



Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)			Номер документа 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	
			Редакция: 01	Статус: IFC
Формат док-та: A4	Лист: 1 из 1	Дата редакции: 10.06.26	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

2004-ГВН-301100-5-ТР1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
01	-		10.06.26

Главный инженер

Н.П. Попов

Руководитель направления

А.А. Кимлык

Главный инженер проекта

А.С. Горев

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-01_R01.docx

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	Содержание тома 6.1.1	Изм. 01 (Зам.)
2004-ГВН-301100-5-СПД-001	Состав проектной документации	
2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	Часть 1. Сбор и транспорт нефти и газа. Текстовая часть	Изм. 01 (Зам.)
2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин	Изм.01(Нов.)

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001			
						Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Силин			10.06.26		Стадия	Лист	Листов
							П		1
Рук.направ.		Кимлык			10.06.26	Содержание тома 6.1.1	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н. контр.		Кимлык			10.06.26				
ГИП		Горев			10.06.26				

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-01_R01.docx



РЕД.	СТАТУС	ДАТА ВЫПУСКА	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ / ПОПРАВКАХ
01	IFC	22.09.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
00	IFC	22.01.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	Лист
								0-1
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-02 R01.docx

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

От технологического отдела №1:

Начальник отдела	С.А. Силин
Главный специалист	В.И. Липатов
Заведующий группой	И.А. Жорник
Заведующий группой	Н.С. Маркелова
Ведущий инженер	О.А. Мелешко
Инженер III категории	Д.М. Катауф

От отдела ОМПР:

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

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

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		22.09.26			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 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	1-1
1.2.1 <i>Существующее положение</i>	1-1
1.2.2 <i>Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции</i>	1-3
1.2.3 <i>Характеристика принятой технологической схемы производства в целом</i>	1-4
1.2.3.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора.....	1-4
1.2.4 <i>Характеристика отдельных параметров технологического процесса</i>	1-7
1.2.4.1 Обустройство куста скважин ЕР-3.....	1-7
1.2.4.2 Обустройство устьев скважин	1-9
1.2.4.3 Механизм депарафинизации скважин МДСА («Лебедка»)	1-11
1.2.4.4 Выкидные трубопроводы и коллекторы.....	1-12
1.2.4.5 Замер продукции скважин (существующий).....	1-13
1.2.4.6 Реагентное хозяйство (существующее)	1-13
1.2.4.7 Дренажная система.....	1-14
1.2.4.8 Трубопроводы на кусте скважин.....	1-14
1.2.4.9 Арматура технологических площадок.....	1-17
1.2.4.10 Обогрев и теплоизоляция.....	1-18
1.2.5 <i>Гидравлический расчет системы сбора и транспорта продукции скважин Харьягинского нефтегазового месторождения</i>	1-18
1.2.5.1 Исходные данные	1-18
1.2.5.2 Результаты теплогидравлического расчета системы сбора	1-25
1.2.5.3 Вывод по результатам гидравлического и теплового расчета системы сбора	1-30
1.2.6 <i>Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков промысловых и технологических трубопроводов</i>	1-30
1.2.7 <i>Требования к организации производства</i>	1-35
1.3 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД	1-38
1.4 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ	1-38
1.5 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ	1-39
1.6 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК (НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА) ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	1-39
1.7 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	1-39
1.8 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И РАЗРЕШЕНИЙ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИСПОЛЪЗУЕМОГО НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)	1-40
1.9 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ	1-41
1.10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, И РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ	1-42
1.11 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	1-44

01	-	Зам.	-		22.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			0-3

Формат А4

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

1.12 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1-46
1.12.1 Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от организованных и неорганизованных источников выделения	1-46
1.12.2 Выбросы вредных веществ от неорганизованных источников	1-46
1.12.3 Выбросы вредных веществ от организованных источников	1-46
1.13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	1-47
1.14 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ	1-47
1.15 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ	1-48
1.16 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	1-50
1.17 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА	1-50
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ	2-1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ	2-1
2.2 СТАНДАРТЫ И НОРМЫ	2-1
2.3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	2-2
2.4 ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕД	2-2
2.5 ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ	2-3
2.5.1 Трубы	2-3
2.5.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-5
2.5.3 Крепежные детали	2-6
2.5.4 Запорная и регулирующая арматура	2-6
2.5.5 Опоры трубопроводов	2-7
2.6 РАСЧЕТ ТОЛЩИН СТенок СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	2-7
2.6.1 Исходные данные	2-7
2.6.2 Расчет толщин стенок технологических трубопроводов	2-8
2.6.3 Расчет срока службы трубопроводов	2-9
2.7 ВЫБОРКА ТИПОРАЗМЕРА ТРУБ	2-10
2.8 МОНТАЖ И СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ	2-11
2.9 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	2-12
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
ПРИЛОЖЕНИЕ Г МНОГОФАЗНЫЙ РАСХОДОМЕР. ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ	Г-1

01	-	Зам.	-		22.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			0-4

Формат А4

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

1 Технологические решения

1.1 Исходные данные

Настоящий раздел проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)» разработан на основании следующих документов:

– Техническое задание на проектирование «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)», утвержденное генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» 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-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)», утвержденное генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» И.Н. Сидоровым

– Технические требования на проектирование «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)»;

– Проект 1398 "Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 5. Обустройство куста скважин ЕР-3 и коридоров коммуникаций", получивший положительное заключение ГГЭ (номер заключения экспертизы 83-1-1-3-086980-2022 от 10.12.2022г.)"

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

В данном разделе рассматриваются только решения по технологическому оборудованию куста скважин ЕР-3 и коридоров коммуникаций. Решения по электротехническим, КИПиА, ВИК, и вспомогательным сооружениям и системам рассмотрены в соответствующих разделах проекта.

1.2 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

1.2.1 Существующее положение

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

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		10.06.26			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.

нефти осуществлялись на центральном пункте сбора (ЦПС), территориально совмещенном с кустом скважин 108.

2-очередь разработки месторождения Харьга 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.

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

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

- сеть внутрипромысловых трубопроводов между кустами.

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

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

По завершению работ 4-ей очереди будут введены следующие сооружения:

- куст WP-1 - 5 добывающих и 3 водонагнетательных скважины;
- куст NP-2 - 5 добывающих и 3 водонагнетательных скважины;
- куст NP-3 - 8 добывающих и 1 водонагнетательная скважины;

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-2

Формат А4

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

- куст ЕР-1 - 2 добывающих и 2 водонагнетательных скважины;
- куст ЕР-2 - 2 добывающих скважины;
- куст НР-1 - 7 добывающих скважин, включая скважину Del-1.

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»

В настоящее время кустовая площадка ЕР-3 представляет собой объект с существующими сооружениями, предназначенными для добычи нефти.

1.2.2 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

Основные проектные решения предусматривают возможность расширения куста скважин ЕР-3: обустройство новой нагнетательной скважины ЕЗ-04 с подключением к эксплуатационному и замерному коллекторам на период отработки на нефть; обустройство новой добывающей скважины ЕЗ-05 с подключением к эксплуатационному и замерному коллекторам; обустройство новой добывающей скважины ЕЗ-06 с подключением к эксплуатационному и замерному коллекторам; замерный и эксплуатационный коллекторы; трубопровод подачи реагента. Строительство ведётся в четыре этапа.

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

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

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

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

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

1. Эстакада к нагнетательной скважине ЕЗ-04 с инженерными сетями, в том числе:
 - Трубопровод системы ППД на эстакаде к нагнетательной скважине ЕЗ-04 (с подключением к эксплуатационному и замерному коллекторам на период отработки на нефть).
 - Сети КИП от сущ. местной аппаратной к скважине ЕЗ-04;
 - Кабельные сети от сущ. площадки станций управления и электрооборудования к скважине ЕЗ-04;
 - Сети электрообогрева к скважине ЕЗ-04;
 - Шахтный колодец скважины ЕЗ-04.
2. Совмещенная эстакада с учётом поэтапного подключения 3-х проектируемых скважин (ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06), в том числе:
 - Эксплуатационный и замерной коллекторы;
 - Коллектор системы ППД от подключения скважины ЕЗ-03 до подключения скважины ЕЗ-04;

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-3

Формат А4

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

- Коллектор ингибитора коррозии для подачи ингибитора коррозии в эксплуатационный и замерной коллекторы (после скважины ЕЗ-06).
- Инженерная подготовка кустовой площадки ЕР-3.

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

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

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

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

Реализация проекта предполагается с 1-го этапа строительства.

1.2.3 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом

1.2.3.1 Характеристика принятой технологической схемы системы сбора

В соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается расширение кустовой площадки ЕР-3 (скважины ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06).

Схема технологическая принципиальная расширения куста скважин ЕР-3 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-002.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины ЕЗ-04 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-003.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья добывающей скважины ЕЗ-05 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-004.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья добывающей скважины ЕЗ-06 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-005.

Распределение добывающих скважин на кустовой площадке приведено в таблице 1.1.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-4

Формат А4

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

Таблица 1.1 - Распределение добывающих скважин на кустовой площадке

Номер куста	Количество добывающих скважин на кусте, шт		Номера скважин		Примечания
	Существующих	Новых	Существующих	Новых	
Куст ЕР-3	2	3	ЕЗ-01, ЕЗ-02	ЕЗ-04 (нагнетательная с отработкой на нефть), ЕЗ-05, ЕЗ-06	

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

- двухпроводную (эксплуатационный и замерный коллектор) систему сбора;
- надежность эксплуатации промысловых трубопроводов;
- полную герметизацию процессов;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

Принятый срок службы проектируемых сооружений не менее 20 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 бурящейся скважины, будут временно законсервированы.

Добыча продукции из добывающих скважин, предусматривается с помощью электроцентробежных насосных агрегатов. Скважинное оборудование (фонтанная арматура и ее обвязка) в состав объема проектирования не входит. Фонтанная арматура АФК 65х35 для скважины ЕЗ-04, фонтанная арматура АФК 80х35 для скважины ЕЗ-05, ЕЗ-06 и внутрискважинное оборудование относятся к проекту бурения.

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,

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.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.

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 передвижную технику.

Система учета продукции скважин обеспечивается замерным устройством (многофазный расходомер), который установлен на существующей площадке СОД.

Также в проекте 1398 реализована возможность замера продукции куста ЕР-3 на кусте ЕР-1.

Постоянного присутствия персонала не требуется, т.к. переключение скважин между замерных и эксплуатационных коллекторов осуществляется с помощью электроприводных задвижек.

Для защиты оборудования и трубопроводов системы сбора от коррозии на кусте скважин предусмотрена подача ингибитора коррозии в эксплуатационный и замерный коллекторы от существующей установки дозирочной электронасосной 03-Х-5902.

Для мониторинга коррозии в проекте 1398 предусмотрены узлы контроля за скоростью коррозии на узлах запуска и приёма СОД.

Схема принципиальная технологическая куста ЕР-3 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-002.

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.

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

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.

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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-6

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-03_R01.docx

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

1.2.4 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

В настоящем проекте предусматривается расширение куста скважин ЕР-3.

Схема технологическая принципиальная расширения куста скважин ЕР-3 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-002.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины ЕЗ-04 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-003.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья добывающей скважины ЕЗ-05 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-004.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья добывающей скважины ЕЗ-06 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-005.

1.2.4.1 Обустройство куста скважин ЕР-3

В настоящем проекте предусматривается расширение кустовой площадки ЕР-3.

На кусте скважин ЕР-3 обустраивается 2 новых добывающих скважины (ЕЗ-05, ЕЗ-06), нагнетательная скважина с отработкой на нефть (ЕЗ-04), замерный и эксплуатационный коллекторы, коллектор подачи ингибитора коррозии. Подача ингибитора коррозии в замерный и эксплуатационный коллекторы осуществляется от существующего реагентного хозяйства.

Устья скважин располагаются на специальной площадке по одной прямой на оси куста.

С целью определения прогноза температурного режима грунтов приустьевых зон добывающих скважин площадки куста ЕР-3 выполнен прогнозный расчет, приведенный в документе 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002. Согласно результатам данного расчета, максимальный радиус оттаивания ММГ вокруг скважин не превышает 6,2 м (диаметр - 12,4 м).

В соответствии с требованиями пункта 526 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при размещении кустовых площадок на вечномерзлых грунтах расстояние между устьями скважин не должно быть меньше 1,2 диаметра растепления пород вокруг устья скважин (14,88 м). В связи с этим расстояние между скважинами на кусте скважин №1 принято равным 15 м.

Для ограничения зоны оттаивания вокруг устьев скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06 применяются дополнительные мероприятия по снижению теплопередачи от добываемого продукта: облегченный портландцемент для цементирования направления и кондуктора ПЦТ I-G-CC-2, газовоздушная среда в затрубном пространстве, теплоизолированная НКТ. Дополнительно применяются мероприятия по созданию мерзлотной завесы путем установки термостабилизаторов между скважинами (подробнее см. том 4.3 «Температурная стабилизация грунтов»).

Состав сооружений на кустовой площадке включает следующее технологическое оборудование:

- устья скважин;
- выкидные трубопроводы;

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист 1-7
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.

- эксплуатационный и замерный коллекторы (расширение);
- коллектор ингибитора коррозии для подачи ингибитора коррозии в эксплуатационный и замерной коллекторы (расширение);
- реагентное хозяйство (установка дозировочная электронасосная) 03-X-5902 (существующее);
- узел запуска СОД 03-V-1203 (существующий).

Состав проектируемых сооружений на кусте скважин приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Состав проектируемых сооружений на расширяемом кусте скважин ЕР-3

Куст скважин №	Количество новых скважин, шт.	Расширение коллекторов		Площадка для ремонтного оборудования, шт.	Площадка под приемные мостки, шт.	Механизм депарафинизации скважин МДСА («лебедка»)
		Эксплуатационный	Замерный			
ЕР-3	3	1	1	3	3	3

Все трубопроводы в пределах площадки куста скважин ЕР-3 относятся к технологическим трубопроводам, прокладываются надземно на стойках с уклонами в соответствии с требованиями п. 10.1.4 ГОСТ 32569-2013. Расстояние между осями смежных трубопроводов на эстакаде и до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали в пределах куста скважин определяется в соответствии с п. 10.1.9 ГОСТ 32569-2013. Проектируемые технологические трубопроводы от скважин DN80 до эстакады проложены надземно на опорах на высоте не более 1,3 м от уровня земли.

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-3 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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.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.

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

На основании п. 149 и Приложения № 5 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534 на площадке приустьевой фонтанной арматуры образуются три класса взрывоопасных зон:

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

От фланцевых соединений арматур образуется зона 2 радиусом 3 м.

Классификация взрывоопасных зон на кусте ЕР-3 приведена в документе 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-006.

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.

1.2.4.2 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 добывающих скважин, предусматривается с помощью электроцентробежных насосных агрегатов. Скважинное оборудование (фонтанная арматура и ее обвязка) в состав объема проектирования не входит. Фонтанная арматура АФК 65х35 для скважины ЕЗ-04, фонтанная арматура АФК 80х35 для скважины ЕЗ-05, ЕЗ-06 и внутрискважинное оборудование относятся к проекту бурения.

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

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

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

- запорная арматура с ручным приводом;
- обратный клапан для предотвращения перетока добываемой среды между трубным и затрубным пространством скважины;
- спускник;
- приборы КИП, в том числе: детекторы обнаружения токсичного газа GDS (по одному на каждую скважину), детекторы углеводородов GDI (один на две скважины);
- пробоотборник;
- фланцевые пары на выкидной линии;

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-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.

- трубопровод для технологических нужд;
- площадка обслуживания.

Для очистки внутренних поверхностей НКТ от асфальто-парафиновых отложений на вновь проектируемых скважинах предусматривается установка депарафинизации скважин на лубрикаторе (лебедка).

В состав модульной конструкции входят: лебедка, мотор-редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки, стойка для установки лебедки на верхнюю часть лубрикатора, лубрикаторное уплотнение, скребки, контроллер системы управления лебедкой.

При вращении барабана подвешенный на проволоку скребок опускается в скважину на заданную глубину (0-150 м), а после реверса скребок поднимается вверх, очищая стенки НКТ от парафина. Установка механизма депарафинизации скважин позволяет постоянно поддерживать дебит скважины на оптимальном уровне.

Возле каждого устья обустраиваемой скважины предусматривается установка кнопки аварийной остановки ЭЦН. Средства автоматизации предусматривают аварийное отключение двигателя погружного насоса скважины при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении в выкидной линии и на устье скважины. Более подробные сведения об автоматизации куста скважин приведены в Томе 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 предусмотрены маты теплоизоляционные прошивные плотностью не менее 143 кг/м³. 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 20-40мм 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

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		10.06.26			1-10
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.

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.

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

В соответствии с Заданием на проектирование скважина ЕЗ-04 – нагнетательная с отработкой на нефть, скважины ЕЗ-05, ЕЗ-06 – добывающие. Расчетное давление в выкидном трубопроводе от фонтанной арматуры принято 6,3 МПа.

Схема принципиальная технологическая отработки на нефть нагнетательной скважины ЕЗ-04 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-003.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья добывающей скважины ЕЗ-05 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-004.

Схема принципиальная технологическая обвязки устья добывающей скважины ЕЗ-06 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-005.

План расположения оборудования на площадке куста скважин ЕР-3 приведен на чертежах марки ГП в Томе 2 «Схема планировочной организации земельного участка».

1.2.4.3 Механизм депарафинизации скважин МДСА («Лебедка»)

Установка депарафинизации скважин на лубрикаторе предназначена для очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) от асфальтопарафиновых отложений на скважинах.

Применяемое оборудование соответствует климатическому исполнению ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, позволяющему его размещению на открытом воздухе.

Механизм выполнен в виде модульной конструкции, содержащей редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки и систему автоматического управления с контроллером. На барабан наматывается проволока с закрепленным на конце скребком.

Для ввода в канал подъемных труб скважины проволоки со скребком предусматривается лубрикатор, устанавливаемый на верхнем фланце фонтанной ёлки.

Механизм подъема с барабаном устанавливается непосредственно на верхней части лубрикаторного устройства. При вращении барабана проволока разматывается и скребок опускается в скважину, очищая стенки НКТ от парафина. При достижении заданной контроллером глубины, барабан начинает вращаться в другую сторону и скребок будет подниматься вверх, также очищая стенки НКТ. После окончания цикла очистки скребок с грузом находится в лубрикаторе до начала следующего цикла.

Программой предусмотрена работа механизма как в автоматическом, так и в ручном режимах.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист 1-11
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.

Принятый срок службы запроектированного оборудования составляет не менее 20 лет.

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» с обеспечением исполнения по взрывозащите не менее, чем «повышенная надежность против взрыва». Все электрооборудование, установленное на опасных участках, сертифицировано для его использования в зонах класса В-1г (зона 2) по ГОСТ 31610.0-2019 не менее, чем IExdIIAT3.

Все электрооборудование, применяемое на опасном производственном объекте, имеют декларации или сертификаты соответствия, либо экспертизы промышленной безопасности. Характеристика основного технологического оборудования приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Техническая характеристика механизма депарафинизации скважин

Технические характеристики	Показатели
Наименование оборудования	Механизм депарафинизации скважин автоматический (МДСА)
Количество	3 комплекта
Режим работы установки	Автоматический
Потребляемая мощность, не более, Вт	1200
Глубина обработки м	0÷2000
Скорость обработки (номинальная скорость движения скребка), м/мин	3,0÷17,0
Рабочее давление лубрикатора, МПа, не более	21
Длина лубрикатора, м	1,5÷2,2
Число циклов очистки при автоматическом режиме	От 1 раза в неделю до 8 раз в сутки
Дискретность установки времени цикла, ч	0,5
Количество задаваемых проходов в зоне очистки	1...10

1.2.4.4 Выкидные трубопроводы и коллекторы

Продукция от проектируемых скважин поступает по выкидным трубопроводам DN80 в эксплуатационный или замерный коллекторы. Диаметр эксплуатационного коллектора принят DN100, замерного – DN80. Диаметры коллекторов приняты на основании теплогидравлического расчета системы сбора, приведенным в п.6.6 данной пояснительной записки.

В проекте предусмотрена возможность дальнейшего расширения коллекторов. Проектом предусмотрено одновременное строительство замерного и эксплуатационного коллекторов, подключение ингибитора коррозии от блока дозирования реагента в замерный и эксплуатационные коллекторы, строительство выкидного трубопровода от скважины ЕЗ-04, а также строительство узлов подключения к коллекторам для последующих скважин. Конструкция узлов подключения дает возможность подключать к коллекторам выкидные

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-12

Формат А4

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

трубопроводы, не останавливая процесс добычи на последовательно подключаемых скважинах следующих этапов. Для последующего расширения кустовой площадки и безостановочной работы скважин, на концах коллекторов предусматривается отключающая арматура (для эксплуатационного коллектора) и фланцевые соединения с заглушками (для замерного коллектора и реагентопровода).

На обоих коллекторах предусмотрены воздушники.

На выкидных трубопроводах от проектируемых скважин устанавливается электроприводная арматура (MOV) для дистанционного переключения потока на замерный или эксплуатационный коллектор.

Предлагаемая система подключений к коллекторам позволяет посредством дистанционного переключения электроприводной арматуры (MOV) направить добываемую нефть через эксплуатационный коллектор в нефтесборный трубопровод или через замерный коллектор на замер продукции скважин, который осуществляется многофазным расходомером.

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 из эксплуатационного коллектора поступает на узел мобильной камеры запуска СОД, и далее транспортируется по нефтегазосборному трубопроводу DN100 на куст ЕР-1.

1.2.4.5 Замер продукции скважин (существующий)

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

Система учета продукции скважин обеспечивается существующим многофазным расходомером, который установлен на существующей площадке СОД.

Направление продукции скважин на замер предусмотрено дистанционно с помощью задвижек с электроприводом 03-MOV-0402, 0502, 0602, которые установлены на выкидных трубопроводах перед подключением к коллекторам.

В связи с тем, что замер продукции скважин происходит поочередно, производительность существующего многофазного расходомера позволяет осуществить замер продукции новых скважин: максимальный объемный расход жидкости существующего расходомера по паспорту составляет 3350 м³/сут, тогда как максимальный показатель добычи жидкости для новых скважин (скв.ЕЗ-06) составляет 88,8 м³/сут. Паспорт на существующий многофазный расходомер приведен в Приложении Г.

Так же предусмотрена возможность замера проектируемого куста на территории ЕР-1.

1.2.4.6 Реагентное хозяйство (существующее)

Подача ингибитора коррозии осуществляется от существующей установки дозировочная электронасосная (УДЭ) 03-Х-5902. Предпочтительная марка - СНПХ-6825В (либо аналогичная).

Ингибитор коррозии 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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-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.

1.2.4.7 Дренажная система

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

Подключение к передвижной технике предусматривается в районе существующей площадки СОД по системе существующих дренажных трубопроводов.

1.2.4.8 Трубопроводы на кусте скважин

Трубопроводы на кусте скважин предназначены:

- для подачи продукции скважин в систему сбора;
- для эксплуатационного и замерного коллекторов;
- для подачи химреагентов в коллекторы;
- для дренажа и продувки трубопроводов.

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».

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

В продольном направлении отдельно стоящие опоры и эстакады разбиваются на температурные блоки, длина которых не превышает предельных расстояний между неподвижными опорными частями трубопроводов.

Расстояния между осями технологических трубопроводов на основной эстакаде соответствуют требованиям п. 10.1.9 и приложения Е к ГОСТ 32569-2013 и составляют:

- между трубопроводом реагента и замерным коллектором 300 мм;
- между замерным коллектором и эксплуатационным коллектором 600 мм;
- между эксплуатационным коллектором и коллектором ВВД 500 мм.

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.

Обогрев технологических трубопроводов на кусте скважин осуществляется саморегулируемыми греющим кабелями.

Подробно требования для изготовления труб и типоразмеры труб приведены в разделе «Материальное исполнение и антикоррозионная защита».

Согласно результатам расчетов, ресурс трубопроводов равен или превосходит 8 лет для выкидных трубопроводов до точки ввода ингибитора коррозии, 20 лет для остальных

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-14

Формат А4

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

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

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.

Номенклатура проектируемых труб на кусте скважин, приведена в таблице 1.4.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		10.06.26			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.

Таблица 1.4 - Номенклатура проектируемых труб на кусте скважин

Характеристика трубопровода				Марка стали
Диаметр наружный, мм	Назначение трубопровода	Ррасч, МПа	Категория трубопровода	
114	Эксплуатационный коллектор	6,3	A(б), I	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями
89	Замерный коллектор	6,3	A(б), I	
89	Выкидные трубопроводы	6,3	A(б), I	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52 по ТУ 1319-369-00186619-2012 или аналогичным
57	Трубопровод для технологических операций	6,3	A(б), I	
57	Трубопровод обвязки затрубного пространства	6,3	A(б), I	
89	Выкидные трубопроводы	25	A(б), I	
57	Трубопровод для технологических операций	25	A(б), I	
57	Трубопровод обвязки затрубного пространства	25	A(б), I	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности K48 по ГОСТ 8733-44, ГОСТ 8734-75
25	Реагентопровод	6,3	A(б), I	

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-16

Формат А4

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

1.2.4.9 Арматура технологических площадок

Вся трубопроводная арматура на кусте скважин ЕР-3 должна отвечать требованиям, представленным в соответствующих технических требованиях и разделе «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

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

На кусте скважин ЕР-3 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 12-MOV-0401, 0402, 0501, 0502, 0601, 0602 применяется электропривод.

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

- категории помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (СП 12.13130.2009) – АН;
- классификация взрывоопасных зон (ПУЭ) – В-1г;
- категория, группа и температурный класс взрывоопасной смеси – ПВ-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 ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями соответствующего типоразмера).

Выкидные трубопроводы, непосредственно связанные со скважинами, оборудованы запорными устройствами, перекрывающими поток жидкости из скважины при аварийной разгерметизации трубопровода. Разрешается применение дистанционно управляемых запорных устройств, если параметры работы скважины контролируются дистанционно и запорные устройства могут быть закрыты с пульта управления.

На кусте 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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-17

Формат А4

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

На выходе с расширяемой кустовой площадки на существующем нефтегазосборном трубопроводе на площадке узла запуска СОД в рамках проекта 1398 предусмотрена отключающая арматура с электроприводом 12-ESDV-0001 для аварийного отключения куста скважин ЕР-3.

Схема принципиальная технологическая куста ЕР-3 приведена на чертеже 2004-ГВН-301100-5-ТР1.2-002.

1.2.4.10 Обогрев и теплоизоляция

В качестве теплоизоляционного слоя технологических трубопроводов предлагается использовать базальтоволоконные теплоизоляционные материалы по ГОСТ 21880-2022. Толщина теплоизоляции составляет 40 мм. Тип теплоизоляционного материала выбирается Заказчиком, а также, учитывая тип изоляции, имеющийся на складе ЗНДХ.

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

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

Устья скважин, технологическое оборудование, все выкидные линии и подводящие трубопроводы на кустах скважин выполняются с электрообогревом в теплоизоляции для поддержания минимальной температуры плюс 30 °С от застывания продукции скважин.

1.2.5 Гидравлический 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-3 с вновь проектируемой скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06, а также совместно с работой трубопровода от Кустов ЕР-1 и ЕР-2 до ЦПС с включением перемычки от трубопровода ЕР-1 – ЦПС (задвижка 12-MV-0019 открыта).

Данное исследование проведено с целью:

- определение оптимальных диаметров выкидных трубопроводов от скважины вновь проектируемых скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06;
- определение давления на устье скважины ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06;
- определение режимов течения потока в выкидных трубопроводах.

Гидравлический расчет системы сбора выполнен с использованием программного комплекса МИР ПИА и 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.

1.2.5.1 Исходные данные

Прогнозные показатели по добыче нефти, газа и жидкости для скважины ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06 куста ЕР-3 приняты в соответствии с Приложением Б технического задания на проектирование и представлены в таблице в таблице 1.5 .

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-18

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-03_R01.docx

Прогнозные показатели для существующих скважин куста ЕР-3 показатели для кустов ЕР-1, ЕР-2 и для существующих скважин куста ЕР-3 приняты в соответствии с письмом БЕ-4429 от 25.11.2025 и представлены в таблицах 1.6 - 1.7.

Сумма показателей добычи существующих скважин куста ЕР-3 представлены в таблице 1.8.

Сумма показателей добычи вновь проектируемых скважин скважин куста ЕР-3 представлены в таблице 1.9.

Сумма показателей добычи всех скважин куста ЕР-3 представлены в таблице 1.10.

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-2 до ЦПС надземная с электрообогревом (с поддержанием температуры 33 °С) 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 и физико-химические свойства разгазированной нефти и газа Харьягинского месторождения по пластам представлен в таблицах 1.12 и 1.13;
- общее количество скважин куста ЕР-3 и их назначение указаны в таблице 1.11;
- скважина Е3-04, Е3-05, Е3-06 куста ЕР-3 принадлежит пласту D₃-III;
- принципиальная схема сбора от проектируемых скважин Е3-04, Е3-05, Е3-с учетом существующих скважин куста ЕР-3 до ЦПС Харьягинского месторождения представлена на рисунке 1.1.

Таблица 1.5 – Показатели добычи для вновь проектируемых скважин Е3-04, Е3-05, Е3-06 куста ЕР-3 Харьягинского месторождения по годам эксплуатации

Года	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Скважина Е3-04						
Нефть, тыс.т/год	0	4,2	4,4	0	0	0
Нефть, т/сут	0	11,5	12,1	0	0	0
Нефть, м³/год	0	5029,9	5269,5	0	0	0
Жидкость, тыс.т/год	0	17,0	18,1	0	0	0
Газ, млн.м³/год	0	0,6	0,6	0	0	0
ГФ, м³/т	-	142,9	136,4	-	-	-
ГФ, м³/ м³	-	119,3	113,9	-	-	-
Обводненность	-	75,3	75,7	-	-	-
Скважина Е3-05						
Нефть, тыс.т/год	0	2,8	7,7	6,7	5,8	5,3
Нефть, т/сут	0	7,7	21,1	18,4	15,9	14,5

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-19

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, м ³ /год	0	3353,3	9221,6	8024,0	6946,2	6347,3
Жидкость, тыс.т/год	0	11,2	31,1	27,5	24,4	22,9
Газ, млн.м ³ /год	0	0,4	1,1	0,9	0,8	0,7
ГФ, м ³ /т	-	142,9	142,9	134,3	137,9	132,1
ГФ, м ³ / м ³	-	119,3	119,3	112,2	115,2	110,3
Обводненность	-	75,0	75,2	75,6	76,2	76,9
Скважина ЕЗ-06						
Нефть, тыс.т/год	0	1,5	8,5	7,4	6,5	6,0
Нефть, т/сут	0	0	0	20,3	17,8	16,4
Нефть, м ³ /год	0	1796,4	10179,6	8862,3	7784,4	7185,6
Жидкость, тыс.т/год	0	5,9	33,6	29,7	26,4	24,8
Газ, млн.м ³ /год	0	0,2	1,2	1,0	0,9	0,8
ГФ, м ³ /т	-	133,3	141,2	135,1	138,5	133,3
ГФ, м ³ / м ³	-	111,3	117,9	112,8	115,6	111,3
Обводненность	-	74,6	74,7	75,1	75,4	75,8

**Таблица 1.6 – Показатели добычи для существующих скважин куста ЕР-3
Харьягинского месторождения по годам эксплуатации**

Года	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Скважина ЕЗ-01						
Нефть, тыс.т/год	17,5	14,3	11,0	8,3	6,2	4,6
Нефть, т/сут	47,9	39,2	30,1	22,7	17,0	12,6
Нефть, м ³ /год	20958,1	17125,7	13173,7	9940,1	7425,2	5509,0
Жидкость, тыс.т/год	40,2	36,2	33,0	31,2	30,7	29,3
Газ, млн.м ³ /год	2,4	2,0	1,5	1,1	0,9	0,6
ГФ, м ³ /т	137,1	139,9	136,4	132,5	145,2	130,4
ГФ, м ³ / м ³	114,5	116,8	113,9	110,7	121,2	108,9
Обводненность	56,5	60,5	66,7	73,4	79,8	84,3
Скважина ЕЗ-02						
Нефть, тыс.т/год	17,1	14,0	10,7	8,1	6,1	4,5
Нефть, т/сут	46,8	38,4	29,3	22,2	16,7	12,3
Нефть, м ³ /год	20479,0	16766,5	12814,4	9700,6	7305,4	5389,2
Жидкость, тыс.т/год	41,8	37,7	34,3	32,5	32,0	30,5
Газ, млн.м ³ /год	2,4	1,9	1,5	1,1	0,8	0,6
ГФ, м ³ /т	140,4	135,7	140,2	135,8	131,1	133,3
ГФ, м ³ / м ³	117,2	113,3	117,1	113,4	109,6	111,3
Обводненность	59,1	62,9	68,8	75,1	80,9	85,2

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-20

Формат А4

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

Таблица 1.7– Показатели добычи для кустов ЕР-1 и ЕР-2

Года	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ЕР-1						
Нефть, тыс.т/год	471	385	295	223	167	126
Нефть, т/сут	1290,4	1054,8	808,2	611,0	457,5	345,2
Нефть, м³/год	564071,9	461077,844	353293,4	267065,9	200000	150898,2
Жидкость, тыс.т/год	2295	2203	2003	1893	1853	1781
Газ, млн.м³/год	66	54	41	31	23	18
ГФ, м³/т	140,1	140,3	139,0	139,0	137,7	142,9
ГФ, м³/ м³	117,0	117,1	116,1	116,1	115,0	119,3
Обводненность	79,5	82,5	85,3	88,2	91,0	92,9
ЕР-2						
Нефть, тыс.т/год	319	233	187	151	124	103
Нефть, т/сут	874,0	638,4	512,3	413,7	339,7	282,2
Нефть, м³/год	382035,9	279041,916	223952,1	180838,3	148503	123353,3
Жидкость, тыс.т/год	849	819	794	757	733	710
Газ, млн.м³/год	45	33	26	21	17	14
ГФ, м³/т	141,1	141,6	139,0	139,1	137,1	135,9
ГФ, м³/ м³	117,8	118,3	116,1	116,1	114,5	113,5
Обводненность	62,4	71,6	76,4	80,1	83,1	85,5

Таблица 1.8 – Суммарные показатели добычи существующих скважин куста ЕР-3 до расширения

Года	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Существующие скважины Куста ЕР-3						
Нефть, тыс.т/год	34,6	28,3	21,7	16,4	12,3	9,1
Нефть, т/сут	63,9	52,4	40,0	30,3	22,8	16,8
Нефть, м³/год	41437,1	33892,2	25988,1	19640,7	14730,6	10898,2
Жидкость, тыс.т/год	82	73,9	67,3	63,7	62,7	59,8
Газ, млн.м³/год	4,8	3,9	3	2,2	1,7	1,2
ГФ, м³/т	138,7	137,8	138,2	134,1	138,2	131,9
ГФ, м³/ м³	115,8	115,1	115,4	112,0	115,4	110,1
Обводненность	57,8	61,7	67,8	75,3	80,4	84,8

Таблица 1.9 – Суммарные показатели добычи проектируемых скважин куста ЕР-3

Года	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Проектируемые скважины Куста ЕР-3						

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–21

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-03_R01.docx

Нефть, тыс.т/год	0	8,5	20,6	14,1	12,3	11,3
Нефть, т/сут	0	19,2	33,2	38,7	33,7	30,9
Нефть, м ³ /год	0	10179,6	24670,7	16886,3	14730,6	13532,9
Жидкость, тыс.т/год	0	34,1	82,8	57,2	50,8	47,7
Газ, млн.м ³ /год	0	1,2	2,9	1,9	1,7	1,5
ГФ, м ³ /т	-	141,2	140,8	134,8	138,2	132,7
ГФ, м ³ / м ³	-	117,9	117,5	112,5	115,4	110,8
Обводненность	-	75,1	75,1	75,3	75,8	76,3

Таблица 1.10 – Суммарные показатели добычи всех скважин куста ЕР-3

Года	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Куст ЕР-3						
Нефть, тыс.т/год	34,6	36,8	42,3	30,5	24,6	20,4
Нефть, т/сут	63,9	71,6	73,2	69	56,5	47,7
Нефть, м ³ /год	41437,1	44071,8	50658,8	36527	29461,2	24431,1
Жидкость, тыс.т/год	82	108	150,1	120,9	113,5	107,5
Газ, млн.м ³ /год	4,8	5,1	5,9	4,1	3,4	2,7
ГФ, м ³ /т	138,7	138,6	139,5	134,4	138,2	132,4
ГФ, м ³ / м ³	115,8	115,7	116,5	112,2	115,4	110,5
Обводненность	57,8	65,9	71,8	74,8	78,3	81,0

Таблица 1.11 – Общее количество скважин куста ЕР-3 и их назначения

Скважина	Куст	Пласт	Назначение
ЕЗ – 01	ЕР-3	D3-III	ДОБ
ЕЗ – 02	ЕР-3	D3-III	ДОБ
ЕЗ - 03	ЕР-3	D3-III	НАГ
ЕЗ – 04	ЕР-3	D3-III	НАГН (с отработкой на нефть)
ЕЗ – 05	ЕР-3	D3-III	ДОБ
ЕЗ - 06	ЕР-3	D3-III	ДОБ
WW5/2	ЕР-3	D3-III	ВОДОЗАБОРНАЯ

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1–22

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-03_R01.docx

Таблица 1.12 - Компонентный мольный состав и физико-химические свойства нефти пласта D3-III Харьягинского месторождения при однократном разгазировании

Наименование компонента	Состав разгазированной нефти в стандартных условиях, % мол.
	Пласт D3-III
Азот	0
Диоксид углерода	0
Гелий	0
Сероводород	0,053
Метан	0,29
Этан	0,37
Пропан	1,11
Изобутан	0,37
Н-бутан	1,92
Изопентан	1,26
Н-пентан	2,53
Гексан	5,7
Гептан	9,26
Октан	9,43
Октан 9+	67,71
Итого	100
Молярная масса, г/моль	198
Плотность нефти, кг/м ³	835,0
Динамическая вязкость нефти при 20 ⁰ С, мПа·с	
Динамическая вязкость нефти при 42-43 ⁰ С, мПа·с	5,29
Температура застывания дегазированной нефти, °С	+26

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-23

Формат А4

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

Таблица 1.13 - Компонентный мольный состав и физико-химические свойства газа пласта D₃-III Харьягинского месторождения при однократном разгазировании

Наименование компонента	Состав газа в стандартных условиях, % мол.
	Пласт D ₃ -III
Азот + редкие газы	5,89
Диоксид углерода	1,59
Гелий	0,02
Сероводород	1,86
Метан	56,91
Этан	12,63
Пропан	10,38
Изобутан	1,3
Н-бутан	4,84
Изопентан	1,22
Н-пентан	1,88
Гексан	1,143
Гептан	0,31
Октан	0,08
Октан 9+	0,02
Молярная масса, г/моль	28
Плотность:	
газа, кг/м ³	1,16
газа относительная (по воздуху)	0,96
Низшая теплотворная способность, кДж/нм ³	50035

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-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.

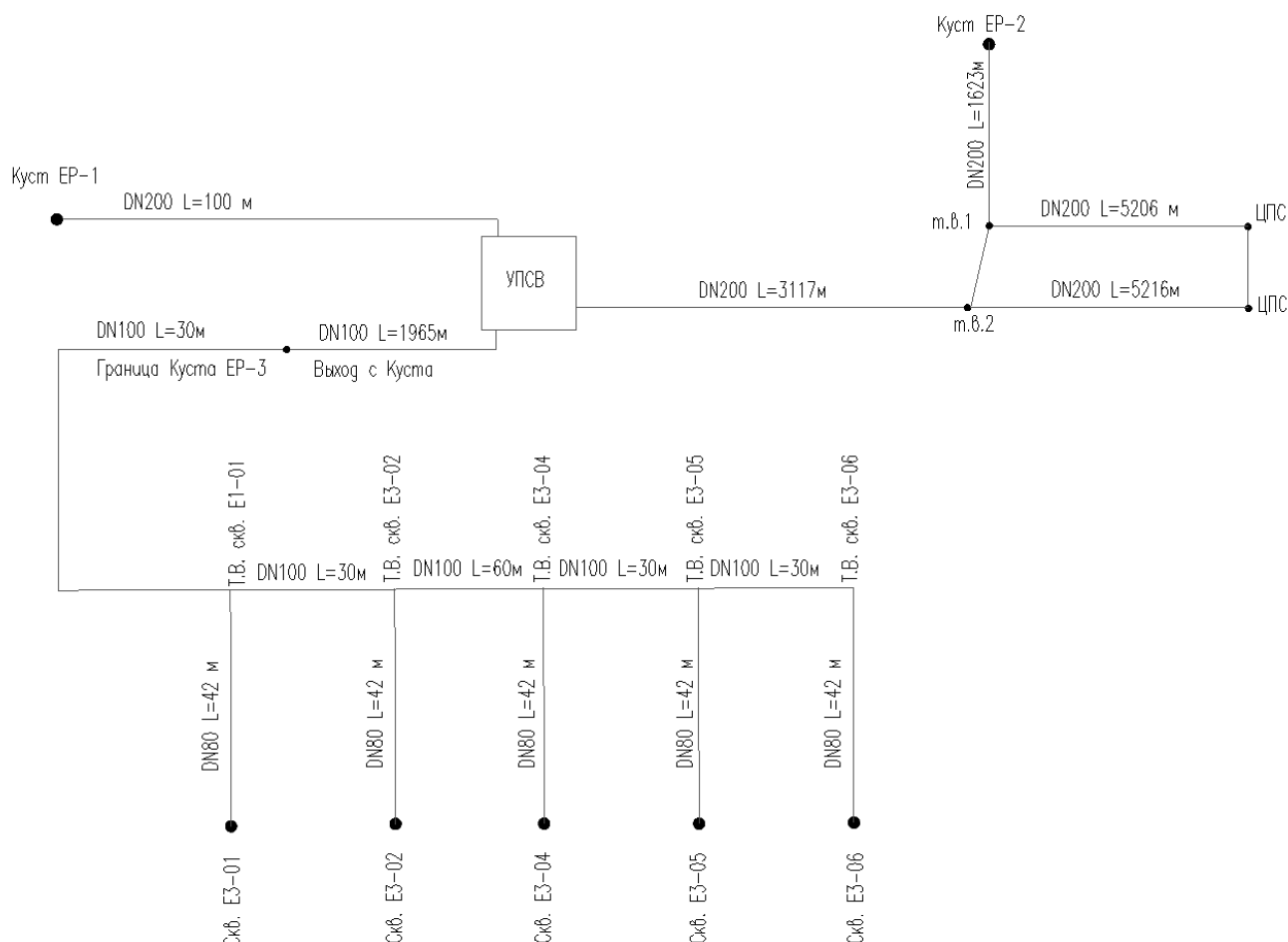


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема сбора от проектируемых скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06 с учетом существующих скважин куста ЕР-3 до ЦПС Харьягинского месторождения

1.2.5.2 Результаты теплогидравлического расчета системы сбора

Теплогидравлический расчет системы сбора от вновь проектируемой скважин куста ЕР-3, от существующих скважин куста ЕР-3 и транспорта продукции скважин с учетом работы трубопровода от Кустов ЕР-1, ЕР-2 Харьягинского месторождения, а также с учетом установки УПСВ на площадке куста ЕР-1, выполнен на 2026 – 2031 годы эксплуатации.

Результаты теплогидравлического расчета по годам представлены в таблицах 1.14 -1.19.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист 1-25
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 1.14 - Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского 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.Е3-06 – т.вр. скв Е3-06	80	42	Не работают в данный период						
Т.в. сквЕ3-06 – т.в.скв.Е3-05	100	30							
скв.Е3-05 – т.вр. скв Е3-05	80	42							
Т.в. сквЕ3-05 – т.в.скв.Е3-04	100	30							
скв.Е3-04 – т.вр. скв Е3-04	80	42							
Т.в. сквЕ3-04 – т.в.скв.Е3-02	100	60							
скв.Е3-02 – т.вр. скв Е3-02	80	42	3,701	3,699	33,0	33,0	0,58	пробковый	5082
Т.в. сквЕ3-02 – т.в.скв.Е3-01	100	30	3,699	3,698	33,0	33,1	0,32	пробковый	5082
скв.Е3-01 – т.вр. скв Е3-01	80	42	3,700	3,698	33,0	33,0	0,57	пробковый	4905
Т.в. сквЕ3-01 – граница куста ЕР-3	100	30	3,698	3,697	33,0	33,1	0,65	пробковый	9987
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	3,697	3,602	33,1	33,9	0,66	пробковый	9987
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	3,634	3,602	44,0	44,0	3,43	дисперсный	270714
УПСВ – т.в.2 (перемычка)	200	3117	3,602	3,109	43,8	43,3	2,42	пробковый	73859
Т.в.2 (перемычка)- ЦПС	200	5216	3,109	2,000	43,3	41,8	3,60	пробковый	73859
Куст ЕР-2 – т.в.1 (перемычка)	200	1623	3,614	3,030	42,0	41,9	2,24	пробковый	138448
Т.в.1 (перемычка) - ЦПС	200	5206	3,030	2,000	41,9	41,8	2,52	пробковый	138448

Таблица 1.15 - Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского 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.Е3-06 – т.вр. скв Е3-06	80	42	3,449	3,449	33,0	33,2	0,07	расслоенный	700
Т.в. сквЕ3-06 – т.в.скв.Е3-05	100	30	3,449	3,449	33,2	33,3	0,04	расслоенный	700
скв.Е3-05 – т.вр. скв Е3-05	80	42	3,449	3,449	33,0	33,1	0,13	расслоенный	1332
Т.в. сквЕ3-05 – т.в.скв.Е3-04	100	30	3,449	3,449	33,2	33,2	0,11	расслоенный	2032
скв.Е3-04 – т.вр. скв Е3-04	80	42	3,449	3,449	33,0	33,1	0,20	пробковый	2020
Т.в. сквЕ3-04 – т.в.скв.Е3-02	100	60	3,449	3,449	33,2	33,2	0,22	пробковый	4052
скв.Е3-02 – т.вр. скв Е3-02	80	42	3,451	3,449	33,0	33,0	0,52	пробковый	4555
Т.в. сквЕ3-02 – т.в.скв.Е3-01	100	30	3,449	3,448	33,1	33,1	0,51	пробковый	8607
скв.Е3-01 – т.вр. скв Е3-01	80	42	3,450	3,448	33,0	33,0	0,51	пробковый	4395

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.в. сквЕЗ-01 – граница куста ЕР-3	100	30	3,448	3,445	33,1	33,1	0,80	пробковый	13002
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	3,445	3,291	33,1	33,7	0,83	пробковый	13002
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	3,319	3,291	44,0	44,0	3,53	дисперсный	258545
УПСВ – т.в.2 (перемычка)	200	3117	3,291	2,892	43,6	43,2	2,15	пробковый	61570
Т.в.2 (перемычка)- ЦПС	200	5216	2,892	2,000	43,2	42,0	2,99	пробковый	61570
Куст ЕР-2 – т.в.1 (перемычка)	200	1623	3,212	2,784	42,0	41,9	1,94	пробковый	123928
Т.в.1 (перемычка) - ЦПС	200	5206	2,784	2,000	41,9	41,8	2,04	пробковый	123928

Таблица 1.16 - Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского 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.ЕЗ-06 – т.вр. скв ЕЗ-06	80	42	3,283	3,282	33,0	33,0	0,40	пробковый	3995
Т.в. сквЕЗ-06 – т.в.скв.ЕЗ-05	100	30	3,282	3,282	33,0	33,1	0,23	пробковый	3995
скв.ЕЗ-05 – т.вр. скв ЕЗ-05	80	42	3,283	3,282	33,0	33,0	0,37	пробковый	3696
Т.в. сквЕЗ-05 – т.в.скв.ЕЗ-04	100	30	3,282	3,281	33,1	33,1	0,44	пробковый	7690
скв.ЕЗ-04 – т.вр. скв ЕЗ-04	80	42	3,281	3,281	33,0	33,1	0,21	пробковый	2146
Т.в. сквЕЗ-04 – т.в.скв.ЕЗ-02	100	60	3,281	3,280	33,1	33,1	0,56	пробковый	9836
скв.ЕЗ-02 – т.вр. скв ЕЗ-02	80	42	3,282	3,280	33,0	33,0	0,45	пробковый	4112
Т.в. сквЕЗ-02 – т.в.скв.ЕЗ-01	100	30	3,280	3,278	33,1	33,1	0,81	пробковый	13948
скв.ЕЗ-01 – т.вр. скв ЕЗ-01	80	42	3,280	3,278	33,0	33,0	0,44	пробковый	3965
Т.в. сквЕЗ-01 – граница куста ЕР-3	100	30	3,278	3,274	33,1	33,1	1,06	пробковый	17913
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	3,274	2,999	33,1	33,5	1,11	пробковый	17913
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	3,021	2,999	44,0	44,0	2,88	дисперсный	234056
УПСВ – т.в.2 (перемычка)	200	3117	2,999	2,691	43,4	43,0	1,83	пробковый	49213
Т.в.2 (перемычка)- ЦПС	200	5216	2,691	2,000	43,0	42,0	2,39	пробковый	49213
Куст ЕР-2 – т.в.1 (перемычка)	200	1623	3,090	2,690	42,0	41,9	1,73	пробковый	115010
Т.в.1 (перемычка) - ЦПС	200	5206	2,690	2,000	41,9	41,9	1,77	пробковый	115010

01	-	Зам.	-		10.06.26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ Док.	Подпись	Дата
2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001					
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ					Лист
					1-27

Таблица 1.17 - Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского 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.Е3-06 – т.вр. скв Е3-06	80	42	2,890	2,889	33,0	33,0	0,37	пробковый	3523
Т.в. сквЕ3-06 – т.в.скв.Е3-05	100	30	2,889	2,889	33,0	33,1	0,21	пробковый	3523
скв.Е3-05 – т.вр. скв Е3-05	80	42	2,890	2,889	33,0	33,0	0,34	пробковый	3258
Т.в. сквЕ3-05 – т.в.скв.Е3-04	100	30	2,889	2,888	33,1	33,1	0,40	пробковый	6781
скв.Е3-04 – т.вр. скв Е3-04	80	42	Не работает в данный период						
Т.в. сквЕ3-04 – т.в.скв.Е3-02	100	60	2,888	2,888	33,1	33,1	0,43	пробковый	6781
скв.Е3-02 – т.вр. скв Е3-02	80	42	2,889	2,888	33,0	33,0	0,41	пробковый	3858
Т.в. сквЕ3-02 – т.в.скв.Е3-01	100	30	2,888	2,887	33,1	33,1	0,63	пробковый	10639
скв.Е3-01 – т.вр. скв Е3-01	80	42	2,888	2,887	33,0	33,0	0,41	пробковый	3718
Т.в. сквЕ3-01 – граница куста ЕР-3	100	30	2,887	2,885	33,1	33,1	0,86	пробковый	14358
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	2,885	2,755	33,1	33,6	0,88	пробковый	14358
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	2,774	2,755	44,0	44,1	2,61	пробковый	220224
УПСВ – т.в.2 (перемычка)	200	3117	2,755	2,527	43,5	43,2	1,45	пробковый	36922
Т.в.2 (перемычка)- ЦПС	200	5216	2,527	2,000	43,2	42,3	1,79	пробковый	36922
Куст ЕР-2 – т.в.1 (перемычка)	200	1623	3,000	2,621	42,0	42,0	1,55	пробковый	106143
Т.в.1 (перемычка) - ЦПС	200	5206	2,621	2,000	42,0	41,9	1,54	пробковый	106143

Таблица 1.18 - Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского 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.Е3-06 – т.вр. скв Е3-06	80	42	2,723	2,722	33,0	33,0	0,34	пробковый	3133
Т.в. сквЕ3-06 – т.в.скв.Е3-05	100	30	2,722	2,722	33,0	33,1	0,19	расслоенный	3133
скв.Е3-05 – т.вр. скв Е3-05	80	42	2,723	2,722	33,0	33,0	0,31	пробковый	2891
Т.в. сквЕ3-05 – т.в.скв.Е3-04	100	30	2,722	2,722	33,1	33,1	0,37	пробковый	6024
скв.Е3-04 – т.вр. скв Е3-04	80	42	Не работает в данный период						
Т.в. сквЕ3-04 – т.в.скв.Е3-02	100	60	2,722	2,721	33,1	33,1	0,37	пробковый	6024
скв.Е3-02 – т.вр. скв Е3-02	80	42	2,722	2,721	33,0	33,0	0,37	пробковый	3762
Т.в. сквЕ3-02 – т.в.скв.Е3-01	100	30	2,721	2,720	33,1	33,1	0,58	пробковый	9786

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.ЕЗ-01 – т.вр. скв ЕЗ-01	80	42	2,721	2,720	33,0	33,0	0,37	пробковый	3623
Т.в. сквЕЗ-01 – граница куста ЕР-3	100	30	2,720	2,719	33,1	33,1	0,79	пробковый	13409
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	2,719	2,611	33,1	33,6	0,80	пробковый	13409
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	2,628	2,611	44,0	44,1	2,41	пробковый	214618
УПСВ – т.в.2 (перемычка)	200	3117	2,611	2,433	43,5	43,3	1,14	пробковый	27979
Т.в.2 (перемычка)- ЦПС	200	5216	2,433	2,000	43,3	42,5	1,36	пробковый	27979
Куст ЕР-2 – т.в.1 (перемычка)	200	1623	2,943	2,577	42,0	42,0	1,40	пробковый	99746
Т.в.1 (перемычка) - ЦПС	200	5206	2,577	2,000	42,0	41,9	1,37	пробковый	99746

Таблица 1.19 - Результаты теплогидравлического расчета системы сбора Харьягинского по 2031 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.ЕЗ-06 – т.вр. скв ЕЗ-06	80	42	2,620	2,619	33,0	33,0	0,32	пробковый	2937
Т.в. сквЕЗ-06 – т.в.скв.ЕЗ-05	100	30	2,619	2,619	33,0	33,1	0,18	расслоенный	2937
скв.ЕЗ-05 – т.вр. скв ЕЗ-05	80	42	2,620	2,619	33,0	33,0	0,29	пробковый	2707
Т.в. сквЕЗ-05 – т.в.скв.ЕЗ-04	100	30	2,619	2,619	33,1	33,1	0,34	пробковый	5644
скв.ЕЗ-04 – т.вр. скв ЕЗ-04	80	42	Не работает в данный период						
Т.в. сквЕЗ-04 – т.в.скв.ЕЗ-02	100	60	2,619	2,618	33,1	33,1	0,34	пробковый	5644
скв.ЕЗ-02 – т.вр. скв ЕЗ-02	80	42	2,619	2,618	33,0	33,0	0,33	пробковый	3568
Т.в. сквЕЗ-02 – т.в.скв.ЕЗ-01	100	30	2,618	2,618	33,1	33,1	0,53	пробковый	9212
скв.ЕЗ-01 – т.вр. скв ЕЗ-01	80	42	2,618	2,618	33,0	33,0	0,33	пробковый	3435
Т.в. сквЕЗ-01 – граница куста ЕР-3	100	30	2,618	2,616	33,1	33,1	0,71	пробковый	12647
Куст ЕР-3 - УПСВ	100	1965	2,616	2,527	33,1	33,6	0,73	пробковый	12647
Куст ЕР-1 - УПСВ	200	100	2,540	2,527	44,0	44,1	2,21	пробковый	205665
УПСВ – т.в.2 (перемычка)	200	3117	2,527	2,379	43,5	43,3	0,88	пробковый	21352
Т.в.2 (перемычка)- ЦПС	200	5216	2,379	2,000	43,3	42,7	1,03	волновой	21352
Куст ЕР-2 – т.в.1 (перемычка)	200	1623	2,893	2,536	42,0	42,0	1,28	пробковый	94387
Т.в.1 (перемычка) - ЦПС	200	5206	2,536	2,000	42,0	41,9	1,24	пробковый	94387

01	-	Зам.	-	10.06.26
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ Док.	Подпись
2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001				
АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ				
Лист 1-29				

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-03_Р01.docx

1.2.5.3 Вывод по результатам гидравлического и теплового расчета системы сбора

Диаметр выкидной линии трубопровода от вновь вводимой скважин №№ ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06 рекомендуется принять DN80.

Давление на устье вновь проектируемой скважины составляет 2,62 – 4,00 МПа(изб).

Скорость водогазонефтяной смеси в выкидном трубопроводе от проектируемой скважины находится в диапазоне 0,32 – 1,06 м/с.

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

Следует отметить, что перемычка между трубопроводом от куста ЕР-2 и трубопроводом от кустовых площадок ЕР-1 и ЕР-3 с 2029 года не требуется.

Температура на скважинах не опускается ниже температуры застывания нефти.

При расширении куста на три скважины существующий диаметр пропустит дополнительный объем и обеспечит бесперебойность технологического процесса. Давление в системе не будет превышать расчетного давления трубопровода.

1.2.6 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 строительно-монтажной организацией.

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

Испытания трубопроводов на прочность и 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).

Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков технологических трубопроводов выполняются в соответствии с п.п. 13.1, 13.2.1, 13.2.6 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», 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.

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:

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.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.

- 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 1.20.

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».

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-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.

Таблица 1.20 – Испытания проектируемых технологических трубопроводов и объем контроля сварных швов

Наименование участка трубопровода	Диаметр толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория, группа	Контроль Физическими методами, %	Расчетное/ Рабочее давление, МПа	Давление испытания, МПа			Примечания
						на прочность	на плотность	на герметичность	
Эксплуатационный коллектор	114х6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями	A(6) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	<u>6,3</u> 2,76	1.43 P _{расч} =9,009 принято P _{пр} =9,009	9,009	2,76	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013
Выкидной трубопровод (от скв. ЕЗ-04 после крана шарового 03-BV-0401; от скв.ЕЗ-05; от скв.ЕЗ-06)	89х7		A(6) I	100 (до запорного устройства 20 (после запорного устройства) Ультразвуковой или радиографический метод	<u>6,3</u> 2,76	1.43 P _{расч} =9,009 принято P _{пр} =9,009	9,009	2,76	
Замерный коллектор	89х6		A(6) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	<u>6,3</u> 2,76	1.43 P _{расч} =9,009 принято P _{пр} =9,009	9,009	2,76	
Выкидной трубопровод (от скв. ЕЗ-04 до крана шарового 03-BV-0401)	89х11		A(6) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	<u>25</u> 6,3	1.43 P _{расч} =35,75 принято P _{пр} =35,75	35,75	6,3	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013

01	-	Зам.	-	10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист 1-32
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись			
Дата							

Наименование участка трубопровода	Диаметр толщина стенки, мм	ГОСТ, ТУ	Категория, группа	Контроль Физическими методами, %	Расчетное / Рабочее давление, МПа	Давление испытания, МПа			Примечания
						на прочность	на плотность	на герметичность	
Трубопровод обвязки затрубного пространства и трубопровод на технологические нужды	57х6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями	A(6) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	<u>6,3</u> 2,76	1.43 P _{расч} =9,009 принято P _{пр} =9,009	9,009	2,76	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013
Трубопровод обвязки затрубного пространства и трубопровод на технологические нужды	57х9	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями	A(6) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	<u>25</u> 6,3	1.43 P _{расч} =35,75 принято P _{пр} =35,75	35,75	6,3	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013
Трубопровод подачи ингибитора коррозии	25х4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75)	Б(6) I	20 (ультразвуковой или радиографический метод)	<u>6,3</u> 6,3	1.43 P _{расч} =9,009 принято P _{пр} =9,009	9,009	6,3	Продолжительность испытания на прочность, плотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 32569-2013

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001		АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
									Лист 1-33

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	
Примечания									
1) Испытание на прочность и плотность – гидравлическим способом;									
2) Испытание на герметичность проводить пневматическим способом									

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001			
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		Лист 1-34	

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

1.2.7 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

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		10.06.26			1-35
Изм.	Коп.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.

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.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		10.06.26			1-36
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;

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-37

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-03_R01.docx

- 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».

1.3 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».

1.4 Описание источников поступления сырья

Источники сырья и материалов:

- в систему сбора и транспорта поступает продукция с действующего куста скважин ЕР-3;
- 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

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-38

Формат А4

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

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.

Для перекачки ингибитора коррозии из бочек в расходную емкость установки дозирования реагентов применяется насос шестерённый НМШ-5-25-2,5/6-1. Данный тип насоса применяется для обслуживания ранее запроектированного оборудования.

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

1.5 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 2,0–3,5 МПа (изб.);
- Давление на входе на сооружения площадки ЦПС 2,0 МПа (изб.);
- Температура на входе на сооружения площадки ЦПС плюс 42°C;
- температура на устьях скважин куста ЕР-3 плюс 39°C
- давление на устье проектируемых скважин 2,62...4,00

1.6 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.

1.7 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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-39

Формат А4

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

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

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования 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».

1.8 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

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		10.06.26			1-40
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.

оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), р. VI технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013).

1.9 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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-41

Формат А4

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» работу проектируемых объектов в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно около производственного оборудования;

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

Приточно-вытяжные системы вентиляции автоматизированы.

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

1.10 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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-42

Формат А4

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

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).

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;

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-43

Формат А4

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

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

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

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления.

Допустимые уровни звукового давления на рабочих местах:

- служебные помещения в здании операторного блока – не более 75 дБА;
- операторная в здании операторного блока – не более 75 дБА;
- щитовая – не более 80 дБА;

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

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

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

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

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

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

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

Подробно перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов, приведены в Томе 6.4 Часть 4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.11 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;

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-44

Формат А4

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

- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- программное управление подготовкой и переключением оборудования по командам оператора;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях;
- отображение и регистрация основных контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- выдача 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-3 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-NP1. В блок-боксе RIO устанавливаются панели удаленных модулей ввода/вывода.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-45

Формат А4

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

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

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

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от проектируемых сооружений подразделяются на:

- организованные;
- неорганизованные.

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

К организованным источникам выбросов относятся:

- «воздушки» дренажных емкостей;
- вентиляционные трубы.

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

1.12.2 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.

1.12.3 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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-46

Формат А4

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

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

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

К ним относятся:

- полная герметизация технологических процессов;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;
- дистанционный контроль и управление технологическими процессами, 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.

1.14 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-3) является производственное технологическое оборудование.

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

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		10.06.26			1-47
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-03_R01.docx

- 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».

1.15 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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-48

Формат А4

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

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);
- 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-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)» 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-3 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.

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			1-49

Формат А4

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

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

1.16 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».

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

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

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

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		10.06.26			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.

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-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)».

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»;
- NACE MR0175/ISO 15156-2:2020 «Нефтяная и газовая промышленность – Материалы для использования в сероводородсодержащих средах при добыче нефти и газа»;
- 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»;

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		14.09.26			2-1
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

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 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), а также п. 7.2.1.2 NACE MR0175/ISO 15156-2 нефтегазовая смесь с пластовой водой относится к зоне высокой агрессивности (SSC-3). Трубы, используемые для данных продуктов 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) и NACE MR0175/ISO 15156-2. 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;

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-2

Формат А4

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

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

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

Степень агрессивного воздействия и скорость коррозионного проникновения определена согласно составу транспортируемых сред и рекомендаций РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений». Согласно рекомендациям РД 39-0147103-362-86 нефтегазовая смесь с содержанием H₂S до 2,0 % моль и CO₂ до 2,14% моль считается сильноагрессивной средой (таблицы №3,5). Реагент – неагрессивная среда. Скорость коррозии трубопроводов, в условиях транспортируемых сред, не превышает 0,4 мм/год для выкидных трубопроводов до точки ввода ингибитора коррозии, 0,15 мм/год для остальных трубопроводов, при условии применения систем ингибирования и мониторинга коррозии. Для трубопровода реагента скорость коррозии менее 0,01 мм/год.

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

- для выкидных трубопроводов и замерного коллектора до точки ввода ингибитора коррозии – 4 мм при расчетном сроке службы 8 лет (скорость коррозии 0,4 мм/год);
- для трубопроводов реагента – 0 мм при назначенном сроке службы 20 лет (скорость коррозии менее 0,01 мм/год);
- для остальных трубопроводов – 3 мм при назначенном сроке службы 20 лет (скорость коррозии 0,15 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.

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-3

Формат А4

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

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

- для реагентопроводов – бесшовные холоднодеформированные трубы из стали 09Г2С класса прочности К48;
- 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 отпускком).

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

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;
- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе;
- 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 $C_{ЭКВ}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $R_{с.м.}$, характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,43% и 0,25% соответственно. Пластическая деформация металла в процессе производства труб должна быть не более 1,2 %. Относительное удлинение при разрыве должно составлять не менее 20%.

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

- 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;

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2–4

Формат А4

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

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

Все трубы, используемые для транспортировки сероводородсодержащих сред средней и высокой агрессивности (SSC-2 и SSC-3 согласно ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003)), NACE MR0175/ISO 15156-2:2020) удовлетворяют требованиям испытаний на сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением и водородное растрескивание. Применяемые материалы/оборудование устойчивы к сульфидно-коррозионному растрескиванию в течение 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. Стали, из которых изготовлены соединительные детали трубопроводов и фланцы, должны соответствовать марке стали и классу прочности трубы, на которой они устанавливаются. При применении и сварке разнородных сталей следует руководствоваться указаниями соответствующих нормативно-технических документов.

Для трубопроводов, выполненных из труб из сталей повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, применять соединительные детали трубопроводов из стали повышенной эксплуатационной надёжности 13ХФА класса прочности не ниже К52 по ТУ 1469-032-04834179-2012 или аналогичным.

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

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

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

Для трубопроводов, выполненных по российским стандартам, рекомендуется применять фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. E-F) 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), NACE MR0175/ISO 15156-2:2009) удовлетворяют

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-5

Формат А4

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

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

2.5.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяются 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.

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-6

Формат А4

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

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(б), I	Выкидной нефтегазопровод	6,3	+36...+40	2,0	2,14
50						
80						
80	А(б), I	Коллекторы сборный и замерный	6,3	+36...+40	2,0	2,14
100						
150						
200						
20	Б(б), I	Трубопровод реагента	6,3	+6...+20	—	—

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
09Г2С	K48	256	470

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;

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-7

Формат А4

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

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа;

φ_y – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении,

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

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

где σ_p – минимальное значение предела текучести, МПа;

σ_B – минимальное значение временного сопротивления разрыву, МПа;

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

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

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

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

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

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

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

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

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	$[\sigma]$, МПа	δ , %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	C_1	C_2	Отбраковочная $[s]$	Номинальная s	Принятая
25	6,3	176,70	10,0	0,44	0,40	0	1,00	1,00	4
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
89	6,3	215,5	12,5	1,30	0,75	3	2,05	5,05	6

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-8

Формат А4

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

Дн,мм	Р, МПа	[σ], МПа	δ, %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	C_1	C_2	Отбраковочная [s]	Номинальная S	Принятая
114	6,3	215,5	12,5	1,67	0,75	3	2,42	5,42	6
159	6,3	215,5	12,5	2,32	0,88	3	3,20	6,20	7
219	6,3	212,5	12,5	3,20	1,00	3	4,20	7,20	8

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 до точки ввода ингибитора коррозии; 0,01 мм/год для трубопроводов реагента; 0,15 мм/год для остальных трубопроводов.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	s , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	C_1 , мм	s_R , мм	[s]*	V_c , мм/год	T_r , лет
25	4	6,3	265	470	0,40	0,45	1,00	0,1	260
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
89	6	6,3	372	510	0,75	1,30	2,00	0,15	21
114	6	6,3	372	510	0,75	1,67	2,00	0,15	21
159	7	6,3	372	510	0,88	2,32	2,50	0,15	24
219	8	6,3	372	510	1,00	3,20	2,50	0,15	30

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

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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.

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода равен или превосходит расчетный и назначенный срок службы трубопровода – 20 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	+36...+40	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	80	6,3	+36...+40	А(б), I	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности K52 по ТУ 1319-369-00186619-2012 или аналогичным
	100				114×6	
	150				159×7	
	200				219×8	
Трубопровод реагента	20	25	+36...+40	Б(б), I	25×4	Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С класса прочности K48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75

Примечание: трубы, используемые для выкидных трубопроводов, замерного и эксплуатационного коллекторов, проходят испытание на сероводородное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC) и водородное растрескивание (HIC) согласно приложения В к ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003) и NACE MR0175/ISO 15156-2. 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

2.8 Монтаж и сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

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

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-10

Формат А4

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

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

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки 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.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		14.09.26			2-11
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.

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. 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.

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

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.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.

ISO 8501-1, степень шероховатости должны быть не более MEDIUM (G) согласно ISO 8503-2 (шероховатость поверхности должна составлять не более 50÷75 мкм).

Условия эксплуатации трубопроводов, оборудования и других металлических конструкций Компании зависят от категории коррозионной активности атмосферы. Категории коррозионной активности атмосферы должны соответствовать 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	1х300	300	Не менее 15
Краском, Россия	Дюропокс ДТМ 70	2х80	160	Не менее 15
Морозовский химический завод, Россия	Армокот F100	2х75	150	Не менее 15
ООО «Прайм ТОП», Россия	Fortis Zone 954	1х400	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 в таблице 2.7

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-13

Формат А4

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

Таблица 2.7 - Системы покрытий для защиты металлоконструкций

Фирма производитель	Система покрытия	Кол-во слоев и толщина слоя, мкм	Общая толщина покрытия, мкм	Прогнозируемый срок службы, годы
ВМП, Россия	ЦИНЭП	1х40	200	15
	ИЗОЛЭП -mio	1х100		
	ПОЛИТОН-УР (УФ)	1х60		
	ЦИНЭП	1х60	200	15
	Политон-УР	1х70		
	ПОЛИТОН-УР (УФ)	1х70		
	ИЗОЛЭП-primer	1х150	200	15
	ПОЛИТОН-УР (УФ)	1х50		
Краском, Россия	Дюропокс ДТМ 70	1х110	160	15
	Изопур Финиш 80	1х50		
Морозовский химический завод, Россия	Армокот 01	1х50	190	25
	Армокот F100	2х70		
ООО «Прайм ТОП», Россия	Fortis Fast 278	1х180	240	25
	Fortis Top 990	1х60		
ООО «Завод ВДМ «Пигмент», Россия	Грунтовка ЭпоксиКоут цинк	1х80	280	25
	Грунтовка ЭпоксиКоут 064	1х120		
	Эмаль Урпейнт	1х80	210	15
	Грунт-эмаль ЭпоксиКоут Мاستик	1х150		
	Эмаль Урпейнт	1х60		

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).

01	-	Зам.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2-14

Формат А4

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

Покрытия трубопроводов подвергаемых пропарке должны выдерживать кратковременное повышение температуры до +120 °С при проведении пропарки.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		14.09.26			2-15
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.

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

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			А-1

Формат А4

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

и низколегированной стали. 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

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-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 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99. Минрегион России, Москва, 2012, (введен с 29.05.2019 г.).

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

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

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

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

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

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Зам.	-		10.06.26			A-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.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-05_R01.docx

Приложение Б

Ведомость оборудования, изделий и материалов

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
Площадка куста ЕР-3			
1. Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52, в соответствии со специально разработанными техническими требованиями			
замерный коллектор	ø89х6	м	46
эксплуатационный коллектор	ø114х6	м	46
2. Трубы бесшовные горячедеформированные из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52 по ТУ 1319 369 00186619 2012 или аналогичным			
выкидной трубопровод (от скв. ЕР-04 до крана шарового 03-BV-0401)	ø89х11	м	22
выкидной трубопровод (от скв. ЕР-04 после крана шарового 03-BV-0401, от скв. ЕР-05, ЕР-06)	ø89х7	м	77
технологические трубопроводы: - для проведения технологических операций; - трубопроводы обвязки затрубного пространства.	ø57х6	м	9
3. Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали 09Г2С группы В, класса прочности К48 по ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75			

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-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.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-06_R01.docx

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Ед. изм.	Количество
трубопровод подачи реагента	ø25x4	м	55
4. Кран шаровой DN50 PN6,3 МПа		шт.	4
5. Кран шаровой DN50 PN25 МПа		шт.	1
6. Кран шаровой DN80 PN6,3 МПа		шт.	2
7. Кран шаровой DN80 PN25 МПа		шт.	1
8. Клапан обратный DN80 PN6,3 МПа		шт.	2
9. Клапан обратный DN80 PN25 МПа		шт.	1
10. Кран шаровой с электроприводом DN80, PN6,3 МПа	03-MOV-0401, 03-MOV-0402, 03-MOV-0501, 03-MOV-0502, 03-MOV-0601, 03-MOV-0602	шт.	6
11. Кран шаровой DN100 PN6,3 МПа		шт.	1
12. Кран шаровой DN20 PN6,3 МПа		шт.	2
13. Клапан обратный DN20 PN6,3 МПа		шт.	1
14. Клапан запорный (вентиль) DN25 PN6,3 МПа		шт.	5
15. Клапан запорный (вентиль) DN25 PN25 МПа		шт.	1

01	-	Зам.	-		10.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Б-2

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

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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:

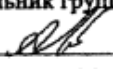
«1.2.8 На поверхности труб не должно быть трещин, плен, рванин, закатов. На торцах труб не должно быть расслоений.

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» 08 2013 г.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов.	-		14.09.26			В-2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.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

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.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

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-4

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ—добыча Харьков». 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+5)° 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.

01	-	Нов.	-	14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.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 изготавливают 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
08ХМФЧА	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.

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.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	372 (38,0)
не более	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 окалины;
- мелкие пленки;
- отдельные отпечатки, забоины, раковины и другие несовершенства глубиной не более 10 % толщины стенки, но не более 1,5 мм.

01	-	Нов.	-	14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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:

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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;

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-9

Формат А4

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

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-10

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.docx

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.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов.	-		14.09.26			В-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.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.docx

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;

01	-	Нов.	-	14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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.

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.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.

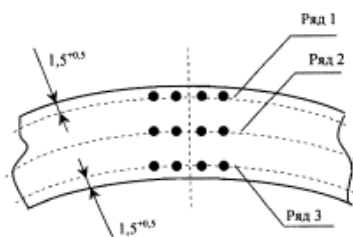


Рисунок 1

В случае невозможности расположения точек контроля в соответствии с рисунком 1, расположение точек контроля – в соответствии с рисунком 2.

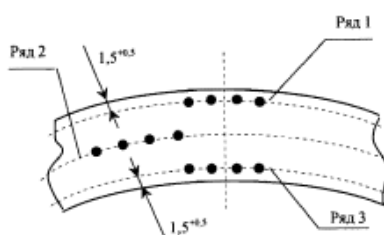


Рисунок 2

В случае невозможности расположения точек контроля в соответствии с рисунком 2, расположение точек контроля - в соответствии с рисунком 3.

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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

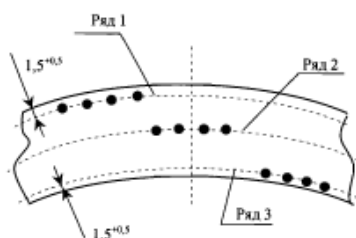


Рисунок 3

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.

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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.

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-16

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.docx

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 разлива стали, в том числе технологии внепечной обработки, включая дегазацию, модифицирование и обеспечение заданного перегрева при разливе, 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;

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-17

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.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.

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-18

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.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;

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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	

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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	

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.docx

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 40х10х4 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.

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-22

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.21

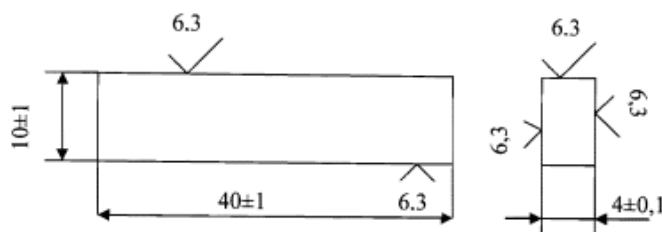


Рисунок Б.1 Эскиз образца для проведения испытаний

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

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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.

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-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 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.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

01	-	Нов.	-		14.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			В-28

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.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

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов.	-		14.09.26			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 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-07_R01.docx

Приложение Г

Многофазный расходомер. Технический паспорт

Многофазный расходомер
 Паспорт #RFM-MPFM-2600

roxar flow
 measurement

МНОГОФАЗНЫЙ РАСХОДОМЕР

производства

RFM (Roxar Flow Measurement)

модель: **MPFM 2600**

серийный номер: **15330026**

дата производства: **03.2022**

Технический паспорт

1.0	11.07.11		Первоначальное издание	ОА	SRT	ААВ
Пересмотр	Дата издания		Цель издания	Автор	Проверено	Утверждено

№ документа «Roxar»

RFM-MPFM-2600

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов.	-		22.09.26			Г-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 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-08_R01.docx

Многофазный расходомер
 Паспорт #RFM-MPFM-2600

roxar flow
 measurement

1. НАЗНАЧЕНИЕ

Расходомеры многофазные Roxar MPFM 2600 (далее – расходомеры) предназначены для измерений текущего расхода и массы скважинной жидкости, скважинной жидкости без учета воды, объемной доли воды, текущего расхода газа в объемных и массовых единицах и объема газа в многофазных потоках продукции нефтяных скважин без предварительной сепарации измеряемой среды.

2. ОПИСАНИЕ

В основе работы расходомера лежит использование различий в физических свойствах компонентов, подлежащих определению, в частности, значений диэлектрической проницаемости, электропроводности и плотности.

В расходомере реализованы отдельные функции определения состава и скорости измеряемой среды.

При определении состава многофазного потока измеряются импеданс, включающий электрическую ёмкость и проводимость, а также давление и температура.

Определение скорости выполняется одним из двух методов в зависимости от газосодержания: корреляционным или с помощью трубы Вентури. Выбор метода осуществляется автоматически.

При конфигурировании расходомера перед работой в него заносят информацию о свойствах флюида и, в частности, о плотности нефти/воды/газа и диэлектрической проницаемости нефти, таблицы PVT флюида.

Основными элементами расходомера являются:

- корпус измерителя;
- труба Вентури по ISO 5167-2003;
- преобразователь многопараметрический 3051SMV фирмы «Emerson Process Management / Rosemount Inc.» для измерения давления, перепада давления, температуры, массового расхода и объемного расхода, приведенного к стандартным условиям;
- двухуровневые датчики - электроды DP26, являющиеся обкладками конденсатора, датчиками кондуктометра и датчиками корреляционного преобразователя скорости;
- электронное оборудование, служащее для измерения импеданса с помощью электродов DP26. и сверхскоростной прямой обработки и контроля данных;
- корпус компьютера потока, имеющий разные варианты исполнения в зависимости от требуемого класса защиты;

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов.	-		22.09.26			Г-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.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001-08_R01.docx

Многофазный расходомер
 Паспорт #RFM-MPFM-2600

roxar flow
 measurement

- отсечной сдвоенный запорно-спускной клапан модельного ряда Parker для отсечки датчиков от измерительной среды;
- компьютер потока, представляющий собой вычислительный блок для быстрого выполнения всех алгоритмов вычисления параметров потока, обеспечения связи со всеми внутренними средствами измерений, взаимодействия с внешним ПО «MPFM 2600» (установленным на переносном или персональном компьютере) и клиентскими системами.

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Внутренний диаметр, мм	50
Коэффициент сужения трубки Вентури, бета	0,60
Объемный расход жидкости, м ³ /сут (в рабочих условиях) *	до 3350
Объемный расход газа, м ³ /сут (в рабочих условиях) *	до 6700
Объемное содержание газа в потоке (GVF), %	от 0 до 100
Рабочее давление, атм	до 150
Рабочая температура, °C - измеряемой среды - окружающего воздуха	от -40 до +130 от минус 20 до плюс 60
Класс взрывозащиты	Ex d IP65
Материал изготовления - расходомера и трубки Вентури - электронного блока	- Stainless Steel UNS S31603 ASTM A479 -алюминий
Напряжение питания, В	от 18 до 36
Потребляемая мощность, Вт	не более 20
Интерфейс связи	RS-232, RS-485, Ethernet
Протокол обмена данными	Modbus ASCII/RTU/TCP
Вес - расходомера, кг - электронного блока, кг	159 15

* - диапазон измерения расхода указан для расходомера данного типоразмера (Рис. 1).

01	-	Нов.	-		22.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Г-3

Формат А4

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

Многофазный расходомер
Паспорт #RFM-MPFM-2600

roxar flow measurement

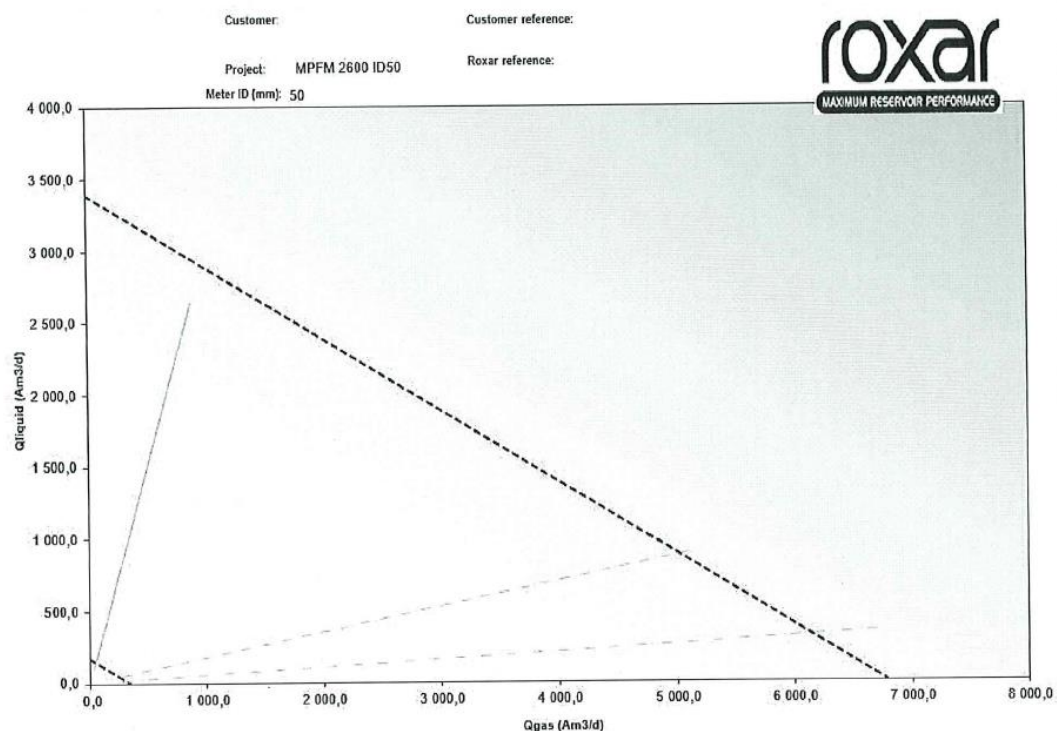


Рис.1

4. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода жидкости в составе нефтегазоводянной смеси, %, не более	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды:	
- при содержании объемной доли воды в скважинной жидкости не более 70 %	±6,0
- при содержании объемной доли воды в скважинной жидкости свыше 70 % до 95 %	±15,0
- при содержании объемной доли воды в скважинной жидкости свыше 95 %	не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %, не более	±5,0

5. КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки включает:

01	-	Нов.	-		22.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Г-4

Формат А4

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

Многофазный расходомер
 Паспорт #RFM-MPFM-2600

roxar flow measurement

Наименование	Обозначение	Кол - во
Расходомер многофазный MPFM-2600 в соответствии с Технической спецификацией (Дополнение 1)		1 компл.
Комплект запчастей и принадлежностей (по специальному заказу)		
Расходомеры многофазные MPFM-2600. Функциональное описание	091980	1 экз.
Расходомеры многофазные MPFM-2600. Инструкция по эксплуатации	091983	1 экз.
Расходомеры многофазные MPFM-2600. Методика поверки	МП 1273-9-2021	1 экз.

6. МЕРЫ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ

- 6.1 К эксплуатации расходомера допускаются лица, которые имеют необходимую квалификацию, прошедшие инструктаж по «Правилам пожарной безопасности для промышленных предприятий» и изучившие настоящий паспорт.
- 6.2 Расходомер относится к взрывозащищенному оборудованию и должен устанавливаться во взрывоопасных зонах класса 2 согласно классификации ГОСТ Р 51330.9-99
- 6.3 Эксплуатация расходомера с повреждениями и неисправностями категорически запрещается.
- 6.4 Запрещается заполнять прибор непроточной водой (соленой или пресной), насыщенной кислородом на длительный срок (более 3-4 дней)
- 6.5 Запрещается заполнять прибор раствором метанола, имеющим концентрацию более 98% даже на короткий промежуток времени. Допустимая концентрация составляет 95%, при условии заполнения им на непродолжительное время.

7. УКАЗАНИЯ ПО МОНТАЖУ

Ниже приведены общие сведения об установке. За детальным описанием обратитесь к «Руководству по монтажу и эксплуатации».

Прибор должен всегда быть установлен вертикально с направлением потока снизу вверх. Направление потока должно совпадать со стрелкой указанной, на металлической табличке, расположенной на корпусе расходомера.

- 7.1 Транспортировочные ящики должны вскрываться крайне осторожно, во избежание повреждения поверхностей фланцев. Соблюдать особую осторожность при перемещении оборудования во избежание повреждения многопараметрического датчика и импульсных трубок.

01	-	Нов.	-		22.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Г-5

Формат А4

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

Многофазный расходомер
Паспорт #RFM-MPFM-2600

roxar flow measurement

- 7.2 Электрическое подключение должно выполняться в соответствии со схемой подключения и общими чертежами, идущими в комплекте с прибором
- 7.3 Возможен запуск продукции скважин через расходомер после окончания работ по монтажу, однако при проведении пуско-наладочных работ прибор должен быть дренирован.
- 7.4 Если прибор поставляется вместе с несущей рамой, проверьте U-образные скобы, удерживающие трубную обвязку, и подтяните их при необходимости.

8. ГАРАНТИЙНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

- 8.1 Изготовитель гарантирует соответствие расходомера требованиям технических условий при соблюдении потребителем условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.
- 8.2 Гарантийный срок эксплуатации расходомера RFM - 12 месяцев со дня ввода его в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня изготовления.



9. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКЕ ИОНИЗИРУЮЩЕГО ИЗЛУЧЕНИЯ

9.1. В комплект расходомера не входит источник ионизирующего излучения:

Сведения о радиационном источнике		Тип РИ, заводской номер РИ		Дата изготовления РИ	Назначенный срок службы РИ	
№ п/п	Тип, ЗРиИ, заводской номер ЗРиИ	Дата изготовления	Назначенный срок службы ЗРиИ	Радионуклидный состав	Паспортная активность	Категория
1			15 лет	Цезий - 137	5 мКи	5

Специалист по
технической документации
КУВАЛИЧА А.А.

10. СВЕДЕНИЯ О ПОВЕРКЕ

Отметки о периодических поверках производятся в Таблице 1

Дата поверки	Кто производил	Подпись и оттиск клейма
--------------	----------------	-------------------------

01	-	Нов.	-		22.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Г-6

Формат А4

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

Многофазный расходомер
 Паспорт #RFM-MPFM-2600

roxar flow
 measurement

ИЗГОТОВИТЕЛЬ:

Фирма «Emerson SRL», Румыния.

Адрес: 400641 Румыния, Cluj-Napoca, Str. Emerson, Nr. 4.

Тел.: + 47 51 8800, факс: + 47 51 8801.

ПОСТАВЩИК:

ООО «Эмерсон», Россия.

Адрес: 115054 Российская Федерация, город Москва,

улица Дубининская, дом 53, строение 5 эт 4 ком 7Б

тел. +7 495 995-95-59

01	-	Нов.	-		22.09.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Г-7

Формат А4

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

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»



Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)			Номер документа 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	
			Редакция: 01	Статус: IFC
Формат док-та: A4	Лист: 1 из 38	Дата редакции: 04.06.26	Номер документа подрядчика:	

Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин

Отдел	Согласовал	Подпись	Дата	Отдел	Согласовал	Подпись	Дата
СОГЛАСОВАНО							

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002			
						Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)			
01	-	Нов	-		04.06.26				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Юдаков			04.06.26		Стадия	Лист	Листов
							П	1	38
Рук. Напр.		Кимлык			04.06.26	Расчет растепления грунтов приустьевых зон добывающих скважин	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н. контр.		Кимлык			04.06.26				
ГИП		Горев			04.06.26				

Формат А4

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

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ РЕДАКЦИЙ ДОКУМЕНТА

РЕД.	СТАТУС	ДАТА ВЫПУСКА	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ / ПОПРАВКАХ
01	IFC	04.06.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ	4
2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	5
3.1 КОНСТРУКЦИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН.....	5
3.2 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	7
3.3 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	7
4 РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ.....	8
4.1 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА СКВАЖИНА-ГРУНТ.....	8
4.2 ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛООБМЕНА ВОЗДУХ-ГРУНТ	11
5 ПРОГНОЗ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЯ	12
5.1 МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ.....	12
5.2 РАСЧЕТ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИН	16
6 ВЫВОДЫ.....	33
ПРИЛОЖЕНИЕ А. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	35
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГРУНТОВ	36

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			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.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

1 Введение

Целью данной работы является прогнозный расчет температурного режима грунтов приустьевых зон скважин кустовых площадок проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)».

2 Общие положения

Документ разработан с учетом требований РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномёрзлых грунтов численными методами» и СП 25.13330.2020. СНиП 2.02.04-88 Актуализированная редакция. «Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах».

Расчет проводится численным методом конечных разностей и выполняется в программном комплексе Frost 3D Universal (сертификат соответствия №РОСС.RU.32001.04ИБФ1.ОСП28.99427, выданный центром сертификации программной продукции в строительстве). Решается объемная задача в нестационарной постановке. В качестве расчетной модели принят угловой участок отсыпки кустовой площадки.

Входными параметрами для расчета являются:

- расположение скважин на кустах и их назначение;
- конструктивное исполнение скважин;
- теплотехнические данные о мерзлых и талых грунтах в прилегающих районах к рассматриваемой области;
- начальное температурное распределение по глубине скважины;
- климатические условия района проектирования;
- данные о функционировании скважины (проектная производительность скважины, теплофизические свойства продукта, срок эксплуатации скважин);

По исходным данным генерируется конечно-элементная расчетная модель. Выходными расчетными параметрами являются данные о тепловом распределении, по которым можно построить временные диаграммы на весь срок эксплуатации скважины.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			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.

3 Исходные данные

3.1 Конструкция и эксплуатационные параметры скважин

Количество скважин на кустовых площадках и расстояние между скважинами принимается согласно чертежам марки ГП проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)». Расстояние между добывающими и добывающими/нагнетательными скважинами составляет 15 метров.

Общие сведения о конструкции скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м	
		по вертикали	
		от	до
Направление	339,7	0	40
Кондуктор	244,5	0	1505
Эксплуатационная колонна	177,8	0	2840
НКТ (теплоизолированная)	114/73	-	-

Направление, кондуктор цементируется до устья цементным раствором ПЦТ I-G-CC-2 плотностью 1860 кг/м³. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 150 м.

Для снижения негативного теплового влияния на кусте скважин необходимы компенсирующие мероприятия с применением систем термостабилизации грунтов (ТСГ) – сезоннодействующих охлаждающих устройств (СОУ) между скважинами.

Схема установки СОУ между скважинами метров показана на рисунке 1. Характеристики термостабилизаторов в таблице 2.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			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.

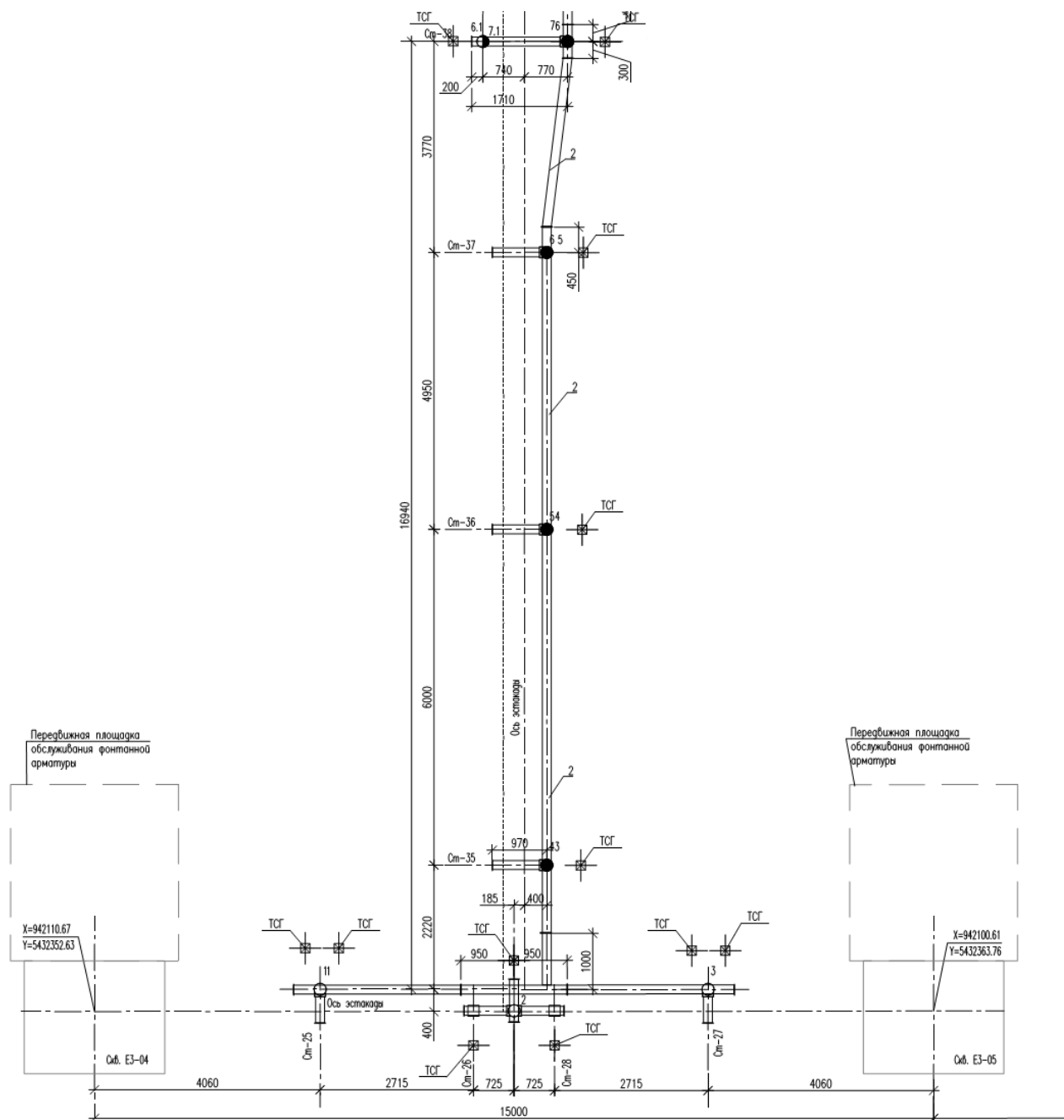


Рисунок 1 – Схема расстановки СОУ

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			6

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

Таблица 2 – Характеристики термостабилизаторов грунта длиной 21м

Наименование параметра		Значение или определяющий параметр
Основные характеристики и требования		
Габаритные размеры, мм	Длина, не менее	21000
	Наружный диаметр	30-55
	Длина подземной части, не менее	19000
	Длина теплоизолированного участка	3000
	Длина конденсатора, не менее	17000
Полный установленный срок службы, не менее, лет		30
Параметры хладагента		
Название		Хладон R410a или аналог
Токсичность		Малотоксичен
Эксплуатационные характеристики		
Эффективный коэффициент теплоотдачи при скорости ветра 3 м/с не менее, Вт/(м ² ·°C)		12
Коэффициент теплоотдачи от конденсатора к воздуху при скорости ветра 3 м/с не менее, Вт/(м ² ·°C)		35

3.2 Климатические условия района

Климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений на метеостанции Хорей-Вер в соответствии с Томом 3 технического отчета 2004-ГВН-301100-1-ИГМИ проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)».

Климатические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Климатические данные

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха, °C	-19,3	-18,8	-13,2	-8,1	-0,5	8,2	13,4	10,3	5,3	-2,6	-11,1	-15
Высота снежного покрова, см	25	28	31,3	28,7	10,7	-	-	-	-	4,3	14,7	20,7
Скорость ветра, м/с	4,9	5,0	5,1	4,8	4,9	4,5	3,9	3,9	4,0	4,4	4,6	5,1

3.3 Инженерно-геологические условия

Параметры для теплофизических характеристик грунта приняты соответствии с техническим отчетом 2004-ГВН-301100-1-ИГИ1 проекта «Проект обустройства

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			7

Формат А4

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

Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)». Расчетные и нормативные характеристики теплофизических свойств грунтов представлены в приложении Б.

В качестве расчетного участка выбраны геологические скважины №№ 3-25, 4-25. Данный участок характеризуется близостью к эксплуатационным скважинам.

Начальное распределение температур в моделях принято на основании результатов замеров температуры грунта в скважине № 3-25, № 4-25 согласно приложению Ж к Тому 2.1 отчета 2004-ГВН-301100-1-ИГИ1 проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)» и представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты замеров температуры грунта

№ скв	Глубина замера, м																						
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10	12	14	16	18	20	22	24	
3-25	1,1	0,1	0,1	0	0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	
4-25	1,4	0,2	0	0	0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,6	-0,6	

4 Расчетные параметры

Расчет проводится для наиболее опасного случая, определяемого эксплуатационными параметрами скважин и сочетанием расположения скважин.

4.1 Параметры для расчета теплообмена скважина-грунт

Основными расчетными параметрами для моделирования теплового влияния скважины на окружающие грунты является температура транспортируемого продукта и коэффициент теплопередачи между продуктом и грунтами.

Вычисление коэффициента теплопередачи основано на выражении [2]:

$$\alpha = \frac{1}{d_{n+1} \left(\frac{1}{\alpha_{liq} d_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} \right)}$$

где α_{liq} – коэффициент теплопередачи от жидкости (нефти в скважине) к стенке трубы ВТ/(м²·°С);

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			8

Формат А4

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

λ_i – теплопроводность материала i -ой стенки, Вт/(м·°C);

d_{i+1} и d_{n+1} – наружный диаметр трубы, м;

d_i и d_1 – внутренний диаметр трубы, равный $d_i = d_{i+1} - \delta_i$, м;

δ_i – толщина i -й стенки, м.

Коэффициент теплопередачи при течении жидкости в трубе, определяется из выражения:

$$\alpha_{liq} = \frac{0,023 Pr Re^{0,8}}{1 + 2,14 Re^{-0,1} (Pr^{2/3} - 1)} \cdot \frac{\lambda_{liq}}{d_1}.$$

где $Pr = C_{liq} \eta_{liq} / \lambda_{liq}$ – число Прандтля;

$Re = \rho_{liq} v d / \eta_{liq}$ – число Рейнольдса;

C_{liq} – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м³·°C);

η_{liq} – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

ρ_{liq} – плотность жидкости, кг/м³;

λ_{liq} – теплопроводность жидкости, Вт/(м·°C);

v – скорость течения жидкости в трубе, м/с;

d_1 – внутренний диаметр трубы, м.

Данное выражение хорошо согласуется с экспериментальными данными при $0.5 < Pr < 200$ и $4 \cdot 10^3 < Re < 10^7$.

Коэффициент теплопередачи при турбулентном режиме движения газа определяется из выражения:

$$\alpha = Nu \cdot \frac{\lambda}{d}.$$

где $Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43}$ – критерий Нуссельта [9],

$Pr = C \cdot \eta / \lambda$ – критерий Прандтля;

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			9
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.

$Re = \rho \cdot v \cdot d / \lambda$ – критерий Рейнольдса;

C – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(м³·°С);

η – динамическая вязкость, Па·с;

ρ – плотность, кг/м³;

λ – теплопроводность, Вт/(м·°С);

v – скорость течения газа в трубе, м/с;

d – внутренний диаметр трубы, м.

Параметры, определяемые для расчета теплообмена скважина-грунт, представлены в таблице 5.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			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.

Таблица 5 – Параметры теплообмена скважина-грунт

Параметр	Значение параметра
Коэффициент теплопроводности стальной трубы	51,6 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности пространства в межтрубном пространстве	0,24 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности цементного раствора ПЦТ I-G-CC-2	0,93 Вт/м °С
Коэффициент теплопроводности теплоизолированной НКТ	0,0391 Вт/м °С
Расчетная температура продукта добывающих скважин	38°С
Расчетная температура продукта нагнетальных скважин	60...65°С

4.2 Параметры для расчета теплообмена воздух-грунт

Данные о температуре окружающей среды взяты из Тома 3 технического отчета 2004-ГВН-301100-1-ИГМИ проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-3. Обустройство скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05 и ЕЗ-06 (Очередь 6)».

Коэффициент конвективного теплообмена α в отсутствие снежного покрова принимается равным [3]:

$$\alpha_k = \begin{cases} 6,16 + 4,19U & \text{если } 0 < U < 5 \\ 7,56U^{0,78} & \text{если } 5 < U < 30 \end{cases}$$

где U – средняя за рассматриваемый период времени скорость ветра над поверхностью земли.

Для поверхности грунта суммарный приходящий тепловой поток от солнечной радиации компенсируется расходными значениями за счет испарения с поверхности мохово-растительного слоя и длинноволнового излучения. Суммарное значение теплового потока на поверхность почвы учитывается при определении приведенного теплоотдачи определяемого в ходе расчетной процедуры, описанной ниже.

Принятые условия теплообмена с поверхностью почвы и дорожной одежды указаны в таблице 6.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			11

Формат А4

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

Таблица 6 – Тепловой приток на дневную поверхность

Параметр	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент теплообмена грунт-воздух, Вт/м² К	10,09	9,37	8,75	9,19	15,66	25,02	22,5	22,5	22,92	19,51	13,23	11,34

Коэффициент конвективного теплообмена α при наличии снежного покрова (эффективный) определяется из соотношения [5]:

$$\alpha_{эф} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_k} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}}\right)}$$

где $\delta_{эф}$ – толщина снежного покрова; $\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снега.

Коэффициент теплопроводности снега для зимних месяцев вычисляется в зависимости от плотности снежного покрова по формуле Б.В. Проскурякова и приложению Г к СП 25.13330.2020:

$$\lambda_{сн} = 1,16(0,018 + 0,00087\rho_{сн});$$

где $\rho_{сн}$ – среднемесячная плотность снега, определяемая согласно данным инженерных изысканий, кг/м³.

Расчетные коэффициенты конвективного теплообмена α уточняются в ходе расчетной процедуры. Уточнение ведется путем изменения коэффициентов теплообмена на некоторую величину с целью обеспечения сходимости расчетной температуры на глубине нулевых амплитуд (принята равной 10 метрам) с фактическим значением согласно инженерно-геологических изысканий [6]. Расчет ведется на период 100 лет до удовлетворения условия по отсутствию динамики изменения температуры на глубине нулевых амплитуд (температура на глубине должна быть установившейся) и удовлетворения условия по температуре на глубине нулевых амплитуд (плюс 0,2 °С, минус 0,1 °С).

5 Прогноз теплового поля грунтов основания

5.1 Методика прогнозирования

При моделировании распространения тепла в зоне ММГ необходимо учитывать следующие факторы:

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			12

Формат А4

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

- фазовый переход в грунте и связанные с этим изменения теплофизических свойств грунта;
- различные теплофизические параметры грунтов;
- сезонное изменение температуры воздуха;
- наличие снегового покрова в зимний период;
- изменение среднегодовой температуры по сценарию изменения климата Федеральной службой по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (РосГидроМет) – увеличение на 0,7 °С каждое десятилетие (0,07 °С/год);
- тепловое воздействие добываемого/закачиваемого продукта в скважинах;
- тепловое влияние сезонных охлаждающих устройств в районе площадок скважин.

Математическая модель теплового взаимодействия скважины с окружающей средой описывает следующий путь переноса тепла: теплота от добываемого/закачиваемого продукта путем конвективного теплообмена передается стенке колонны и далее через стенки колонн и тампонажный раствор осуществляется перенос тепла в окружающий грунт за счет теплопроводности материалов и грунтов. Перенос тепла от дневной поверхности грунта к атмосферному воздуху происходит за счет конвективного теплообмена.

Для определения ореола оттаивания трубопровода используется объемная конечно-разностная модель, разработанная с помощью программного комплекса Frost 3D Universal. Задача решается в нестационарной постановке. Решается уравнение теплопроводности [10]

$$\left(C(T) + \rho L \frac{\partial w_w(T)}{\partial T} \right) \frac{\partial T}{\partial t} + \nabla(-\lambda(T) \nabla T) + C_w u \nabla T = 0$$

где T – температура, °С;

$C(T)$ – зависимость объемной теплоемкости от температуры, Дж/м³°С;

$w_w(T)$ – зависимость количества незамерзшей воды в грунте от температуры, д.е.;

ρ – плотность грунта, кг/м³;

L – удельная теплота фазового перехода, Дж/кг

t – время, с;

$\lambda(T)$ – зависимость теплопроводности грунта от температуры, Вт/м°С;

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			13
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.

C_w – объемная теплоемкость грунтовой воды, Дж/м³°С;

u – вектор скорости фильтрации грунтовых вод, м/с.

Для рассматриваемого расчета использовалась объемная модель, представляющая собой параллелепипед грунта со скважинами, для моделирования взаимного влияния скважин. Область моделирования является трехмерным фрагментом, ограниченным сверху дневной поверхностью, снизу плоскостью, расположенной на достаточно большой глубине, чтобы не оказывать влияния на процессы в интересующей части области. На боковых и нижних гранях заданы условия нулевого теплового потока. На верхней границе расчетной области задавались условия конвективного теплообмена, позволяющие учитывать теплообмен грунта с атмосферой при наличии в зимнее время снежного покрова различной высоты. На вертикальной границе скважины, определена температура продукта и коэффициент теплоотдачи от продукта к грунту через стенки скважины.

Выходными расчетными параметрами являются данные о тепловом распределении, по которым можно определить радиус растепления грунта в окрестности скважин на весь срок эксплуатации скважины. Данные о температурном поле позволяют сделать вывод о возможности эксплуатации скважины с представленной в исходных данных конфигурацией.

Размер расчетной области (удаленность нижней границы) подбирается путем ряда расчетов с целью обеспечения условия отсутствия значительного влияния размеров области на температурное распределение [6]. За условие отсутствия значительного влияния на температурное распределение принято совпадение радиуса оттаивания ММГ с погрешностью в 0,1 м.

Расчетная область модели представлена на рисунке 2.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			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.

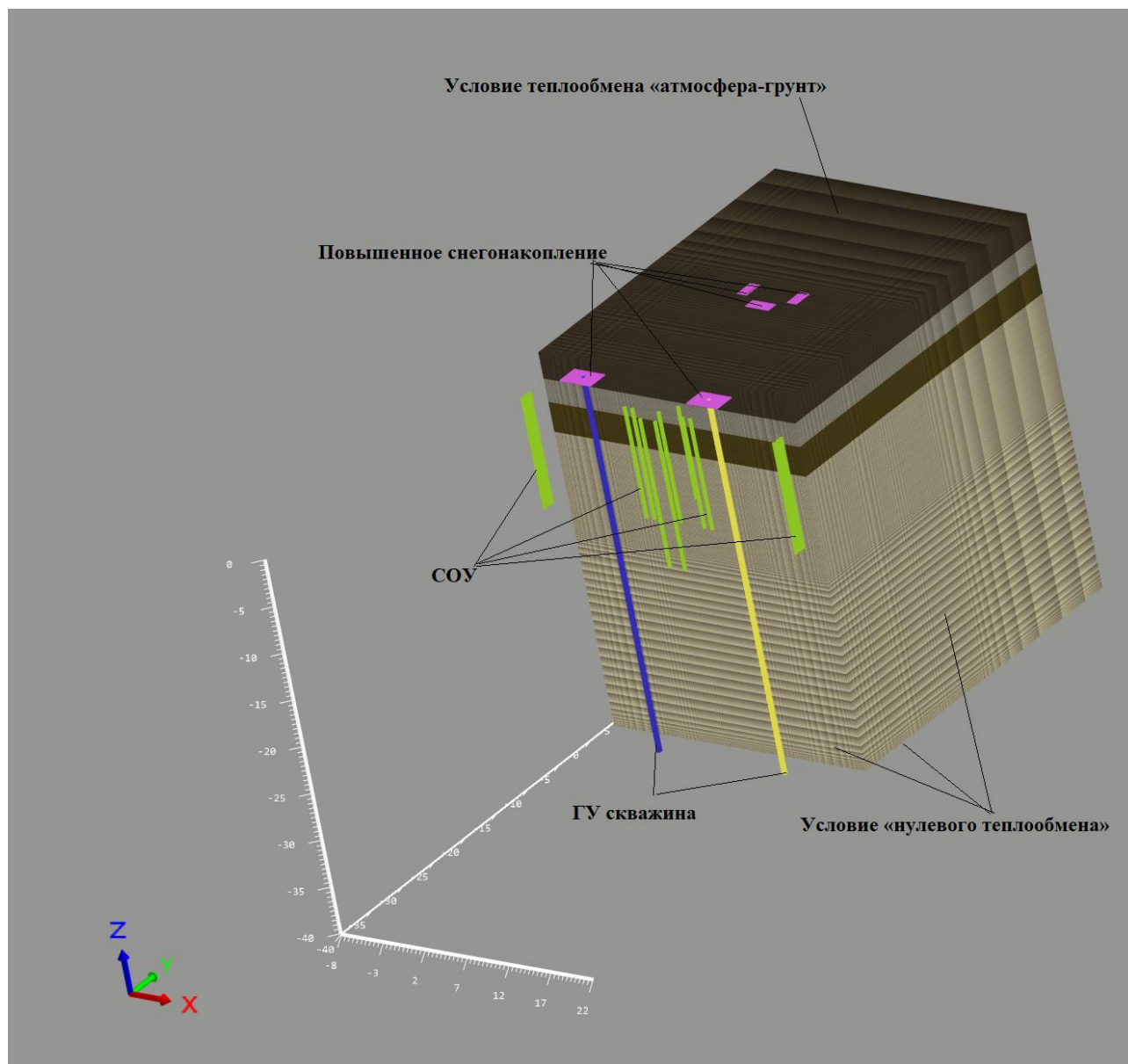


Рисунок 2 – Модель расчетной области

По результатам анализа размер конечно-элементной сетки в горизонтальном направлении по линии между скважинами составляет 0,1 м, размер сетки по вертикальному направлению составляет от 0,05 м в зоне влияния сезонно талого слоя до 1,0 м на больших глубинах, размер элементов на удаленной грани от скважин составляет 2х2 м. Принятый размер расчетной области составляет 40 метров по глубине и 30,0х80,7 метров в плане (с

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			15

Формат А4

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

учетом симметрии). Слои грунта на глубине ниже 40 метров представляются как однородные и соответствующие слою грунта над ними.

5.2 Расчет теплового поля в окрестности скважин

Решение задачи проводилось в нестационарной постановке. По результатам были получены температурные поля в самый теплый месяц года в течение всего срока эксплуатации скважины. Пример полученного температурного распределения представлен на рисунках 3...

18.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			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.

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

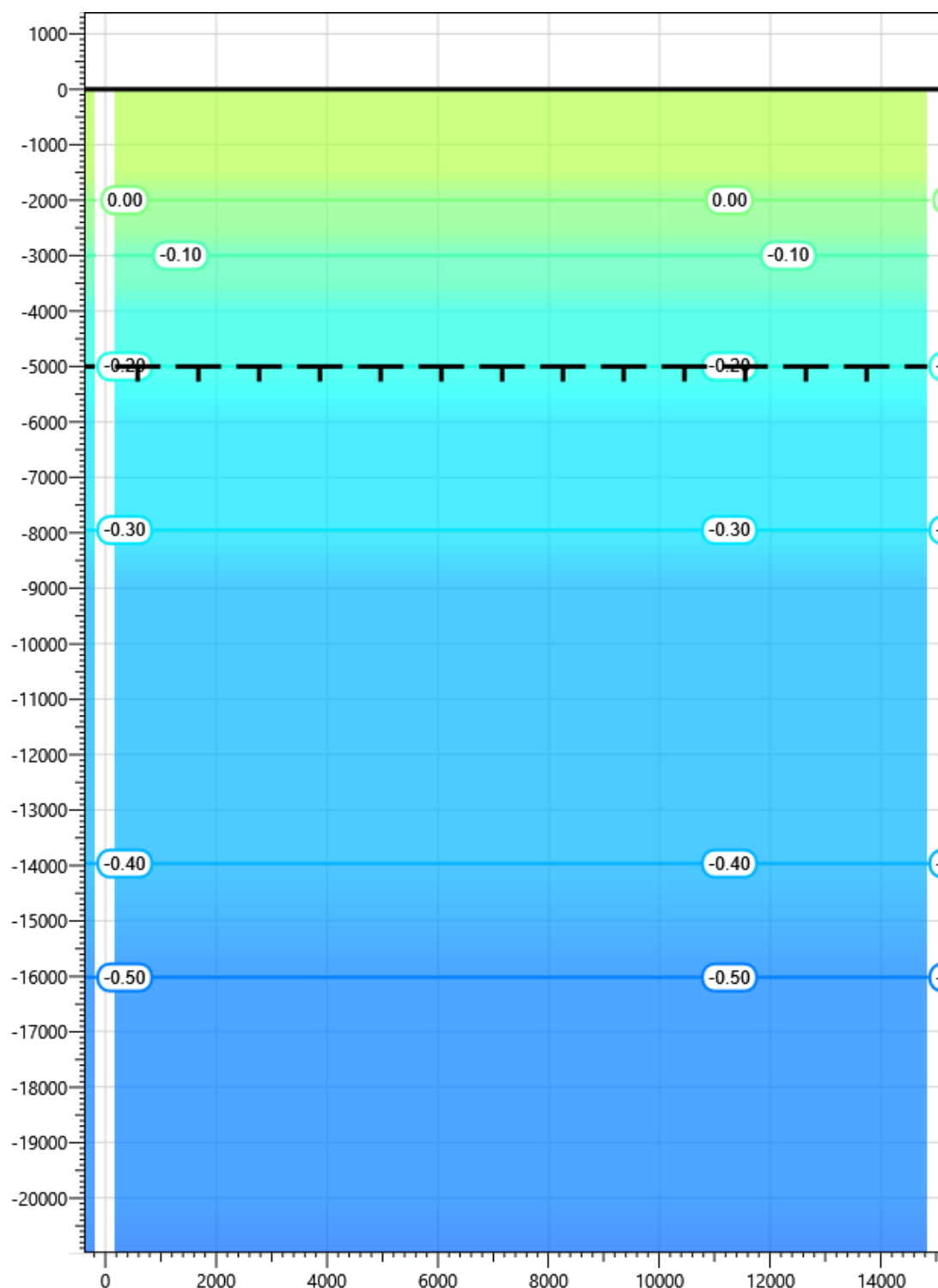


Рисунок 3 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин Е3-04/Е3-05 на 10.08.2025г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			17

Формат А4

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

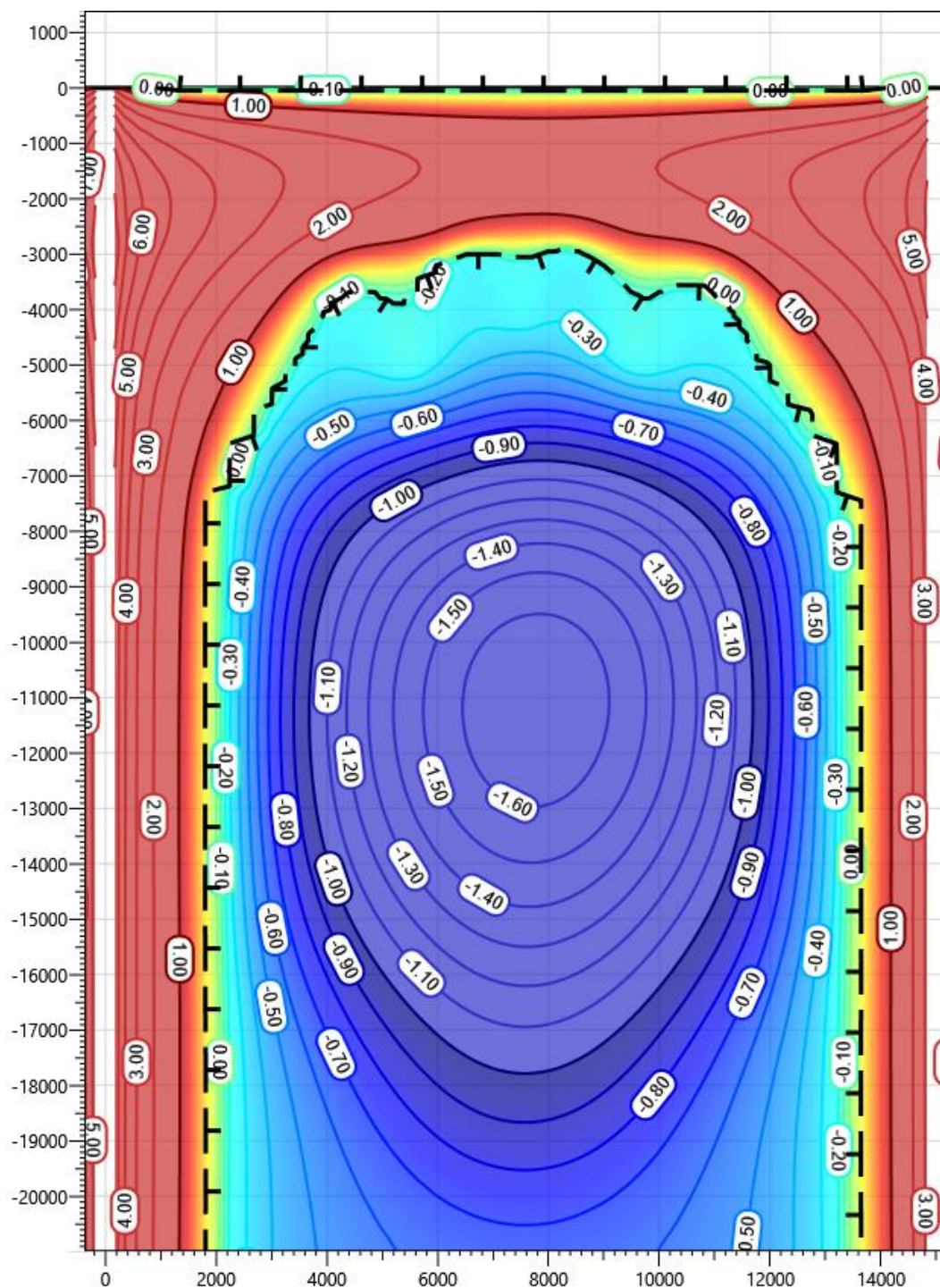


Рисунок 4 – Температурное распределение в приустьевой зоне в районе скважин ЕЗ-04/ЕЗ-05 на 15.10.2027г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			18

Формат А4

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

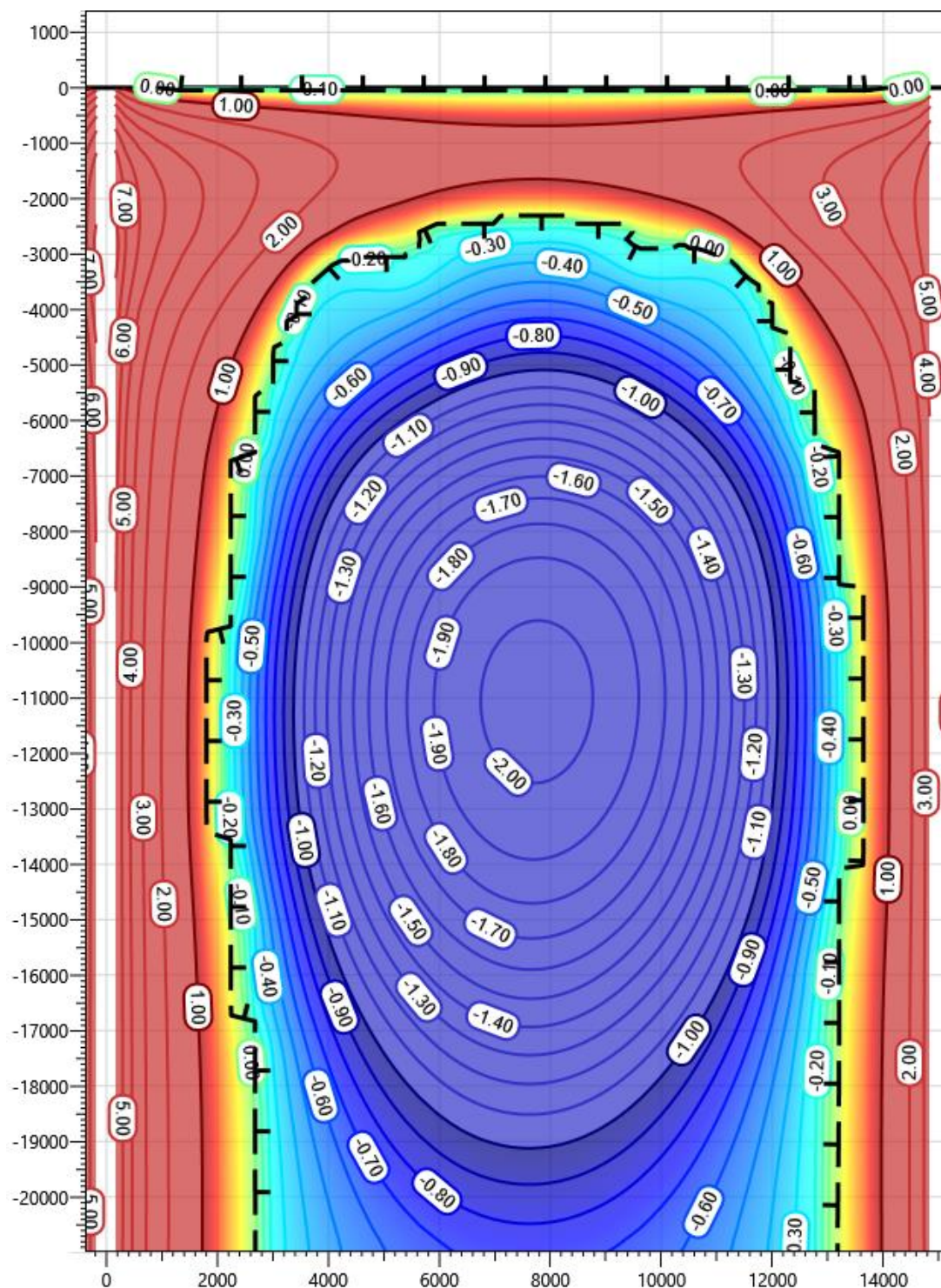


Рисунок 5 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин ЕЗ-04/ЕЗ-05 на 15.10.2028г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			19

Формат А4

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

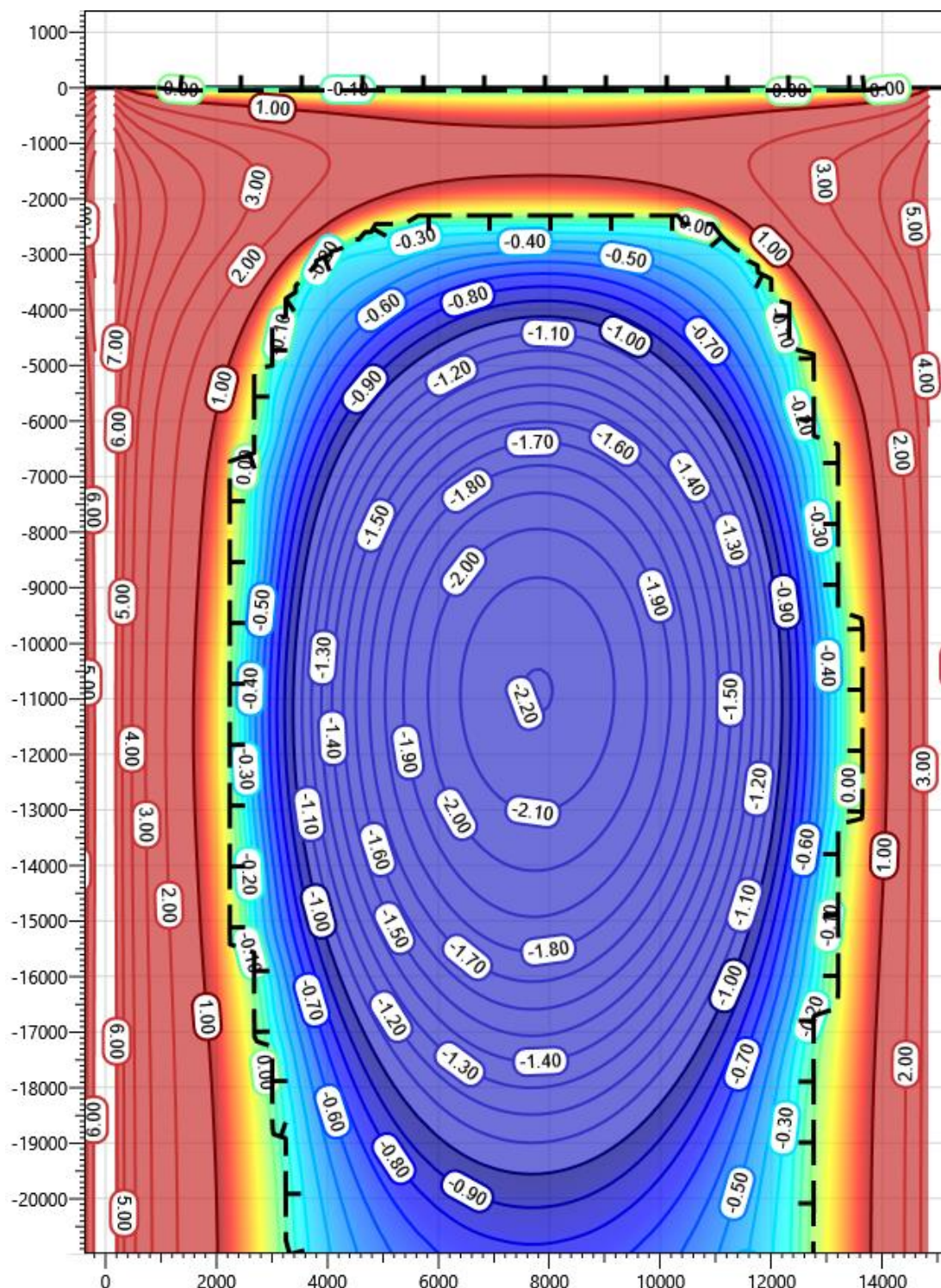


Рисунок 6 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин Е3-04/Е3-05 на 15.10.2029г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			20

Формат А4

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

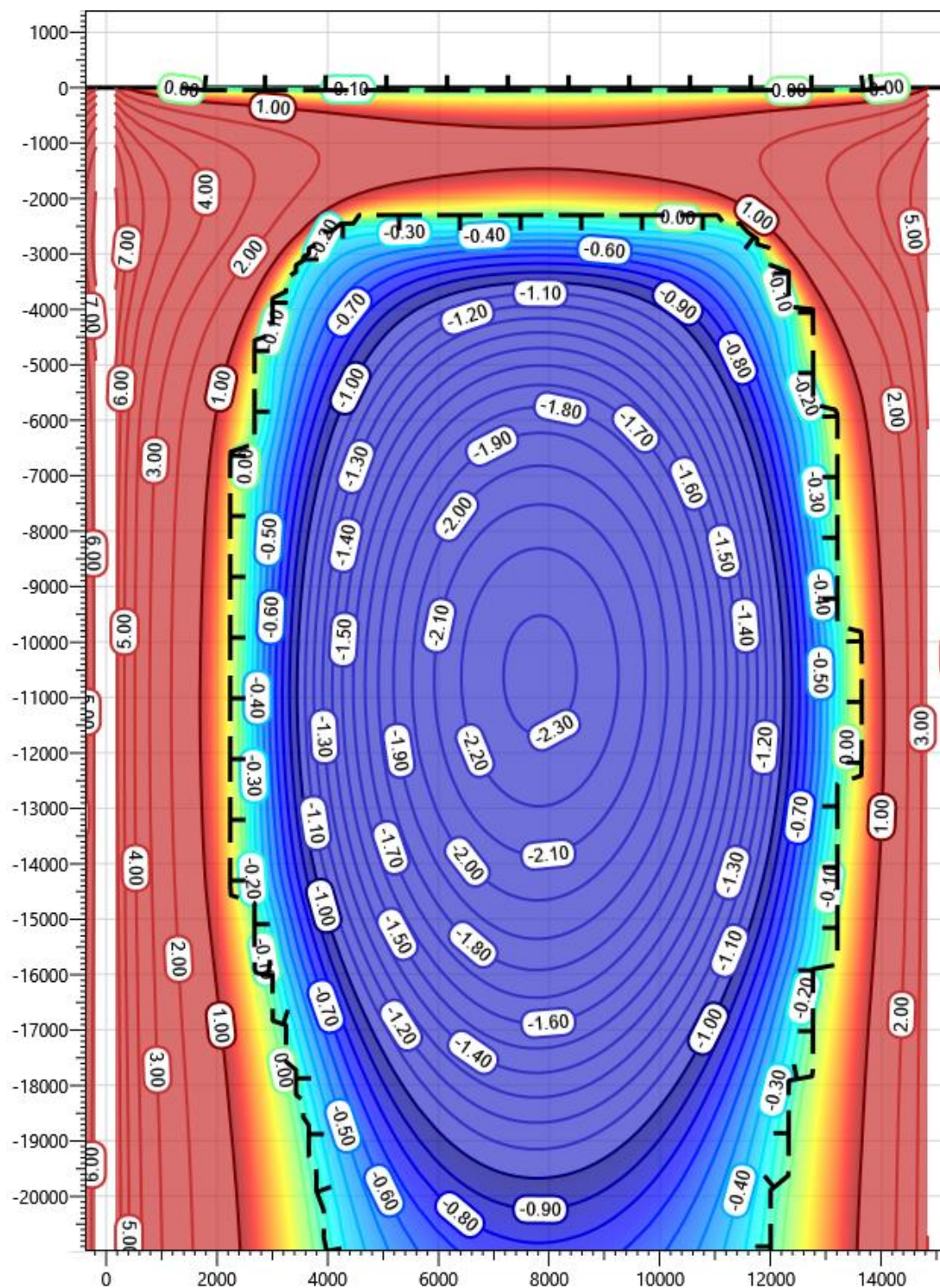


Рисунок 7 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин ЕЗ-04/ЕЗ-05 на 15.10.2031г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			21

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

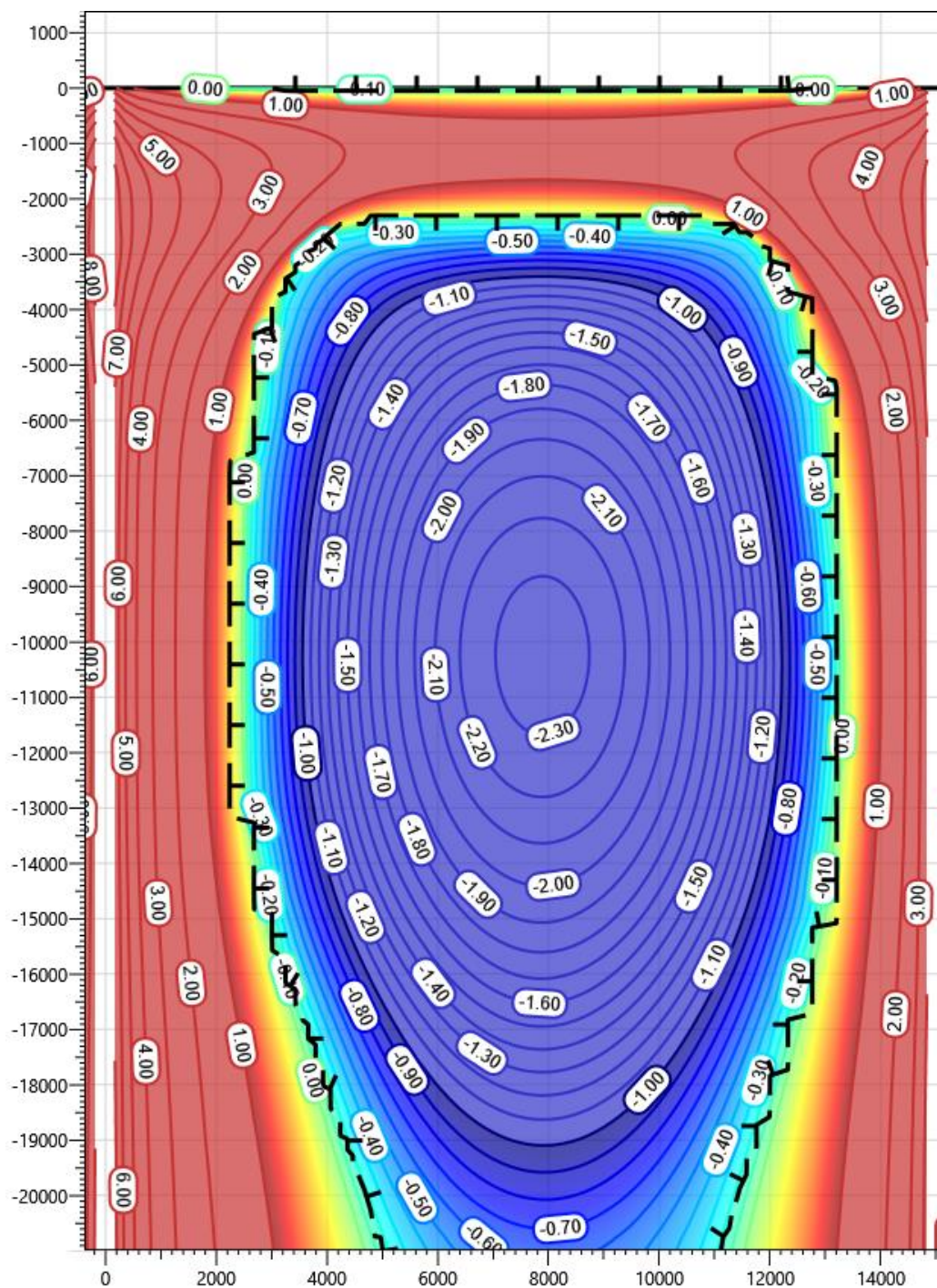


Рисунок 8 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин ЕЗ-04/ЕЗ-05 на 15.10.2036г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			22

Формат А4

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

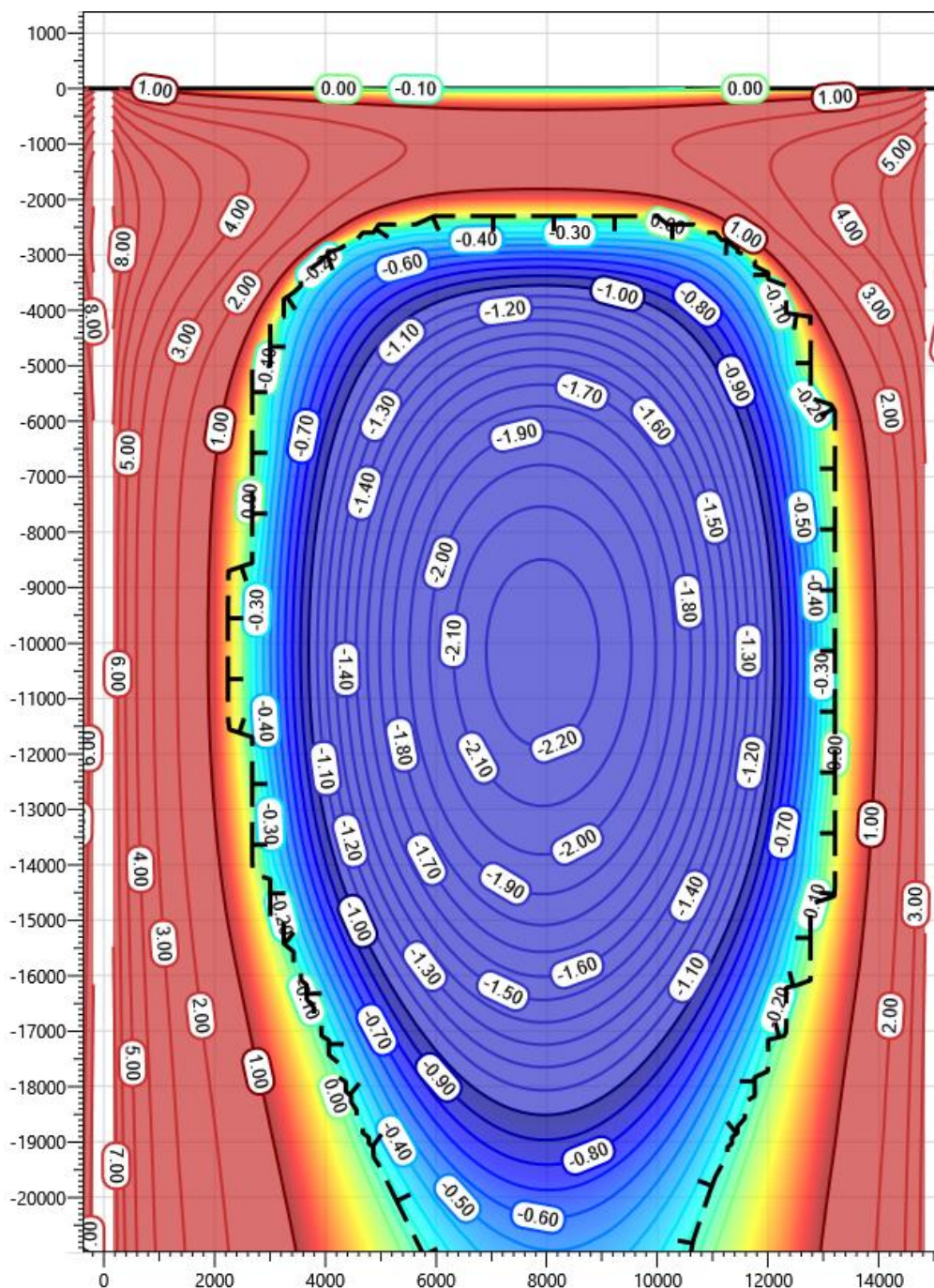


Рисунок 9 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин Е3-04/Е3-05 на 15.10.2041г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			23

Формат А4

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

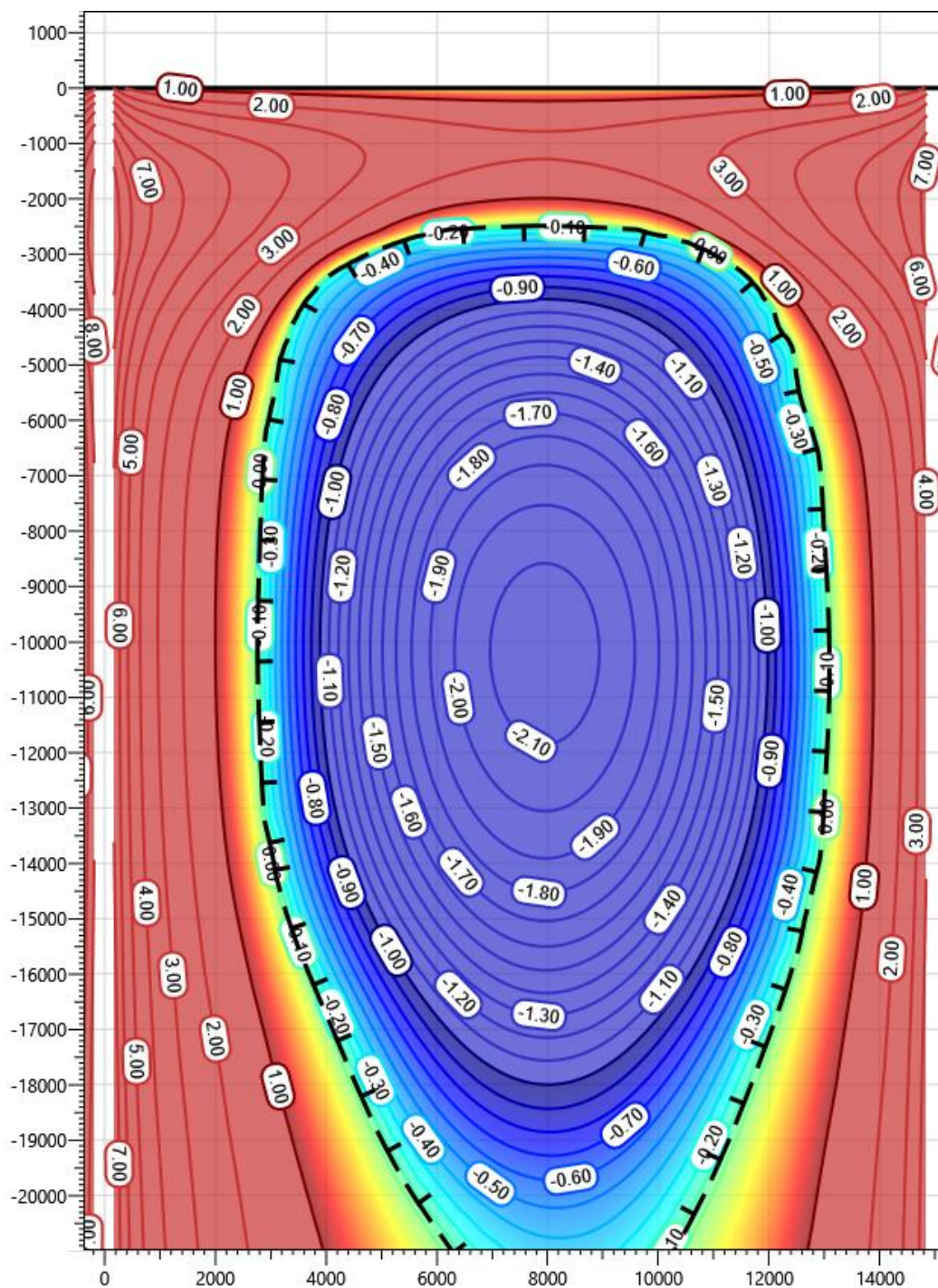


Рисунок 10 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин Е3-04/Е3-05 на 15.10.2046г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			24

Формат А4

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

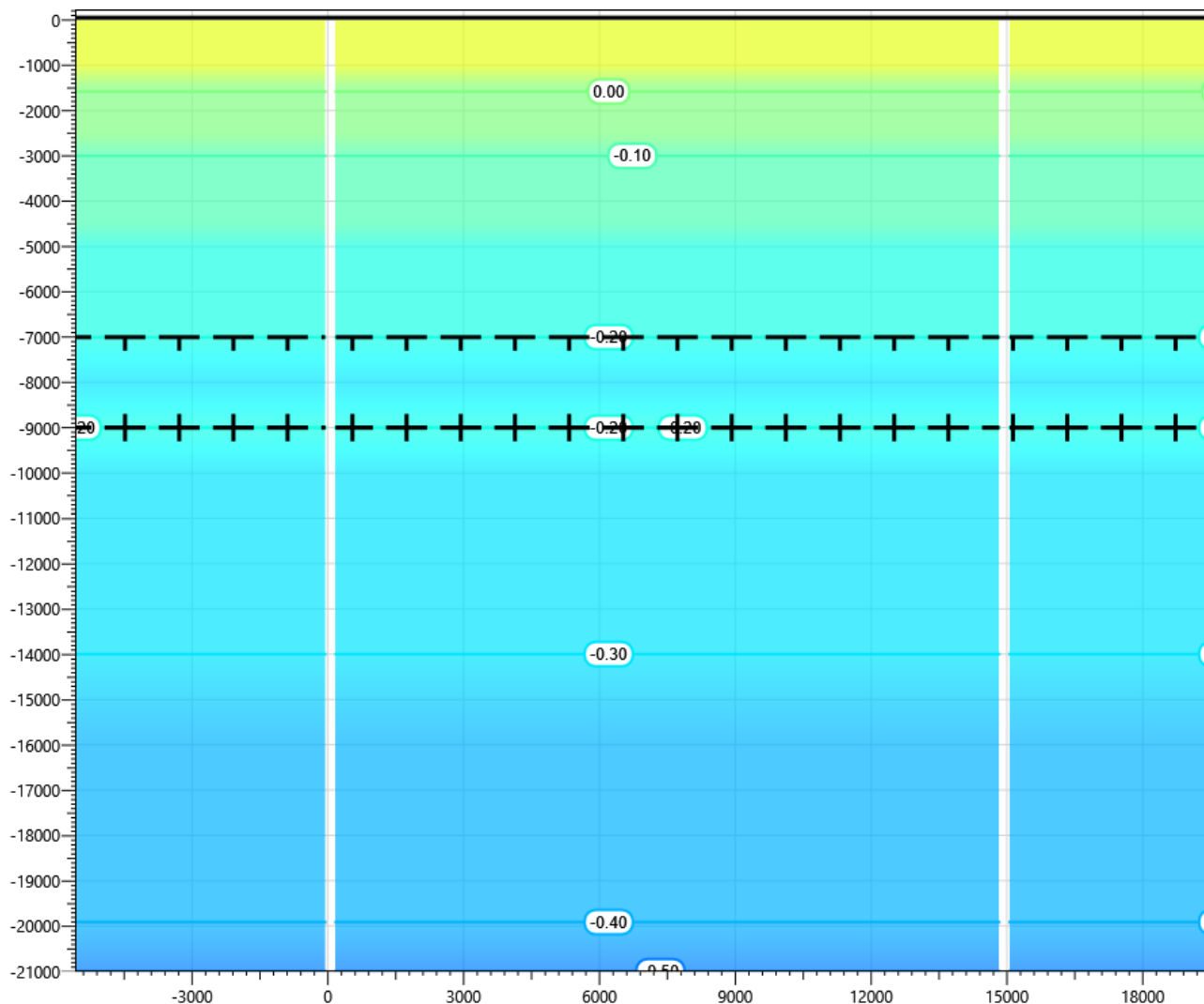


Рисунок 11 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин Е3-05/Е3-06 на 11.08.2025г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			25

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

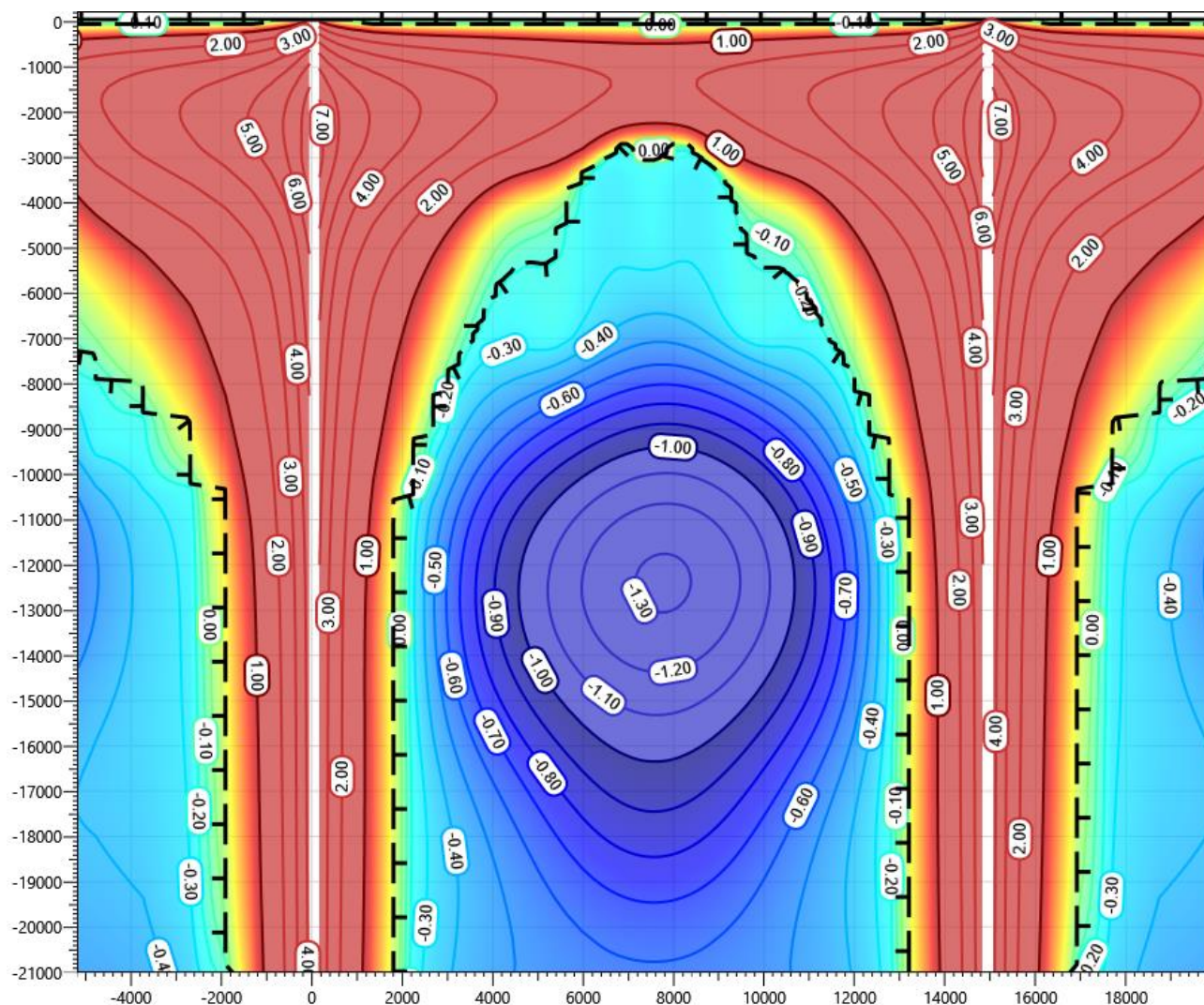


Рисунок 12 – Температурное распределение в приустьевой зоне в районе скважин Е3-05/Е3-06 на 15.10.2027г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			26

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

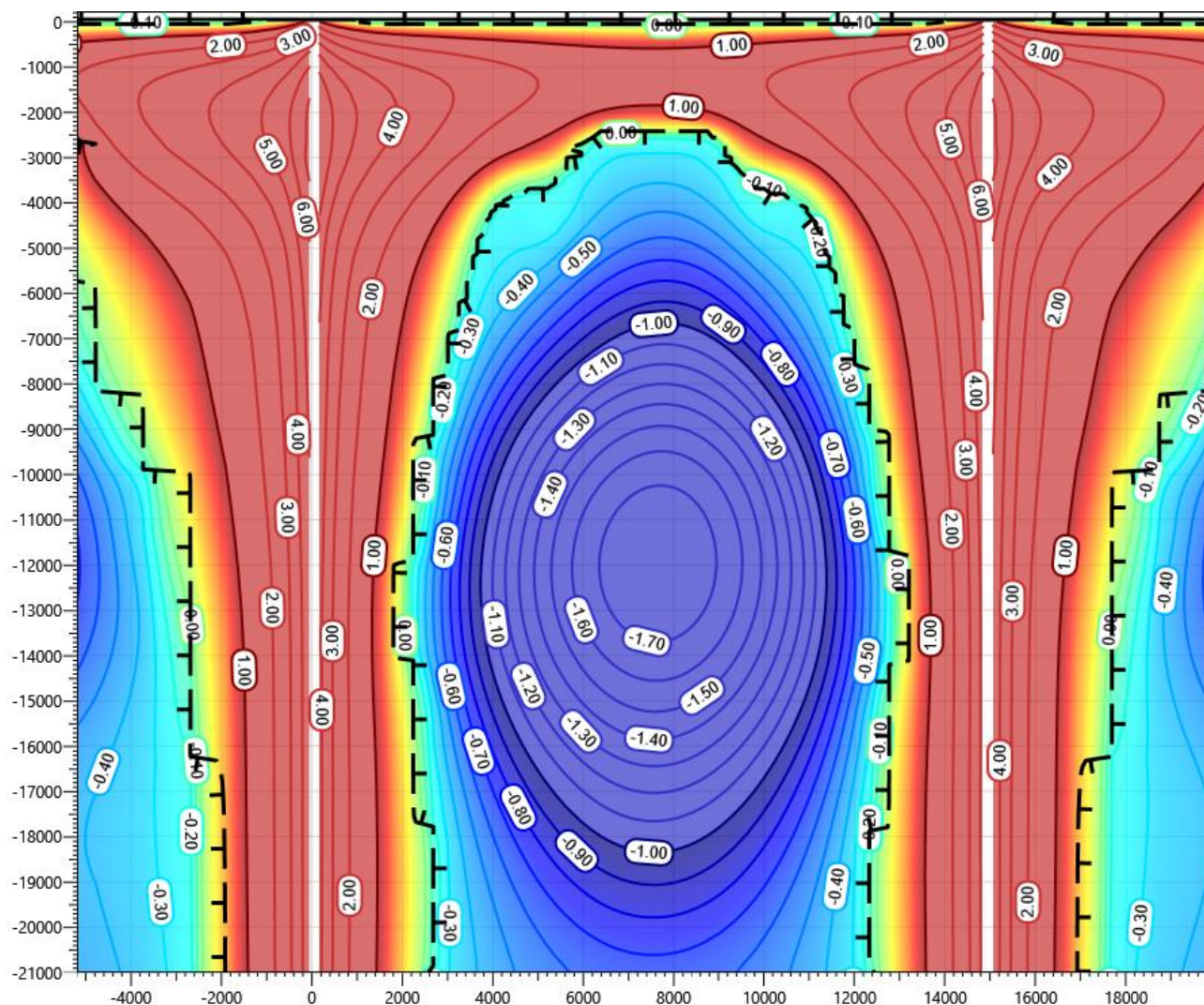


Рисунок 13 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин Е3-05/Е3-06 на 15.10.2028г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			27

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

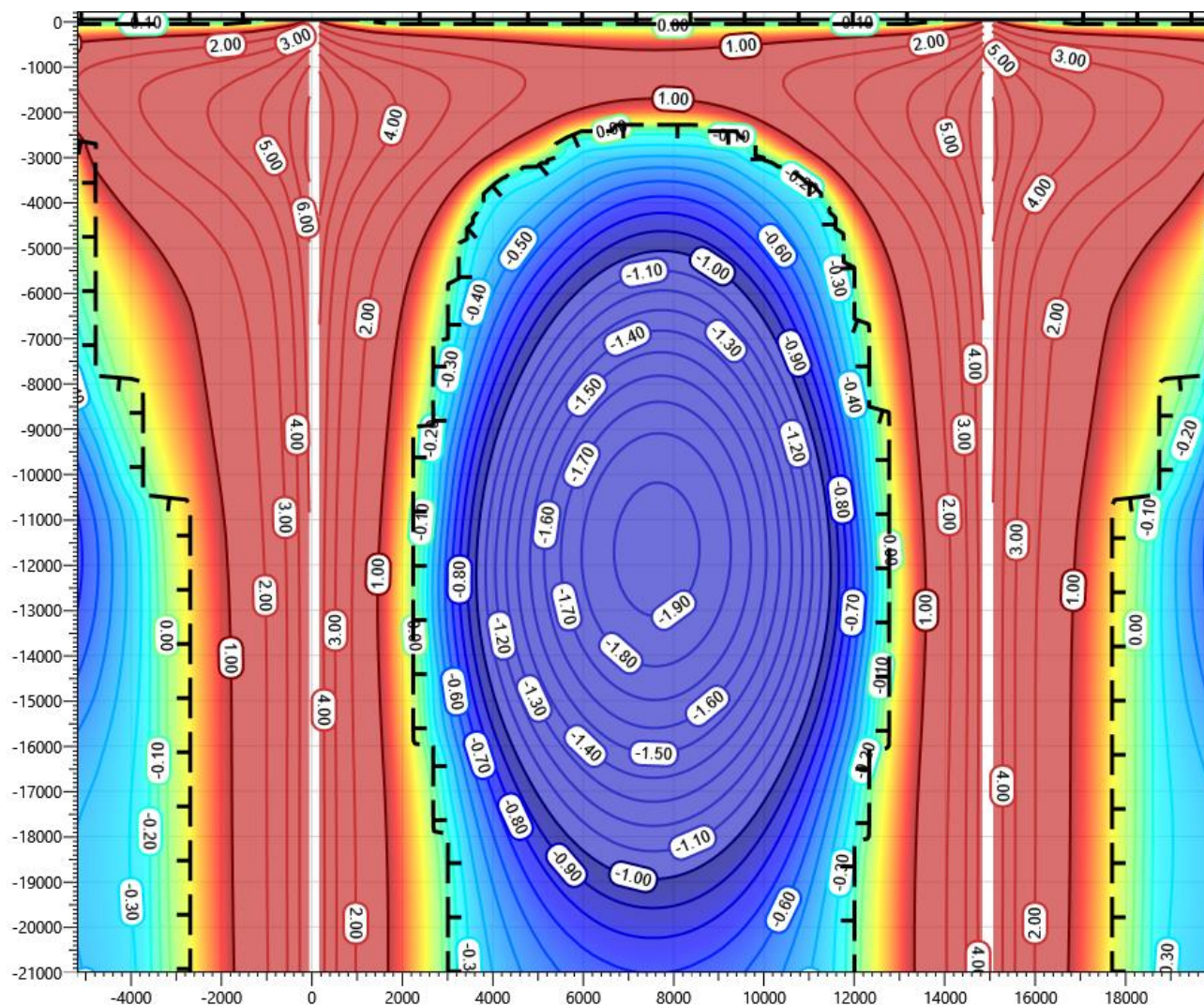


Рисунок 14 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин E3-05/E3-06 на 15.10.2029г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			28

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

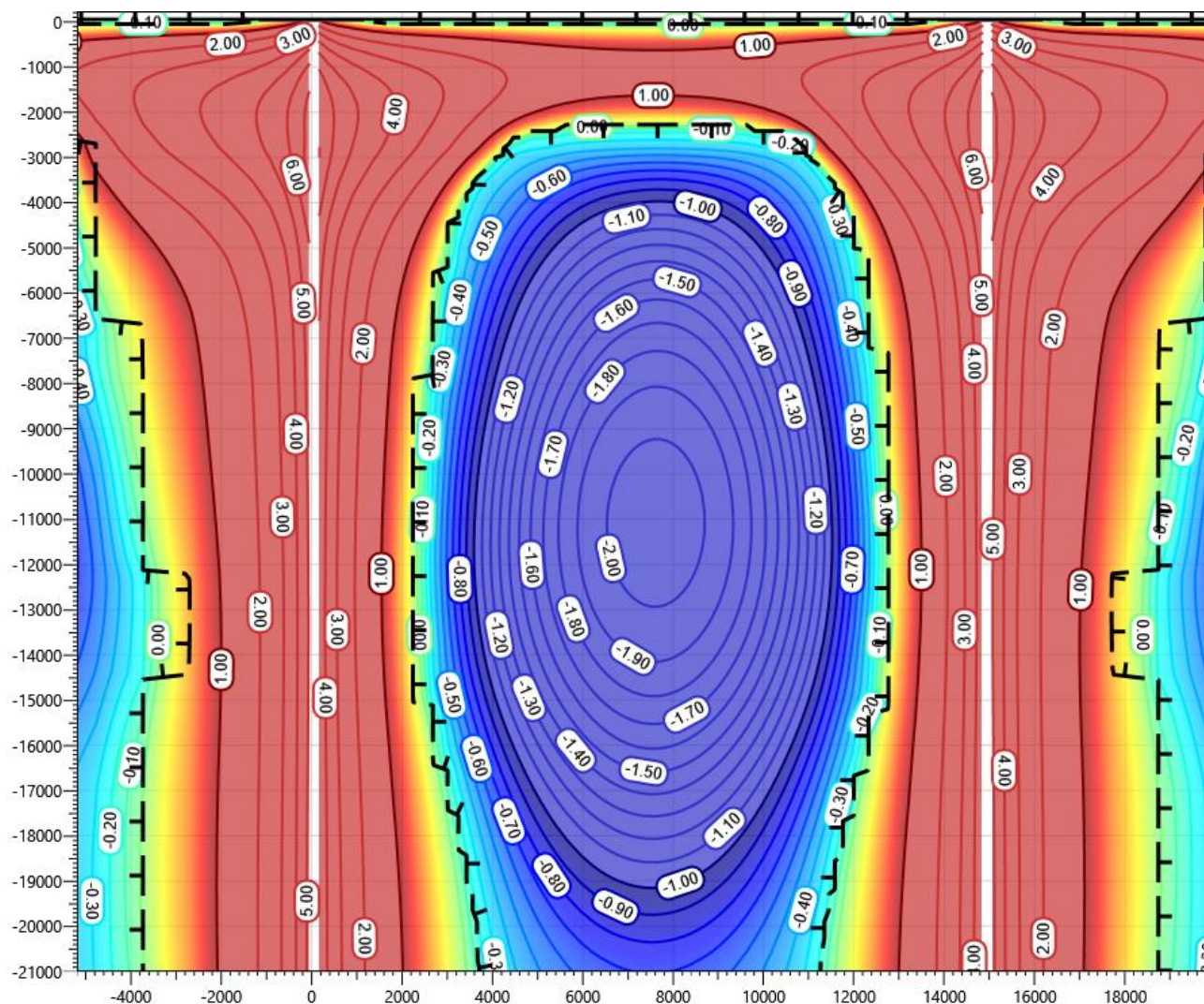


Рисунок 15 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин Е3-05/Е3-06 на 15.10.2031г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			29

Формат А4

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

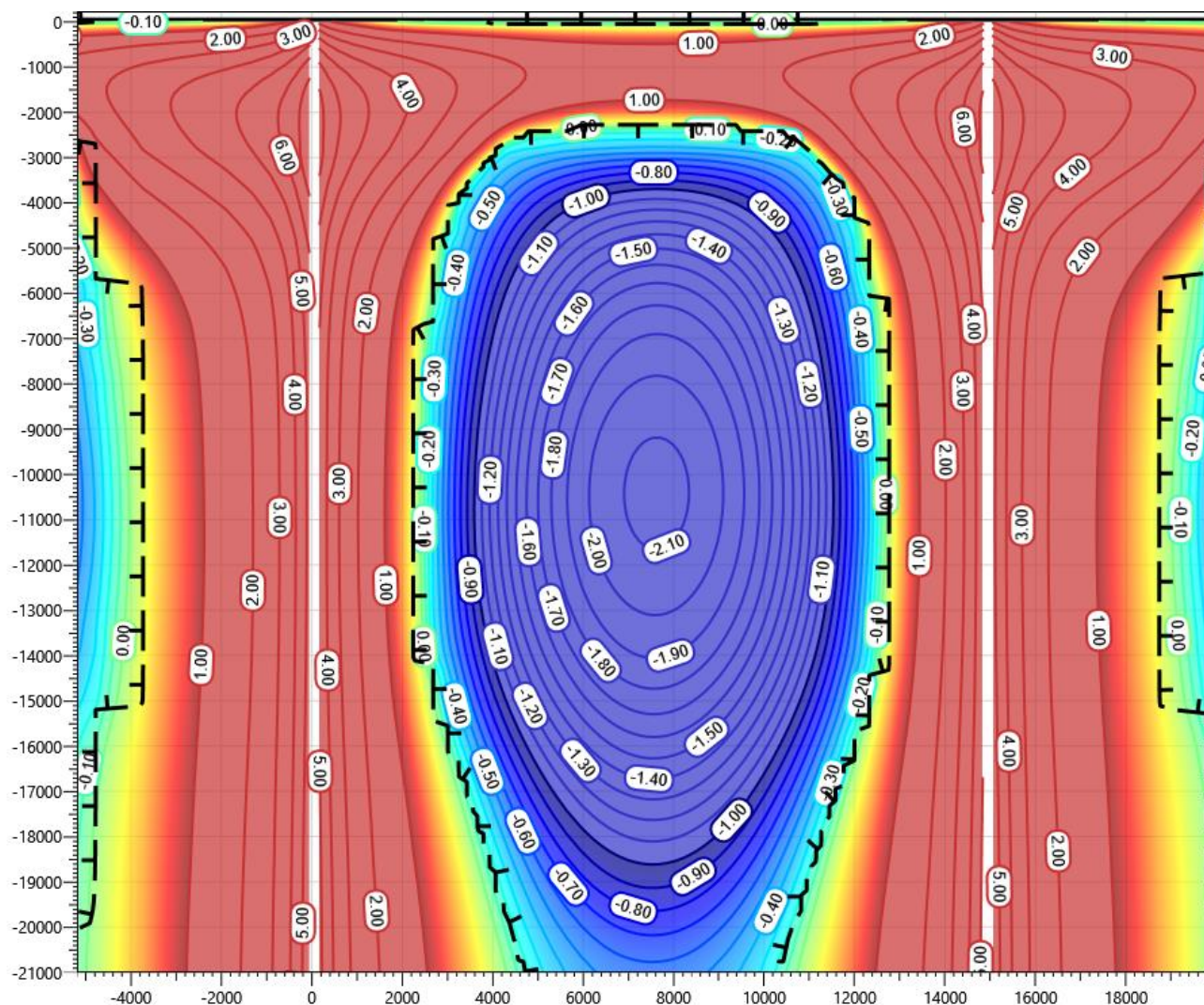


Рисунок 16 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин E3-05/E3-06 на 15.10.2036г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			30

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

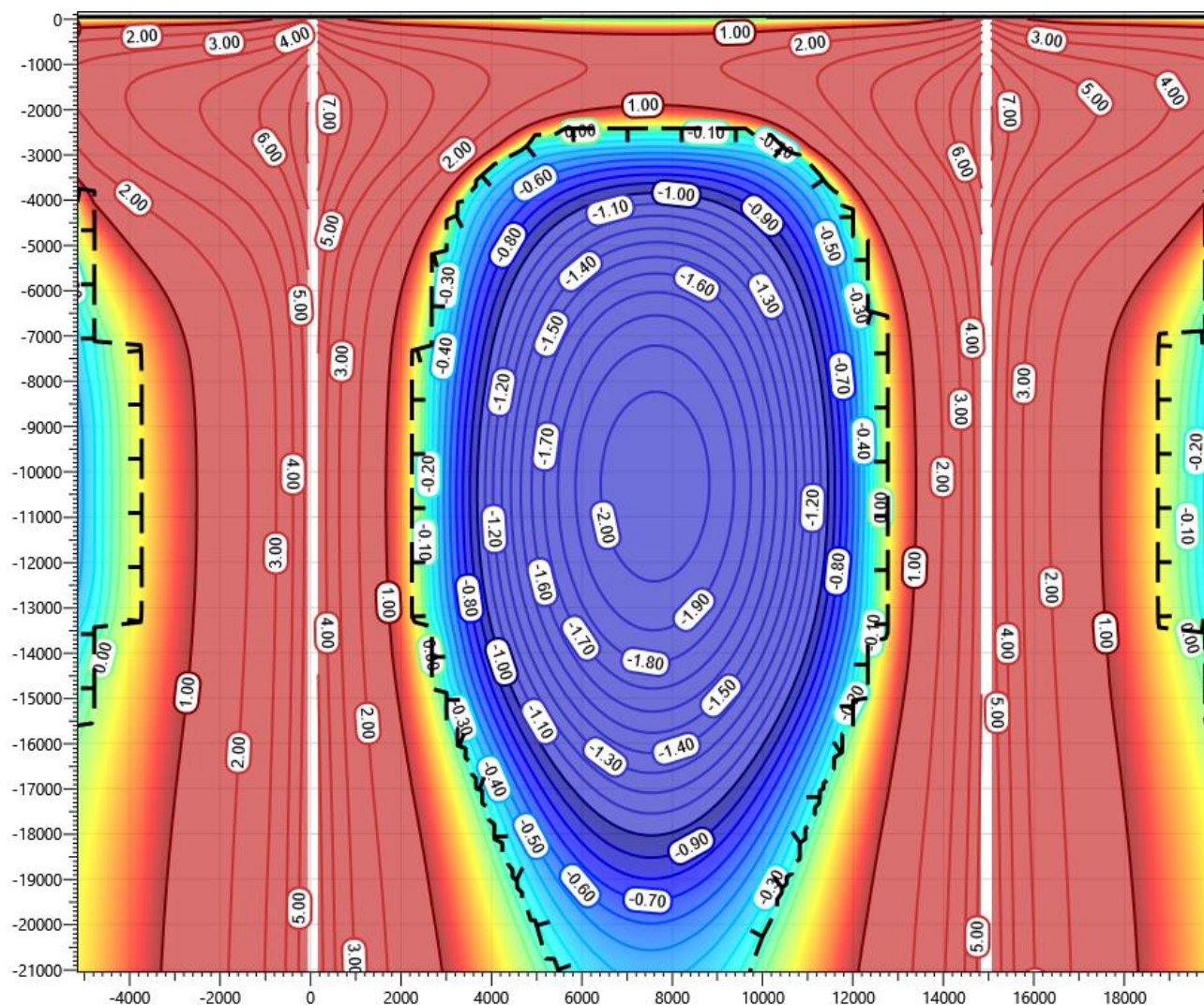


Рисунок 17 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин Е3-05/Е3-06 на 15.10.2041г.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			31

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

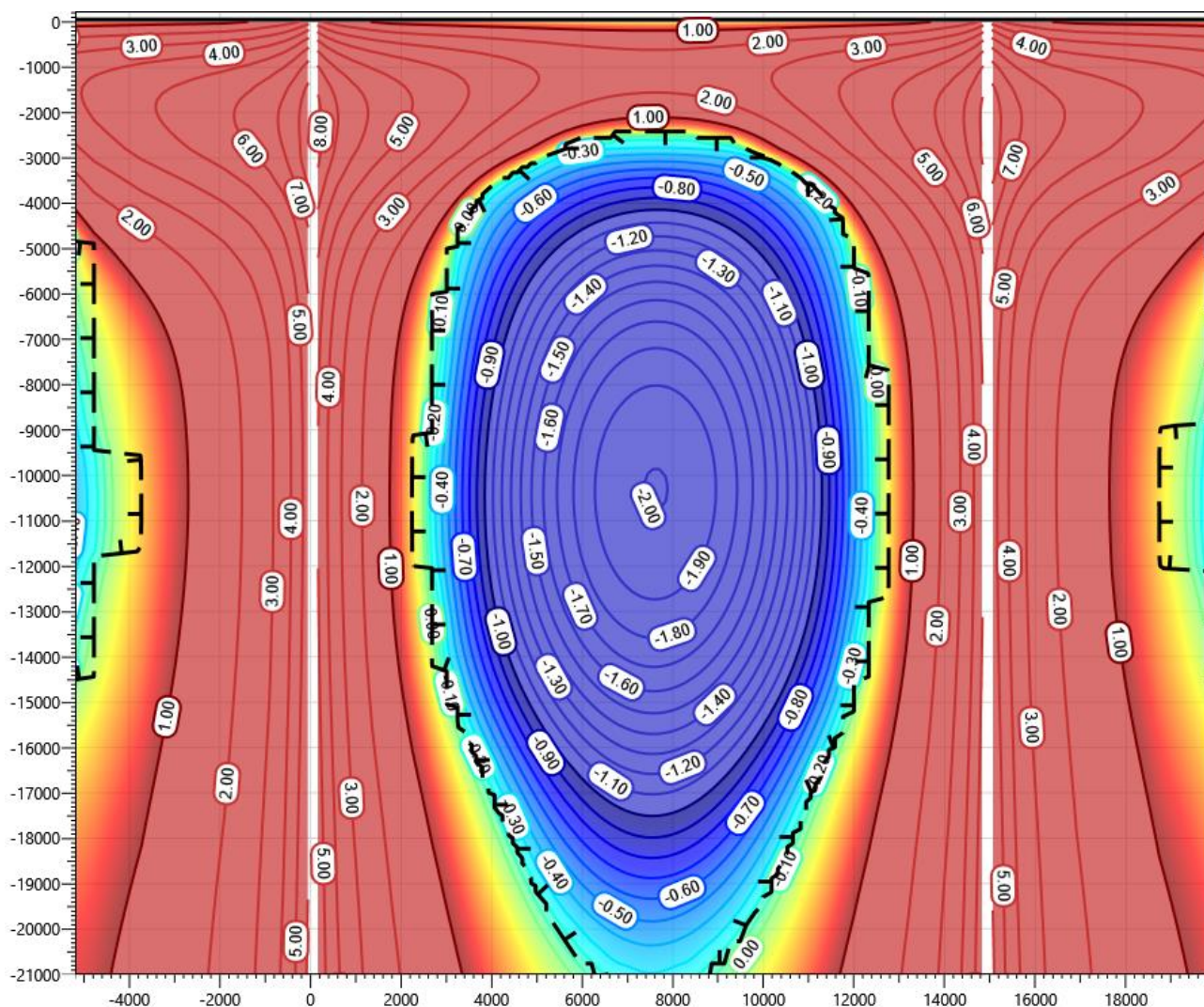


Рисунок 18 – Температурное распределение в приустьевой зоне скважины в районе скважин Е3-05/Е3-06 на 15.10.2046г.

Результаты нестационарного теплового расчета системы в виде максимальных радиусов растепления грунтов в зависимости от года эксплуатации представлены в таблице 7.

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			32

Формат А4

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

Файл 2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002_R01

Таблица 7 – Максимальный радиус растепления грунтов в приустьевой зоне скважин

Скважина	Год эксплуатации / Радиус растепления, м				
	1	5	10	15	20
ЕЗ-04	1,8	4,0	5,0	5,8	6,2
ЕЗ-05	1,7	3,7	4,7	5,5	6,2
ЕЗ-06	1,7	3,7	4,7	5,5	6,2

Радиус оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев скважин на кустовых площадках с применением **теплоизолированных** НКТ и термостабилизации грунтов не превышает 6,2 м (диаметр 12,4 м) при расстоянии между скважинами не менее 15 метров.

6 Выводы

По результатам расчета сделаны следующие выводы:

1. Согласно результатам прогнозного расчета температурного режима ММГ в окрестности приустевых зон добывающих скважин, принятое расстояние между скважинами ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06 в 15 метров не превышает 1,2 максимального диаметра оттаивания ММГ вокруг скважин (14,88 метра) **за проектный срок эксплуатации 20 лет**, что соответствует требованиям пункта 526 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
2. Для ограничения зоны оттаивания вокруг устьев скважин ЕЗ-04, ЕЗ-05, ЕЗ-06 применяются дополнительные мероприятия по снижению теплопередачи от добываемого продукта: облегченный портландцемент для цементирования направления и кондуктора ПЦТ I-G-CC-2, газовоздушная среда в затрубном пространстве, теплоизолированная НКТ. Дополнительно применяются мероприятия по созданию мерзлотной завесы путем установки термостабилизаторов между скважинами (подробнее см. том 4.3 «Температурная стабилизация грунтов»);
3. Во время эксплуатации необходимо обеспечивать мониторинг за состоянием грунтов в районе зоны влияния скважин на ММГ. При обнаружении негативного влияния в процессе эксплуатации необходимы компенсирующие мероприятия

01	-	Нов	-		04.06.26	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			33

Формат А4

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

(восстановление отметок вертикальной планировки путем подсыпки песком при осадке в районе приустьевой площадки)

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Приложение А

Список использованных источников

1. ОДМ 218.2.095-2019 Методические рекомендации по проектированию земельного полотна на вечной мерзлоте с использованием местных грунтов;
2. Кондратьев, К. Я. Актинометрия. – Л. : Гидрометеоролог. изд-во, 1965. – 691 с.
3. Куртнер Д.А., Чудновский А.Ф. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте. – Л.: Гидрометеиздат, 1969;
4. Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. – М: Энергоатомиздат, 1990. – 367 с.
5. Павлов А.В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН, 1975. – 304 с.; Павлов А.В. Теплофизика ландшафтов. Новосибирск, Наука, Сиб. отд., 1979, С.286.;
6. Паздерин Д.С. Динамика теплового состояния многолетнемерзлых грунтов в основании заглубленного трубопровода с применением охлаждающих устройств (термостабилизаторов) автореф. дис. ... канд. тех. наук. ФГБУН «Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН», Тюмень, 2017.
7. РД 39-30-139-79. «Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях»;
8. СП 22.13330.2016, СНиП 2.02.01-83* Актуализированная редакция. «Основания зданий и сооружений»;
9. СП 25.13330.2020, СНиП 2.02.04-88 Актуализированная редакция. «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».
10. Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы математической физики. М.: Изд-во ЦПИ при механикоматематическом факультете МГУ, 2009. 88 с.

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.06.26			35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

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

Приложение Б

Физико-механические свойства грунтов

Таблица Б.1 – Нормативные показатели физико-механических свойств талых грунтов

Е.И.И. №	Номенклатура грунтов по ГОСТ 25100-2020	Природная влажность, W, %	Плотность, г/см ³			Плотность грунта ρ, г/см ³ при доверительной вероятности		Коэффициент пористости, e, д.ед.	Коэффициент водонасыщения, S _r , д.ед.	Влажность, %		Число пластичности, I _p , %	Показатель текучести, I _L , %
			сухого грунта, ρ _d	частиц грунта, ρ _s	грунта, ρ	0,85	0,95			на границе текучести, W _L	на границе раската, W _p		
1	Насыпной грунт (песок мелкий, средней плотности, средней степени водонасыщения)	16,72	1,59	2,67	1,85	1,83	1,82	0,681	0,65	-	-	-	-

						2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002		АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		Лист 36
01	-	Нов	-		04.26.26					
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

Таблица Б.2 – Нормативные показатели физико-механических свойств мерзлых грунтов

Наименование и номер ИГЭ	Плотность, г/см ³			Влажность, %						Коэф. пористости, мерзлого грунта, e , д. е.	Число пластичности, I_p , %	Показатель текучести, I_L , д. е.	Коэффициент водонасыщения, S_r , д. е.	Степень засоленности, D_{sal} , %	Льдистость, д. е.		Коэф. оттаивания, A_{th} д.е.	Коэф. сжимаемости при оттаивании, M	Компрессионное сжатие мерзлого грунта		Предельно-длительное эквивалентное сцепление, c_{eq} , МПа	Предел прочности на одноосное сжатие, R_c , МПа	Сопротивление срезу оттаивающего грунта	
	мерзлого грунта, ρ_t	сухого мерзлого грунта, ρ_{af}	частиц грунта, ρ_s	суммарная, W_{tot}	между ледяными включениями, W_m	включений видимого льда, W_i	незамерзшей воды, W_w	на границе текучести, W_L	на границе раскатывания, W_p						суммарная, i_{tot}	видимых включений льда, i_i			Модуль деформации, E , МПа	Коэф.сжимаемости, m , МПа ⁻¹			Угол внутреннего трения, φ , град.	Удельное сцепление, C , МПа
ИГЭ-2м. Суглинок пылеватый, легкий, охлажденный, слабольдистый, в талом состоянии текучепластичный	1,92	1,54	2,71	24,85	20,54	3,99	10,8	26,10	18,00	0,763	8,10	0,85	0,89	0,09	0,239	0,070	0,045	0,1234	10,52	0,0763	0,070	0,32	14	0,016
ИГЭ-3м. Суглинок песчанистый, легкий, пластичномерзлый, нельдистый, в талом состоянии тугопластичный	1,96	1,60	2,71	22,16	20,96	1,20	11,39	29,43	18,51	0,690	10,92	0,34	0,87	0,11	0,191	0,022	0,059	0,1340	10,68	0,0750	0,073	0,32	17	0,019
ИГЭ-4м. Суглинок песчанистый, тяжелый, пластичномерзлый, нельдистый, в талом состоянии полутвердый	2,03	1,71	2,71	18,76	17,59	1,04	11,17	30,34	18,16	0,583	12,18	0,05	0,87	0,14	0,144	0,021	0,062	0,1276	10,49	0,0764	0,070	0,33	9	0,014

					2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002		АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
01	-	Нов	-		04.26.26			
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Таблица Б.3 – Расчетные значения теплофизических характеристик грунтов

Наименование и номер ИГЭ	Влажность грунта суммарная, д.ед, W_{tot}	Плотность сухого, $г/см^3$		Коэф. теплопроводности, $Вт/(м*°C)$		Объемная теплоемкость, $кДж/(м^3*°C)$		Объемная теплота таяния (замерзания) грунта, $Дж/м^3$, $L_{v,th}$
		талого грунта, $\rho_{d,th}$	мерзлого грунта, $\rho_{d,f}$	мерзлого грунта, λ_f	талого грунта, λ_{th}	мерзлого грунта, C_f	талого грунта, C_{th}	
ИГЭ-2м. Суглинок пылеватый, легкий, охлажденный, слабольдистый, в талом состоянии текучепластичный	24,85	1,57	1,54	1,62	1,45	2200,18	2880,53	72409889,2
ИГЭ-3м. Суглинок песчанистый, легкий, пластичномерзлый, нельдистый, в талом состоянии тугопластичный	22,16	1,63	1,60	1,60	1,42	2172,03	2601,12	57682578,0
ИГЭ-4м. Суглинок песчанистый, тяжелый, пластичномерзлый, нельдистый, в талом состоянии полутвердый	18,76	1,74	1,71	1,60	1,42	2238,74	2758,07	43399783,4

Изм.	Коп. Уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2004-ГВН-301100-5-ТР1.1-002	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
01	-	Нов	-		04.26.26			38

Формат А4

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