прохождении технического контроля вида 3.1В в соответствии с ГОСТ Р 53364.

3.4 Для проверки соответствия труб требованиям настоящих технических условий проводят приемо-сдаточные испытания. Приемо-сдаточные испытания проводят на каждой трубе или на отдельных трубах от партии согласно таблице 8.

3.5 В случае отрицательных результатов приемо-сдаточных испытаний хотя бы по одному из показателей 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12 (таблица 8) приемка партии труб осуществляется на основании повторных испытаний на удвоенной выборке образцов от труб той же партии. В случае неудовлетворительных результатов повторных испытаний все трубы из испытанной партии бракуют. Допускается подвергать трубы повторной термообработке, и предъявлять к приемке как новую партию, при этом не допускается подвергать трубы повторной закалке более двух раз (в случае проведения термообработки по режиму «полная закалка+закалка из МКИ+отпуск» закалка из МКИ повторной закалкой не является). Изготовителю предоставляется право приемки труб на основании испытаний каждой трубы по показателю, имеющему неудовлетворительные результаты.

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-11

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.10

В случае отрицательных результатов прямо-сдаточных испытаний по показателю 13 (таблица 8) контролю по данному показателю подвергают все трубы, выпущенные после последнего успешного испытания.

Таблица 8 – Прием-сдаточные испытания

Вид контроля	Периодичность контроля
1. Контроль химического состава, значений C_2 и P_{cm}	1 проба и 3 трубы от плавки ¹⁾
2. Испытание на растяжение	2 трубы от партии
3. Контроль твердости	2 трубы от партии
4. Испытание на ударный изгиб	2 трубы от партии
5. Контроль загрязненности неметаллическими включениями	2 трубы от плавки
6. Контроль величины зерна	2 трубы от партии
7. Контроль полосчатости	2 трубы от партии
8. Испытание гидравлическим давлением	Каждая труба
9. Неразрушающий контроль	Каждая труба
10. Испытание на стойкость металла труб против водородного растрескивания	1 труба от каждой 10-й партии
11. Испытание на стойкость металла труб к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением	1 труба от каждой 10-й партии
12. Контроль скорости общей коррозии	1 труба от каждой 10-й партии
13. Контроль остаточной намагниченности	1 труба каждые 4 часа, но не менее 1 трубы от партии
14. Визуальный контроль	Каждая труба
15. Контроль наружного диаметра, толщины стенки, длины и овальности труб	Каждая труба
16. Контроль кривизны, косины реза и параметров фаски	По документации Изготовителя

¹⁾ - Допускается приемка труб по данным Изготовителя трубной заготовки.

3.6 Допускается производить отгрузку труб до получения результатов прием-сдаточных испытаний по показателям 10, 11, 12 (таблица 8).

3.7 Случаи отклонения от установленных в пункте 6.2 норм объема продукции, сдаваемой с первого предъявления, подлежат отдельному рассмотрению ДНГД ОАО «НК «Роснефть».

4 МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

4.1 Пробы должны быть отобраны, а образцы должны быть изготовлены в соответствии с ГОСТ 30432, ГОСТ 7565 и ГОСТ 1497.

4.2 От каждой трубы, выбранной в соответствии с пунктом 3.4, отбирают пробы для изготовления:

- одного образца для испытаний на растяжение;
- шести образцов для испытания на ударный изгиб (три образца KCV и три образца KCU, поперечные, для труб диаметром свыше 219 мм);
- шести образцов для испытания на ударный изгиб (по три образца KCV и три образца KCU, продольные, для труб диаметром до 219 мм включ. и на первых 20 плавках для труб диаметром свыше 219 мм);
- одного образца для определения величины зерна;

03	-	Нов.	-	15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.			В-12

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.11

- одного образца для определения полосчатости;
- трех образцов для определения загрязненности стали неметаллическими включениями;
- одного образца для определения твердости;
- трех образцов для испытания на стойкость металла труб к водородному растрескиванию;
- шести образцов для испытания на стойкость металла к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением с определением величины порогового напряжения;
- шести образцов для испытания на стойкость металла к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением с определением критической интенсивности напряжений в вершине коррозионной трещины;
- шести образцов для определения скорости общей коррозии.

Правка темплетов для изготовления образцов должна осуществляться только с применением статической нагрузки.

4.3 Химический анализ проводят по ГОСТ 22536.0 – ГОСТ 22536.5, ГОСТ 22536.7-22536.9, ГОСТ 22536.12, ГОСТ 12344, ГОСТ 12345, ГОСТ 12347, ГОСТ 12348, ГОСТ 12350, ГОСТ 12351, ГОСТ 12354, ГОСТ 12359, ГОСТ 18895, ГОСТ Р 54153.

При возникновении разногласий массовые доли элементов определяют химическим методом.

4.4 Величину эквивалента углерода и параметр стойкости против растрескивания для труб определяют по формулам (2) и (3) соответственно:

$$C_{\Sigma} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr+Mo+V+Ti+Nb}{5} + \frac{Cu+Ni}{15}, \quad (2)$$

$$P_{cm} = C + \frac{Mn+Cr+Cu}{20} + \frac{Si}{30} + \frac{Ni}{60} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B, \quad (3)$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Ni, Cu, Si, Ti, Nb и B – массовые доли в стали, соответственно, углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, никеля, меди, кремния, титана, ниобия и бора в процентах.

4.5 Испытание на растяжение металла труб проводят по ГОСТ 1497 на продольных образцах.

4.6 Испытание металла на ударный изгиб проводят по ГОСТ 9454 на образцах типов 1, 2 и 11, 12 (для толщин стенок свыше 9,5 мм), типов 3 и 13 (для толщин стенок свыше 5,0 до 9,5 мм), типов 4 и 14 (для толщин стенок 5,0 мм и менее):

- на продольных образцах – для труб диаметром до 219 мм включительно;
- на поперечных образцах – для труб диаметром свыше 219 мм;
- на продольных образцах – для труб диаметром свыше 219 мм, только на первых 20 плавках.

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-13

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.12

Ударную вязкость определяют как среднеарифметическое значение по результатам испытаний трех образцов. При этом на двух образцах снижение значения ударной вязкости не допускается; на одном образце допускается снижение значения ударной вязкости на $9,8 \text{ Дж/см}^2$ от установленных норм.

4.7 Долю вязкой составляющей определяют в изломе ударных образцов KCV:

- для труб с толщиной стенки более 10 мм: по ГОСТ 4543, как среднеарифметическое значение по результатам испытаний трех образцов;
- для труб с толщиной стенки 6-10 мм включительно: по методике Изготовителя, приведенной в приложении А.

При этом на двух образцах снижение доли вязкой составляющей не допускается, на одном образце допускается снижение доли вязкой составляющей до значения 40 %.

4.8 Оценку твердости проводят по ГОСТ 9013.

Расположение точек контроля - в соответствии с рисунком 1.

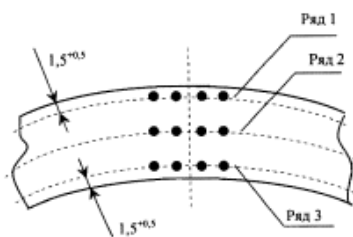


Рисунок 1

В случае невозможности расположения точек контроля в соответствии с рисунком 1, расположение точек контроля – в соответствии с рисунком 2.

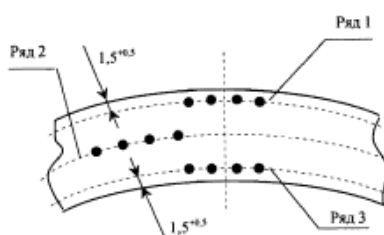


Рисунок 2

В случае невозможности расположения точек контроля в соответствии с рисунком 2, расположение точек контроля - в соответствии с рисунком 3.

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-14

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.13

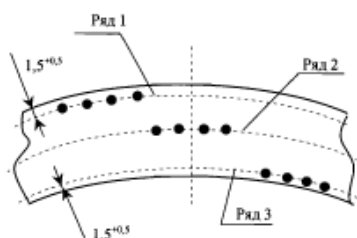


Рисунок 3

Для труб с толщиной стенки менее 6 мм, оценку твердости необходимо выполнять только по ряду 1 и 3.

4.9 Контроль загрязненности стали неметаллическими включениями проводят по ГОСТ 1778, метод Ш4 или Ш6 на шлифах с продольным направлением волокон.

4.10 Контроль величины зерна металла труб проводят на шлифах с продольным направлением волокон методом сравнения со шкалой по ГОСТ 5639.

Шлифы должны соответствовать следующим дополнительным требованиям:

- на шлифах не должно быть заваленных краев;
- изготовление шлифов должно производиться согласно чертежу 5 ГОСТ 1778.

4.11 Контроль полосчатости проводят по ГОСТ 5640.

Шлифы должны соответствовать следующим дополнительным требованиям:

- на шлифах не должно быть заваленных краев;
- изготовление шлифов должно производиться согласно чертежу 5 ГОСТ 1778.

Оценка осуществляется по полю, имеющему максимальный уровень полосчатости.

4.12 Неразрушающий контроль труб проводят в соответствии с требованиями приложения Е ISO 3183 для бесшовных труб уровня PSL 2.

4.13 Испытание гидравлическим давлением проводят по ГОСТ 3845 с выдержкой труб под давлением не менее 10 с.

4.14 Испытание на стойкость металла труб к водородному растрескиванию проводят по стандарту NACE TM 0284 в испытательной среде А на продольных образцах. Значения коэффициентов длины (CLR) и толщины (CTR) трещины определяют как среднееарифметическое значение по результатам испытаний трех образцов.

4.15 Испытание на стойкость металла к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением проводят по стандарту NACE TM 0177 в испытательной среде А. Величину порогового напряжения определяют методом А (на продольных образцах) или методом С.

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-15

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.14

Коэффициент интенсивности напряжений в вершине коррозионной трещины определяют методом D (на продольных образцах).

4.16 Скорость общей коррозии в модельной сероводородсодержащей среде оценивают по методике, приведенной в приложении Б, на продольных образцах.

4.17 Контроль остаточной намагниченности труб проводят в соответствии с требованиями ISO 3183.

4.18 Диаметр контролируют микрометром типа МК по ГОСТ 6507 или скобами по документации Изготовителя, утвержденной в установленном порядке. Диаметр труб в местах зачистки дефектов не контролируется.

4.19 Овальность определяют как разницу между наибольшим и наименьшим размерами наружного диаметра, измеренными в одной плоскости поперечного сечения.

4.20 Контроль толщины стенки труб производят микрометром типа МТ по ГОСТ 6507, стенкомером по ГОСТ 11358 или ультразвуковым толщиномером по ГОСТ Р ИСО 10543.

4.21 Контроль длины труб производят рулеткой по ГОСТ 7502 или автоматизированными средствами измерений.

4.22 Кривизну труб на 1 м длины определяют как наибольшее расстояние между поверхностью трубы и приложенной к поверхности поверочной линейкой по ГОСТ 8026 типа ШП или ШД при помощи набора щупов.

4.23 Общую кривизну труб определяют по наибольшему расстоянию между образующей трубы и струной, натянутой между концами труб. Измерения производят с помощью линейки по ГОСТ 427.

4.24 Угол скоса фаски измеряют угломером по ГОСТ 5378 или специальными шаблонами, изготовленными по технической документации утвержденной в установленном порядке.

4.25 Ширину торцевого притупления на концах труб измеряют штангенглубиномером по ГОСТ 162 или шаблонами, изготовленными по технической документации утвержденной в установленном порядке.

4.26 Контроль косины реза проводят по ISO 3183.

4.27 Визуальный контроль поверхности труб производят без применения увеличительных приборов. Минимальный уровень освещенности контролируемой поверхности должен составлять 500 лк.

4.28 Глубину поверхностных дефектов контролируют измерительным инструментом, оснащенным индикаторным устройством часового типа или шкалой с нониусом с игловым наконечником и ценой деления не более 0,01 мм, изготовленным по технической документации утвержденной в установленном порядке.

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-16

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.15

4.29 Допускается применение других средств контроля и измерений, обеспечивающих необходимую точность.

5 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

5.1 Изготовитель гарантирует соответствие труб требованиям настоящих технических условий при выполнении потребителем требований по ее транспортированию и хранению.

6 ПРОЦЕДУРЫ И ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ

6.1 Изготовитель должен разработать и согласовать с ДНГД ОАО «НК «Роснефть» спецификацию процесса производства (далее по тексту СПП) и план контроля качества изготовления труб (далее по тексту ПК).

6.2 СПП и ПК должны показывать, каким образом будут получены характеристики трубной продукции, установленные настоящими техническими условиями, и как будет осуществлена проверка соответствия технологии и свойств готовой продукции указанным требованиям.

СПП должна обязательно содержать следующую информацию:

- схему и описание технологической последовательности процесса изготовления труб;
- данные об изготовителе стали;
- целевой химический состав стали и допустимые отклонения;
- описание технологии выплавки и разливки стали, в том числе технологии внепечной обработки, включая дегазацию, модифицирование и обеспечение заданного перегрева при разливке, способов, обеспечивающих удаление смешанных зон между различными плавками в серии, уменьшения макро- и микроликвационной сегрегаций;
- описание технологии горячей деформации трубной заготовки (прошивки, прокатки, редуцирования/калибровки), включая температуру нагрева заготовок под прошивку;
- описание технологии термической обработки труб с указанием температурно-временных режимов (температуры печного пространства, продолжительности нагрева, температуры труб на выходе из печи, режима охлаждения), включая допустимые отклонения режимов;
- описание технологии ротационной (косовалковой) правки;
- описание технологии неразрушающего контроля;
- описание технологии гидростатического испытания;
- точки и методы контроля, в том числе технологического, методы и объемы механических и коррозионных испытаний, металлографического контроля, методы и объемы измерения геометрических характеристик труб;
- критерии приемки;

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Нов.	-		15.09.26			В-17
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.

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-07_R03.docx

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.16

- прослеживаемость на всех этапах производства, в том числе правила присвоения номеров труб/пакетов;

- описание технологии маркировки и упаковки, складирования и отгрузки.

ПК должен отражать контрольные точки на всех этапах технологического процесса. В ПК должны быть указаны документы, в которых регистрируются результаты каждой контрольной операции и действия при несоответствиях. ПК должен содержать критерии, определяющие нормальный для данного технологического процесса процент продукции, сдаваемой с первого предъявления.

Экспертиза проведена

Начальник группы НТД

 А.Ю.Гасилов

«02» 02 2013 г.

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-18

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-07_R03.docx

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.17

Приложение А
 (обязательное)

**Определение процента доли вязкой составляющей
в изломе ударных образцов**

А.1 Испытания образцов проводят на маятниковых копрах. Энергия удара копра должна быть достаточной для разрушения образца за один удар. Образец должен свободно лежать на опорах копра. Удар выполняется со стороны образца противоположной концентратору.

А.2 Измерение основных параметров для определения вязкой составляющей производят линейкой с погрешностью $\pm 0,5$ мм.

А.3 Для охлаждения образцов должен применяться термостат, обеспечивающий равномерное охлаждение и возможность контроля температуры.

А.4 Для обеспечения требуемой температуры испытания, образцы перед установкой на копер должны быть переохлаждены. Температура переохлаждения указана в приложении 2 ГОСТ 9454 и в таблице А.1.

Таблица А.1

Температура испытания, °С	Температура переохлаждения, °С
минус 60	3 - 4
минус 50	3 - 4

А.5 Образцы после извлечения из термостата должны быть испытаны не позднее, чем через 5 секунд.

А.6 Соприкасающаяся с образцом часть приспособления для извлечения его из термостата не должна изменять температуру образца при установке его на опоры копра.

А.7 Доля вязкой составляющей определяется как среднее арифметическое значение по результатам испытаний трех образцов.

А.8 Доля вязкой составляющей (В) в процентах определяется по формуле (А.1):

$$B = (100 - X), \quad (A.1)$$

где X – доля хрупкой составляющей, % .

Доля хрупкой составляющей X определяется по формуле (А.2):

$$X = F_1/F * 100, \quad (A.2)$$

где F – площадь излома всего образца, мм²;

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-19

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.18

F_1 – площадь, занимаемая хрупкой составляющей, определяемая как произведение средней линии трапеции (а) на высоту (b), мм².

А.9 Измерение параметров (а, b), производят линейкой с погрешностью $\pm 0,5$ мм. Зная параметры (а, b) процент вязкой составляющей определяют по таблицам:

для образцов тип 11 – таблица А.2

для образцов тип 12 – таблица А.3

для образцов тип 13 – таблица А.4.

В спорных случаях измерение параметров (а, b) проводят штангенциркулем.

А.10 Процент доли вязкой составляющей на ударных образцах должен быть не менее норм, приведенных в таблице 6.

Таблица А.2 Определение доли вязкой составляющей в изломе образцов тип 11

Высо- та трапе- ции b, мм	Вязкая составляющая в изломе ударных образцов, %																			
	Средняя линия трапеции, мм																			
	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5	10	
1,0	99	98	98	97	96	96	95	94	94	93	92	92	91	91	90	89	89	88	88	
1,5	98	97	96	95	94	93	92	92	91	90	89	88	87	86	85	84	83	82	81	
2,0	98	96	95	94	92	91	90	89	88	86	85	84	82	81	80	79	77	76	75	
2,5	97	95	94	92	91	89	88	86	84	83	81	80	78	77	75	73	72	70	69	
3,0	96	94	92	91	89	87	85	83	81	79	77	76	74	72	70	68	66	64	62	
3,5	96	93	91	89	87	85	82	80	78	76	74	72	69	67	65	63	61	58	56	
4,0	95	92	90	88	85	82	80	77	75	72	70	67	65	62	60	57	55	52	50	
4,5	94	92	89	86	83	80	77	75	72	69	66	63	61	58	55	52	49	46	44	
5,0	94	91	88	85	81	78	75	72	69	66	62	59	56	53	50	47	44	41	37	
5,5	93	90	86	83	79	76	72	69	66	62	59	55	52	48	45	42	38	35	31	
6,0	92	89	85	81	77	74	70	66	62	59	55	51	47	44	40	36	33	29	25	
6,5	92	88	84	80	76	72	67	63	59	55	51	47	43	39	35	31	27	23	19	
7,0	91	87	82	78	74	69	65	61	56	52	47	43	39	34	30	26	21	17	12	
7,5	91	86	81	77	72	67	62	58	53	48	44	39	34	30	25	20	16	11	6	
8,0	90	85	80	75	70	65	60	55	50	45	40	35	30	25	20	15	10	5	0	

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-20

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.19

Таблица А.3 Определение доли вязкой составляющей в изломе образцов тип 12

Высо- та трапе- ции b, мм	Вязкая составляющая в изломе ударных образцов, %													
	Средняя линия трапеции a, мм													
	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5
1,0	99	98	97	96	95	94	93	93	92	91	90	89	88	88
1,5	98	98	95	94	93	91	90	89	88	86	85	84	83	81
2,0	97	95	92	92	90	88	87	85	83	82	80	78	77	75
2,5	96	94	90	90	88	85	83	81	79	77	75	73	71	69
3,0	95	93	90	88	85	83	80	78	75	73	70	68	65	63
3,5	94	91	88	85	83	80	77	74	71	68	65	62	59	56
4,0	93	90	87	83	80	77	73	70	67	63	60	57	53	50
4,5	93	89	85	81	78	74	70	66	63	59	55	51	48	44
5,0	92	88	83	79	75	71	67	63	58	54	50	46	42	38
5,5	91	86	82	77	73	68	63	59	54	50	45	40	36	31
6,0	90	85	80	75	70	65	60	55	50	45	40	35	30	25
6,5	89	84	78	73	68	62	57	51	46	40	35	30	24	19
7,0	88	83	77	71	65	59	53	48	42	36	30	24	18	13
7,5	88	81	75	69	63	56	50	44	38	31	25	19	13	6
8,0	87	80	73	67	60	53	47	40	33	27	20	13	7	0

Таблица А.4 Определение доли вязкой составляющей в изломе образцов тип 13

Высо- та трапе- ции b, мм	Вязкая составляющая в изломе ударных образцов, %									
	Средняя линия трапеции a, мм									
	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	
1,0	98	96	95	94	92	91	90	89	88	
1,5	96	94	92	91	89	87	85	83	81	
2,0	95	92	90	88	85	82	80	77	75	
2,5	94	91	88	84	81	78	75	72	69	
3,0	92	89	85	81	77	74	70	66	62	
3,5	91	87	82	78	74	69	65	61	56	
4,0	90	85	80	75	70	65	60	55	50	
4,5	89	83	77	72	66	61	55	49	44	
5,0	88	81	75	69	62	56	50	44	37	
5,5	86	79	72	66	59	52	45	38	31	
6,0	85	77	70	62	55	47	40	33	25	
6,5	84	76	67	59	51	43	35	27	19	
7,0	82	74	65	56	47	39	30	21	12	
7,5	81	72	62	53	44	34	25	16	6	
8,0	80	70	60	50	40	30	20	10	0	

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-21

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.20

Приложение Б
(обязательное)**Методика определения скорости общей коррозии труб
из низколегированных и углеродистых сталей****Б.1 Общие положения**

Б.1.1 Цель испытаний - оценка стойкости низколегированных и углеродистых сталей к общей коррозии в модельной среде, содержащей сероводород.

Б.1.2 Область применения - испытаниям подвергаются образцы металла труб, предназначенных для эксплуатации в условиях коррозионного воздействия нефтепромысловых сред, содержащих сероводород.

Б.1.3 В основу методики положен гравиметрический метод определения скорости общей коррозии по ГОСТ 9.908, заключающийся в определении потери массы металла с единицы поверхности образца после выдержки в испытательной среде.

Б.1.4 Настоящая методика регламентирует порядок проведения испытаний на стойкость к общей коррозии в модельной среде, содержащей сероводород, в соответствии с ГОСТ 9.905 и описывает процедуру проведения лабораторных испытаний металлов, которая включает в себя следующие этапы:

- подготовка образцов для испытаний;
- подготовка испытательной аппаратуры;
- подготовка испытательной среды (состав раствора, объем испытательной среды);
- условия проведения испытаний (температура, продолжительность испытаний);
- очищение образцов после испытаний - способ удаления продуктов коррозии;
- идентификация образцов;
- обработка результатов испытания.

Б.2 Образцы для испытаний

Б.2.1 Для проведения испытаний изготавливаются плоские образцы размером 40x10x4 мм. Шероховатость поверхности образцов (Ra) должна быть не более 6,3 мкм. В случае невозможности изготовления образцов указанного размера допускается использование образцов других размеров в соответствии с ГОСТ 9.905.

Эскиз образца для испытаний приведен на рисунке Б.1.

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Нов.	-		15.09.26			В-22
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.

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.21

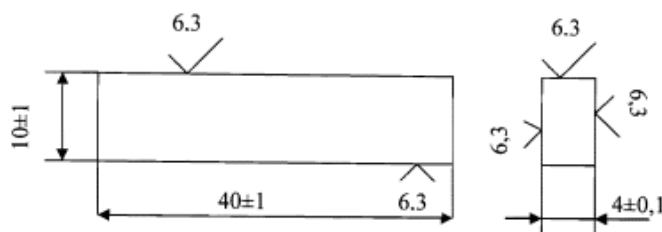


Рисунок Б.1 Эскиз образца для проведения испытаний

Б.2.2 Каждый образец должен быть замаркирован. Для маркировки образцов применяют клеймение на торцевой части образца или электрокарандаш.

Б.2.3 Кромки образцов не должны иметь заусенцев.

Б.2.4 На поверхности образцов не должно быть прижогов, язв, окалины, продуктов коррозии.

Б.2.5 Подготовка образцов к испытаниям

Б.2.5.1 Все размеры образцов должны быть измерены с точностью до 0,1 мм.

Б.2.5.2 Перед испытанием образцы тщательно промывают органическим растворителем (например, ацетоном) с помощью тампона, проверяют качество промытой поверхности методом протирки или методом капли в соответствии с ГОСТ 9.402.

Б.2.5.3 После промывки образцы сушат (температура 40-50⁰С) в течение 10-15 минут. Во избежание загрязнения поверхности образцов после очистки все операции с ними должны выполняться с помощью пластмассового пинцета.

Б.2.5.4 Высушенные образцы взвешиваются на аналитических весах с точностью до 0,0001 г.

Б.3 Аппаратура, реактивы

Б.3.1 Выдержка образцов осуществляется в стеклянной, полиэтиленовой или другой химически инертной по отношению в водному раствору сероводорода емкости. Емкость должна быть непроницаема для сероводорода и кислорода.

Б.3.2 Применяемые для приготовления испытательного раствора реактивы должны быть квалификации не ниже «х.ч.» (химически чистый).

Б.3.3 Для приготовления растворов применяется дистиллированная вода.

Б.3.4 Для продувки раствора используют газообразный азот или аргон чистотой «о.с.ч.» (особой чистоты).

Б.4. Условия проведения испытаний

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-23

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.22

Б.4.1 Испытательная среда представляет собой водный раствор состава 5 % NaCl, концентрация сероводорода - (500±100) мг/л.

Б.4.2 Температура испытательного раствора 23±3 °С.

Б.4.3 Длительность испытаний 96±1 час.

Б.5 Порядок проведения испытания

Б.5.1 Образцы для испытаний готовятся согласно п. Б.2.5.

Б.5.2 Готовится водный раствор состава 5% NaCl. Раствор для испытаний в необходимом количестве, в отдельной герметической емкости, продувается азотом или аргоном в течение 1 часа с расходом инертного газа не менее 100 мл/мин на литр раствора.

Б.5.3 Образцы размещаются в испытательной емкости таким образом, чтобы широкие поверхности были в вертикальном положении и удалены от стенок сосуда, не соприкасались друг с другом. Количество образцов, испытываемых в одной емкости, должно быть определено таким образом, чтобы на 1 см² площади образцов приходилось не менее 10 мл раствора.

Б.5.4 Емкость с образцами продувается азотом или аргоном в течение 1 часа с расходом инертного газа не менее 100 мл/мин на литр емкости. Инертный газ должен вводиться около дна испытательной емкости.

Б.5.5 После продувки раствор герметически передавливается с помощью азота или аргона в испытательную емкость с образцами, затем емкость с раствором продувается еще в течение 1 часа при расходе газа не менее 100 мл/мин на 1л раствора.

Б.5.6 Затем проводится насыщение раствора сероводородом до концентрации (500±100) мг/л, газ должен вводиться около дна испытательной емкости.

Б.5.7 Не позднее чем через 1 час после насыщения раствора сероводородом необходимо проверить концентрацию сероводорода в растворе.

Концентрацию сероводорода определяют методом йодометрического титрования по следующей методике:

Б.5.7.1 Реактивы:

- натрий серноватистокислый (тиосульфат натрия) Na₂S₂O₃ 0,1н;
- йод водный раствор 0,05н;
- 5 % водный раствор крахмала.

Титр раствора йода может со временем изменяться вследствие действия света и улетучивания йода. Поэтому, если раствор йода не свежеприготовленный, для него необходимо определить поправочный коэффициент К к величине 0,05н раствора йода. Для этого раствор йода титруют раствором тиосульфата натрия. После того, как раствор приобретает светло-желтую окраску, добавляют 2-3 мл раствора крахмала - раствор приобретает синюю окраску и

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-24

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.23

дотитровывают до обесцвечивания. Например, на титрование 10 мл 0,05н раствора йода в среднем по трем определениям пошло 4,9 мл 0,1н раствора тиосульфата натрия, отсюда:

$$K=4,9/10,0$$

Б.5.7.2 Проведение анализа

В три колбы объемом 100-250 мл наливают по 10 мл 0,05н раствора йода и 5 мл исследуемого раствора.

Избыточный йод оттитровывают 0,1н раствором тиосульфата до соломенно-желтого цвета, добавляют 1-2 мл раствора крахмала и продолжают титрование до изменения окраски раствора от голубой до бесцветной.

Б.5.7.3 Обработка результатов

Содержание сероводорода определяют по формуле (Б.1):

$$X = \frac{(a * K - B) * 1,704 * 1000}{V} \quad (Б.1)$$

где: X - концентрация сероводорода, мг/л;

a - взятый объем 0,05н йода, мл;

K - поправочный коэффициент для приведения раствора йода точно к 0,05н

B - объем раствора тиосульфата, израсходованного на обратное титрование, мл;

1,704 - количество сероводорода (мг), эквивалентное 1 мл 0,1н раствора тиосульфата;

V - объем анализируемого раствора, мл.

Б.5.8 Концентрация сероводорода в растворе должна поддерживаться в заданных границах (500±100 мг/л) на протяжении всего испытания.

Б.5.9 Начало испытания определяется с момента подачи сероводорода в испытательную емкость.

Б.5.10 В конце испытаний ёмкость продувают инертным газом в течение 0,5 часа.

Б.5.11 Образцы извлекаются из раствора, промываются холодной водой и высушиваются.

Б.5.12 Испытательный раствор нейтрализуется 20 % раствором NaOH.

Б.6 Очищение образцов

Б.6.1 Продукты коррозии с поверхности образцов удаляются ластиком в соответствии с ГОСТ Р 9.907, промываются ацетоном, обезжириваются спиртом.

Б.6.2 После обезжиривания и выдержки в течение 24 часов в эксикаторе с осушителем, образцы взвешиваются на аналитических весах с точностью до 0,0001 г.

Б.7 Идентификация образцов

Образцы идентифицируются по маркировке.

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-25

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.24

Б.8 Обработка результатов

Показателем стойкости к равномерной (общей) коррозии является скорость коррозии V , которую вычисляют по формуле (Б.2):

$$V = (m_1 - m_2) / (S \cdot \tau), \quad (\text{Б.2})$$

где V - скорость коррозии г/м² час;

m_1 - масса образца до испытаний, г;

m_2 - масса образца после испытаний, г;

S - площадь поверхности образца, м²;

τ - время выдержки, час.

Размерность полученных значений - г/м² ч.

Пересчет указанной размерности в мм/год производится по формуле (Б.3):

$$(\text{г/м}^2 \cdot \text{ч}) / \text{уд.вес} \cdot (8760 / 1000) = (\text{г/м}^2 \cdot \text{ч}) \cdot K = \text{мм/год}, \quad (\text{Б.3})$$

где K – коэффициент перерасчета, приведенный в таблице Б.1

Таблица Б.1 Значение коэффициента K для пересчета скорости коррозии, мм/год

Марка материала	Плотность, г/см ³	Коэффициент для пересчета, K
Сталь углеродистая	7,85	1,11
Сталь низколегированная	7,82	1,12

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-26

Формат А4

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

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.25

Приложение В
 (обязательное)

Перечень ссылочных нормативных документов

Обозначение документов, на которые дана ссылка	Номер раздела, подраздела, пункта на который дана ссылка
ГОСТ 162-90	4.25
ГОСТ 427-75	4.23
ГОСТ 1497-84	4.1, 4.5
ГОСТ 1778-70	4.9, 4.10, 4.11
ГОСТ 3845-75	1.2.11, 4.13
ГОСТ 4543-71	4.7
ГОСТ 5378-88	4.24
ГОСТ 5639-82	1.2.5, 4.10
ГОСТ 5640-68	1.2.6, 4.11
ГОСТ 6507-90	4.18, 4.20
ГОСТ 7502-98	4.21
ГОСТ 7565-81	4.1
ГОСТ 8026-92	4.22
ГОСТ 9013-59	4.8
ГОСТ 9454-78	4.6
ГОСТ Р 9.905-2007	Б.1.4
ГОСТ 9.908-85	Б.1.3
ГОСТ 10692-80	1.5.1, 1.6.1
ГОСТ 11358-89	4.20
ГОСТ 12344-2003	4.3
ГОСТ 12345-2001	4.3
ГОСТ 12347-77	4.3
ГОСТ 12348-78	4.3
ГОСТ 12350-78	4.3
ГОСТ 12351-2003	4.3
ГОСТ 12354-81	4.3
ГОСТ 12359-99	4.3
ГОСТ 18895-97	4.3
ГОСТ 22536.0-87	4.3

03	-	Нов.	-		15.09.26	1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-27

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-07_R03.docx

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.26

ГОСТ 22536.1-88	4.3
ГОСТ 22536.2-87	4.3
ГОСТ 22536.3-88	4.3
ГОСТ 22536.5-87	4.3
ГОСТ 22536.7-88	4.3
ГОСТ 22536.8-87	4.3
ГОСТ 22536.9-88	4.3
ГОСТ 22536.12-88	4.3
ГОСТ 30432-96	4.1
ГОСТ Р 53364-2009	3.3
ГОСТ Р 53932-2010	1.3.4
ГОСТ Р 54153-2010	4.3
ГОСТ Р ИСО 10543-99	4.20
NACE TM0284-02	4.14
NACE TM0177-02	4.15
ISO 3183:2007	Преамбула, 1.2.16, 4.8, 4.12, 4.17, 4.26

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Нов.	-		15.09.26			В-28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-07_R03.docx

ТУ 1319-369-00186619-2012 с.27

Лист регистрации изменений

Наименование документа, содержащего изменение	Дата регистрации	Перечень пунктов технических условий, на которые распространяется изменение	Дата и номер регистрации изменения

						1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
03	-	Нов.	-		15.09.26			В-29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001-07_R03.docx