

# АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»



|                                                                                                                                   |              |                                |                                                |                    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------------------------|------------------------------------------------|--------------------|
| <b>Проект обустройства Харьягинского месторождения.<br/>Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25<br/>(Очередь 4С)</b> |              |                                | Номер документа<br>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 |                    |
|                                                                                                                                   |              |                                | Редакция: <b>04</b>                            | Статус: <b>IFC</b> |
| Формат док-та: <b>A4</b>                                                                                                          | Лист: 1 из 1 | Дата редакции: <b>04.09.26</b> | Номер документа<br>подрядчика:                 |                    |

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

### Раздел 6. Технологические решения

### Часть 2. Поддержание пластового давления

### Книга 1. Текстовая часть

#### ТОМ 6.2.1

1971-ГВН-314400-5-ТР2.1

| Изм. | № док. | Подп. | Дата     |
|------|--------|-------|----------|
| 04   | -      |       | 04.09.26 |
|      |        |       |          |
|      |        |       |          |

Главный инженер

Н.П. Попов

Руководитель направления

А.А. Кимлык

Главный инженер проекта

А.С. Горев

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-01\_R04.docx

| ОБОЗНАЧЕНИЕ                 | НАИМЕНОВАНИЕ                                                 | ПРИМЕЧАНИЕ                    |
|-----------------------------|--------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | Содержание тома 6.2.1                                        | Изм.01,02,03,04 (Зам.)        |
| 1971-ГВН-314400-5-СПД-001   | Состав проектной документации                                |                               |
| 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | Часть 2. Поддержание пластового давления.<br>Текстовая часть | Изм.<br>01,02,03,04<br>(Зам.) |

|               |         |         |        |       |          |                                                                                                                          |      |        |
|---------------|---------|---------|--------|-------|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|--------|
|               |         |         |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001                                                                                              |      |        |
|               |         |         |        |       |          | Проект обустройства Харьягинского месторождения.<br>Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25<br>(Очередь 4С) |      |        |
| 04            | -       | Зам.    | -      |       | 04.09.26 |                                                                                                                          |      |        |
| Изм.          | Кол.уч. | Лист    | № док. | Подп. | Дата     |                                                                                                                          |      |        |
| Разраб.       |         | Федотов |        |       | 04.09.26 |                                                                                                                          |      |        |
|               |         |         |        |       |          | Стадия                                                                                                                   | Лист | Листов |
|               |         |         |        |       |          | П                                                                                                                        |      | 1      |
| Рук. направл. |         | Кимлык  |        |       | 04.09.26 | Содержание тома 6.2.1                                                                                                    |      |        |
| Н. контр.     |         | Кимлык  |        |       | 04.09.26 |                                                                                                                          |      |        |
| ГИП           |         | Горев   |        |       | 04.09.26 |                                                                                                                          |      |        |
|               |         |         |        |       |          | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ                                                                                                   |      |        |

Формат А4

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

### ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ РЕДАКЦИЙ ДОКУМЕНТА

| РЕД. | СТАТУС | ДАТА<br>ВЫПУСКА | ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ / ПОПРАВКАХ |
|------|--------|-----------------|--------------------------------------|
|      |        |                 |                                      |
|      |        |                 |                                      |
|      |        |                 |                                      |
|      |        |                 |                                      |
|      |        |                 |                                      |
|      |        |                 |                                      |
|      |        |                 |                                      |
|      |        |                 |                                      |
|      |        |                 |                                      |
| 04   | IFC    | 04.09.26        | ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ               |
| 03   | IFC    | 25.05.26        | ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ               |
| 02   | IFC    | 20.04.26        | ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ               |
| 01   | IFC    | 02.04.26        | ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ               |
| 00   | IFC    | 16.12.25        | ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ               |

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 03   | -       | Зам. | -      |       | 25.05.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | 0—1  |

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-02\_R04.docx

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

|                      |              |
|----------------------|--------------|
| Начальник отдела ВиК | А.В. Федотов |
| Начальник отдела МПР | М.А. Юдаков  |
| Нормоконтролер       | А.А. Кимлык  |

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 04.09.26 |                             |                        | 0-2  |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        |      |

Формат А4

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

## СОДЕРЖАНИЕ

|                                                                                                                                                                                                                                                                                              |      |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 1 ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ .....                                                                                                                                                                                                                                                      | 1-1  |
| 1.1 ВВЕДЕНИЕ.....                                                                                                                                                                                                                                                                            | 1-1  |
| 1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ .....                                                                                                                                                                                                                                                                    | 1-1  |
| 1.3 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ .....                                                                                                                                                                                                                                                             | 1-1  |
| 1.4 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ,<br>ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ<br>ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА,<br>ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ..... | 1-2  |
| 1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции .....                                                                                                                                                                                                                   | 1-2  |
| 1.5 ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ .....                                                                                                                                                                                                                                                   | 1-5  |
| 1.5.1 Расходы и требования к качеству закачиваемой воды .....                                                                                                                                                                                                                                | 1-5  |
| 1.5.2 Давление нагнетания воды в пласт .....                                                                                                                                                                                                                                                 | 1-5  |
| 1.5.3 Источники водоснабжения системы заводнения .....                                                                                                                                                                                                                                       | 1-5  |
| 1.5.4 Обоснование проектных решений .....                                                                                                                                                                                                                                                    | 1-5  |
| 1.6 РАСЧЕТ И ХАРАКТЕРИСТИКА СЕТЕЙ .....                                                                                                                                                                                                                                                      | 1-6  |
| 1.6.1 Трубопроводы нагнетания .....                                                                                                                                                                                                                                                          | 1-6  |
| 1.6.2 Устье нагнетательной скважины.....                                                                                                                                                                                                                                                     | 1-7  |
| 1.6.3 Гидравлический расчет .....                                                                                                                                                                                                                                                            | 1-8  |
| 1.6.4 Коллектор, трубопровод двухлифтовой компоновки НКТ.....                                                                                                                                                                                                                                | 1-9  |
| 1.7 МОНТАЖ, СВАРКА, ИСПЫТАНИЯ И КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ СТЫКОВ ПРОМЫСЛОВЫХ И<br>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ .....                                                                                                                                                                                 | 1-9  |
| 1.8 ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА .....                                                                                                                                                                                                                                              | 1-10 |
| 1.9 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД.....                                                                                                                                                                                                          | 1-11 |
| 1.10 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ<br>ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ .....                                                                                                                                      | 1-11 |
| 1.11 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ<br>РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ<br>МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ .....                                                                                          | 1-11 |
| 1.12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА<br>ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО<br>СТРОИТЕЛЬСТВА .....                                                                                                       | 1-12 |
| 1.13 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ<br>ПРОЦЕССЕ.....                                                                                                                                                                                                    | 1-14 |
| 1.14 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И<br>СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ .....                                                                                                                                                                           | 1-15 |
| 1.15 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ<br>ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА .....                                                                                                                                                                    | 1-15 |
| 2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....                                                                                                                                                                                                                                   | 2-1  |
| 2.1 НАЗНАЧЕНИЕ .....                                                                                                                                                                                                                                                                         | 2-1  |
| 2.2 СТАНДАРТЫ И НОРМЫ .....                                                                                                                                                                                                                                                                  | 2-1  |
| 2.3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....                                                                                                                                                                                                                                                                     | 2-2  |
| 2.3.1 Технологические трубопроводы .....                                                                                                                                                                                                                                                     | 2-2  |
| 2.4 ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕД .....                                                                                                                                                                                                                                                                | 2-2  |
| 2.5 ВЫБОР МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ .....                                                                                                                                                                                                                                                     | 2-2  |
| 2.5.1 Трубы.....                                                                                                                                                                                                                                                                             | 2-2  |
| 2.5.2 Детали трубопроводов и фланцы .....                                                                                                                                                                                                                                                    | 2-4  |
| 2.5.3 Крепежные детали.....                                                                                                                                                                                                                                                                  | 2-5  |
| 2.5.4 Запорная и регулирующая арматура .....                                                                                                                                                                                                                                                 | 2-5  |
| 2.5.5 Опоры трубопроводов.....                                                                                                                                                                                                                                                               | 2-6  |
| 2.6 РАСЧЕТ ТОЛЩИН СТенок СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ .....                                                                                                                                                                                                                                        | 2-6  |

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 04.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | 0-3  |

Формат А4

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

|                                                                               |      |
|-------------------------------------------------------------------------------|------|
| 2.6.1 Исходные данные .....                                                   | 2-6  |
| 2.6.2 Расчет толщин стенок технологических трубопроводов .....                | 2-7  |
| 2.6.3 Расчет срока службы трубопроводов .....                                 | 2-9  |
| 2.7 ВЫБОРКА ТИПОРАЗМЕРА ТРУБ.....                                             | 2-9  |
| 2.8 МОНТАЖ И СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ .....                | 2-10 |
| 2.9 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ.....                 | 2-12 |
| 2.9.1 Защита от атмосферной коррозии.....                                     | 2-13 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ..... | А-1  |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОДЫ ДЛЯ ЗАКАЧКИ.....           | Б-1  |

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 04.09.26 |                             |                        | 0-4  |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        |      |

Формат А4

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

## 1 Поддержание пластового давления

### 1.1 Введение

В данном разделе проекта предусмотрено расширение системы поддержания пластового давления на кусте ЕР-1 Харьягинского нефтяного месторождения.

### 1.2 Исходные данные

При разработке раздела были использованы следующие исходные данные и материалы:

- Техническое задание на проектирование «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)», утвержденное генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» И.Н. Сидоровым
- Технические требования на проектирование «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)», утвержденное генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» И.Н. Сидоровым.
- «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин ЕР-1. Расширение» положительное заключение ГГЭ № 83-1-1-3-001796-2020.
- «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4С. Установка предварительного сброса воды на кустовой площадке ЕР-1» положительное заключение ГГЭ № 83-1-1-3-057347-2020.
- Материалы инженерных изысканий по кусту ЕР-1, выполненные АО «Гипровостокнефть» в 2025 г.

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

### 1.3 Существующее положение

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

Водоводы проложены надземно по эстакаде в теплоизоляции и с электрообогревом. Диаметр водоводов 200мм. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной коррозионной стойкости класса прочности Х60.

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 |                             |                        | 1-1  |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        |      |

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-03\_R04.docx

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

Трубопроводы проложены надземно по эстакаде в теплоизоляции и с электрообогревом. Диаметр водоводов 100 и 80 мм. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные из хладостойкой стали повышенной коррозионной стойкости класса прочности К52.

В настоящее время на кусте ЕР-1 предусмотрена система поддержания пластового давления, включающая в себя высоконапорный манифольд Ду 200мм, нагнетательные трубопроводы Ду 150 и нагнетательные скважины в количестве 6 штук.

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

##### **1.4.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции**

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

На кусте скважин ЕР-1 предусматриваются следующие этапы строительства:

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

1. Выкидная линия к скважине Е1-12 с инженерными сетями (реконструкция сооружения с кадастровым номером 83:00:080002:9174), в том числе:
  - существующий трубопровод системы ППД в подземном лотке к нагнетательной скважине Е1-12 (с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде на период отработки на нефть; узлы подключений около совмещенной эстакады выполнить надземно, основную линию очереди 3 оставить в лотке, с расширением её габарита надземной части). Расчетное давление в нагнетательном трубопроводе от коллектора системы ППД до фонтанной арматуры скважины Е1-12 принять равным 25 МПа. Максимальное устьевое давление для закачки воды в пласт – 21 МПа. Требуемая температура закачиваемой воды в пласт – не ниже 61°C. Параметры добычи и закачки по подключаемой скважине см. Приложение Б;
  - Сети КИП от местной аппаратной к скважине Е1-12 (прокладка дополнительных и демонтаж не задействованных кабельных линий в соответствии с требованиями к объемам автоматизации в разделе 16);
  - Кабельные высоковольтные сети к скважине Е1-12 от панели MVD, расположенной в ПС-35/6/0,4кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | 1-2  |

Формат А4

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

- Кабельные сети 0,4кВ к скважине Е1-12 от РУ-0,4кВ, расположенного в ПС-35/6/0,4кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;
- Сети электрообогрева к скважине Е1-12 от существующего щита электрообогрева, расположенного в ПС-35/6/0,4кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;
- Шахтный колодец скважины Е1-12 (существующий).

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

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

- трубопровод системы ППД к нагнетательной скважине Е1-23 (с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде на период отработки на нефть; узлы подключений около совмещенной эстакады выполнить надземно, основную линию очереди 4С оставить в лотке, с расширением её габарита надземной части). Расчетное давление в нагнетательном трубопроводе от коллектора системы ППД до фонтанной арматуры скважины Е1-23 принять равным 25 МПа. Максимальное устьевое давление для закачки воды в пласт – 21 МПа. Требуемая температура закачиваемой воды в пласт – не ниже 61°С. Параметры добычи и закачки по подключаемой скважине см. Приложение Б;
- Сети КИП от местной аппаратной к скважине Е1-23 (прокладка дополнительных и демонтаж не задействованных кабельных линий в соответствии с требованиями к объёмам автоматизации в разделе 16);
- Кабельные высоковольтные сети к скважине Е1-23 от панели MVD, расположенной в ПС-35/6/0,4кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;
- Кабельные сети 0,4кВ к скважине Е1-23 от РУ-0,4кВ, расположенного в ПС-35/6/0,4кВ (поз. 2.13 по ГП, оч.3), подключить согласно ТУ;
- Сети электрообогрева к скважине Е1-23 от существующего щита электрообогрева, расположенного в КТПНу-1600/6/0,4кВ (поз. 8 по ГП, пр.0947, оч.4А и 4В), подключить согласно ТУ;
- Шахтный колодец скважины Е1-23 (существующий).
- Площадка станций управления (поз.19. по ГП пр. 1209) с переводом под стоянку для автотранспорта.

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

1. Эстакада к нагнетательной скважине Е1-14 (I-2148) с инженерными сетями, в том числе:
  - Трубопровод системы ППД на эстакаде к нагнетательной скважине Е1-14 (с подключением к существующим нефтяным коллекторам на существующей совмещенной эстакаде на период отработки на нефть).
  - Расчетное давление в нагнетательном трубопроводе от коллектора системы ППД до фонтанной арматуры скважины Е1-14 принять 25 МПа. Максимальное устьевое давление для закачки воды в пласт – 21 МПа. Требуемая температура

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>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.

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

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

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

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

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

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

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>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.

## 1.5 Основные технологические решения

### 1.5.1 Расходы и требования к качеству закачиваемой воды

В соответствии с заданием на проектирование максимальный объем закачки воды в проектируемые скважины Е1-12, Е1-14, Е1-23 будет достигнут в 2028 году.

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

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

Температура жидкости, закачиваемой в пласт должна быть не менее плюс 61<sup>0</sup>С.

Объемы закачки воды в скважины по годам определены в соответствии заданием на проектирование приложение Б и приведены Таблица 1.1

**Таблица 1.1-Объемы воды для закачки**

| Номера проектируемых скважин | Объем закачки тыс.м3 в год |       |       |       |       |       |
|------------------------------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                              | 2026                       | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  |
| Е1-14                        | 47,7                       | 265,9 | 266,7 | 239,3 | 226,0 | 212,7 |
| Е1-12                        | 94                         | 265,9 | 266,7 | 239,3 | 226,0 | 212,7 |
| Е1-23                        | -                          | 345,0 | 333,4 | 299,2 | 282,5 | 265,9 |

### 1.5.2 Давление нагнетания воды в пласт

Давление в точке подключения на кусте к высоконапорному коллектору ППД составляет 21,0 МПа.

### 1.5.3 Источники водоснабжения системы заводнения

В качестве источника водоснабжения служит система закачки воды от УПСВ, расположенной на кусте ЕР-1 или сооружения подготовки пластовой воды, расположенных на площадке ЦПС Харьягинского месторождения. В качестве агента заводнения принята подготовленная пластовая вода от УПСВ или с площадки ЦПС.

Состав воды для закачки приведен в Приложении Б.

### 1.5.4 Обоснование проектных решений

В соответствии с заданием на проектирование предполагается расширение существующей системы ППД куста ЕР-1. При этом выполняется следующий объем работ:

- подключение трубопровода нагнетания скважины Е1-12 к эксплуатационному и замерному коллекторам на период отработки на нефть,
- строительство участка трубопровода нагнетания к скважине Е1-23 от врезки в коллектор системы ППД для работы после периода отработки на нефть;

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | 1-5  |

Формат А4

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

- строительство трубопровода нагнетания от врезки в коллектор системы ППД до скважины Е1-14 с обвязкой для работы на период отработки на нефть;
- обустройство устья нагнетательных скважин Е1-14,23.

В рамках данного проекта на кусте ЕР-1 для добывающей скважины Е1-25 проектируется двухлифтовая компоновка НКТ. Промывка лифта НКТ выполняется водой от коллектора системы ППД температурой +60°С. Трубопровод от коллектора системы ППД прокладываются с электрообогревом в теплоизоляции, совместно на одной эстакаде с выкидной линией к добывающие скважине. Давление подачи воды до 21МПа, расход воды составляет до 12м<sup>3</sup>/час.

В составе проекта приняты решения учитывающие требования Приказа №444 от 21.12.2021 г. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ТС ТР 032/2013 и ГОСТ 32569-2013.

Размещение сооружений на существующей кустовой площадке ЕР-2 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.

Схемы принципиальные технологические трубной обвязки и КИПиА нагнетательных скважин Е1-12, Е1-23, Е1-14 приведены на чертежах 1971-ГВН-314400-5-ТР2.2-003, 004, 005 соответственно.

Схема принципиальная технологическая двухлифтовой компоновки НКТ, включая коллектор и линию к скважине Е1-25, приведена на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР1.2-004.

## 1.6 Расчет и характеристика сетей

### 1.6.1 Трубопроводы нагнетания

Трубопроводы нагнетания предназначены для подачи воды в нагнетательные скважины Е1-12, Е1-23, Е1-14 и рассчитаны на пропуск расхода, необходимого для обеспечения проектных показателей объемов закачки с целью поддержания требуемого пластового давления.

В соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» категория трубопроводов нагнетания –относится к категории АІ(б).

Для определения диаметра проектируемых трубопроводов выполнен гидравлический расчет (п.4.6 данной пояснительной записки).

Расчётное давление в системе ППД составляет 25 МПа.

Давление испытания трубопровода принято равным 1,43Р<sub>р</sub>=35,75 МПа (согласно п.13.2 ГОСТ 32569-2013).

Сортамент труб системы ППД определен согласно прочностным и гидравлическим расчетам и представлен в разделе 2 данной пояснительной записки.

Участки трубопроводов нагнетания для скважин Е1-23, Е1-14 запроектированы из стальной бесшовной горячедеформированной трубы из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52 диаметрами 89х11мм, 114х14мм.

Трубопроводы нагнетания существующей скважины Е1-12 выполнен из трубы 168,3х29,9мм.

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 |                             |                        | 1–6  |
| 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.

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-03\_R04.docx

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

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

В соответствии с заданием на проектирование проектируемые участки трубопроводов до скважин Е1-12, Е1-23, Е1-14 прокладываются надземно в теплоизоляции с электрообогревом на эстакаде.

Трубопровод нагнетания к скважине Е1-14 прокладывается по проектируемым стойкам.

Участок трубопровода нагнетания к скважине Е1-23 прокладывается на кронштейнах существующей совмещенной эстакады на период отработки на нефть.

Участки трубопроводов для подключения существующей скважины Е1-12 к замерному и эксплуатационному коллекторам запроектированы в соответствии с разделом 1971-ГВН-314400-5-ТР1.1-001.

Монтаж вновь проектируемых участков трубопроводов выполняется из новых материалов и оборудования.

В соответствии с заданием на проектирование существующий трубопровод нагнетания до скважины Е1-12 очереди 3 проложен подземно в лотке в теплоизоляции с электрообогревом.

План сетей системы поддержания пластового давления на кусте ЕР-1 приведен на 1971-ГВН-314400-5-ТР2.2-002.

Обоснование материала и толщин стенок труб приведено в разделе 2 данного тома «Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия».

### 1.6.2 Устье нагнетательной скважины

В данном проекте предусматривается обустройство устья нагнетательных скважин Е1-14, 23 после ее отработки на нефть.

Диаметры трубопроводов, идущего к нагнетательной скважине, приняты из условия возможности закачки в одну скважину максимального объема воды, который будет достигнут в 2028 году (см. Таблица 1.2).

Обустраиваемые скважины оснащены устьевой арматурой. Для предотвращения замерзания, устье скважины обогревается саморегулируемым кабелем и теплоизолируется.

В обвязке скважин предусматривается установка обратного клапана, крана шарового, вихревого расходомера, датчика давления для контроля параметров закачки.

После отработки на нефть скважин Е1-14,23 в конструкции фонтанной арматуры производится замена переходника трубной головки (планшайбы) с кабельным вводом на глухой переходник трубной головки без кабельного ввода, в обвязке устьевой арматуры проводятся работы по демонтажу обратного устьевого клапана и штуцерной камеры.. Дроссель, регулируемый поворачивают для подачи продукта в скважину.

После отработки на нефть скважины Е1-14,23 происходит извлечение погружного насосного оборудования и насосно-компрессорных труб.

Обустройство нагнетательных скважин выполняется из новых материалов и оборудования.

|      |         |      |        |       |          |                             |                       |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|-----------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 |                             |                       | 1-7  |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                       |      |

Формат А4

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

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

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

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

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

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

От фланцевых соединений арматур образуется зона 2 радиусом 3 м.

### 1.6.3 Гидравлический расчет

Для определения диаметра вновь проектируемых участков трубопроводов нагнетания к скважинам Е1-14, Е1-23 и проверки существующего трубопровода нагнетания к скважине Е1-12 выполнен гидравлический расчет от точки подключения к ранее запроектированному коллектору ППД на площадке куста ЕР-1 до скважин. Расчет выполнен из условий:

- напора 2019,2 м в точке подключения;
- обеспечения давления на устьях скважин не менее 19,0 МПа.

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

Исходные данные и результаты гидравлического расчета трубопровода нагнетания от точки подключения к коллектору ППД до нагнетательных скважин на площадке куста скважин приведены в Таблица 1.2

**Таблица 1.2- Гидравлический расчет**

| Площадка                                   | Нагнетательный<br>трубопровод до<br>скважины Е1-14 | Нагнетательный<br>трубопровод до<br>скважины Е1-12<br>(сущ., в трубном<br>канале, проект<br>очереди 3) | Нагнетательный<br>трубопровод до<br>скважины Е1-23<br>(сущ., в траншее,<br>проект 1209) |
|--------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Расход, м3/сут</b>                      | 730,69                                             | 730,69                                                                                                 | 913,42                                                                                  |
| <b>Расход, м3/ч</b>                        | 30,4                                               | 30,4                                                                                                   | 38,1                                                                                    |
| <b>Расход, л/с</b>                         | 8,46                                               | 8,46                                                                                                   | 10,57                                                                                   |
| <b>Длина участка, м</b>                    | 42,3                                               | 54,6                                                                                                   | 44,2                                                                                    |
| <b>DxS, мм</b>                             | 114x14                                             | 168,3x29,9                                                                                             | 89x11                                                                                   |
| <b>V, м/с</b>                              | 1,456                                              | 1,990                                                                                                  | 2,998                                                                                   |
| <b>1000i, (потери: метров на километр)</b> | 55,097                                             | 16,737                                                                                                 | 322,984                                                                                 |

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | 1-8  |

Формат А4

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

| Площадка                                        | Нагнетательный трубопровод до скважины Е1-14 | Нагнетательный трубопровод до скважины Е1-12 (сущ., в трубном канале, проект очереди 3) | Нагнетательный трубопровод до скважины Е1-23 (сущ., в траншее, проект 1209) |
|-------------------------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| Потери напора по длине, м                       | 2,56                                         | 1,01                                                                                    | 15,70                                                                       |
| Давление в точке подключения на кусте ЕР-1, МПа | 21,0                                         | 21,00                                                                                   | 21,00                                                                       |
| Напор в точке подключения на кусте ЕР-1, м      | 2019,2                                       | 2019,2                                                                                  | 2019,2                                                                      |
| Напор в расчетной точке, м                      | 2016,7                                       | 2018,2                                                                                  | 2003,5                                                                      |
| Давление у сооружения, МПа                      | 20,97                                        | 20,99                                                                                   | 20,84                                                                       |
| Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>               | 1040                                         | 1040                                                                                    | 1040                                                                        |

#### 1.6.4 Коллектор, трубопровод двухлифтовой компоновки НКТ

Для промывки лифта НКТ запроектированы коллектор и трубопроводы двухлифтовой компоновки НКТ от точки врезки в основной коллектор системы ППД в районе существующей нагнетательной скважины Е1-21 до скважины Е1-25.

В соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» категория коллектор, трубопровод двухлифтовой компоновки —относится к категории АІ(б).

На коллекторе двухлифтовой компоновки НКТ устанавливаются запорная арматура с электроприводом, расходомер, датчик давления для контроля параметров, регулирующая арматура.

На трубопроводе двухлифтовой компоновки НКТ к скважине Е1-25 предусматриваются: запорная арматура с электроприводом, обратный клапан, запорная арматура ручная, датчик давления для контроля параметров.

Коллектор и трубопровод для двухлифтовой компоновки НКТ прокладываются с электрообогревом в теплоизоляции.

Давление подачи воды до 21МПа, расход воды составляет до 12м<sup>3</sup>/час, температура воды 60<sup>0</sup>С.

Коллектор и трубопровод для двухлифтовой компоновки НКТ запроектированы из стальной бесшовной горячедеформированной трубы из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА, класса прочности К52 диаметрами 57х9мм.

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

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

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

Трубопроводы, до ввода их в эксплуатацию, подвергаются очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность. Очистку трубопровода и испытания

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>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.

осуществляют по специальной инструкции, отражающей местные условия работ. Специальная инструкция составляется Заказчиком совместно со строительной-монтажной организацией и согласовывается с проектной организацией.

Очистку полости трубопроводов производят продувкой сжатым воздухом.

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

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

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

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

### **1.8 Требования к организации производства**

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

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

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

- создание рациональной производственной структуры внутри предприятия и организация основных производственных процессов (состав и номенклатура цехов, служб и подразделений, степень их специализации), а также вопросы, связанные непосредственно с регламентом работы цехов и участков и обеспечения бесперебойного хода производственного процесса;
- техническое и квалифицированное обслуживание основного производства, обеспечивающее ритмичный выпуск высококачественной продукции;
- управление производством.

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

- индивидуальными самоспасателями – полумаска марки UNIX 2100;

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 |                             |                        | 1-10 |
| 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.

- индивидуальными газоанализаторами – Gazbage pro, ЭРИС, Микросенс (H<sub>2</sub>S).  
 Место хранения аварийного запаса средств индивидуальной защиты – операторная на кустовой площадке ЕР-1.

### **1.9 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд**

На обогрев расположенных на кусте трубопроводов используется электроэнергия.  
 Электроснабжение Харьягинского месторождения осуществляется газотурбинными электростанциями, расположенными на площадке ЦПС, а также аварийными дизельными генераторами, расположенными как на площадке ЦПС, так и на каждом кусте скважин.  
 Общая потребность в электроэнергии для обогрева трубопроводов на кусте ЕР-1 и обоснование потребности электроэнергии представлены в Томе 5.1.1 «Система электроснабжения».

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

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

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

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

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

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 |                             |                        | 1-11 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        |      |

Формат А4

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

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

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», Постановление 40 от 2 декабря 2020г. «Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

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

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

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

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

В организации в рамках созданной системы управления промышленной безопасностью осуществляется производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности и охраны труда в соответствии с Положением о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте с учетом профиля объекта и в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 18.12.20 N 2168 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте», СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий».

Устанавливаются следующие уровни и формы проведения контроля:

- постоянный контроль (проверка) работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала и в процессе выполнения работы;

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 |                             |                        | 1-12 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        |      |

Формат А4

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

- оперативный периодический ступенчатый контроль, проводимый руководителями работ (бригадами, мастерами, руководителями подразделений) в процессе оперативного руководства коллективами или закрепленными участками работ;

- выборочный контроль состояния охраны и условий безопасности труда, проводимый службой охраны труда. Санитарно-химические и инструментальные исследования проводятся в рабочей зоне, на рабочих местах (постоянных и непостоянных), в производственных помещениях, на промплощадке, при характерных технологических процессах. Порядок проведения замеров, объем исследований, выбор точек, проведение контроля по максимально разовой или среднесменной ПДК определяются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

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

- Трудового Кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ (с изменениями на 29 сентября 2025 г.);

- Федерального закона РФ от 30.03.99 г. № 52-ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения (с изменениями на 26 декабря 2024 года).

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

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

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

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

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

Расследование каждого случая острого или хронического профессионального заболевания проводится в соответствии с Постановлением «О порядке расследования и учета

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 |                             |                        | 1-13 |
| 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.

случаев профессиональных заболеваний работников», утвержденным Постановлением правительства РФ от 05.07.2022 года № 1206.

Страховая защита производственно-хозяйственной деятельности и персонала предусматривает:

- государственное страхование;
- страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с Федеральным законом от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ (с изменениями на 28 декабря 2024 г.)
- Письмом ФСС РФ от 6 февраля 2003 г. № 02-18/07-832 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний иностранных граждан и лиц без гражданства»;
- страхование работников в системе обязательного социального страхования, медицинское страхование работников в соответствии с Федеральным законом "О медицинском страховании граждан в Российской Федерации";
- ведомственное (профессиональное) страхование (как отдельные виды страховой защиты производственно-хозяйственной деятельности и персонала, так и комплексное страхование промышленных рисков).

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

### **1.13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе**

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

Для нагнетательной скважины Е1-14 и скважин Е1-12, Е1-23 предусматривается:

- контроль давления на буфере и в нагнетательном трубопроводе,
- контроль объема закачки.

Контроль температуры воды на ППД выполнен однократно в начале коллектора.

Для добывающей скважины Е1-25 с двухлифтовых компоновок предусматривается следующий объем автоматизации:

- контроль давления на линии нагнетания;
- дистанционное управление и контроль привода арматуры на подключение к линии ППД;

В целях обеспечения безопасных условий труда и раннего обнаружения возможных аварийных выбросов для проектируемых объектов предусматривается установка взрывозащищенных газоанализаторов контроля токсичных газов (H<sub>2</sub>S).

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

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 |                             |                        | 1-14 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        |      |

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-03\_R04.docx

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в Томе 6.3 (1971-ГВН-314400-5-ТР3).

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

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

- полная герметизация технологических процессов;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;
- дистанционный контроль и управление технологическими процессами, 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 продуктов, а также требований действующих нормативно-технических документов;
- применение запорной арматуры соответствующего класса герметичности;
- используется минимально необходимое количество фланцевых соединений;
- предусмотрена молниезащита и защита от статического электричества и защитные меры электробезопасности.

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

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

Все технические решения при обустройстве Харьягинского месторождения приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами, приведенными в Приложении А «Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов».

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

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 14.09.26 |                             |                        | 1-15 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        |      |

Формат А4

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

## 2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

### 2.1 Назначение

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

### 2.2 Стандарты и нормы

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

- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- ГОСТ Р 53679-2009 (ISO 15156-1:2001) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию»;
- ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали стойкие к растрескиванию и применению чугунов»;
- Приказ №534 от 2020 года «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 34667.2-2020 (ISO 12944-2:2017) «Материалы лакокрасочные. Защита стальных конструкций от коррозии при помощи лакокрасочных систем. Часть 2. Классификация условий окружающей среды».

### 2.3 Общие положения

#### 2.3.1 Технологические трубопроводы

Выбор материального исполнения технологических трубопроводов осуществлен в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                                    |                        | 2-1  |

Формат А4

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

устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». Расчет толщин стенок технологических трубопроводов выполнен по методикам стандарта ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

## 2.4 Характеристика сред

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

Пластовая вода содержит до 77,5 мг/л сероводорода. В связи с наличием коррозионно-активных элементов рабочие среды относятся к коррозионно-опасным средам. При эксплуатации труб в таких средах будет протекать сероводородная коррозия, а также возможно проявление сульфидно-коррозионного растрескивания металла под напряжением.

## 2.5 Выбор материального исполнения

### 2.5.1 Трубы

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

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

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

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

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

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 |                                    |                        | 2-2  |
| 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.

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

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

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

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

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

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

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;
- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твердость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведенных на заводе-изготовителе;
- сведения о результатах испытаний на сероводородное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC) и водородное растрескивание (HIC) (для труб пластовых вод).

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

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 |                                    |                        | 2-3  |
| Изм. | Коп.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                                    |                        |      |

Формат А4

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

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

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

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

## 2.5.2 Детали трубопроводов и фланцы

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами или техническими условиями, утвержденными в установленном порядке. Соединительные детали разнотолщинных трубопроводов разрабатываются на заводе-изготовителе по специально разработанным чертежам. Стали, из которых изготовлены соединительные детали трубопроводов и фланцы, должны соответствовать марке стали и классу прочности трубы, на которой они устанавливаются. При применении и сварке разнородных сталей следует руководствоваться указаниями соответствующих нормативно-технических документов.

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

Для трубопроводов DN≤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 надежности должны быть в термообработанном состоянии (закалка с последующим отпуском). Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец.

Для деталей технологических трубопроводов из сталей повышенной эксплуатационной надежности применяются дополнительные требования по ударной вязкости - не менее 98 Дж/см<sup>2</sup> (10,0 кгс·м/см<sup>2</sup>) на образцах KCU при температуре минус 60 °С и на образцах KCV при температуре минус 40 °С.

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>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 высоконапорных водопроводов применять фланцы стальные приварные встык согласно ASME B16.5 на класс давления 1500. Материальное исполнение фланцев принять из стали 13ХФА.

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

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

### 2.5.3 Крепежные детали

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

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

### 2.5.4 Запорная и регулирующая арматура

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

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

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

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                                    |                        | 2-5  |

Формат А4

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

## 2.5.5 Опоры трубопроводов

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

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

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

## 2.6 Расчет толщин стенок стальных трубопроводов

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

### 2.6.1 Исходные данные

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

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

| DN<br>мм               | Категория | Назначение<br>трубопровода                                                                                               | Максимальное<br>расчетное<br>давление, МПа | Температура<br>продукта, °С | Количество<br>коррозионных<br>компонентов, мг/л |                 |
|------------------------|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------------------|-----------------|
|                        |           |                                                                                                                          |                                            |                             | H <sub>2</sub> S                                | CO <sub>2</sub> |
| Обвязка скважины E1-14 |           |                                                                                                                          |                                            |                             |                                                 |                 |
| 25                     | A(6), I   | Трубопровод нагнетания к<br>скв.E1 14 (надземный)                                                                        | 25,0                                       | +60...+65                   | до 77,5                                         | —               |
| 50                     |           |                                                                                                                          |                                            |                             |                                                 |                 |
| 100                    |           |                                                                                                                          |                                            |                             |                                                 |                 |
| Обвязка скважины E1-23 |           |                                                                                                                          |                                            |                             |                                                 |                 |
| 25                     | A(6), I   | Участок трубопровода<br>нагнетания к скв.E1 23<br>(надземный)                                                            | 25                                         | +60...+65                   | до 77,5                                         | —               |
| 50                     |           |                                                                                                                          |                                            |                             |                                                 |                 |
| 80                     |           |                                                                                                                          |                                            |                             |                                                 |                 |
| Обвязка скважины E1-25 |           |                                                                                                                          |                                            |                             |                                                 |                 |
| 25                     | A(6), I   | Коллектор 2-х лифтовой<br>системы НКТ (надземный),<br>Трубопровод нагнетания 2-<br>х лифтовой системы НКТ<br>(надземный) | 25                                         | +60...+65                   | до 77,5                                         | —               |
| 50                     |           |                                                                                                                          |                                            |                             |                                                 |                 |

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                                    |                        | 2–6  |

Формат А4

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

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

**Таблица 2.2 – Механические характеристики материала труб**

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

## 2.6.2 Расчет толщин стенок технологических трубопроводов

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

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

где  $s_R$  – расчетная толщина стенки, мм;  
 $p$  – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;  
 $D_a$  – наружный диаметр трубопровода, мм;  
 $[\sigma]$  – допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа;  
 $\varphi_y$  – 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  $\sigma_p$  – минимальное значение предела текучести, МПа;  
 $\sigma_B$  – 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:

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

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | 2-7  |

Формат А4

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

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

**Таблица 2.3 – Результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов**

| Дн, мм | Р, МПа | [σ], МПа | δ, % | Толщина стенки, мм |       |       |                   |               |          |
|--------|--------|----------|------|--------------------|-------|-------|-------------------|---------------|----------|
|        |        |          |      | Расчетная $s_R$    | $C_1$ | $C_2$ | Отбраковочная [s] | Номинальная s | Принятая |
| 32     | 25,0   | 212,5    | 10,0 | 1,78               | 0,60  | 3     | 2,43              | 5,43          | 6        |
| 57     | 25,0   | 212,5    | 12,5 | 3,17               | 1,12  | 3     | 4,29              | 7,29          | 9        |
| 89     | 25,0   | 212,5    | 12,5 | 4,94               | 1,38  | 3     | 6,32              | 9,32          | 11       |
| 114    | 25,0   | 212,5    | 12,5 | 6,33               | 1,75  | 3     | 8,08              | 11,08         | 14       |

### 2.6.3 Расчет срока службы трубопроводов

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

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

где  $s$  – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

$s_R$  – расчетная толщина стенки трубопроводов, мм;

$c_1$  – прибавка на утонение стенки, мм;

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

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

**Таблица 2.4 – Результаты расчета ресурса трубопроводов**

| Наружный диаметр, мм | s, мм | Давление, МПа | Предел текучести, МПа | Временное сопротивление разрыву, МПа | $C_1$ , мм | $s_R$ , мм | [s]* | $V_c$ , мм/год | $T_r$ , лет |
|----------------------|-------|---------------|-----------------------|--------------------------------------|------------|------------|------|----------------|-------------|
| 32                   | 6     | 25,0          | 372                   | 510                                  | 0,60       | 1,78       | 1,50 | 0,15           | 24          |
| 57                   | 9     | 25,0          | 372                   | 510                                  | 1,12       | 3,17       | 1,50 | 0,15           | 31          |
| 89                   | 11    | 25,0          | 372                   | 510                                  | 1,38       | 4,94       | 2,00 | 0,15           | 31          |
| 114                  | 14    | 25,0          | 372                   | 510                                  | 1,75       | 6,33       | 2,00 | 0,15           | 39          |

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

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>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.

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 учетом требований НТД, прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

**Таблица 2.5 – Материальное исполнение и сортамент стальных трубопроводов**

| Наименование участка трубопровода                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | DN, мм | P, МПа | Температура продукта, °С | Параметры трубопровода |         |                                                                                                                                                           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------------------------|------------------------|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |        |        |                          | Категория              | D×S, мм | Тип трубы, материал                                                                                                                                       |
| Обвязка скважины E1-14                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |        |        |                          |                        |         |                                                                                                                                                           |
| Трубопровод нагнетания к скв.E1 14 (надземный)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 25     | 25,0   | +60...+65                | A(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     |        |                          |                        | 57×9    |                                                                                                                                                           |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 100    |        |                          |                        | 114×14* |                                                                                                                                                           |
| Обвязка скважины E1-23                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |        |        |                          |                        |         |                                                                                                                                                           |
| Участок трубопровода нагнетания к скв.E1 23 (надземный)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 25     | 25,0   | +60...+65                | A(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     |        |                          |                        | 57×9    |                                                                                                                                                           |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 80     |        |                          |                        | 89×11   |                                                                                                                                                           |
| Обвязка скважины E1-25                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |        |        |                          |                        |         |                                                                                                                                                           |
| Коллектор 2-х лифтовой системы НКТ (надземный), Трубопровод нагнетания 2-х лифтовой системы НКТ (надземный)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 25     | 25,0   | +60...+65                | A(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     |        |                          |                        | 57×9    |                                                                                                                                                           |
| Примечания:<br>* Возможно применение трубы из наличия на складе Заказчика типоразмером 114,3х21,4 в соответствии с сертификатом качества №1108620/2/1 от 18.08.16<br>** Примечание: трубы, используемые для нагнетательных трубопроводов, проходят испытание на сероводородное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC) и водородное растрескивание (HIC) согласно приложения В к ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003). Применяемые материалы/оборудование устойчивы к сульфидно-коррозионному растрескиванию в течении всего срока эксплуатации |        |        |                          |                        |         |                                                                                                                                                           |

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Коп.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                                    |                        | 2–9  |

Формат А4

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

## 2.8 Монтаж и сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

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

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

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

Типы сварочных швов должны соответствовать:

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

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

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

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

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

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

- для автоматической сварки под флюсом применять сварочную проволоку Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70 и флюсы по ГОСТ 9087-81;

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>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.

– для полуавтоматической сварки стыков труб применять самозащитные порошковые проволоки, аттестованные марки которых следует выбирать в соответствии с технологической картой.

Для ручной электродуговой сварки рекомендуемые к применению электроды марки:

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

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

- Ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов из низколегированных сталей должна составлять не менее 20 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCV или не менее 50 Дж/см<sup>2</sup> на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;
- Выполнить термообработку сварных швов трубопроводов. Вид термообработки – высокий отпуск. Параметры термообработки определяются специализированными организациями. Твердость металла шва и ЗТВ после термообработки не должна превышать 240 HV<sub>10</sub> или 240 HB.

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

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

## 2.9 Антикоррозионная защита трубопроводов и оборудования

Защита 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.

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | 2-11 |

Формат А4

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

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

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

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

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

### 2.9.1 Защита от атмосферной коррозии

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

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

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

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

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

ЛКМ – это поверхностные пленкообразующие покрытия, способные при нанесении их на какую-либо поверхность высыхать или полимеризоваться с образованием твердой и прочной пленки. Их широко применяют для защиты, от коррозии наружной и внутренней

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 |                                    |                        | 2-12 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                                    |                        |      |

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-04\_R04.docx

поверхности подземных, надземных и подводных газонефтепроводов, резервуаров, различных строительных конструкций и т.д.

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

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

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

| Фирма производитель                  | Система покрытия | Кол-во слоев и толщина слоя, мкм | Общая толщина покрытия, мкм | Прогнозируемый срок службы, годы |
|--------------------------------------|------------------|----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| ВМП, Россия                          | ИЗОЛЭП-mastic    | 1x300                            | 300                         | Не менее 15                      |
| Краском, Россия                      | Дюропокс ДТМ 70  | 2x80                             | 160                         | Не менее 15                      |
| Морозовский химический завод, Россия | Армокот F100     | 2x75                             | 150                         | Не менее 15                      |
| ООО «Прайм ТОП», Россия              | Fortis Zone 954  | 1x400                            | 400                         | Не менее 15                      |

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

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

**Таблица 2.7 - Системы покрытий для защиты металлоконструкций**

| Фирма производитель | Система покрытия | Кол-во слоев и толщина слоя, мкм | Общая толщина покрытия, мкм | Прогнозируемый срок службы, годы |
|---------------------|------------------|----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| ВМП, Россия         | ЦИНЭП            | 1x40                             | 200                         | 15                               |
|                     | ИЗОЛЭП-mio       | 1x100                            |                             |                                  |
|                     | ПОЛИТОН-УР (УФ)  | 1x60                             |                             |                                  |
|                     | ЦИНЭП            | 1x60                             | 200                         | 15                               |
|                     | Политон-УР       | 1x70                             |                             |                                  |

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                                    |                        | 2-13 |

Формат А4

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

| Фирма<br>производитель                     | Система покрытия                 | Кол-во слоев и<br>толщина слоя,<br>мкм | Общая<br>толщина<br>покрытия, мкм | Прогнозируемый<br>срок службы, годы |
|--------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
|                                            | ПОЛИТОН-УР (УФ)                  | 1x70                                   | 200                               | 15                                  |
|                                            | ИЗОЛЭП-primer                    | 1x150                                  |                                   |                                     |
|                                            | ПОЛИТОН-УР (УФ)                  | 1x50                                   |                                   |                                     |
| Краском,<br>Россия                         | Дюропокс ДТМ 70                  | 1x110                                  | 160                               | 15                                  |
|                                            | Изопур Финиш 80                  | 1x50                                   |                                   |                                     |
| Морозовский<br>химический завод,<br>Россия | Армокот 01                       | 1x50                                   | 190                               | 25                                  |
|                                            | Армокот F100                     | 2x70                                   |                                   |                                     |
| ООО «Прайм<br>ТОП»,<br>Россия              | Fortis Fast 278                  | 1x180                                  | 240                               | 25                                  |
|                                            | Fortis Top 990                   | 1x60                                   |                                   |                                     |
| ООО «Завод ВДМ<br>«Пигмент»,<br>Россия     | Грунтовка ЭпоксиКоут<br>цинк     | 1x80                                   | 280                               | 25                                  |
|                                            | Грунтовка ЭпоксиКоут<br>064      | 1x120                                  |                                   |                                     |
|                                            | Эмаль Урпейнт                    | 1x80                                   |                                   |                                     |
|                                            | Грунт-эмаль<br>ЭпоксиКоут Мاستик | 1x150                                  | 210                               | 15                                  |
|                                            | Эмаль Урпейнт                    | 1x60                                   |                                   |                                     |

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

|      |         |      |        |       |          |                                    |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|------------------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 02.09.26 | <b>1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001</b> | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                                    |                        | 2-14 |

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-04\_R04.docx

## Приложение А

### Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

1. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требований к их содержанию».
2. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
3. СП 129.13330.2019 «Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации» Актуализированная редакция СНиП 3.05.04-85.
4. СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. Постановление Госстроя СССР от 07.05.1984 N 72.
5. 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).
6. 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).
7. 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).
8. ГОСТ 17379-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №20 от 1.11.01).
9. ГОСТ 33259-2015. Фланцы стальные приварные встык на Ру от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см<sup>2</sup>). Конструкция и размеры. Утв. Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, Приказ № 443-ст от 26.05.2015.
10. ГОСТ 27772-2021. Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 22 октября 2021 г. N 144-П), Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 ноября 2021 г. N 1658-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 27772-2021 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 августа 2022 г.
11. ГОСТ 8731-2025. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. Документ утвержден – Росстандарт; Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Приказ 1680-ст от 10.12.202.
12. ГОСТ 8732-2025. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. Документ утвержден – Росстандарт; Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Приказ 1681-ст от 10.12.2025.

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
|      |         |      |        |       |          | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 04.09.26 |                             |                        | A-1  |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        |      |

Формат А4

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

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

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 04.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | A-2  |

Формат А4

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

## Приложение Б

### Количественный химический анализ воды для закачки

ООО "Наука II"  
 Аналитическая лаборатория  
 169710, Республика Коми, г.Усинск, ул.Кооперативная, 3 "А"  
 тел. 41-6-49, 4-22-22

Протокол № 1925  
 количественного химического анализа пробы пластовой воды

Заказчик: ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга", г. Москва, Армянский пер., д. 9/1/1, стр. 1

Наименование объекта аналитического контроля по маркировке заказчика: Вода пластовая  
 Точка отбора по маркировке заказчика: выход БКНС  
 Дата и время отбора по маркировке заказчика: 07.08.2017  
 Дата регистрации: 14.08.2017  
 Дата проведения испытаний: с 17.08. по 18.08., 22.08.2017г  
 Акт приема-сдачи пробы: 97В  
 Внутрilaбораторный шифр: 127В

#### Результаты анализа

| №<br>п/п | Определяемый показатель                     | Результат определения |                       |
|----------|---------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
|          |                                             | мг/дм <sup>3</sup>    | мгэкв/дм <sup>3</sup> |
| 1        | Карбонаты                                   | отсутствие            |                       |
| 2        | Гидрокарбонаты                              | 500,2                 | 8,2                   |
| 3        | Хлориды                                     | 34701,0               | 978,9                 |
| 4        | Сульфаты                                    | 556,7                 | 11,6                  |
| 5        | Кальций                                     | 2425,0                | 121,0                 |
| 6        | Магний                                      | 1410,0                | 116,0                 |
| 7        | Натрий + Калий                              | 17519,1               | 761,7                 |
| 8        | Общая минерализация                         | 57112,0               | 1997,4                |
| 9        | Железо общее, мг/дм <sup>3</sup>            |                       | 1,29                  |
| 10       | Водородный показатель, ед. рН               |                       | 5,69                  |
| 11       | Плотность воды при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> |                       | 1040,0                |
| 12       | Тип воды                                    | хлоркальциевый        |                       |

Испытания (измерения) выполнены согласно ГОСТ 26449.1. Определение типа воды, показателей "натрий+калий", общей минерализации произведено расчетом.

Определение "железо общее" по ОСТ 39-191-85

Начальник аналитической лаборатории



Т.Б. Барашкина

24 августа 2017 г.

МП:

Примечание:

1. Результаты испытаний относятся только к образцам, прошедшим испытания.
  2. Любые исправления и дополнения после регистрации и подписания протокола оформляются отдельным протоколом.
  3. Воспроизведение настоящего протокола без разрешения ООО "Наука II" запрещено.
  4. За отбор и доставку проб, выполненную заказчиком лаборатория ответственности не несет
- Протокол составлен в двух экземплярах, один из которых хранится в лаборатории

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 04.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>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.

ООО «Наука II»  
 Аналитическая лаборатория  
 169710, Республика Коми, г. Усинск, ул. Кооперативная 3 «А»,  
 Тел/факс 41-6-49 тел. 4-22-22

**ПРОТОКОЛ № 3421**  
 Количественного химического анализа пробы пластовой воды

Заказчик:

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»  
 г. Москва, Армянский пер., д. 9/1/1, стр. 1

Наименование объекта аналитического контроля:

Вода пластовая

Точка отбора:

Выход V-1903, Т-2.8

Дата и время отбора:

20.10.2016 г.

Дата регистрации:

20.10.2016 г.

Дата проведения испытаний:

21.10.2016 г.

Внутрилабораторный шифр:

327В

Акт приема-сдачи пробы №:

208В

**Результаты испытаний**

| № п/п | Определяемый ингредиент | Единицы измерения  | Результаты определения | НД            |
|-------|-------------------------|--------------------|------------------------|---------------|
| 1     | Сероводород             | мг/дм <sup>3</sup> | 440,48                 | ОСТ 39-234-89 |

Начальник аналитической лаборатории



Т.Б. Барашкина



За отбор и доставку проб, выполняемых заказчиком, лаборатория ответственности не несет.  
 Результат КХА и испытаний распространяются на предоставленный образец, если не указано особо.  
 Любые исправления и дополнения после регистрации и подписания протокола оформляются отдельным протоколом.  
 Запрещается частичная или полная переписка протокола без письменного разрешения лаборатории (согласно ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009).

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 04.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>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.

## ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 349 от 19.12.2019г.

**Организация-исполнитель:** АО «Гипровостокнефть»

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

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

**Наименование образца:** пластовая вода

**Номер акта отбора:**

**НД на отбор проб:** ГОСТ 21517-2012

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

**Дата отбора:** 24.11.2019г.

**Дата доставки:** 17.12.2019г.

**Дата анализа:** 17.12.2019г.

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

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 04.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Коп.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | Б-3  |

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-06\_R04.docx

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

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

Ведущий инженер

Главный специалист

С.Н. Черская  
 А.В. Николаев



### Содержание газа в воде

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

|      |         |      |        |       |          |                             |                        |      |
|------|---------|------|--------|-------|----------|-----------------------------|------------------------|------|
| 04   | -       | Зам. | -      |       | 04.09.26 | 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001 | АО<br>ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата     |                             |                        | Б-4  |

Формат А4

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

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР2.1-001-06\_R04.docx