

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы   |
|---|
| <b>Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта расположенного в Западной Сибири</b> |

УДК 621.645.2:622.691.4.053(571.1)

Обучающийся

| Группа  | ФИО                         | Подпись | Дата |
|---------|-----------------------------|---------|------|
| 3-2Б8А2 | Ратасеп Станислав Сергеевич |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность  | ФИО                           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|-------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Гончаров Николай Вячеславович | к.т.н.                 |         |      |

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность   | ФИО                      | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОСГН | Креницына Зоя Васильевна | к.т.н.                 |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность                 | ФИО                       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель ООД | Гуляев Милий Всеволодович |                        |         |      |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО                           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|-------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД       | Чухарева Наталья Вячеславовна | к.х.н                  |         |      |

## Планируемые результаты обучения

| <i>Код результата</i>   | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>   | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>  |
|---|---|--|
| <b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>                |   |  |
| <b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>   |   |  |
| P1  | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности    | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>                      |
| P2  | Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности                            | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>                                     |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i>   |   |  |
| P3  | Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i> |
| P4  | Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>   |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i>   |   |  |
| P5  | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>                  |
| P6  | Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>                                |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>  |   |  |
| P7  | Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела                    | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>                            |
| <i>в области проектной деятельности</i>   |   |  |
| P8  | Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов                  | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>          |
| <b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b> |   |  |

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>   | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>   |
|-----------------------|---|---|
| P9                    | Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН  | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК14), требования профессионального стандарта 19.016 «Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов». |
| P10                   | Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке по трубопроводам газа».                |
| P11                   | Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН                | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК13), требования профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке по трубопроводам газа».           |

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
ООП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки  
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ Чухарева Н.В.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

## ЗАДАНИЕ

### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Обучающийся:

| Группа  | ФИО                          |
|---------|------------------------------|
| 3-2Б8А2 | Ратасепу Станислав Сергеевич |

Тема работы:

|  |                         |
|--|-------------------------|
| Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта расположенного в Западной Сибири |                         |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)  | № 45-45/с от 14.02.2022 |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| Исходные данные к работе |  |
|--------------------------|--|
|                          | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы, внутренняя техническая документация.<br>Объектом исследования является камера приема-пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД).<br>Режим работы КПП периодический, круглогодичный.<br>На территории находятся объекты, относящиеся к |

|   |   |
|---|---|
|   | технологическим сооружениям повышенной опасности, которые требуют особых условий их эксплуатации.   |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | В работе рассмотрены способы диагностики и очистки магистральных нефтепроводов (МН), обоснование выбора и периодичность диагностики. Изучена конструкция камеры приема-пуска. Произведен поиск технической и патентной литературы с целью определения наиболее эффективной конструкции камеры приема-пуска. Рассмотрен порядок организации работ по реконструкции камеры приема-пуска очистных средств, а также произведен расчет прочностных характеристик камеры.<br>Произведена экономическая оценка эксплуатации очистных средств путем пуска посредством применяемой и модифицированной камеры пуска-приема. Проведено сравнение технологических и экономических показателей эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики МН. |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>             |   |
| <b>Раздел</b>   | <b>Консультант</b>  |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение               | Доцент ОСГН, к.т.н., Криницына З.В.   |
| Социальная ответственность  | Ст. преподаватель ООД, Гуляев М.В.  |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>  |   |
| <b>В работе отсутствуют разделы на иностранном языке</b>                      |   |

|   |  |
|---|--|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> |  |
|---|--|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность  | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|----------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Гончаров Н. В. | к.т.н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

| Группа  | ФИО          | Подпись | Дата |
|---------|--------------|---------|------|
| 3-2Б8А2 | Ратасеп С.С. |         |      |

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2022 /2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Тема работы:

**Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта расположенного в Западной Сибири**

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)  | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 14.02.2023    | <i>Введение</i>  | 5                                  |
| 18.02.2023    | <i>Обзор литературы</i>  | 10                                 |
| 24.02.2023    | <i>Методы диагностики и средства очистки магистральных нефтепроводов</i>                                       | 10                                 |
| 04.03.2023    | <i>Организация работ по очистке и диагностике магистральных нефтепроводов</i>                                  | 15                                 |
| 21.03.2023    | <i>Камера приема и пуска средств очистки и диагностики нефтепроводов. Порядок проведения реконструкции КПП</i> | 20                                 |
| 25.04.2023    | <i>Проектировочный расчет камеры приема и запуска средств очистки и диагностики</i>                            | 10                                 |
| 11.05.2023    | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>   | 5                                  |
| 11.05.2023    | <i>Социальная ответственность</i>  | 5                                  |
| 17.05.2023    | <i>Заключение</i>  | 10                                 |
| 27.05.2023    | <i>Презентация</i>   | 10                                 |
|               | <i>Итого</i>   | 100                                |

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

| Должность  | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|---------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Гончаров Н.В. |                        |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

| Должность  | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|---------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Чухарева Н.В. | к.х.н.                 |         |      |

**Обучающийся**

| Группа  | ФИО          | Подпись | Дата |
|---------|--------------|---------|------|
| 3-2Б8А2 | Ратасеп С.С. |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93 с., 18 рис., 15 таблиц, 40 источников.

Ключевые слова: камера приема и запуска средств очистки и диагностики, магистральный нефтепровод, концевой затвор, запасовочное устройство, внутритрубная диагностика, скребок.

Объектом исследования являются камеры приема и запуска средств очистки и диагностики.

Цель работы – разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики (КПП СОД) магистрального нефтепровода Западной Сибири.

В ходе работы рассмотрены способы диагностики и очистки магистральных нефтепроводов (МН), обоснование выбора и периодичность диагностики.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ различных конструкций КПП СОД трубопровода, произведен расчет элементов камеры приема и запуска средств очистки и диагностики трубопровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и порядок выполнения работ по реконструкции КПП СОД.

Степень внедрения: модифицированная конструкция КПП СОД находится на стадии подготовки к опытно-промышленным испытаниям.

Областью применения является система магистральных нефтепроводов.

|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |
|-----------------|-------------|----------------------|----------------|------------|---|---|-------------|---------------|
|                 |             |                      |                |            | Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |   |             |               |
| <i>Изм.</i>     | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> | <b>Реферат</b>  | <i>Лит.</i>                             | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i>  |             | <i>Ратасел С.С.</i>  |                |            |   |   |             |               |
| <i>Руковод.</i> |             | <i>Гончаров Н.В.</i> |                |            |   |   | 7           | 93            |
| <i>Рук. ООП</i> |             | <i>Чухарева Н.В.</i> |                |            |   |   |             |               |
|                 |             |                      |                |            |   | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б8А2 |             |               |

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в оценке коммерческого потенциала различных конструкций камер приема и запуска средств очистки и диагностики трубопровода.

В будущем планируется оценка эффективности модернизированной конструкции при промышленной эксплуатации, а также улучшение ее технико-экономических характеристик.

|      |      |          |         |     |         |      |
|------|------|----------|---------|-----|---------|------|
|      |      |          |         |     | Реферат | Лист |
|      |      |          |         |     |         | 8    |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |         |      |



## THE ABSTRACT

Final qualifying work with 93 p., 18 fig., 15 tables, 40 sources.

**Keywords:** chamber for receiving and launching cleaning and diagnostic tools, main oil pipeline, end gate, reserve device, in-line diagnostics, scraper.

The object of the study is the chambers for receiving and launching cleaning and diagnostic tools.

The purpose of the work is the development of technical solutions to improve the efficiency of operation of the chambers for launching and receiving cleaning and diagnostic means (SPD checkpoint) of the main oil pipeline of Western Siberia.

In the course of the work, methods for diagnosing and cleaning main oil pipelines (MN), the rationale for the choice and the frequency of diagnostics are considered.

As a result of the study, a comparative analysis of various designs of the pipeline SOD checkpoint was made, the calculation of the elements of the chamber for receiving and launching cleaning and diagnostics of the pipeline was made.

The main design, technological and technical and operational characteristics: technology and procedure for performing work on the reconstruction of the SOD checkpoint.

Degree of implementation: the modified design of the SOD checkpoint is at the stage of preparation for pilot testing.

The scope of application is the system of main oil pipelines.

The economic efficiency / significance of the work lies in the assessment of the commercial potential of various designs of chambers for receiving and launching pipeline cleaning and diagnostic tools.

In the future, it is planned to evaluate the effectiveness of the upgraded design during commercial operation, as well as improve its technical and economic characteristics.

|                 |             |                       |                |            |   |             |               |
|-----------------|-------------|-----------------------|----------------|------------|---|-------------|---------------|
|                 |             |                       |                |            | Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |             |               |
| <i>Изм.</i>     | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>       | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>  |             | <i>Ратасеп С.С.</i>   |                |            | The abstract  |             |               |
| <i>Руковод.</i> |             | <i>Гончаров Н.В.</i>  |                |            |   |             |               |
| <i>Рук. ООП</i> |             | <i>Чухарева Н.В..</i> |                |            |   |             |               |
|                 |             |                       |                |            | <i>Лит.</i>   | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
|                 |             |                       |                |            |   | 9           | 93            |
|                 |             |                       |                |            | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б8А2   |             |               |

## СОКРАЩЕНИЯ, ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

### Сокращения

**СОД** – средство очистки и диагностики;

**НПС** – нефтеперекачивающая станция;

**КПП** – камера приема-пуска;

**ЛЧ** – линейная часть;

**НП** – нефтепровод;

**МН** – магистральный нефтепровод;

**ВИП** – внутритрубный инспекционный прибор;

**УПС** – узел подключения станций;

**РНУ** – районное нефтепроводное управление.

### Термины и определения

**Патрубок** – небольшой отрезок трубы, присоединённый (вальцованный, приклёпанный, приваренный) к трубопроводу, резервуару и др. конструкциям, служащий для подключения к ним трубопроводов и арматуры в целях отвода по нему газа, пара или жидкости.

**Задвижка** – трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды.

**Внутритрубный инспекционный прибор** – устройство, перемещаемое внутри трубопровода, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

**Запасовка** – процесс ввода внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в камеру пуска средств очистки и диагностирования в положение, обеспечивающее их дальнейшее движение по трубопроводу.

|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |
|-----------------|-------------|----------------------|----------------|------------|---|---|-------------|---------------|
|                 |             |                      |                |            | Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |   |             |               |
| <i>Изм.</i>     | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> |   |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>  |             | <i>Ратасеп С.С.</i>  |                |            | <b>Сокращения, термины и определения</b>  | <i>Лит.</i>                             | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> |             | <i>Гончаров Н.В.</i> |                |            |   |   | 10          | 93            |
| <i>Рук. ООП</i> |             | <i>Чухарева Н.В.</i> |                |            |   | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б8А2 |             |               |
|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |

**Запасовочное устройство** – устройство, предназначенное для ввода внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в камеру пуска средств очистки и диагностирования.

**Затвор** – концевая часть камеры, состоящая из крышки и поворотного механизма, обеспечивающая доступ во внутреннюю полость камеры.

**Камера приема и пуска средств очистки и диагностирования** – техническое устройство, обеспечивающее прием и пуск внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта из магистрального трубопровода.

**Номинальное давление** – наибольшее избыточное давление, выраженное в кгс/см<sup>2</sup>, при температуре рабочей среды 20 °С, при котором обеспечивается заданный срок службы (ресурс) корпусных деталей арматуры, имеющих определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках прочности их при температуре 20°С (по ГОСТ 24856).

**Пробное давление** – избыточное давление, при котором должно проводиться гидравлическое испытание оборудования на прочность водой при температуре не менее 5 °С и не более 40 °С.

|      |     |          |         |     |                                   |      |
|------|-----|----------|---------|-----|-----------------------------------|------|
|      |     |          |         |     | Сокращения, термины и определения | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |                                   | 11   |

## Нормативные ссылки

В представленной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы. – М., 1986.
2. СНиП 1 .04.03-85\* Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений. – М., 2001.
3. СНиП 12-01-2004 Организация строительства. – М., 2004.
4. СНиП 3.03.01-87 Несущие и ограждающие конструкции. – М.,1988.
5. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве, часть 1. Общие требования. – М.,2001.
6. СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. – М., 1988.
7. СНиП 3.04.03-85 Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. – М., 1986.
8. СП 50-101-2004 Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений. – М., 2005.
9. СП 12-135-2003 Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда. – М., 2003.
10. СП 12-136-2002 Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ. – М., 2003.
11. СП 53-101-98 Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций. – М.,1999.
12. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов. – М., 2003.

|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |
|-----------------|-------------|----------------------|----------------|------------|---|---|-------------|---------------|
|                 |             |                      |                |            | Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |   |             |               |
| <i>Изм.</i>     | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> |   |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>  |             | <i>Ратасел С.С.</i>  |                |            | <b>Нормативные ссылки</b>   | <i>Лит.</i>                             | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> |             | <i>Гончаров Н.В.</i> |                |            |   |   | 12          | 93            |
| <i>Рук. ООП</i> |             | <i>Чухарева Н.В.</i> |                |            |   | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б8А2 |             |               |
|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |

13. ОТТ-75.180.00-КТН-370-09 Камеры запуска и према средств защиты и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов. Общие технические требования. – М., 2000.

14. ОР-75.180.00-КТН-018-10 Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). – М., 2009.

15. ОР-19.100.00-КТН-020-10 Регламент внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов. – М., 2010.

16. ОР-15.00-45.21.30-КТН-004-1-03 Регламент организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах предприятий системы ОАО «АК «Транснефть» и оформления нарядов- допусков на их подготовку и проведение. – М., 2003.

17. ОР-01.120.00-КТН-033-10 Положение о техническом регулировании в ОАО «АК «Транснефть». – М., 2010».

18. ОР-19.000.00-КТН-194-10 Отраслевой регламент по очистке, гидроиспытанию и внутритрубной диагностике нефтепроводов после завершения строительного-монтажных работ – М., 2010.

19. ОР-91.010.30-КТН-266-10 Объекты магистральных нефтепроводов. Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов. Формирование приемо-сдаточной документации. – М., 2010.

20. РД 75.180.00-КТН-057-12 Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов. – М., 2010.

|      |      |          |         |     |                    |      |
|------|------|----------|---------|-----|--------------------|------|
|      |      |          |         |     | Нормативные ссылки | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |                    | 13   |



|   |    |
|---|----|
| 4.6 Расчет толщины стенки днища камеры .....                            | 66 |
| 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 68 |
| 5.1 Расчет затрат на подготовку к замене КПП .....                      | 68 |
| 5.2 Расчет материальных затрат .....                                    | 69 |
| 5.3 Расчет затрат на оплату труда.....                                  | 70 |
| 5.4 Затраты на страховые отчисления.....                                | 71 |
| 5.5 Накладные расходы.....  | 72 |
| 5.6 Экономическая оценка проекта .....                                  | 72 |
| 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....                                       | 77 |
| 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....   | 77 |
| 6.2 Производственная безопасность.....                                  | 78 |
| 6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....            | 79 |
| 6.3 Экологическая безопасность.....                                     | 83 |
| 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....                          | 84 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 87 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....                                  | 89 |

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным нефтепроводам, является обеспечение их надежного и безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Выполнение данного требования неразрывно связано с проведением работ по очистке и диагностическому обследованию магистральных нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных снарядов и устранению дефектов, выявленных в ходе диагностики.

Актуальность выпускной квалификационной работы состоит в необходимости использования наилучших доступных технологий, способствующих достижению максимальной эффективности технологии очистки и диагностики нефтепровода. Для этого в работе предлагается модернизированная конструкция камеры приема-пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД) с более эффективной компоновкой. Модернизация КПП СОД является необходимым этапом для поддержания соответствия системы требованиям ресурсоэффективности.

Объектом исследования являются камеры приема и запуска средств очистки и диагностики.

Предметом исследования является модернизация конструкции КПП СОД.

Цель работы – разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- провести анализ технической литературы о способах диагностики и очистки магистральных нефтепроводов (МН);

|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |
|-----------------|-------------|----------------------|----------------|------------|---|---|-------------|---------------|
|                 |             |                      |                |            | Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |   |             |               |
| <i>Изм.</i>     | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> |   |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>  |             | <i>Ратасел С.С.</i>  |                |            | <b>Введение</b>   | <i>Лит.</i>                             | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> |             | <i>Гончаров Н.В.</i> |                |            |   |   | 16          | 93            |
| <i>Рук. ООП</i> |             | <i>Чухарева Н.В.</i> |                |            |   | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б8А2 |             |               |
|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |



- определить этапы работ по очистке и диагностике МН;
- провести анализ патентной и технической литературы о типах и конструкциях камер приема и пуска средств очистки и диагностики нефтепроводов;
  - предложить технические решения по повышению эффективности камер пуска и приема средств очистки и диагностики рассматриваемого магистрального нефтепровода;
  - произвести проектировочный расчет камеры приема и пуска средств очистки и диагностики нефтепроводов;
  - провести сравнительный анализ технологической и экономической эффективности, применяемой и модифицированной КПП СОД;
  - изучить вопросы социальной ответственности при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода.

Научная новизна работы заключается в технологической и экономической оценке реконструкции камеры приема и пуска средств очистки и диагностики.

## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Одним из элементов камеры пуска-приема является запасовочное устройство – приспособление, предназначенное для затягивания тросом многосекционных приборов в камеру запуска при помощи лебедки или подъемного крана. Устройство устанавливается на фланец специального патрубка, приваренного к камере запуска за пределами ее расширенной части.

Авторами статьи [1] выделен основной недостаток данного способа запасовки, который заключается в неудобстве применения трособлочных систем с точки зрения подсоединения троса к диагностическому средству внутри камеры приема и отсоединения от него внутри камеры запуска после запасовки. Хасанов И.И., Шамбазов Д.А. предлагают конструкцию камеры приема и пуска средств очистки и диагностики без использования запасовочного устройства, что избавит от необходимости использования запасовочных патрубков, тросов, а также обеспечит отсутствие потерь нефти через запасовочный патрубок, которые возможны в случае его негерметичности.

Авторами предложена идея использования гидроприводной системы, которая с помощью гидрораспределителя будет приводить в действие телескопический гидроцилиндр, производящий запасовку внутритрубного устройства.

Преимуществом данной конструкции является высокая степень автоматизации процесса. Предлагаемая конструкция является менее трудоемкой и сокращает время на запасовку СОД, снижает время на подготовительные работы перед запуском внутритрубного инспекционного прибора и сокращает число потенциальных внештатных утечек.

В работе [2] рассматриваются возможности применения математического моделирования для оценки состояния основного

|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |
|-----------------|-------------|----------------------|----------------|------------|---|---|-------------|---------------|
|                 |             |                      |                |            | Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |   |             |               |
| <i>Изм.</i>     | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> |   |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>  |             | <i>Ратасеп С.С.</i>  |                |            | Обзор литературы  | <i>Лит.</i>                             | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> |             | <i>Гончаров Н.В.</i> |                |            |   |   | 18          | 93            |
| <i>Рук. ООП</i> |             | <i>Чухарева Н.В.</i> |                |            |   | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б8А2 |             |               |
|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |

технологического оборудования камеры приема и пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД) для предсказания возможных изменений положения элементов оборудования от соответствующих проектных значений на примере КПП СОД объекта, расположенного на территории Каргосокского района Томской области. Математическая модель позволяет с высокой степенью достоверности определять слабые места жесткой структуры камеры приема и пуска, следовательно, возможно применение модели при оценке эффективности конструкции КПП СОД при данных условиях.

В работе [3] предложен ряд модернизационных мероприятий, обеспечивающих наибольшую точность и скорость выполнения технологических операций на КПП СОД при наименьшем участии в них человека и наименьших энергозатратах.

Авторы выделяют, что одной из важнейших оптимизационных задач является расчёт оптимального угла наклона камеры, обеспечивающий прохождение скребка в месте сужения камеры, и преодоление возникающих сил трения, а также давление, которое создается за счёт сжатия воздуха от места сужения камеры до отсекающей задвижки.

В статье, приводится расчетная формула, при помощи которой задаваясь различными углами наклона к горизонтали камеры пуска-приема, можно найти оптимальный угол наклона, при котором возможно осуществление запасовки СОД с исключением использования запасочных патрубков, тросов и ГПМ. На основании экспериментальных данных было выяснено, что данное значение составляет  $53^\circ$ .

Анализируя полученные данные, авторы акцентируют внимание на конструкции камеры приема и пуска СОД без запасочного патрубка и затягивающего устройства. Предлагаемый способ менее трудоемкий и сокращает время на запасовку СОД, снижает время на подготовительные работы, уменьшает количество технологического оборудования, а также обеспечивает высокую травмобезопасность.



Существуют различные конструкции поточных устройств. Так, например, для слежения за состоянием внутренней поверхности трубопровода используют чрезвычайно сложные (и дорогостоящие) конструкции, несущие на себе множество измерительных приборов и записывающих устройств, показания которых позже дешифрируют и анализируют на предмет обнаружения дефектов внутренней поверхности трубопровода.

### **1.1 Средства очистки внутритрубных отложений**

Во время эксплуатации нефтепровода постепенно происходит уменьшение пропускной способности, что приводит к увеличению затрат на перекачку нефти, ухудшение качества нефти из-за того, что в трубопроводе появляется грязь и примеси, а также снижение эффективности работы насосов. Основными факторами, которые вызывают уменьшение пропускной способности являются:

- появление шероховатостей на стенках трубопровода в результате воздействия на них коррозии;
- появление парафиновых отложений;
- накопление в высоких местах нефтепровода воздушных пробок, а в низких местах воды;
- появление в больших количествах механических примесей и продуктов коррозии.

Очистные устройства пускаются в нефтепровод по тому же принципу, что средства диагностики.

В ПАО «Транснефть» эксплуатируются очистные устройства видов:

- СКР 1 (рисунок 1.2);
- Поршни-разделители ПРВ 1-01 с чистящими дисками, либо манжетами;
- СКР 1-1 с чистящими дисками и щетками (рисунок 1.3);
- СКР 2 двухсекционные с чистящими и щеточными дисками и подпружиненными щетками;

|      |      |          |         |     |   |      |
|------|------|----------|---------|-----|---|------|
|      |      |          |         |     | Средства очистки и диагностики<br>магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |   | 21   |

- СКР 3 магнитного типа с чистящими дисками и магнитными щетками, предназначенными для сбора металлических предметов из полости трубы (рисунок 1.4);

- СКР 4 с подпружиненными чистящими и щеточными пластинами.

Данные очистные устройства имеют специальные передатчики, которые имеют взрывозащищенное исполнение и низкочастотные локаторы. Совместно эти приборы позволяют определять местоположение очистного устройства внутри нефтепровода [5].

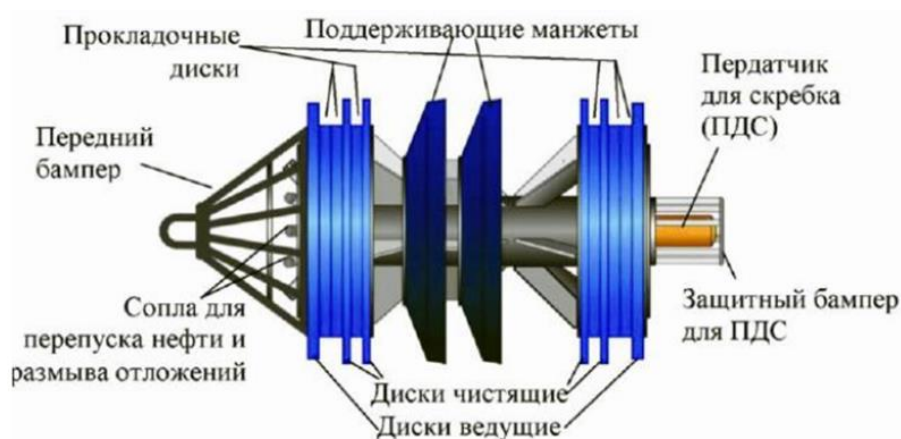


Рисунок 1.2 – Схема стандартного скребка СКР-1

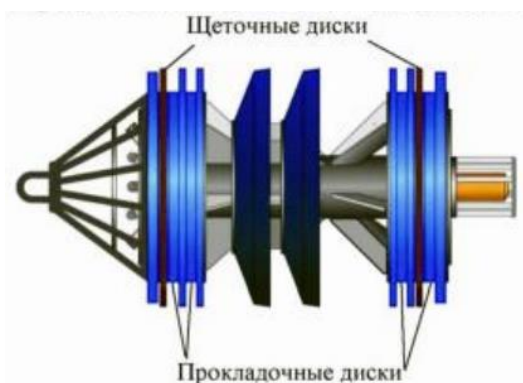


Рисунок 1.3 – Скребок щеточный СКР 1-1

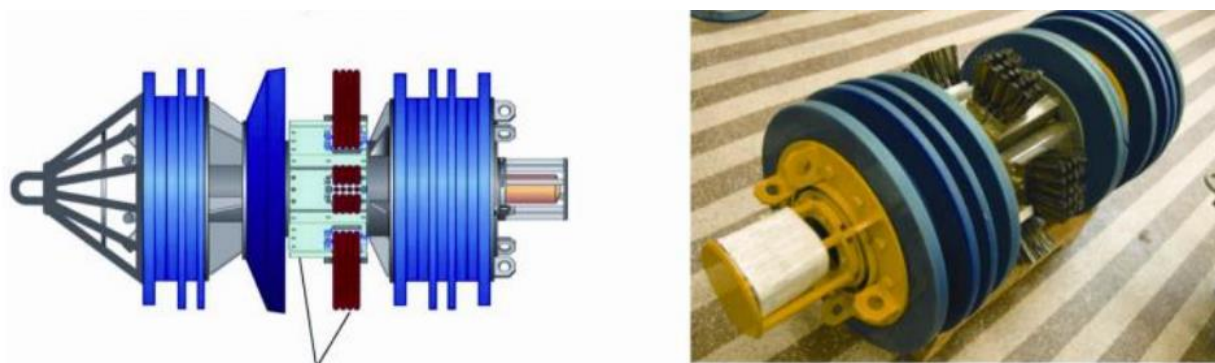


Рисунок 1.4 – Магнитный скребок СКР 3

|      |      |          |         |     |
|------|------|----------|---------|-----|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |
|      |      |          |         |     |

Скребки оборудуются передатчиками ПДС14-02. Передатчика ПДС служат генератором электромагнитных сигналов в диапазоне приема наземного локационного оборудования. [6] Корпус передатчика выдерживает внутреннее давление взрыва 0,75 МПа и исключает передачу взрыва в окружающую взрывоопасную среду. Специальный вид взрывозащиты обеспечивается герметизацией антенны терморезистивным герметиком.

Также используются поршни-разделители типа ПРВ1, предназначенные для удаления отложений со стенок трубопровода (рисунок 1.5, вариант исполнения с чистящими дисками).

Минимальное проходное сечение трубопровода необходимое для пропуска поршней-разделителей типа ПРВ1, составляет 85% от наружного диаметра трубопровода  $D_n$ . Поршни-разделители типа ПРВ1 также оборудуются передатчиками ПДС. Подъем и перемещение ПРВ1 производится за кольцо на бампере или за корпус.

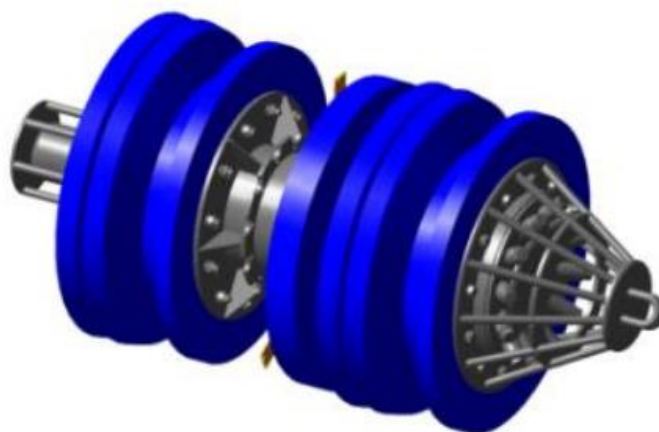


Рисунок 1.5 – Поршень разделитель ПРВ1

Внутритрубная очистки смолистых и парафинсодержащих отложения обеспечивается благодаря наличию полиуретановых чистящих дисков. Центрирование при движении поршня в трубопроводе осуществляется с помощью манжет. [7]

Для промывки ПРВ1 при движении по трубопроводу и удалении шлама и парафина, на переднем бампере размещены байпасные отверстия, через которые происходит переток нефти. Контроль прохождения контрольных

пунктов трубопровода осуществляется благодаря датчикам на поршне-разделителе.

## 1.2 Внутритрубная диагностика магистральных нефтепроводов

Эффективная и безопасная эксплуатация магистральных газопроводов – важнейшая задача для газотранспортного предприятия. Для надежности поставок газа чрезвычайно необходимо поддерживать требуемые характеристики трубы. Значительная протяженность и малодоступность газовых магистралей не позволяют полноценно использовать различные методы неразрушающего контроля. Внутритрубная диагностика дает оценку реального состояния газопровода, обеспечивая доступ и к внутренней, и к наружной поверхности трубы и предоставляющая возможность своевременно выявлять дефекты газовой магистрали.

Внутритрубная диагностика (ВТД) — это комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах газопровода с использованием внутритрубных инспекционных приборов (ВИП).

Главный принцип исследования – это перемещение прибора с потоком нефти, и во время этого перемещения ВИП с помощью магнитного и ультразвукового сканирования исследует всю полость нефтепровода, находит дефекты, запоминает их и записывает на запоминающее устройство.

Для обследования стальных труб самый информативный метод внутритрубной диагностики – магнитный дефектоскоп MFL (рисунок 1.6, 1.7). С его помощью можно определить виды, размеры и местоположения дефектов. Метод основан на регистрации полей рассеяния, образующихся при намагничивании стенки газопровода. При наличии дефекта в стенке трубы часть магнитного потока рассеивается, что фиксируется датчиком.



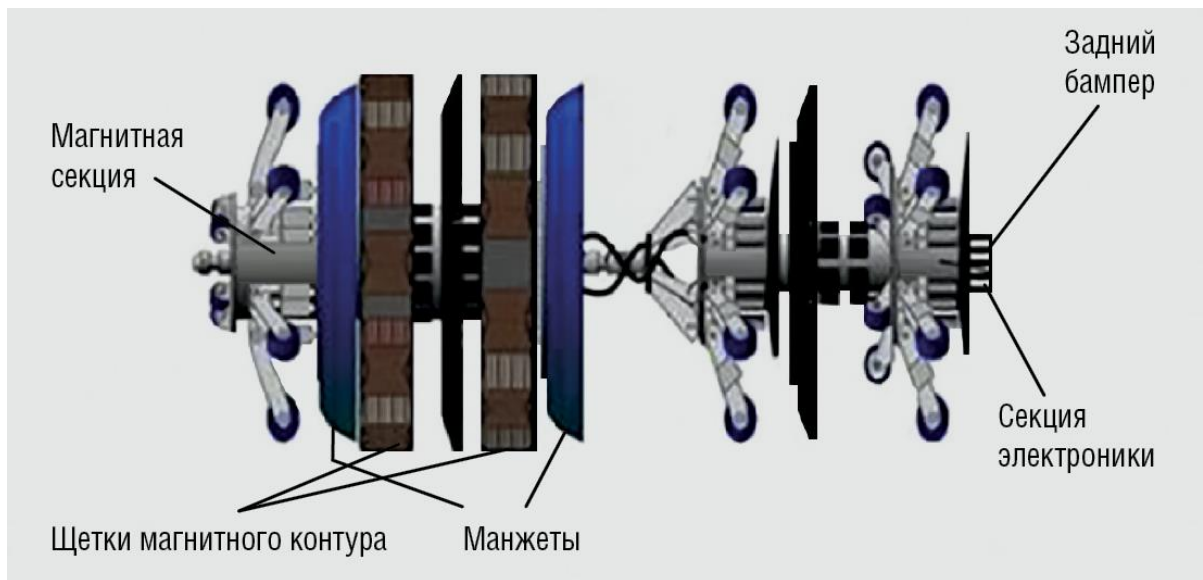


Рисунок 1.6 – Схема магнитного дефектоскопа MFL

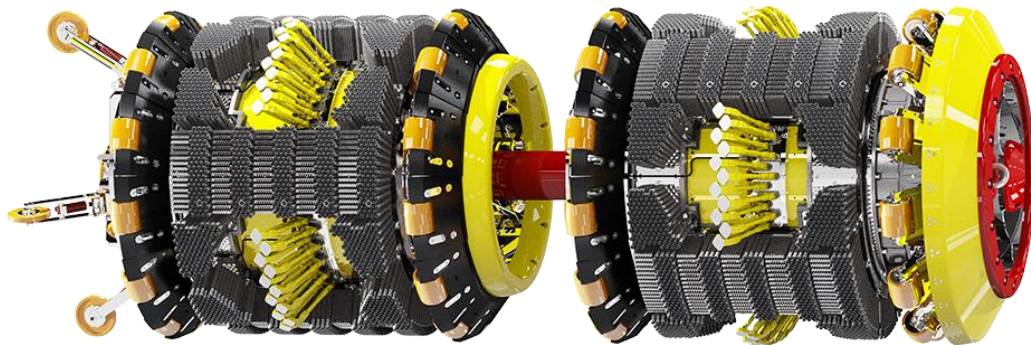


Рисунок 1.7 – Внешний вид магнитного дефектоскопа MFL [8]

Магнитные дефектоскопы предназначены для обнаружения и регистрации [8]:

- коррозионных дефектов (общая коррозия, каверна, язва, поперечная канавка);
- механических повреждений поперечной ориентации;
- поперечных металлургических дефектов;
- поперечных стресскоррозионных трещин;
- дефектов кольцевых (монтажных) сварных швов [8].

В ВТД участвуют сразу несколько устройств: очистной скребок, магнитный очистной поршень, профилемер, дефектоскопы продольного и поперечного намагничивания. Необходимым условием для проведения качественной внутритрубной диагностики является хорошая очистка трубы.

|      |      |          |         |     |
|------|------|----------|---------|-----|
|      |      |          |         |     |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |

После очистки внутренней полости нефтепровода скребком, в трубопровод пускают магнитный очистной поршень, который осуществляет намагничивание газовой магистрали и собирает металлические предметы в трубе. Затем в дело вступает профилемер. Он предназначен для измерения профиля внутренней поверхности трубы и тестовой оценки проходимости газопровода.

Для того чтобы следить за передвижением инспекционного прибора, над осью нефтепровода устанавливают электронные маркеры. Эти маркеры отслеживают прохождение прибора через определенные точки, которые расположены на местах установки километровых знаков, на расстоянии друг от друга, не более 2 км. На этих местах есть приемопередатчики, которые во время прохождения прибора отправляют сигнал о том, что ВИП прошел данную точку, что позволяет определить его местоположение.

Итоговая работа, а именно: непосредственное обнаружение и регистрация дефектов, — задача дефектоскопов продольного и поперечного намагничивания. Вместе с ними часто запускают еще и навигатор – для обеспечения высокоточной привязки к топографическим координатам газопровода [9].

Заключительный этап ВТД – подготовка отчета. Он составляется по результатам сигналов, зафиксированных инспекционным оборудованием. Для их расшифровки используют специальные программные разработки. Финальному отчету, как правило, предшествует предварительный экспресс-отчет. Он выдается в максимально короткие сроки с указанием значительных дефектов, подлежащих немедленному устранению.

Магнитная диагностика обладает следующими преимуществами:

- высокая чувствительность к дефектам потери металла
- высокая разрешающая способность
- высокая стабильность результатов контроля
- наглядность результатов контроля
- минимальное количество ложных срабатываний

|      |      |          |         |     |  |      |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
|      |      |          |         |     | Средства очистки и диагностики магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |  | 26   |

- высокая надежность и технологичность конструкции внутритрубных дефектоскопов

Помимо магнитных дефектоскопов существуют:

- ультразвуковые дефектоскопы (рисунок 1.8);
- профилемеры и калибровочные устройства.



Рисунок 1.8 – Внешний вид ультразвукового дефектоскопа [10]

К устройствам первой группы относятся приборы, которые используют для обнаружения дефектов типа: царапин, расслоения, инородных включений и измерения состояния внутренней коррозии (точечной и сплошной). К таким приборам относят:

- ультразвуковой дефектоскоп серии УСК (WM) – предназначен для сканирования металла стенок трубы и обнаружения дефектов методом ультразвуковой толщинометрии;
- ультразвуковой дефектоскоп «Ультраскан CD» – предназначен для нахождения различных дефектов на металле стенок трубопровода и сварных швах импульсным эхо-методом.

К устройствам второй группы относятся приборы, которые используют для определения внутренней геометрии трубопровода. Благодаря этим приборам можно с высокой точностью обнаружить такие изменения как вмятины, овальности, гофры и другие изменения геометрии нефтепровода.

К таким приборам относят:

- профилемер – используется для того, чтобы определять внутреннее сечение трубопровода и находить отводы;
- скребок-калибр – используется для того, чтобы определить минимальную величину проходного сечения нефтепровода;
- скребок-калибратор – используется для того, чтобы определять недопустимые сужения трубопровода (менее 85 % номинального наружного диаметра)
- устройство контроля качества очистки – используется для того, чтобы производить контроль качества очистки внутренней полости трубопровода.

Существуют комбинированные дефектоскопы – магнитоакустические (рисунок 1.9). Магнитоакустическая внутритрубная диагностика основана на электромагнитоакустическом (ЭМА) способе возбуждения и приема ультразвуковых сдвиговых колебаний в металле контролируемого трубопровода, позволяющем проводить диагностику без применения контактной жидкости [8].

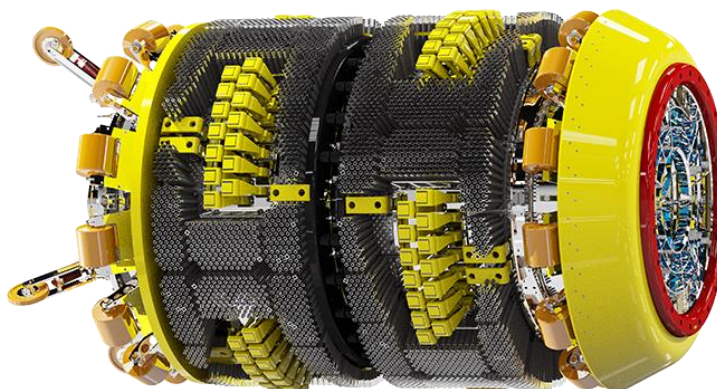


Рисунок 1.9 – Внешний вид магнитоакустического дефектоскопа [8]

Магнитоакустические дефектоскопы предназначены для:

- выявления зон различно ориентированных трещин на ранней стадии развития, как в основном металле, так и сварных швах
- регистрации дефектов потери металла и расслоений, оценке их глубины акустическим методом, мониторинг роста коррозионных дефектов

- определения типа и оценки состояния наружного изоляционного покрытия

Комбинированные магнитоакустические дефектоскопы серии ДМТ(Б)-А и ДМТП(Б)-А совмещающие в себе магнитные датчиковые подсистемы сверхвысокого разрешения и многоракурсные ЭМА ультразвуковые датчиковые подсистемы выдают максимально полную (достоверную) информацию о состоянии трубопровода. Отсутствие необходимости в жидкостном контакте ЭМА-преобразователей, позволяет равноценно использовать комбинированные магнитоакустические дефектоскопы для контроля как нефте-, так и газопроводов.

### 1.3 Узлы подключения станций

Весь магистральный нефтепровод состоит из последовательно соединенных между собой технологических участков, длина которых примерно от 400 до 600 км. На каждом таком участке в начале стоит НПС с резервуарным парком, а для поддержания давления и других необходимых процессов для перекачки, на расстоянии примерно 100 км друг от друга по всей длине трассы располагаются промежуточные НПС без резервуарного парка. Подключается НПС к линейной части магистрального нефтепровода через специальные технологические площадки, которые называются – узел подключения станции (УПС). В зависимости от того, где находится НПС относительно ЛЧ МН, для проведения диагностических и очистных работ в состав УПС могут входить:

- узел пуска – технологическая площадка для производства работ по запасовке в камеру пуска приборов и приспособлений СОД и запуску в трубопровод этих приборов и приспособлений (рисунок 1.11);
- узел приема – технологическая площадка для производства работ по приему СОД и герметизирующих устройств в камеру приема и извлечению этих приборов и приспособлений из данной камеры;



- узел пуска-приема – технологическая площадка для производства работ по запасовке СОД, а так же для проведения работ по приему СОД и герметизирующим устройств из МН (рисунок 1.12);

- узел пропуска – технологическая площадка на которой размещается технологическая обвязка трубопровода, которая обеспечивает пропуск СОД по схеме с остановленной или работающей НПС [11].

Узлы пуска и приема СОД могут быть расположены в местах где нефтепровод переходит через водные или горные преграды, на лупингах и резервных нитках. УПС могут быть исполнены в разных вариантах, исполнение зависит от их состава (рисунок 1.10).

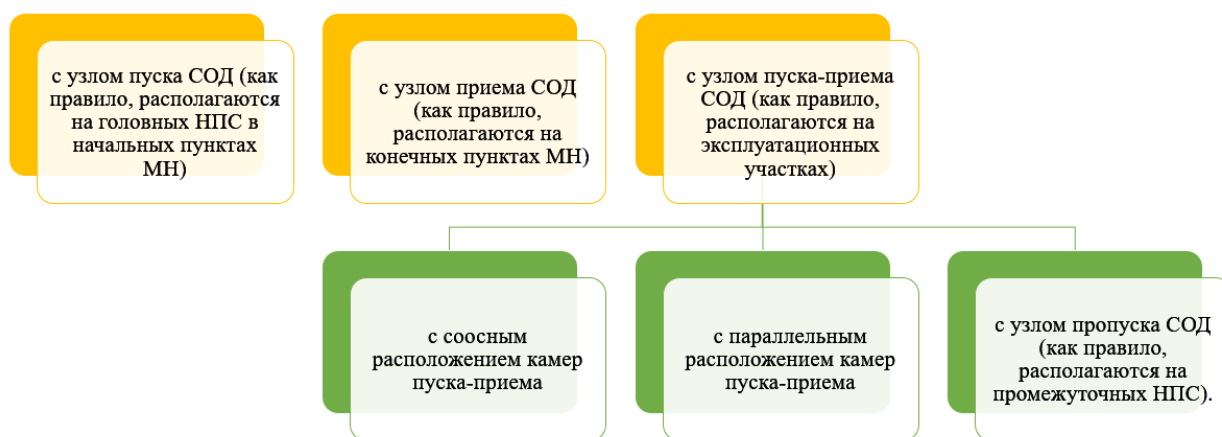


Рисунок 1.10 – Варианты исполнений узлов подключения станций

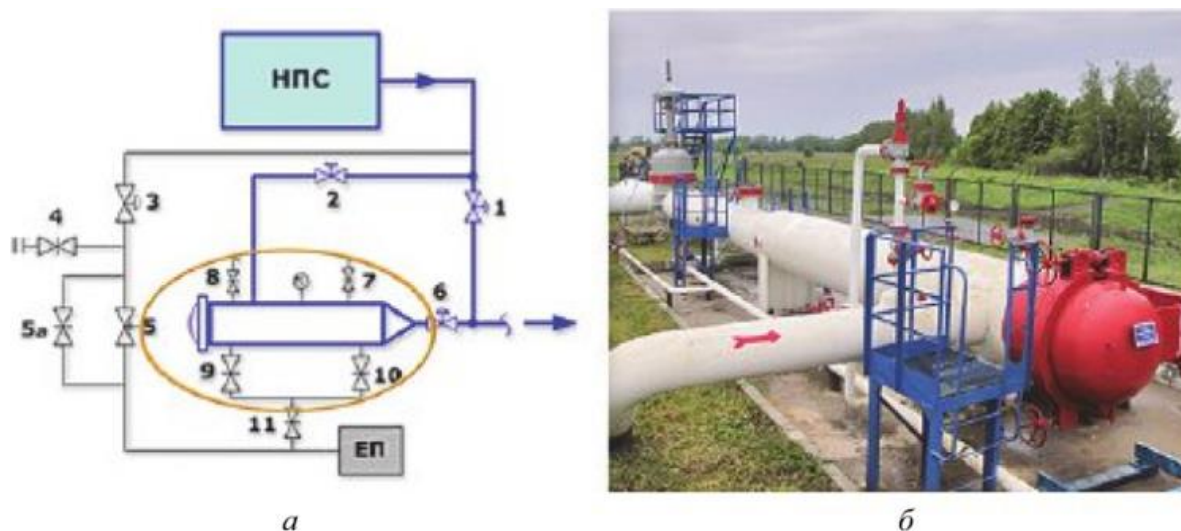


Рисунок 1.11 – Узел подключения станции с узлом пуска СОД: а - схема; б - общий вид [11]

|      |      |          |         |     |
|------|------|----------|---------|-----|
|      |      |          |         |     |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |

Система УПС с узлом пуска средств очистки и диагностики система уместна для головных НПС, когда УПС является началом магистрального трубопровода. Обвязка технологическими трубопроводами такого узла должна обеспечивать подачу нефти или нефтепродукта в магистральный трубопровод минуя камеру пуска очистного или диагностического устройства

При необходимости запуска СОД в камеру пуска запасовывается очистное или диагностическое оборудование и открываются задвижки 2 и 6, при этом задвижка № 1 закрывается. При создании достаточного давления в камере пуска очистное или диагностическое оборудование напором нефти или перекачиваемого нефтепродукта попадает в магистральный трубопровод. После того как оборудование покинуло камеру пуска, вновь происходит переключение задвижек 1, 2 и 6 таким образом, чтобы нефть вновь миновала камеру пуска. В этом случае с помощью задвижек 9, 10 и 11 осуществляется опустошение камеры пуска от нефти, а последняя в свою очередь сбрасывается в подземную дренажную емкость [11].

Станции с узлом пуска/приема СОД могут быть выполнены с соосным или параллельным расположением камер пуска-приема (рисунок 1.12). Такие узлы подключения станции располагаются на НПС в начале технологического участка. Если эксплуатационный участок имеет большую протяженность, то площадка может располагаться и на промежуточных НПС.

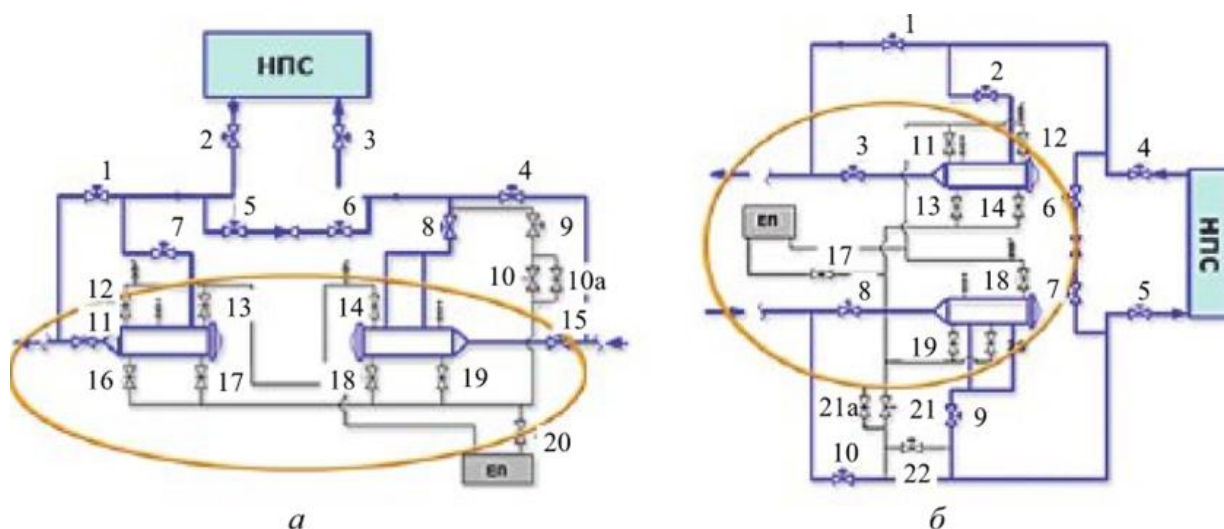


Рисунок 1.12 – Узел подключения станции с узлом пуска/приема СОД: а – с соосным расположением КПП; б – параллельным расположением КПП [11]

Всю запорную арматуру на УПС можно разделить на четыре группы:

- секущие задвижки, которые обеспечивают подключение НПС к МН (приемные задвижки НПС), либо обеспечивают отключение НПС от МН (выкидные задвижки НПС);
- задвижки, которые обеспечивают запасовку и пуск СОД;
- задвижки, которые обеспечивают прием СОД и герметизаторов, а также их извлечение из НП;
- задвижки, обеспечивающие транзит нефти – этот вид запорной арматуры предназначен для того, чтобы пропускать поток нефти через УПС, в то время, когда секущие задвижки перекрыты. В транзитную линию встраивают обратный клапан, для того, чтобы обеспечить бесперебойный транзит нефти при отключенных от МН НПС и предотвращении переточки нефти с выброса НПС на прием.





159...1420 мм для принятия решения о возможности пропуска профилемера.

Скребок-калибр типа СКК направлен на оценку минимальной величины проходного сечения трубопровода, определяемой перед запуском внутритрубных инспекционных приборов или очистных скребков. Технология определения минимального проходного сечения трубопровода обусловлена деформацией лепестков измерительных дисков скребка при прохождении преград или сужений. По данной деформации лепестков происходит определение минимального проходного сечения трубопровода.

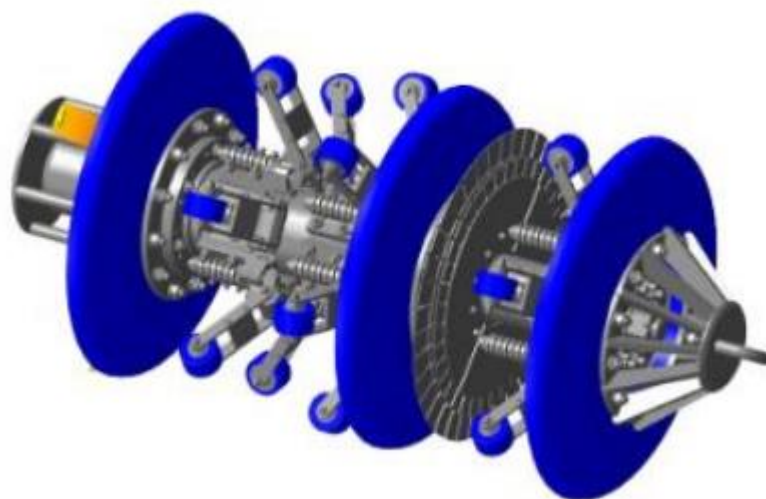


Рисунок 2.1 – Скребок-калибр СКК

В случае невозможности определения места сужения поданным скребком-калибром, ОАО ЦТД «Диаскан» осуществляет профилометрию участка по отдельному дополнительному соглашению к договору с ОАО МН.

При подготовке линейной части нефтепроводов к проведению работ по диагностированию его состояния необходимо учесть данные о предшествующей эксплуатации нефтепровода, которые должны включать следующие параметры:

1. ситуационный план и профиль трассы; конструктивные и технологические параметры нефтепровода;
2. режимы перекачки; данные о предшествующих процедурах по очистке полости нефтепровода от парафиносмолистых отложений и посторонних предметов; данные об исследовании геометрии нефтепровода;

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Организация работ по очистке и диагностике магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 34   |

результаты предшествующих инспекций; данные о ремонтных работах и ликвидации утечек на нефтепроводе; характеристики перекачиваемой нефти, если за основу взята ультразвуковая дефектоскопия; требования промышленной безопасности при проведении диагностики нефтепровода и возникновении нештатных ситуаций.

В зависимости от используемых методов контроля дефектов трубопроводов требуется различная специальная подготовка линейной части нефтепроводов для проведения диагностики.

Оценка противокоррозионной защиты на законченном строительстве участке трубопровода методом измерения разности потенциалов труба – земля требует, чтобы участок не имел электрических и технологических перемычек с другими подземными сооружениями. Не допускается также контакт изолированных концов трубы контролируемого участка с соседними участками и с грунтом.

На действующих трубопроводах вдоль участка трубопровода в соответствии с проектом должны быть установлены контрольно-измерительные колонки (катодные выводы). Если эти контрольно-измерительные колонки не установлены, то такой участок считается не подготовленным к испытаниям.

Для проведения инструментальных электрометрических и магнитометрических обследований, обхода трассы трубопровода требуется вдольтрассовый проход. Использование шурфования, акустико-эмиссионного метода и тензометрирования требует доступа к трубопроводу и непосредственного контакта с ним.

При гидроиспытаниях отдельных труб, участков трубопровода и трубопровода в целом, помимо специального оборудования и доступа к трубопроводу, необходимы источники водозабора и места для сброса воды после гидроиспытаний. В случае проведения гидроиспытаний зимой с применением антифризов перед сбросом воды после гидроиспытаний требуется ее очистка.

|      |      |          |         |     |  |      |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
|      |      |          |         |     | Организация работ по очистке и диагностике магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |  | 35   |

Каждый участок МН, представленный к диагностированию, в обязательном порядке должен быть оборудован камерами пуска и приема внутриинспекционных приборов (ВИП) и очистных устройств.

План диагностического обследования НП ОАО «АК «Транснефть» формируется на основании положений, представленных на рисунке 2.2.

### Первичное обследование профилемерами:

- после завершения строительно-монтажных работ на переходах через водные преграды вне зависимости от их протяженности;
- после завершения строительно-монтажных работ на участках ЛЧ протяженностью 1 км и более до и после засыпки НП;

### Первичное обследование дефектоскопами WM, MFL, CD

- проводится в срок не более 3 лет со дня ввода в эксплуатацию МН и подводных переходов;

### Периодическое обследование МН дефектоскопами проводится:

- в сроки, указанные в свидетельстве аттестации МН, которое утверждается в соответствии с «Методикой оценки работоспособности и проведения аттестации магистральных нефтепроводов»;
- с периодичностью 6 лет на НП, аттестация которых не проводилась.

Рисунок 2.2 – План диагностического обследования магистральных нефтепроводов

Кроме того, при каждом обследовании участков МН дефектоскопом WM производится обязательное обследование профилемерами.

Вместе с проектом графика работ ОАО МН представляет в отдел МНИНБ ОАО «АК «Транснефть» следующие расчеты:

- расчет режима перекачки и скорости движения прибора, необходимых для обеспечения технических требований к пропуску диагностического прибора;
- расчет времени, необходимого для пропуска диагностического прибора по диагностируемому участку нефтепровода сниженным режимом;
- расчет объема нефти, необходимого для пропуска прибора по диагностируемому участку нефтепровода требуемым режимом (для нефтепроводов с ограниченным объемом перекачки);

|      |      |          |         |     |  |      |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
|      |      |          |         |     | Организация работ по очистке и диагностике магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |  | 36   |

- определение пропускной способности участка нефтепровода на месяц с учетом суммарных потерь на пропуск диагностического комплекса и при плановых работах, включенных в утвержденный «План остановок и работы нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» со снижением режимов» [12].

На рисунке 2.3 представлен вид программы с результатами диагностики внутренней полости нефтепровода, а именно наличие коррозии на внутренней поверхности трубопровода.

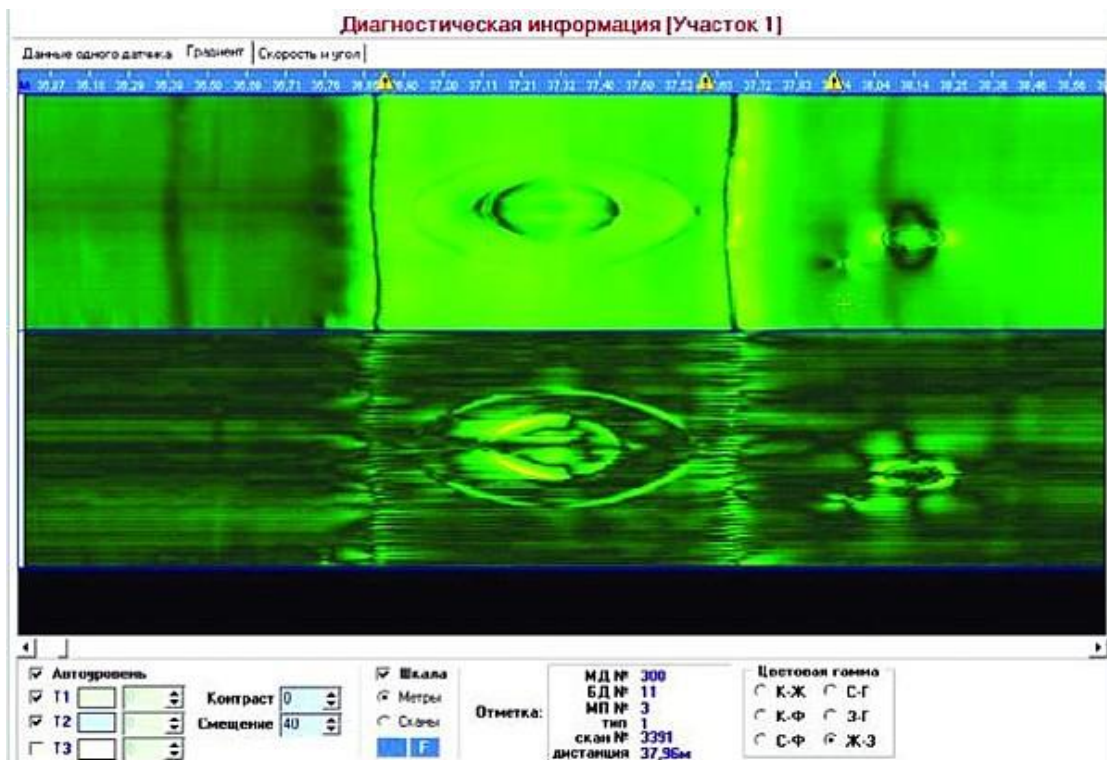


Рисунок 2.3 – Вид отображения результатов внутритрубной диагностики

## 2.2 Планирование работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов

В технологическом регламенте ПАО «Транснефть» [13] представлены требования к разработке и согласованию дочерними акционерными обществами ОАО «АК «Транснефть» планов очистки магистральных нефтепроводов, лупингов, ниток подводных переходов, отводов и шлейфов, оборудованных камерами пуска и приема средств очистки и диагностики.

Регламент по очистке МН устанавливает следующие виды очистки:

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Организация работ по очистке и диагностике магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 37   |

- плановая – выполняется согласно утвержденному плану при текущей эксплуатации с целью удаления парафиновых отложений, скоплений воды и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов. Такая очистка предназначена для обеспечения плановых показателей пропускной способности НП и энергозатрат на перекачку нефти;

- преддиагностическая – выполняется перед проведением внутритрубной диагностики для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости НП;

- внеплановая – выполняется при увеличении по сравнению с плановыми энергозатрат (на 3,5 %), уменьшении пропускной способности (на 2 %) и эффективного диаметра НП (на 1 %);

- целевая – проводится для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на ЛЧ.

Формирование годового плана очистки НП и на его основе поквартальных и месячных планов производится с учетом:

- требований периодичности очистки;
- годового плана внутритрубной диагностики ПАО «Транснефть»;
- необходимости проведения целевой очистки после проведения ремонтных работ в соответствии с планом остановок МН.

Периодичность очистки МН в процессе эксплуатации определяется для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой нефти.

Планирование работ по очистке магистральных нефтепроводов ОАО МН осуществляется путём формирования годового и на его основе месячных планов работ. Годовой план очистки в ОАО МН согласовывается с товаротранспортным отделом, диспетчерской службой, службой главного энергетика, отделом экологической безопасности, утверждается главным инженером ОАО МН.

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Организация работ по очистке и диагностике магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 38   |

При наличии на участках нефтепроводов резервных ниток подводных переходов через реки и болота, лупингов и обводных линий сначала планируется их очистка, а потом очистка самого участка.

На основании полученных от ОАО МН проектов годовых планов очистки отдел магистральных нефтепроводов и нефтебаз ОАО «АК «Транснефть» формирует годовой план очистки межрегиональных МН Компании будущего года по установленной форме. При этом должен быть соблюден принцип планирования очистки МН последовательно от начального нефтепровода системы к конечному.

ОАО МН с целью восстановления качества нефти (содержание солей, механических примесей, воды и пр.), ухудшающегося в процессе очистки, разрабатывает мероприятия по исправлению качества некондиционной нефти, преимущественно в границах ОАО МН. Мероприятия должны предусматривать выделение свободных емкостей для локализации некондиционной нефти, организацию дополнительного контроля качества нефти, компаундирование и другие работы по доведению качества нефти до установленных норм.

В случае если в границах одного ОАО МН нет возможности произвести восстановление качественных параметров нефти, необходимо подготовить такие мероприятия совместно со смежным ОАО МН, в которое будет перекачиваться нефть ухудшенного качества.

В зависимости от особенностей эксплуатации МН и свойств перекачиваемой нефти устанавливается следующая периодичность очистки:

- не реже 1 раза в квартал – при вязкости перекачиваемой нефти до 30 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки более 1,5 м/с;
- не реже 2 раз в квартал – при вязкости перекачиваемой нефти от 30 до 50 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки менее 1,5 м/с;
- не реже 3 раз в квартал – при вязкости перекачиваемой нефти более 50 сСт.

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Организация работ по очистке и диагностике магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 39   |

## 3 РЕКОНСТРУКЦИЯ КАМЕРЫ ПРИЕМА И ПУСКА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕПРОВОДОВ

### 3.1 Конструкция камеры приема и пуска СОД

Камеры, в зависимости от вида узлов запуска и приема СОД должны изготавливаться в двух исполнениях:

- камеры для стационарных узлов запуска и приема СОД (КЗ, КП);
- камеры для временных узлов запуска и приема СОД (ВКЗ, ВКП).

Конструкция камеры представляет собой два цилиндра, которые соединены между собой эксцентрическим переходом. Диаметр одного из цилиндров должен быть равен диаметру нефтепровода – это есть номинальная часть. Диаметр второго должен быть больше чем первый – расширенная часть. Расширенная часть должна быть больше для того, чтобы СОД можно было удобно запасовать или извлечь из камеры.

Для того чтобы можно было получить доступ к внутренней части камеры, предусмотрен концевой затвор. Затвор представляет собой крышку с герметизирующими прокладками и поворотный механизм для открытия и закрытия этой крышки. Во время эксплуатации к концевому затвору предъявляются следующие требования: крышка при открытии и закрытии должна перемещаться свободно, работать без заеданий и открываться и закрываться не более чем за 10 минут. Управление таким затвором осуществляется вручную персоналом предприятия.

Для того чтобы избежать утечек нефти от открытия затвора из-за избыточного давления, на каждом затворе должен быть установлен предохранительный механизм (рисунок 3.1, 3.2).

В конструкции камеры запуска должен быть предусмотрен патрубок для подвода нефти с боку, так же как и на камере приема должен быть

|          |      |               |         |     |   |   |      |        |
|----------|------|---------------|---------|-----|---|---|------|--------|
|          |      |               |         |     | Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |   |      |        |
| Изм.     | Лист | № докум.      | Подпись | Дат |   |   |      |        |
| Разраб.  |      | Ратасеп С.С.  |         |     | Реконструкция камеры приема и пуска средств очистки и диагностики нефтепроводов   | Лит.                                    | Лист | Листов |
| Руковод. |      | Гончаров Н.В. |         |     |   |   | 40   | 93     |
| Рук. ООП |      | Чухарева Н.В. |         |     |   | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б8А2 |      |        |



предусмотрен патрубок отвода нефти сбоку [14].

Основные параметры и характеристики стационарных камер приема и пуска СОД приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные параметры и характеристики КПП СОД [14]

| Наименование показателя   |   | Значения               |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|---|---|------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|
| Условный диаметр присоединяемого нефтепровода, DN, мм   |   | 150                    | 200 | 250 | 300 | 350 | 400 | 500 | 700 | 800 | 1000 | 1050 | 1200 |
| Давление, МПа   | Номинальное, PN                             | 8,0; 10,0; 12,5; 15,0  |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|   | Рабочее, P <sub>р</sub>                     | 8,0; 10,0; 12,5; 15,0  |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|   | Расчетное, P <sub>расч</sub>                | 8,0; 10,0; 12,5; 15,0  |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|   | Пробное при гидроиспытании, P <sub>пр</sub> | 12,0; 15,0; 19,0; 22,5 |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
| Температура, °С   | Рабочей среды                               | от минус 15 до плюс 80 |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|   | Расчетная стенки                            | плюс 80                |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|   | Минимально допустимая отрицательная         | минус 60               |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
| Группа аппарата для контроля сварных соединений в соответствии ПБ 03-584-03   |   | 1                      |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
| Прибавка для компенсации коррозии, мм   |   | 3                      |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
| * По настоящим техническим условиям, на основании технического задания, камеры могут изготавливаться на другие параметры и типоразмеры. |   |                        |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |

Затворы, используемые в камерах пуска и приема средств очистки и диагностики, подразделяются на:

- хомутовые (рисунок 3.1);
- байонетные (рисунок 3.2);
- резьбовые (рисунок 3.3).

Затвор хомутового типа предназначен для обеспечения периодического доступа во внутреннюю полость камер запуска и приема средств очистки и диагностики DN100-1600мм, PN0,8-15,0МПа.



Рисунок 3.1 – Хомутовой затвор КПП СОД

Затвор состоит из корпуса, поворотной крышки, полухомутов, предохранительного устройства, штурвала. Герметизация обеспечивается торцевым уплотнением. При помощи фиксатора предохранительного устройства блокируется открытие крана и полухомутов под рабочим давлением. Работы по открытию (закрытию) производятся после стравливания рабочего давления в камере СОД.

Преимущества хомутового затвора:

1. Надежность конструкции;
2. Высокая ремонтпригодность;
3. Удобство в эксплуатации.

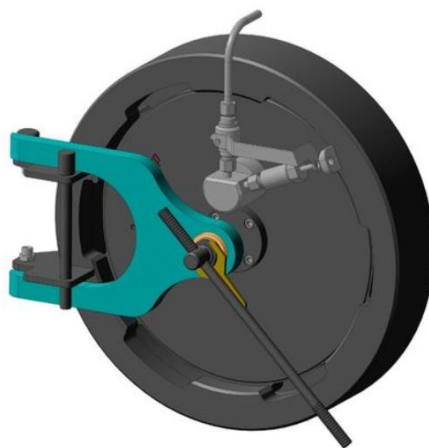


Рисунок 3.2 – Затвор байонетного типа КПП СОД

Байонетный затвор состоит из крышки, корпуса, шарнира, рукоятки и предохранительного устройства. Герметизация обеспечивается уплотнительным кольцом.

При помощи фиксатора предохранительного устройства блокируется открытие крана и затвора под рабочим давлением. Работы по открытию производятся после стравливания рабочего давления в камере СОД.

Преимущества затвора байонетного типа:

1. Быстродействие;
2. Износо- и коррозионностойкое покрытие;
3. Защита от открытия под давлением.

Камеры запуска и приема предназначены для использования во взрывоопасных зонах класса 1 по ГОСТ Р 51330.9 (В-1Г по ПУЭ), в которых

возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА по ГОСТ Р 51330.11, группы ТЗ по ГОСТ Р 51330.5.

Камеры предназначены для работы со средой – сырая нефть или нефтепродукты, параметры которой приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры рабочей среды нефтепровода с КПП СОД [14]

| Наименование параметров  | Единица измерения | Величина   |
|--|-------------------|--|
| Плотность среды  | кг/м <sup>3</sup> | от 800 до 900  |
| Давление насыщенных паров, не более                                      | мм рт.ст.         | 500  |
| Вязкость среды   | м <sup>2</sup> /с | от 0,05x10 <sup>-4</sup><br>до 1,00x10 <sup>-4</sup> |
| Парафина, не более   | %                 | 7,0  |
| Массовая доля серы, не более   | %                 | 3,5  |
| Массовая доля воды, не более   | %                 | 1,0  |
| Воды в отдельных случаях   | %                 | 5,0  |
| Концентрация хлористых солей, не более                                   | мг/л              | 900  |
| Массовая доля механических примесей, не более                            | %                 | 0,05   |
| Максимальный размер механических примесей твердостью до 7 по шкале Мооса | мм                | 5,0  |

Температура рабочей среды – от - 15 °С до + 80 °С.

Стационарные камеры запуска СОД должны иметь конструктивные параметры и размеры, приведенные на рисунке 3.1 и в таблице 3.3.

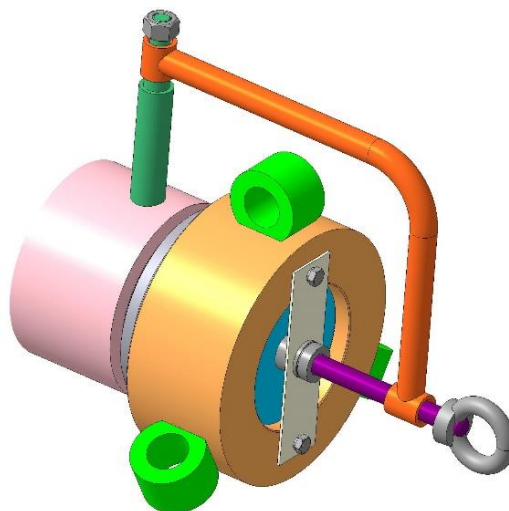
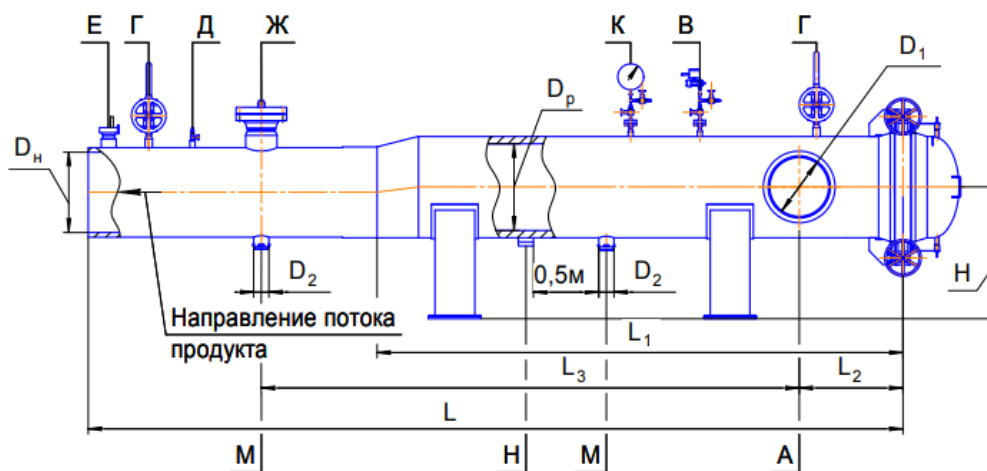


Рисунок 3.3 – Затвор концевой резьбовой

Оснащенный резьбой затвор навинчивается на втулку, привариваемую к концу камеры запуска/приема. Его прочные ручки облегчают поворот затвора.

Размеры затвора составляют от 4 до 14-дюймов (100-250 мм). Рычаг шарнира, соединяющий дверцу с втулкой, представлен в стандартном исполнении на емкостях размерами от 10 до 14-дюймов (250- 350 мм). Время открытия/закрытия резьбового затвора не превышает 10 минут.



А – патрубок подвода продукта; В – патрубок для датчика давления; Г – патрубки для присоединения трубопроводов газозвушной линии; Д – патрубок для подачи пара или инертного газа; Е – патрубок для установки сигнализатора рычажного; Ж – патрубок для установки запасовочного устройства; К – патрубок для установки манометра; М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов; Н – датчик контроля герметичности.

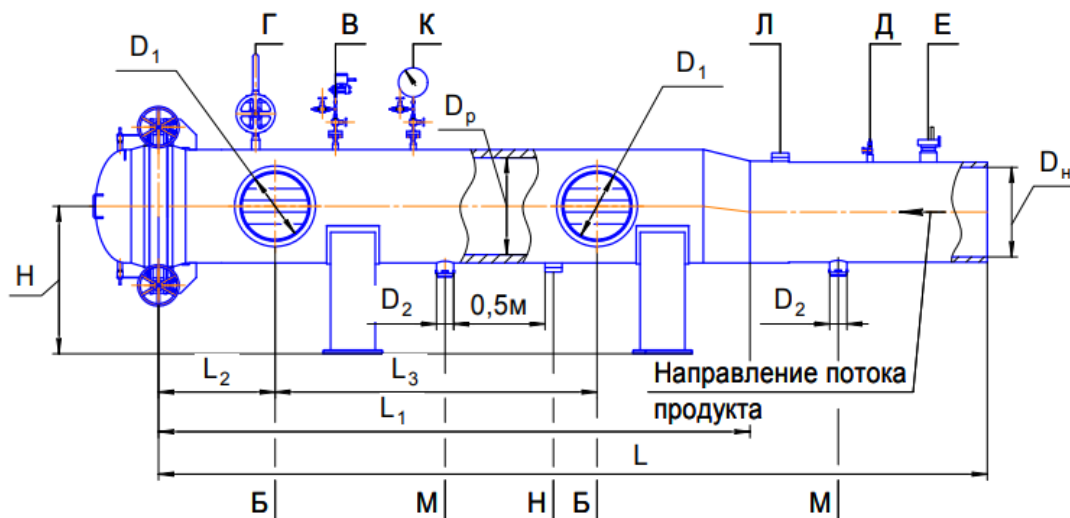
Рисунок 3.4 – Камера пуска СОД

Таблица 3.3 – Конструктивные размеры камеры пуска

| Наименование показателей  | Значение |     |       |      |       |      |       |      |       |      |       |      |       |  |
|---|----------|-----|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|--|
|   | 150      | 200 | 250   | 300  | 350   | 400  | 500   | 700  | 800   | 1000 | 1050  | 1200 |       |  |
| Условный диаметр нефтепровода, DN   | 150      | 200 | 250   | 300  | 350   | 400  | 500   | 700  | 800   | 1000 | 1050  | 1200 |       |  |
| D <sub>н</sub> – проходное сечение номинальной части камеры, мм                                 | 150      | 200 | 250   | 300  | 350   | 400  | 500   | 700  | 800   | 1000 | 1050  | 1200 |       |  |
| D <sub>р</sub> – проходное сечение расширенной части камеры, мм                                 | 200      | 250 | 300   | 350  | 400   | 500  | 600   | 800  | 900   | 1100 | 1200  | 1300 |       |  |
| L – минимальная длина камеры запуска, мм  | 9000     |     | 10100 |      | 11600 |      | 11300 |      | 10600 |      | 12600 |      | 13700 |  |
| L <sub>1</sub> – минимальная длина расширенной части камеры, мм                                 | 6700     |     | 7400  |      | 8700  |      | 8400  |      | 7600  |      | 9300  |      | 10400 |  |
| L <sub>2</sub> – расстояние от затвора камеры до патрубка подвода нефти, мм                     | 500      |     | 500   |      | 600   |      | 600   |      | 800   |      | 1000  |      | 1200  |  |
| L <sub>3</sub> – минимальное расстояние от патрубка подвода нефти до запасовочного патрубка, мм | 7500     |     | 8600  |      | 10000 |      | 9700  |      | 8600  |      | 10600 |      | 11700 |  |
| H – расстояние от оси камеры до опоры, мм   | 950      | 950 | 1000  | 1000 | 1050  | 1100 | 1200  | 1300 | 1400  | 1500 | 1500  | 1600 |       |  |

|      |      |          |         |     |
|------|------|----------|---------|-----|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |
|------|------|----------|---------|-----|

Стационарные камеры приема СОД должны иметь конструктивные параметры и размеры, приведенные на рисунке 3.5 и в таблице 3.4.



Б – патрубки отвода продукта; В – патрубок для установки датчика давления; Г - патрубок для присоединения трубопровода газозвушной линии; Д – патрубок для подачи пара или инертного газа; Е – патрубок для установки сигнализатора рычажного; К – патрубок для установки манометра; Л – сигнализатор прохождения СОД; М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов; Н – датчик контроля герметичности.

Рисунок 3.5 – Камера приема СОД

Таблица 3.4 – Конструктивные размеры камеры приема

| Наименование показателей   | Значение |      |      |      |       |      |       |      |       |      |       |      |       |  |       |  |       |  |
|--|----------|------|------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|--|-------|--|-------|--|
|  | 2        |      |      |      |       |      |       |      |       |      |       |      |       |  |       |  |       |  |
| Условный диаметр нефтепровода, DN  | 150      | 200  | 250  | 300  | 350   | 400  | 500   | 700  | 800   | 1000 | 1050  | 1200 |       |  |       |  |       |  |
| D <sub>н</sub> – проходное сечение номинальной части камеры, мм            | 150      | 200  | 250  | 300  | 350   | 400  | 500   | 700  | 800   | 1000 | 1050  | 1200 |       |  |       |  |       |  |
| D <sub>р</sub> – проходное сечение расширенной части камеры, мм            | 200      | 250  | 300  | 350  | 400   | 500  | 600   | 800  | 900   | 1100 | 1200  | 1300 |       |  |       |  |       |  |
| L – минимальная длина камеры приема, мм                                    | 8900     |      | 9600 |      | 10900 |      | 10600 |      | 10200 |      | 12600 |      | 15200 |  |       |  |       |  |
| L <sub>1</sub> – минимальная длина расширенной части камеры, мм            | 7400     |      | 8100 |      | 9800  |      | 9500  |      | 8800  |      | 11600 |      | 13200 |  |       |  |       |  |
| L <sub>2</sub> – расстояние от затвора камеры до патрубка отвода нефти, мм | 500      |      | 500  |      | 600   |      | 600   |      | 800   |      | 1000  |      | 1200  |  |       |  |       |  |
| L <sub>3</sub> – минимальное расстояние между патрубками отвода нефти, мм  | 6400     | 6450 | 7100 |      | 8550  |      | 8250  |      | 7100  |      | 9000  |      | 10200 |  | 10200 |  | 10300 |  |
| H – расстояние от оси камеры до опоры, мм                                  | 950      | 950  | 1000 | 1000 | 1050  | 1100 | 1200  | 1300 | 1400  | 1500 | 1500  | 1600 |       |  |       |  |       |  |

Временные камеры запуска и приема СОД линейной части вновь построенных магистральных нефтепроводов условным проходом 150..1200

мм включительно и номинальным давлением до  $P_N$  12,5 МПа, предназначены для установки на временных узлах запуска и приема и служащие для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта.

Временные камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом «УХЛ» с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от плюс 40 °С до минус 60 °С. На рисунке 3.6 представлена конструкция временной КПП СОД, а в таблице 3.5 представлены ее основные параметры и характеристики.

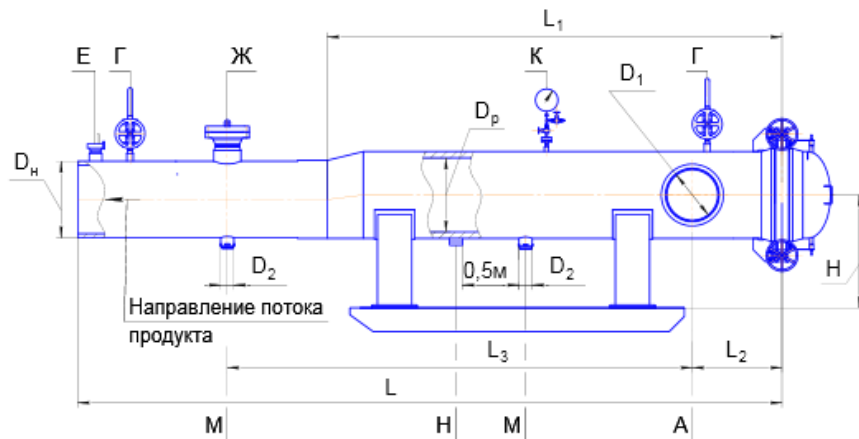


Рисунок 3.6 – Временная КПП СОД

Таблица 3.5 – Основные параметры и характеристики временной камеры

| Наименование показателя  |                                      | Значения               |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|--|--------------------------------------|------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|
| Условный диаметр присоединяемого нефтепровода, DN, мм  |                                      | 150                    | 200 | 250 | 300 | 350 | 400 | 500 | 700 | 800 | 1000 | 1050 | 1200 |
| Давление, МПа  | Номинальное, $P_N$                   | 6,3; 8,0; 10,0; 12,5   |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|  | Рабочее, $P_p$                       | 6,3; 8,0; 10,0; 12,5   |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|  | Расчетное, $P_{расч}$                | 6,3; 8,0; 10,0; 12,5   |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
| Температура, °С  | Пробное при гидроиспытании, $P_{пр}$ | 9,5; 12,0; 15,0; 19,0  |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|  | Рабочей среды                        | от минус 15 до плюс 80 |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
| ра, °С   | Расчетная стенки                     | плюс 80                |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
|  | Минимально допустимая отрицательная  | минус 60               |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
| Группа аппарата для контроля сварных соединений в соответствии ПБ 03-584-03  |                                      | 1                      |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
| Прибавка для компенсации коррозии, мм  |                                      | 3                      |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |
| * На основании технического задания или заполненного опросного листа камеры могут изготавливаться на другие параметры и типоразмеры. |                                      |                        |     |     |     |     |     |     |     |     |      |      |      |

|      |      |          |         |     |
|------|------|----------|---------|-----|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |
|------|------|----------|---------|-----|



Кроме того, для пуска средств диагностики предусмотрено запасочное устройство, схема которого представлена на рисунке 3.7.

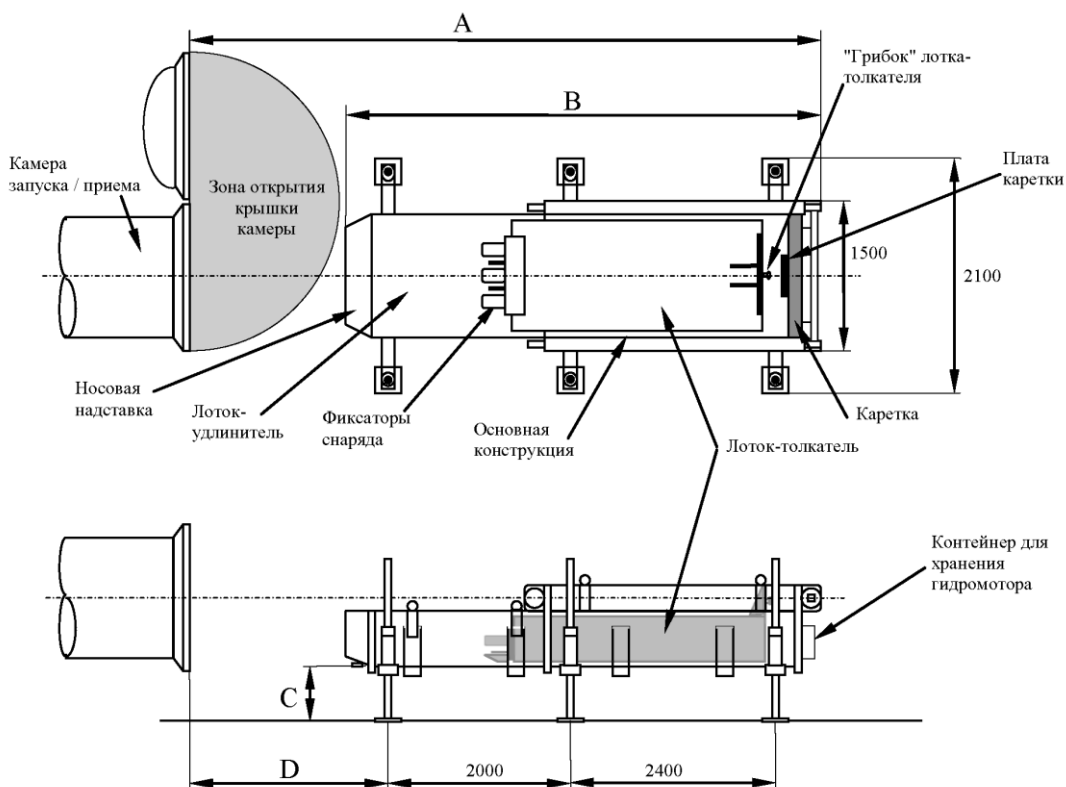


Рисунок 3.7 – Устройство запаски/приема магнитных снарядов перед камерой запуска (приема)

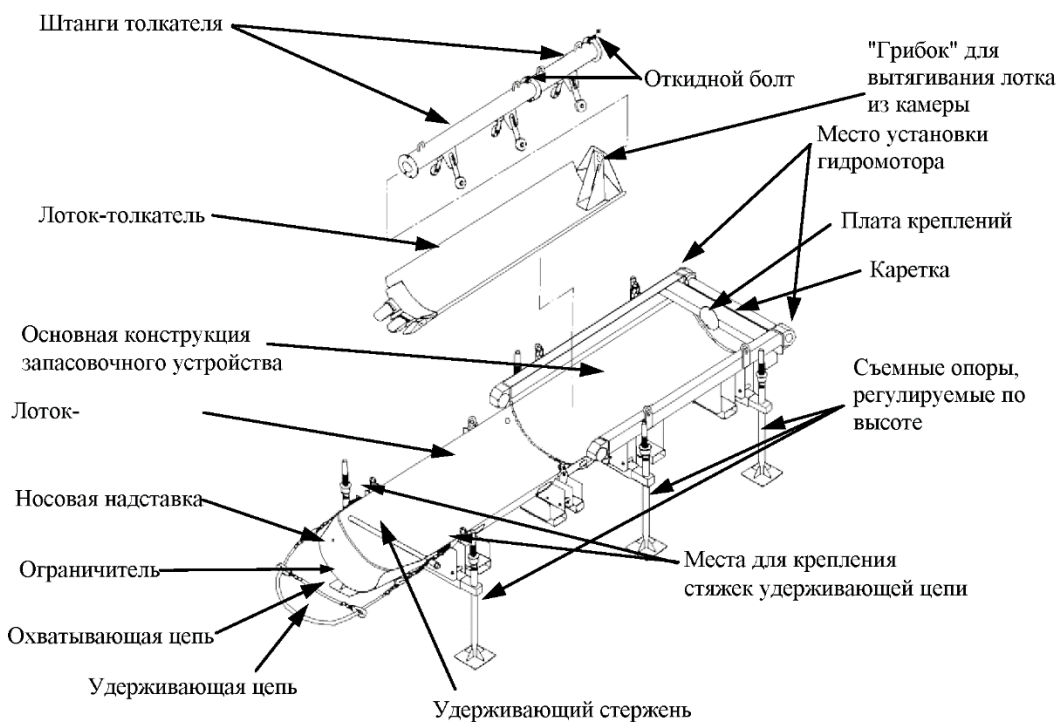


Рисунок 3.8 – Оборудование, используемое при запаске магнитных снарядов

|      |      |          |         |     |
|------|------|----------|---------|-----|
|      |      |          |         |     |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |

### 3.2 Технические характеристики нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»

В административном отношении участки работ расположены на территории Колпашевского района Томской области. Ситуационный план расположения участка работ представлен на рисунке 3.9.

Подъезд к участку работ на 467 км МН «Александровское-Анжеро-Судженск» возможен от НПС «Молчаново» на северо-запад по дороге с щебеночным покрытием «Чажемто - Парабель» на расстояние 118 км. Расстояние от железнодорожной станции «Томск» до НПС «Молчаново» 198 км в западном направлении. Технологически участки работ обслуживаются - км 467 - ЛЭС «Молчаново». Землепользователь приведен на топографическом плане. По характеру растительности район работ относится к зоне смешанных лесов, которые представлены березой, елью, сосной высотой до 25 м. Коридор в районе изысканий занят, луговой растительностью.

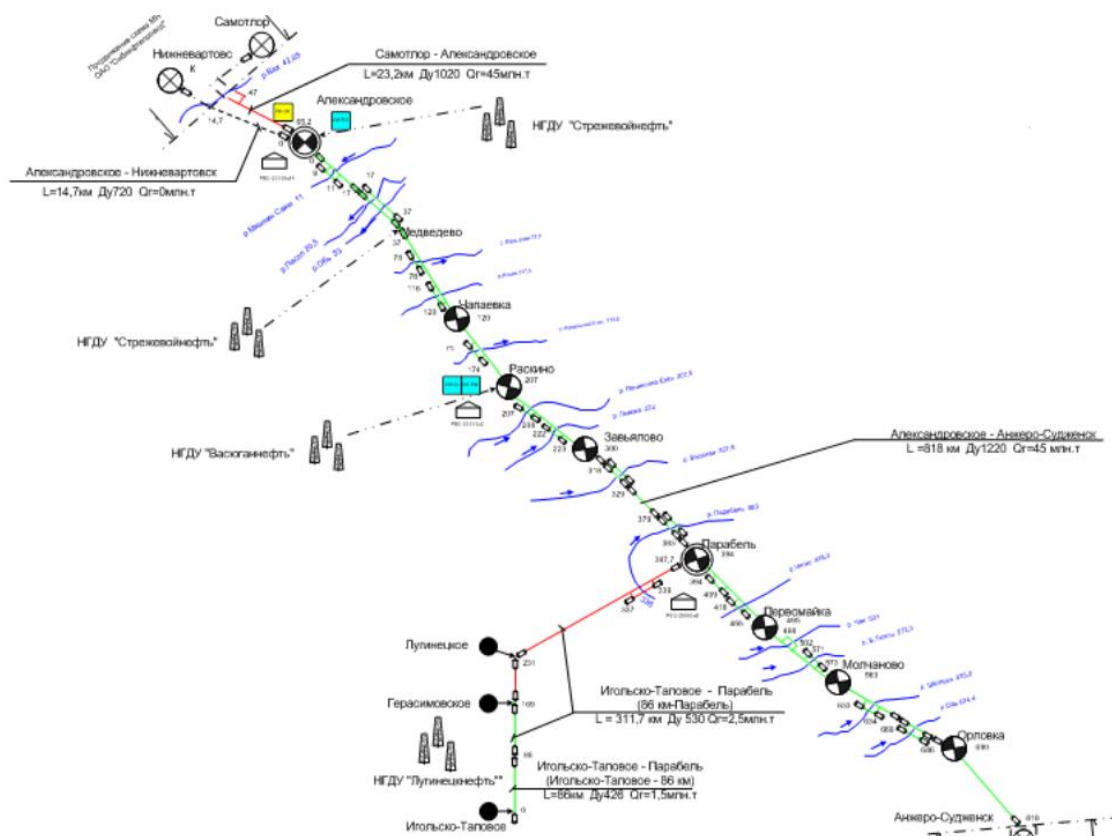


Рисунок 3.9 – Расположение нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»

|      |     |          |         |     |   |      |
|------|-----|----------|---------|-----|---|------|
|      |     |          |         |     | Реконструкция камеры приема и пуска средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |   | 48   |



Климат рассматриваемой территории континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и довольно жарким летом.

Глубина сезонного промерзания для суглинков составляет 2,03 м. В зоне сезонного промерзания суглинки мягкопластичные и суглинки тугопластичные чрезмернопучинистые. Из опасных геологических процессов и неблагоприятных инженерногеологических явлений на данном участке отмечается сезонное промерзание и морозная пучинистость грунтов.

Трасса нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» проходит по участкам с разнообразнейшей аэрогидрографией в сложных природноклиматических условиях. Район прохождения трассы нефтепровода характеризуется резко континентальным климатом с продолжительной холодной зимой и коротким, но тёплым летом. Минимальная температура воздуха в январе достигает  $-49^{\circ}\text{C}$ , а максимальная в июле  $+37^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность периода с положительной температурой составляет 160-180 дней в году. Среднегодовая температура на северном участке трассы нефтепровода  $-3,3^{\circ}\text{C}$ , на южных участках  $+0,4^{\circ}\text{C}$ .

Диаметр нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» составляет  $D=1220$  мм, толщина стенок  $\delta=14$  мм, марка стали 17ГС, рабочее давление нефтепровода 4,3 МПа.

Первый пусковой комплекс магистрали Александровское – Анжеро-Судженск включал 818 км линейной части и две НПС – «Александровская» и «Парабель». Подготовка к строительству нефтепровода началась в феврале 1970 года. Подрядчикам, среди которых было пять мощных трестов и десятки специализированных управлений со всей страны, пришлось действовать в неосвоенных районах Томской области среди самых больших в мире Васюганских болот. За период навигации на реке Обь летом 1970 года были завезены материалы, горючее и трубы. Строители доставляли их по железной дороге, затем перегружали на речной транспорт.

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Реконструкция камеры приема и пуска<br>средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 49   |

В настоящее время по магистральному нефтепроводу ведется транспортировка товарной нефти на Анжеро-Судженскую ЛПДС Новосибирского РНУ в Кемеровской области для дальнейших поставок сырья компаниям-партнерам.

Таблица 3.6 – Характеристики перегонов нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»

| Наименование            | Координата НПС, км | Геодезическая отметка, м | Максимально допустимое давление на выходе НПС, МПа |
|-------------------------|--------------------|--------------------------|--|
| ГНПС «Парабель»         | 394                | 71,7                     | 4,76   |
| НПС «Молчаново»         | 583                | 113,0                    | 4,28   |
| НПС «Орловка»           | 690                | 78,3                     | 4,59   |
| ПСП «Анжеро - Судженск» | 818                | 229,3                    | -  |

### 3.3 Модернизированная конструкция КПП СОД

Одним из элементов камеры пуска-приема является запасочное устройство – приспособление, предназначенное для затягивания тросом многосекционных приборов в камеру запуска при помощи лебедки или подъемного крана (рисунок 3.10).

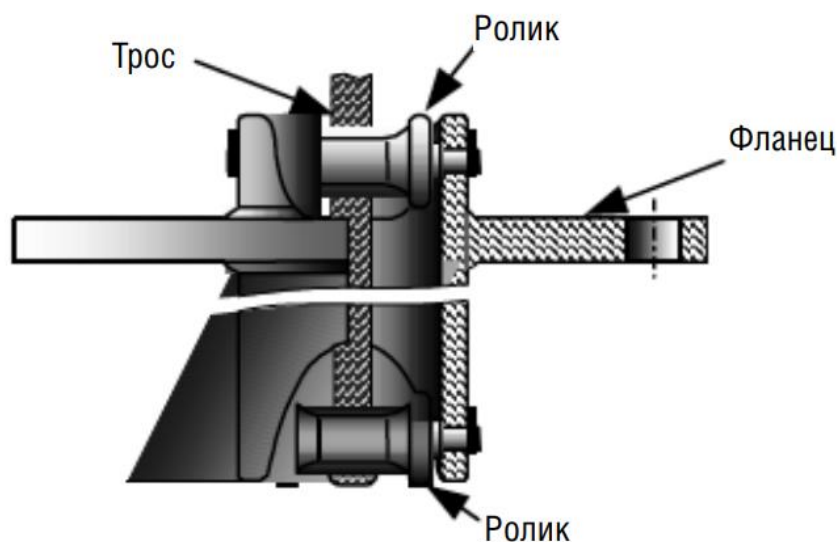


Рисунок 3.10 – Запасочное устройство

Устройство устанавливается на фланец специального патрубка, приваренного к камере запуска за пределами ее расширенной части. Приспособление состоит из трубы с приваренным крепежным фланцем, таким

же, как и фланец патрубка, одного или двух направляющих роликов. Длина входящей в патрубок трубы с роликом должна обеспечивать нахождение ролика в центре трубопровода. Вращающиеся и трущиеся детали запасовочного устройства должны быть изготовлены из материалов, исключающих искрообразование. До начала движения снаряда запасовка внутритрубного инспекционного прибора производится следующим образом (рисунок 3.11).

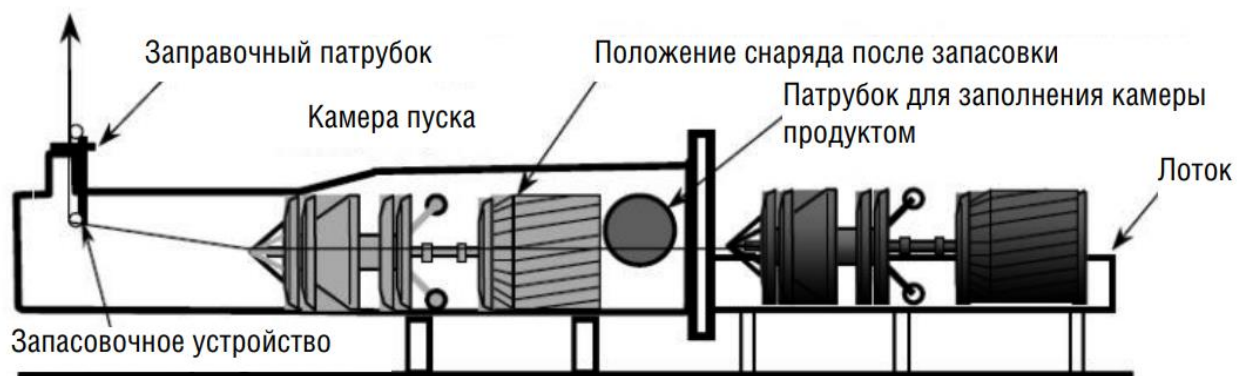


Рисунок 3.11 – Схема запасовки внутритрубного инспекционного прибора

Запасовка диагностического снаряда осуществляется путем пропуска внутрь камеры троса через ролик запасовочного устройства с дальнейшим цеплением троса длинным крючком через открытый затвор камеры и вытаскиванием наружу до головы прибора. Затем трос должен быть пропущен через проушину на бампере прибора и протянут обратно через запасовочное устройство, после чего два конца троса соединяются хомутом, петля троса закрепляется на крюке подъемного крана. Данные действия являются достаточными для начала втягивания прибора в камеру пуска до момента, когда первая манжета войдет в часть камеры с номинальным диаметром. В этом случае запасовка устройства считается выполненной; один конец троса следует освободить, сняв хомут, и извлечь трос из камеры, потянув другой его конец тяговым устройством, затем снять запасовочное устройство и установить на фланец запасовочного патрубка штатную заглушку [15].

Основным недостатком данного способа запасовки является неудобство применения трособлочных систем с точки зрения подсоединения

троса к диагностическому средству внутри камеры приема и отсоединения от него внутри камеры запуска после запасовки. Постепенное снижение износостойкости троса со временем эксплуатации вследствие истирания, повышение требуемого усилия запасовки приводят к увеличению поперечного сечения троса (и, соответственно, к увеличению диаметра шкива), что снижает гибкость троса и увеличивает время, затраты и усилия на процесс запасовки скребка.

При модернизации конструкции КПП СОД требовалось учесть основные недопущения [16]:

- повреждения потоком перекачиваемого продукта конструктивных элементов ВИП, расположенных около патрубков подвода перекачиваемого продукта;
- возникновение движения ВИП во время заполнения камеры пуска СОД перекачиваемым продуктом;
- неполное удаление воздуха из камеры пуска СОД;
- возникновение перепада давления между расширенной и номинальной частями камеры пуска СОД.

Задачей по усовершенствованию конструкции КПП СОД является отказ от запасовочного устройства, что избавит от необходимости использования запасовочных патрубков, тросов, а также обеспечит отсутствие потерь нефти через запасовочный патрубок, которые возможны в случае его негерметичности.

К настоящему времени разработано технологическое решение, предусматривающее запасовку снаряда силой тяжести с полным отказом от стороннего воздействия на скребок [17]. Недостатком такого метода следует считать высокие затраты на реконструкцию всех камер запуска СОД, необходимость использования рабочего персонала для балансировки внутритрубного устройства. Таким образом, при модернизации конструкции КПП СОД требуется предусмотреть оптимальное решение, которое бы позволяло сократить человеко-часы на выполнение подготовительных

операций перед запуском внутритрубного инспекционного прибора и в то же время гарантировать высокую степень безотказности системы.

Идея разработанного метода заключается в использовании гидроприводной системы, которая с помощью гидрораспределителя будет приводить в действие телескопический гидроцилиндр, производящий запасовку внутритрубного устройства (рисунок 3.12).

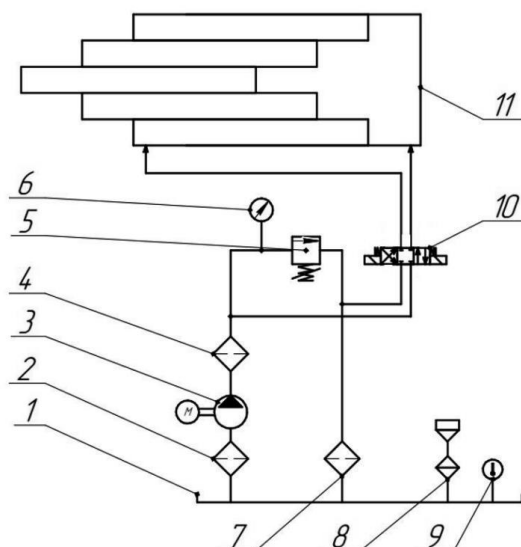


Рисунок 3.12 – Схематическое изображение гидропривода с телескопическим гидроцилиндром.

На рисунке цифрами обозначены: 1 – маслобак; 2 – всасывающий фильтр; 3 – насос с электродвигателем; 4 – напорный фильтр; 5 – предохранительный клапан; 6 – манометр; 7 – фильтр сливной; 8 – горловина с фильтром; 9 – уровнемер; 10 – гидрораспределитель с электрическим управлением; 11 – гидроцилиндр

Объемный гидропривод состоит из следующих основных частей: насоса объемного типа, который воспринимает механическую энергию двигателя и передает ее перемещаемой жидкости; гидравлического двигателя (гидромотора) объемного типа, который преобразует энергию перемещаемой жидкости в механическую энергию рабочего органа; трубопроводов, с помощью которых насос соединяется с гидравлическим двигателем; регулирующих и распределительных устройств; бака гидропривода, который является резервуаром для рабочей жидкости.

Метод заправки очистного оборудования в таком случае будет происходить следующим образом. Через всасывающий фильтр масло из маслобака подается на шестерни электрического насоса и через напорный фильтр попадает в гидрораспределитель с электрическим управлением от двух толкающих электромагнитов, затем попадает в поршневую, или штоковую, камеру цилиндра, что приводит его в движение. Между напорным фильтром и гидрораспределителем установлен предохранительный клапан с манометром, который в случае превышения допустимого давления в гидросистеме откроет возможность частичного или полного перепуска масла в бак под максимальным давлением. На баке также установлены заливная горловина с фильтром и уровнемер для контроля количества жидкости в баке.

На лотке КПП СОД установлены полиуретановые катки для понижения воздействия сил трения на скребок. Они установлены на нижней образующей и с двух сторон от нее под углом.

Гидроцилиндр состоит из нескольких секций, выдвигающихся на расстояние до 7 м в зависимости от диаметра трубопровода. На конце последней секции установлен прямоугольный фрагмент с обивкой, чтобы беспрепятственно воздействовать на задний бампер скребка.

Трубопроводы, входящие в систему объемного гидропривода, образуют четыре характерные линии: всасывающую, соединяющую бак гидропривода с насосом; нагнетательную, соединяющую насос с распределителем; исполнительную, соединяющую распределитель с силовым гидроцилиндром или гидромотором; сливную, соединяющую силовой гидроцилиндр с баком рабочей жидкости.

3D-модель гидропривода с гидроцилиндром, разработанная в программе Компас-3D, представлена на рисунке 3.13.

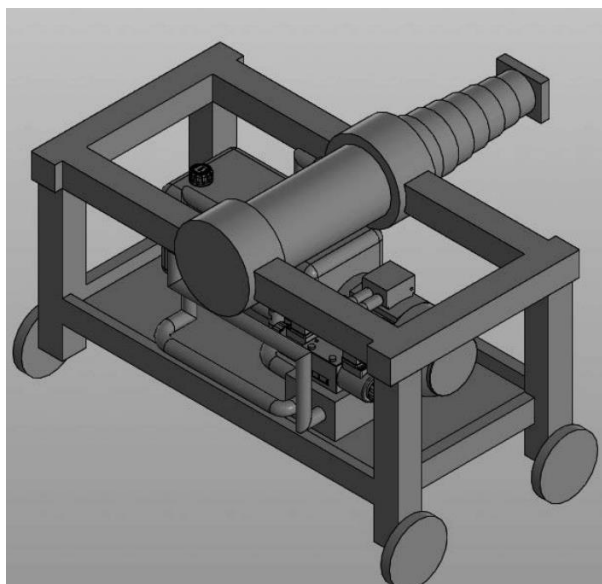


Рисунок 3.13 – 3D-модель гидропривода с телескопическим гидроцилиндром

Преимуществом данной конструкции является практически полная автоматизация процесса, которая понижает использование человеческого ресурса. Применение телескопического гидроцилиндра дает возможность универсального преобразования механической характеристики приводного двигателя в соответствии с требованиями нагрузки. Предлагаемый способ менее трудоемкий и сокращает время на запасовку СОД, снижает время на подготовительные работы перед запуском внутритрубного инспекционного прибора, а повышенная герметичность конструкции сокращает число потенциальных внештатных утечек.

### 3.3 Порядок проведения реконструкции камеры приема и пуска СОД

Модернизация предусматривает замену существующего хомутового затвора на концевой затвор байонетного типа, а также замену существующего запасовочного устройства на модернизированное.

Последовательность работ по модернизации включает в себя:

- демонтаж существующего затвора КПП СОД;
- демонтаж существующего запасовочного устройства;
- реконструкцию узла камеры приема-пуска СОД путем монтажа

концевого затвора и нового запасовочного устройства;

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Реконструкция камеры приема и пуска<br>средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 55   |

- очистку и гидроиспытание модернизированного узла камеры приема-пуска СОД.

Все работы производятся в строгом соответствии с требованиями рабочего проекта, проекта производства работ и нормативно-технической документацией.

За 10 дней до начала работ строительная организация должна направить в РНУ следующие документы:

- ППР, разработанный на все виды выполняемых работ;
- ППРК на производство кранами и вышками с прохождением экспертизы промбезопасности;
- приказ о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное производство работ;
- список лиц, участвующих в производстве работ;
- документы, подтверждающие квалификацию ИТР и рабочих;
- материалы, подтверждающие готовность подрядчика к выполнению работ повышенной опасности;
- документы, подтверждающие исправность применяемых при работе машин и механизмов, а также наличие их технического освидетельствования.

Совместно с руководителем работ РНУ оформляет акт-допуск на проведение работ на территории действующего предприятия. В акте-допуске должны быть указаны мероприятия по охране труда, промышленной и пожарной безопасности. Ответственность за соблюдение мероприятий, предусмотренных актом-допуском, несут руководители, выполняющие работы, и РНУ.

Демонтажные и строительно-монтажные работы попадают под перечень работ повышенной опасности, на проведение которых кроме вышеперечисленных разрешительных документов РНУ обязано оформить наряд-допуск на проведение огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности. После подготовки всех вышеперечисленных

|      |     |          |         |     |   |      |
|------|-----|----------|---------|-----|---|------|
|      |     |          |         |     | Реконструкция камеры приема и пуска средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |   | 56   |



документов руководитель работ в присутствии представителя РНУ и технического надзора может приступать к работам

Порядок выполнения демонтажных работ:

1. герметизация внутренней полости КПП СОД;
2. принудительная вентиляция КПП СОД;
3. демонтаж существующего затвора КПП СОД;
4. демонтаж запасовочного оборудования КПП СОД.

Демонтаж затвора выполнять машиной безогневой резки. Конец камеры приема-пуска заглушить.

Перед сборкой и сваркой камеры приема-пуска СОД следует произвести визуальный контроль поверхностей камеры и затвора, запорной и распределительной арматуры на отсутствие повреждений, а также очистку полостей и подготовку к сборке. Сборка затвора под сварку должна производиться на внутренних центраторах.

Контроль сварных соединений КПП СОД, монтаж, сварка выполняются в соответствии с действующими нормативными документами. Все стыковые соединения камеры приема-пуска СОД, в том числе гарантийные сварные швы, швы приварки арматуры подвергаются контролю качества такими неразрушающими методами контроля как: визуальный и измерительный, радиографический, ультразвуковой.

### **3.4 Гидравлические испытания КПП СОД на прочность и герметичность**

Трубопроводная обвязка с подключенным технологическим оборудованием узлов КПП СОД подвергается испытанию на прочность и проверке на герметичность согласно ГОСТ 34568-2019 [18].

Испытание трубопроводной обвязки узлов КПП СОД производится гидравлическим способом на прочность и герметичность в два этапа.

На 1 этапе трубопроводы подвергают гидравлическому испытанию совместно с камерой давлением в верхней точке  $1,25 P_{\text{раб}}$ , в любой точке – не

|      |      |          |         |     |   |      |
|------|------|----------|---------|-----|---|------|
|      |      |          |         |     | Реконструкция камеры приема и пуска средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |   | 57   |

более наименьшего из  $P_{\text{раб}}$  на трубу, арматуру, детали и оборудование в течение 24 часов.

На 2 этапе происходит испытание трубопроводов и оборудования дренажной и газовоздушной линий.

Отключение участков трубопроводной обвязки должно выполняться следующими способами:

- при проведении 1 этапа испытаний следует использовать заглушки эллиптические по ГОСТ 17379-2001 [19] или днища штампованные;
- при проведении 2 этапа испытаний следует использовать запорную арматуру.

До проведения гидравлического испытания камеры приема-пуска, до установки заглушек внутренняя полость трубопроводов должна быть продута воздухом для очистки трубопроводов от окалины, а также случайно попавших при строительстве внутрь трубопроводов грунта и различных предметов.

При очистке на 1 этапе выполняются следующие работы:

- установка днищ (заглушек) приварных на торец трубопровода;
- подключение компрессора через временный воздуховод диаметром не менее 100 мм к трубопроводу;
- поочередная продувка трубопроводов узла КПП СОД, при этом для направления потока воздуха в продуваемую линию трубопроводов следует использовать запорную арматуру.

Открытие запорной арматуры выполняется на 100 % от полного проходного сечения. Продувка выполняется компрессором. Производительность продувки определяется таким образом, чтобы скорость движения воздуха в трубопроводе была не менее 1,5 км/ч. Очистка внутренней полости трубопровода считается законченной, если воздух из продуваемого участка трубопровода выходит без примесей грунта.

После окончания продувки клиновые задвижки закрываются на 15% от полного проходного сечения с продувкой в течение 15 минут для обеспечения

продувки и зачистки посадочных пазов затворов клиновых задвижек от механических примесей.

Испытание на прочность: заполнение трубопроводов водой, подъем давления до величины, равной в верхней точке не менее  $1,25 P_{раб}$ , в нижней точке равным  $P_{зав}$  и выдержка в течение 24 часов.

Испытание на герметичность: снижение давления до  $P_{раб}$  и выдержка на время, достаточное для осмотра, но не менее 12 часов.

В случае выявления дефектов и после их устранения гидравлические испытания проводятся повторно в полном объеме.

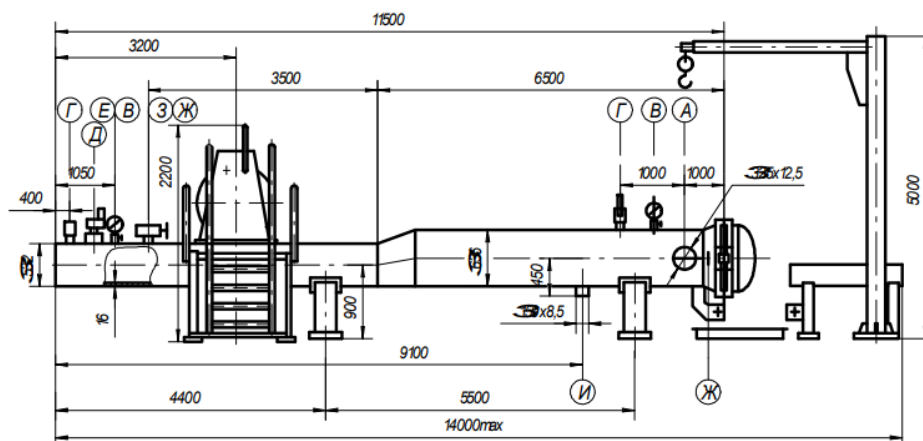
Результаты испытаний на прочность и герметичность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления, а в основном металле, сварных швах, разъёмных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

Закачка воды в трубопровод для испытания осуществляется через фильтры, исключая попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или посторонних предметов из источников водоснабжения. Вода, предназначенная для испытания, должна соответствовать 6 классу чистоты по ГОСТ 17216 – 2001, содержать не более 200 мг/л взвешенных веществ при размере механических примесей не более 1 мм. После проведения гидроиспытаний днища, заглушки и патрубки опрессовочных агрегатов должны быть демонтированы. Вновь построенный и гидроиспытанный узел КПП СОД подключается к существующим нефтепроводам путем врезки предварительно гидроиспытанных окатушенных отводов гарантийными монтажными стыками с применением составных, предварительно гидроиспытанных катушек. Гарантийные монтажные стыки должны пройти 100% визуально-измерительный контроль, 100% контроль рентгенографическим методом с дублированием 100% ультразвуковым методом.

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Реконструкция камеры приема и пуска<br>средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 59   |

## 4 ПРОЕКТИРОВОЧНЫЙ РАСЧЕТ КАМЕРЫ ПРИЕМА И ЗАПУСКА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ

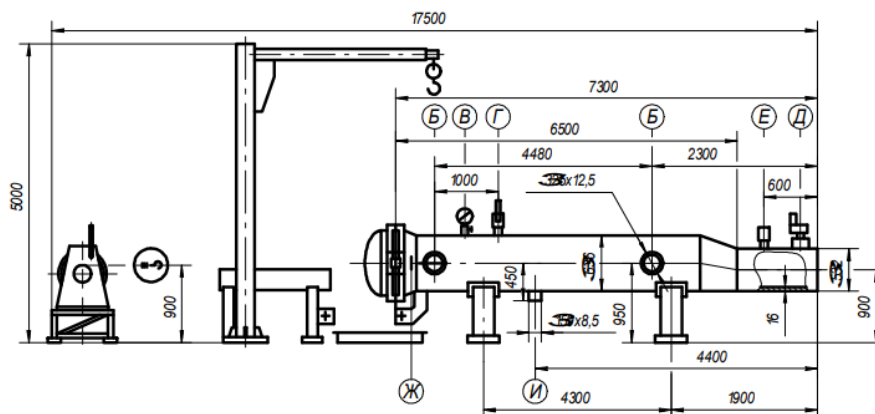
На трассе трубопровода «Александровское-Анжеро-Судженск» используются камеры пуска и приема средств очистки и диагностики УЗПЗ 6М-500-8.0-Л(П) и УЗПП 6М-500-8.0-Л(П),  $D_y = 500$  мм,  $P_y = 8$  МПа (рисунок 4.1, 4.2).



УЗП 6М01.00.000-01 (П-правое исполнение) - зеркальное отражение УЗП 6М01.00.000 относительно оси аппарата

А - подача нефтепродукта; Г - вакуум; Е - под инертный газ; З - для передней заправки;  
В - под манометр; Д - под сигнализатор; Ж - под блокировку; И - дренаж.

Рисунок 4.1 – Камера пуска СОД УЗПЗ 6М-500-8.0-Л(П)



УЗП 6М02.00.000-01 (П-правое исполнение) - зеркальное отражение УЗП 6М02.00.000 относительно оси аппарата

Б - выход нефтепродукта; Г - вакуум; Е - под инертный газ; З - для передней заправки;  
В - под манометр; Д - под сигнализатор; Ж - под блокировку; И - дренаж.

Рисунок 4.2 – Камера приема СОД УЗПП 6М-500-8.0-Л(П)

|   |               |          |  |      |
|---|---------------|----------|--|------|
| Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер пуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |               |          |  |      |
| Изм.  | Лист          | № докум. | Подпись                                | Дат  |
| Разраб.   | Ратасел С.С.  |          |  |      |
| Руковод.  | Гончаров Н.В. |          |  |      |
| Рук. ООП  | Чухарева Н.В. |          |  |      |
| Проектировочный расчет<br>камеры приема и запуска<br>средств очистки и<br>диагностики   |               |          | Лит.                                   | Лист |
|   |               |          |  | 60   |
|   |               |          |  | 93   |
|   |               |          | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б7А |      |

Исходные данные для проектировочного расчета представлены в таблице 4.1.

Характеристики стали взяты согласно ГОСТ 5520-2017 [20]. Коэффициент надежности и условий работы трубопровода взяты согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [21].

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчетов камеры приема и запуска средств очистки и диагностики

| Наименование показателя  | Ед. изм.                           | Значение показателя |
|--|------------------------------------|---------------------|
| Расчетное давление   | р, МПа                             | 2.4                 |
| Номинальный диаметр КПП СОД  | D <sub>н</sub> , мм                | 1200                |
| Номинальный диаметр расширенной части камеры                       | D <sub>н расш</sub> , мм           | 1300                |
| Номинальный диаметр технологических патрубков                      | D <sub>н п</sub> , мм              | 500                 |
| Номинальный диаметр патрубков дренажных трубопроводов              | D <sub>н др</sub> , мм             | 100                 |
| Номинальный диаметр патрубка газовой линии                         | D <sub>н гв</sub> , мм             | 57                  |
| Номинальный диаметр днища камеры                                   | D <sub>н д</sub> , мм              | 1300                |
| Марка стали  |                                    | 09Г2С               |
| Предел текучести   | δ <sub>Т</sub> , Н/мм <sup>2</sup> | 305                 |
| Временное сопротивление  | δ <sub>В</sub> , Н/мм <sup>2</sup> | 460                 |
| Коэффициент условий работы трубопровода                            | m                                  | 0,825               |
| Коэффициент надежности по материалу                                | k <sub>1</sub>                     | 1,47                |
|  | k <sub>2</sub>                     | 1,15                |
| Коэффициент надежности по ответственности трубопровода             | k <sub>н</sub>                     | 1,1                 |
| Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению | n                                  | 1,15                |

#### 4.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию

Расчетные сопротивления растяжению и сжатию определяются по формулам (4.1) и (4.2) соответственно:

$$R_1 = R_1^H \cdot \frac{m}{k_1 \cdot k_n} \quad (1)$$

$$R_2 = R_2^H \cdot \frac{m}{k_2 \cdot k_n} \quad (2)$$

где  $R_1$ ,  $R_2$  – расчетные сопротивления металла растяжению и сжатию соответственно, МПа;

$R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности, МПа;

$R_2^H$  – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести, МПа;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1, k_2$  – коэффициенты надежности по материалу;

$k_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчетное сопротивление растяжению по формуле (4.1):

$$R_1 = R_1^H \cdot \frac{m}{k_1 \cdot k_n} = 460 \cdot \frac{0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 234,7 \text{ МПа}$$

Расчетное сопротивление сжатию по формуле (4.2):

$$R_2 = R_2^H \cdot \frac{m}{k_2 \cdot k_n} = 305 \cdot \frac{0,825}{1,15 \cdot 1,1} = 198,9 \text{ МПа}$$

#### 4.2 Расчет толщины стенки камеры

Определим расчетную толщину обечайки по формуле (4.3):

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (4.3)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

$p$  – расчетное давление, МПа;

$D_H$  – номинальный диаметр камеры, мм;

$R_1$  – расчетное сопротивление металла, МПа.

Расчетная толщина обечайки по формуле (4.3)

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,15 \cdot 2,4 \cdot 1200}{2 \cdot (234,7 + 1,15 \cdot 2,4)} = 7 \text{ мм}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta = 9$  мм.

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Проектировочный расчет камеры приема и запуска средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 62   |

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta = 10$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле (4.4):

$$p_H = \frac{2 \cdot \delta \cdot 0.95 \cdot R_2^H}{D_H - 2 \cdot \delta} \quad (4.4)$$

где  $\delta$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3);

$R_2^H$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.2);

$D_H$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3);

$p$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3).

Величина нормативного давления по формуле (4.4)

$$p_H = \frac{2 \cdot \delta \cdot 0.95 \cdot R_2^H}{D_H - 2 \cdot \delta} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 0.95 \cdot 305}{1200 - 2 \cdot 10} = 4.9 \text{ МПа}$$

$4,9 \geq 2,4$  МПа – условие выполняется.

### 4.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры

Определим расчетную толщину стенки расширенной части камеры по формуле (4.5):

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{H \text{ расш}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (4.5)$$

где  $n$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3);

$p$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3);

$D_{H \text{ расш}}$  – номинальный диаметр расширенной части камеры, мм;

$R_1$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.2).

Расчетная толщина стенки расширенной части камеры:

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{H \text{ расш}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} = \frac{1.15 \cdot 2.4 \cdot 1300}{2 \cdot (234.7 + 1.15 \cdot 2.24)} = 7.6 \text{ мм}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_{\text{расш}} = 9,6$  мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta_{\text{расш}} = 10$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле (4.6):

|      |      |          |         |     |  |      |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
|      |      |          |         |     | Проектировочный расчет камеры приема и запуска средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |  | 63   |

$$p_{H \text{ расш}} = \frac{2 \cdot \delta_{\text{расш}} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H \text{ расш}} - 2 \cdot \delta} \geq p \quad (4.6)$$

где  $\delta_{\text{расш}}$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.5);

$R_2^H$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.2);

$D_{H \text{ расш}}$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.5);

$p$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3).

Величина нормативного давления по формуле (4.6)

$$p_{H \text{ расш}} = \frac{2 \cdot \delta_{\text{расш}} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H \text{ расш}} - 2 \cdot \delta} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 305}{1300 - 2 \cdot 10} = 4,5 \text{ МПа}$$

$4,5 \geq 2,4 \text{ МПа}$  – условие выполняется.

#### 4.4 Расчет толщины стенки технологических патрубков

Определим расчетную толщину стенки технологических патрубков по формуле (4.7):

$$\delta_{\Pi} = \frac{n \cdot p \cdot D_{H \Pi}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (4.7)$$

где  $n$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3);

$p$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3);

$D_{H \Pi}$  – номинальный диаметр стенки технологических патрубков, мм;

$R_1$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.2).

Расчетная толщина стенки технологических патрубков:

$$\delta_{\Pi} = \frac{n \cdot p \cdot D_{H \Pi}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,15 \cdot 2,4 \cdot 500}{2 \cdot (234,7 + 1,15 \cdot 2,4)} = 2,9 \text{ мм}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_{\Pi} = 4,9 \text{ мм}$ .

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta_{\Pi} = 5 \text{ мм}$ .

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле (8):

$$p_{H \Pi} = \frac{2 \cdot \delta_{\Pi} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H \Pi} - 2 \cdot \delta} \geq p \quad (8)$$

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Проектировочный расчет камеры приема и запуска средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 64   |



где  $\delta_{\text{п}}$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.7);

$R_2^H$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.2);

$D_{\text{нп}}$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.7);

$p$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3).

Величина нормативного давления по формуле (4.8):

$$p_{\text{нп}} = \frac{2 \cdot \delta_{\text{п}} \cdot 0.95 \cdot R_2^H}{D_{\text{нп}} - 2 \cdot \delta} = \frac{2 \cdot 5 \cdot 0.95 \cdot 305}{500 - 2 \cdot 5} = 5.9 \text{ МПа}$$

$5,9 \geq 2,4 \text{ МПа}$  – условие выполняется.

#### 4.5 Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии

Определим расчетную толщину стенки патрубков газовоздушной линии по формуле (4.9):

$$\delta_{\text{ГВ}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{н ГВ}}}{2(R_1 + n \cdot p)} \quad (4.9)$$

где  $D_{\text{н ГВ}}$  – номинальный диаметр стенки патрубков газовоздушной линии, мм;

$R_1$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.2).

Расчетная толщина стенки патрубков газовоздушной линии по формуле (4.9):

$$\delta_{\text{ГВ}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{н ГВ}}}{2(R_1 + n \cdot p)} = \frac{1.15 \cdot 2.4 \cdot 57}{2 \cdot (234.7 + 1.15 \cdot 2.4)} = 0.3 \text{ мм}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_{\text{ГВ}} = 2,3 \text{ мм}$ .

Согласно РД 75.180.00-КТН-057-12 [20], минимальная расчетная толщина стенки трубы номинальным диаметром  $D_{\text{н}} = 57 \text{ мм}$ , изготовленной из стали 09Г2С, при  $p = 2,4 \text{ МПа}$  для I категории трубопроводов составляет  $\delta_{\text{min}} = 4 \text{ мм}$ .

Так как расчетное значение толщины стенки получилось меньше минимально допустимого, принимаем  $\delta_{\text{ГВ}} = 4 \text{ мм}$ .

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле (4.10):

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Проектировочный расчет камеры приема и запуска средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 65   |

$$p_{H_{ГВ}} = \frac{2 \cdot \delta_{ГВ} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H_{ГВ}} - 2 \cdot \delta} \geq p \quad (4.10)$$

Величина нормативного давления по формуле (4.10):

$$p_{H_{ГВ}} = \frac{2 \cdot \delta_{ГВ} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H_{ГВ}} - 2 \cdot \delta} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 0,95 \cdot 305}{57 - 2 \cdot 4} = 47,3 \text{ МПа}$$

$47,3 \geq 2,4 \text{ МПа}$  – условие выполняется.

#### 4.6 Расчет толщины стенки днища камеры

Определим расчетную толщину стенки днища камеры по формуле (4.11):

$$\delta_D = \frac{n \cdot p \cdot D_{H_D}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (4.11)$$

где  $n$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3);

$p$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.3);

$D_{H_D}$  – номинальный диаметр стенки днища камеры, мм;

$R_1$  – используется значение, которое использовалось в формуле (4.2).

Расчетная толщина стенки днища камеры по формуле (4.11):

$$\delta_D = \frac{n \cdot p \cdot D_{H_D}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} = \frac{1.15 \cdot 2.4 \cdot 1300}{2 \cdot (234.7 + 1.15 \cdot 2.4)} = 7.6 \text{ мм}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_D = 9,6 \text{ мм}$ .

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta_D = 10 \text{ мм}$ .

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле (4.12):

$$p_{H_D} = \frac{2 \cdot \delta_D \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H_D} - 2 \cdot \delta} \geq p \quad (4.12)$$

где  $\delta_D$  – используется значение, которое использовалось в формуле (11);

Величина нормативного давления по формуле (4.12):

$$p_{H_D} = \frac{2 \cdot \delta_D \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H_D} - 2 \cdot \delta} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 305}{1300 - 2 \cdot 10} = 4,5 \text{ МПа}$$

$4,5 \geq 2,4 \text{ МПа}$  – условие выполняется.

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Проектировочный расчет камеры приема и запуска средств очистки и диагностики | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 66   |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

|               |              |
|---------------|--------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>   |
| 3-2Б8А2       | Ратасеп С.С. |

|                            |                                     |                                  |  |
|----------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|--|
| <b>Школа</b>               | Инженерная школа природных ресурсов | <b>Отделение школы (НОЦ)</b>     | Отделение нефтегазового дела   |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат                         | <b>Направление/специальность</b> | Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки |

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

|  |   |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при усовершенствовании камеры приема и пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД) |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е5; Сборник Е22.  |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022   |

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

|   |   |
|---|---|
| 1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ   | Обоснование экономической перспективности варианта КПП СОД с гидроприводом  |
| 2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок | Расчет эксплуатационных затрат при модернизации теплообменных КПП СОД   |
| 3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности   | Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности применения гидропривода с телескопическим гидроцилиндром. Расчет экономической эффективности |

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

Таблицы, рисунки

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

|                  |                |                               |                |             |
|------------------|----------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>     | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| Доцент ОСГН      | Креницына З.В. | к.т.н.                        |                |             |

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

|               |              |                |             |
|---------------|--------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>   | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 3-2Б7А        | Ратасеп С.С. |                |             |



Таблица 5.1 – Затраты на подготовительные мероприятия по замене КПП СОД

| № п/п | Наименование глав, объектов, работ и затрат       | Сметная стоимость по замене затвора, тыс. руб. |
|-------|---|--|
| 1     | Подготовка документации                           | 8,76   |
| 2     | Подготовка оборудования, инструментов, материалов | 7,34   |
| 3     | Проверка связи                                    | 7,45   |
| 4     | Технологические переключения на линейной части    | 3,29   |
| Итого |   | 26,84  |

## 5.2 Расчет материальных затрат

Замена камеры приема и пуска требует больших затрат на оборудование.

Стоимость оборудования взята по прайс-листам оборудования заводоизготовителей. Нормы амортизации взяты исходя из срока полезной эксплуатации [22]. Результат расчета затрат на оборудование, необходимое для замены, приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет затрат на оборудование

| №  | Наименование оборудования                                  | Кол-во | Стоимость за ед., руб. | Сумма, руб. | N <sub>a</sub> , % | Итого затраты, руб. |
|----|--|--------|------------------------|-------------|--------------------|---------------------|
| 1  | Узел трубный камеры пуска средств очистки и диагностики МН | 4 шт.  | 563143                 | 2252572     | -                  | 2252572             |
| 2  | Насос А13В-8/83-11/4ОБ                                     | 1 шт.  | 115714                 | 115714      | 2,7                | 3124                |
| 3  | Емкость ЕП-40  | 1 шт.  | 362571                 | 362571      | 1,3                | 4713                |
| 4  | Клапан приемный КП-80У                                     | 1 шт.  | 2700                   | 2700        | 1,8                | 49                  |
| 5  | Люк замерный ЛЗ-150  | 1 шт.  | 1929                   | 1929        | 3,8                | 73                  |
| 6  | Клапан дыхательный СМДК-100 АА                             | 1 шт.  | 7714                   | 7714        | 1,8                | 139                 |
| 7  | Задвижка УШ19001-700-80                                    | 4 шт.  | 1928571                | 7714286     | 1,8                | 138857              |
| 8  | Задвижка 30с905нжМ 700-80                                  | 10 шт. | 1581429                | 15814286    | 1,8                | 284657              |
| 9  | Задвижка ЗШПЭ-350-80                                       | 4 шт.  | 231429                 | 925714      | 1,8                | 16663               |
| 10 | Задвижка ЗШ2-100-63хл1                                     | 8 шт.  | 30857                  | 246857      | 1,8                | 4443                |
| 11 | Задвижка ЗШ2-80-16хл1                                      | 1 шт.  | 12729                  | 12729       | 1,8                | 229                 |

|               |  |        |       |         |     |                  |
|---------------|--|--------|-------|---------|-----|------------------|
| 12            | Задвижка ЗШ2-50-63хл1                  | 2 шт.  | 19286 | 38571   | 1,8 | 694              |
| 13            | Кран шаровой 11с76п 20-25              | 1 шт.  | 154   | 154     | 1,8 | 3                |
| 14            | Клапан обратный<br>19с20нж1 700-80     | 2 шт.  | 57857 | 115714  | 1,8 | 2083             |
| 15            | Клапан обратный КОП 50-40              | 1 шт.  | 4629  | 4629    | 1,8 | 83               |
| 16            | Фланец 3-50-63                         | 7 шт.  | 193   | 1350    | 1,8 | 24               |
| 17            | Фланец 3-80-16                         | 3 шт.  | 193   | 579     | 1,8 | 10               |
| 18            | Фланец 1-100-2,5                       | 3 шт.  | 154   | 463     | 1,8 | 8                |
| 19            | Фланец 3-100-63                        | 16 шт. | 463   | 7406    | 1,8 | 133              |
| 20            | Фланец 1-150-2,5                       | 2 шт.  | 154   | 309     | 1,8 | 6                |
| 21            | Трубы стальные и узлы<br>трубопроводов | 140 т. | 38571 | 5400000 | 1,8 | 97200            |
| 22            | Метизы                                 | 200 кг | 46    | 9257    | -   | 9257             |
| 23            | Электроды                              | 400 кг | 77    | 30857   | -   | 30857            |
| <b>Итого:</b> |  |        |       |         |     | <b>2845879,3</b> |

### 5.3 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в табл. 5.3.

Таблица 5.3 – Фонд оплаты труда

| Профессия                           | Кол-во работников | Тарифная ставка, руб. | Премия, руб. | Основная ЗП, руб. | Доп. ЗП, руб. | Сев. и район. коэф. (50% + 30%) | Рабочее время, час | Итого фонд ЗП, руб. |
|-------------------------------------|-------------------|-----------------------|--------------|-------------------|---------------|---------------------------------|--------------------|---------------------|
| Мастер ЛАЭС                         | 1                 | 110,85                | 55,425       | 166,275           | 33,255        | 133,02                          | 11                 | 3658,05             |
| Водитель автокрана                  | 1                 | 95,35                 | 47,675       | 143,025           | 28,605        | 114,42                          | 11                 | 3146,55             |
| Электромонтер                       | 2                 | 78,33                 | 39,165       | 117,495           | 23,499        | 93,996                          | 11                 | 5169,78             |
| Водитель вахтовой машины            | 1                 | 74,28                 | 37,14        | 111,42            | 22,284        | 89,136                          | 11                 | 2451,24             |
| Электросварщик (5й разряд)          | 1                 | 125,44                | 62,72        | 188,16            | 37,632        | 150,528                         | 11                 | 4139,52             |
| Линейный трубопроводчик (4й разряд) | 2                 | 96,39                 | 48,195       | 144,585           | 28,917        | 115,668                         | 11                 | 6361,74             |
| Итого                               |                   |                       |              |                   |               |                                 |                    | <b>24926,9</b>      |

### 5.4 Затраты на страховые отчисления

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при ремонтных работах с аппаратом воздушного охлаждения газа представлены в таблице 5.4.

Страховые отчисления составляют: в фонд социального страхования – 2,9%, фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%, пенсионный фонд РФ – 22%.

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, который составляет 30% (таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Расчет суммы страховых отчислений во внебюджетные фонды

| Затраты на оплату труда, руб. | Страховые отчисления, % | Сумма страховых отчислений, руб. |
|-------------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| 24926,9                       | 30,0                    | 7478,1                           |

## 5.5 Накладные расходы

Накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$Z_{\text{накл}} = (26\,840 + 2\,845\,879,3 + 24926,9 + 7478,1) \cdot 0,16 = 464\,820 \text{ руб.}$$

## 5.6 Экономическая оценка проекта

Итоговые расходы на замену камеры приема и пуска средств очистки и диагностики представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Смета затрат на замену КПП СОД

| Наименование статьи     | Затраты          |               |
|-------------------------|------------------|---------------|
|                         | руб.             | уд.вес, %     |
| Подготовка документации | 26 840           | 0,80          |
| Материальные            | 2 845 879,3      | 84,45         |
| Оплата труда            | 24 926,9         | 0,74          |
| Страховые отчисления    | 7478,1           | 0,22          |
| Накладные расходы       | 464 820          | 13,79         |
| <b>Итого</b>            | <b>3 369 944</b> | <b>100,00</b> |

Расчет экономического эффекта от проведения реконструкции, проведем путем сравнения трудозатрат на эксплуатацию затворов. Примем во внимание, что в среднем для трубопроводов со сроком эксплуатации более 20 лет производится около 15 запусков и приемов средств очистки и диагностики в месяц.

Время открытия/закрытия существующих затворов камер пуска и приема СОД определим по формуле 5.1:

$$T = 15 \cdot 2t \quad (5.1)$$

где  $T$  – время открытия/закрытия затвора за месяц, мин.;

$t$  – время открытия/закрытия затвора ( $t = 20$  мин).

Рассчитаем время открытия/закрытия затвора, подставив значения в формулу:

$$T = 15 \cdot 2 \cdot 20 = 600 \text{ мин} = 10 \text{ часов}$$



Состав бригады, осуществляющий очистку магистрального трубопровода, состоит из мастера ЛАЭС, 2 линейных трубопроводчиков и автокрановщика. Рассчитаем заработную плату бригады за это время в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет заработной платы за время открытия/закрытия затвора

| Профессия                           | Кол-во работников-ков | Тарифная ставка, руб. | Премия, руб. | Основная ЗП, руб. | Доп. ЗП, руб. | Сев. и район. коэф. (50% + 30%) | Рабочее время, час | Итого фонд ЗП, руб. |
|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|-------------------|---------------|---------------------------------|--------------------|---------------------|
| Мастер ЛАЭС                         | 1                     | 110,85                | 55,425       | 166,275           | 33,255        | 133,02                          | 10                 | 3325,5              |
| Водитель автокрана                  | 1                     | 95,35                 | 47,675       | 143,025           | 28,605        | 114,42                          | 10                 | 2860,5              |
| Линейный трубопроводчик (4й разряд) | 2                     | 96,39                 | 48,195       | 144,585           | 28,917        | 115,668                         | 10                 | 5783,4              |
| Итого                               |                       |                       |              |                   |               |                                 |                    | <b>11969,4</b>      |

Время открытия/закрытия затвора после установки новой каемры приема и пуска СОД:

$$T = 15 \cdot 2 \cdot 5 = 150 \text{ мин} = 2,5 \text{ час}$$

Рассчитаем заработную плату бригады за 2,5 часа в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет заработной платы за время открытия/закрытия затвора

| Профессия                           | Кол-во работников-ков | Тарифная ставка, руб. | Премия, руб. | Основная ЗП, руб. | Доп. ЗП, руб. | Сев. и район. коэф. (50% + 30%) | Рабочее время, час | Итого фонд ЗП, руб. |
|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|-------------------|---------------|---------------------------------|--------------------|---------------------|
| Мастер ЛАЭС                         | 1                     | 110,85                | 55,425       | 166,275           | 33,255        | 133,02                          | 2,5                | 831,38              |
| Водитель автокрана                  | 1                     | 95,35                 | 47,675       | 143,025           | 28,605        | 114,42                          | 2,5                | 715,13              |
| Линейный трубопроводчик (4й разряд) | 2                     | 96,39                 | 48,195       | 144,585           | 28,917        | 115,668                         | 2,5                | 1145,85             |
| Итого                               |                       |                       |              |                   |               |                                 |                    | <b>2992,35</b>      |

Рассчитаем экономию в месяц после модернизации затвора по формуле:

$$Э_{\text{мес}} = Z_{\text{д}} - Z_{\text{м}} \quad (5.2)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{мес}}$  – экономия средств в месяц, руб.;

$Z_{\text{д}}$  – затраты при действующем затворе, руб.;

$Z_{\text{м}}$  – затраты при модернизированном затворе, руб.

Рассчитаем экономию в месяц, подставив значения в формулу:

$$\mathcal{E}_{\text{мес}} = 11\,969,4 - 2\,992,35 = 8\,977,05 \text{ руб.}$$

Таким образом, экономия за год составит:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 8\,977,05 * 12 = 107\,724,6 \text{ руб.}$$

Согласно [16] срок службы камеры приема и пуска составляет 30 лет.

Таким образом, за этот период экономия составит:

$$\mathcal{E} = 107\,724,6 * 30 = 3\,231\,738 \text{ руб}$$

Тогда как затраты на замену составляют 3 369 944 руб.

### **Вывод**

На основании проведенных расчетов можно сказать следующее: расчеты показали ресурсоэффективность камеры приема и пуска СОД в основании которой лежит гидропривод с телескопическим гидроцилиндром. Новая камера пуска и приема СОД практически окупается за гарантированный срок эксплуатации.

Однако главным достоинством новой КПП СОД является, то что конструкция является современной и технологически наиболее эффективной, чем КПП СОД с концевым затвором хомутового типа. Кроме того, конструкция обеспечивает высокую травмобезопасность проводимых работ, что является приоритетным направлением развития предприятия.

|      |     |          |         |     |  |      |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
|      |     |          |         |     | Финансовый менеджмент,<br>ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |  | 74   |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|                     |                                     |                           |                              |
|---------------------|-------------------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Группа<br>3-2Б8А2   |                                     | ФИО<br>Ратасеп С.С.       |                              |
| Школа               | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ)           | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | бакалавриат                         | Направление/специальность | 21.04.01 Нефтегазовое дело   |

Тема ВКР:

|   |   |
|---|---|
| <b>Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта расположенного в Западной Сибири</b>   |   |
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>  |   |
| <p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>  | <p><i>Объект исследования:</i> камера приема и пуска средств очистки и диагностики.<br/> <i>Область применения:</i> магистральные нефтепроводы.<br/> <i>Рабочая зона:</i> полевые условия.<br/> <i>Климатическая зона:</i> климат в районе работ резко-континентальный с суровой зимой и жарким летом.<br/> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> нефтеперекачивающая станция.<br/> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> очистка и диагностика внутренней полости магистральных нефтепроводов.</p>  |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>   |   |
| <p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul> | <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>   |
| <p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>   | <p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>– Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>– Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные</li> </ul> |

|   |   |
|---|---|
|   | <p>породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо;</p> <p>– пожароопасность и взрывоопасность.</p> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов</p> |
| <p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>            | <p>Воздействие на селитебную зону:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• учет санитарно-защитной зоны при строительстве нефтеперекачивающих станций</li> </ul> <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• твердые бытовые отходы при техническом обслуживании и ремонте камер приема и пуска СОД;</li> </ul> <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• возможный разлив смазочных жидкостей</li> </ul> <p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• выброс газа.</li> </ul>                                   |
| <p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p> | <p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти;</li> <li>• Трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти.</li> </ul> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти.</li> </ul>  |
| <p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>  |   |

**Задание выдал консультант:**

| Должность                | ФИО         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|-------------|------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель<br>ООД | Гуляев М.В. |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| з-2Б7А | Ратасеп С.С. |         |      |

## 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основной целью раздела является рассмотрение оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности. Социальная ответственность – ответственность организации перед сотрудниками, учитывающая их интересы и вопросы безопасности, а также перед обществом – в вопросах экологии.

Объектом исследования является камера приема и пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД).

В работе проводится анализ конструкции КПП СОД и приводится наиболее современная и технологически более эффективная конструкция камеры. Дается оценка экономического эффекта при замене камеры приема и пуска СОД.

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [23]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16

|                 |             |                      |                |            |   |             |               |
|-----------------|-------------|----------------------|----------------|------------|---|-------------|---------------|
|                 |             |                      |                |            | Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |             |               |
| <i>Изм.</i>     | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>  |             | <i>Ратасел С.С.</i>  |                |            | <b>Социальная<br/>ответственность</b>   |             |               |
| <i>Руковод.</i> |             | <i>Гончаров Н.В.</i> |                |            |   |             |               |
| <i>Рук. ООП</i> |             | <i>Чухарева Н.В.</i> |                |            |   |             |               |
|                 |             |                      |                |            | <i>Лит.</i>   | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
|                 |             |                      |                |            |   | 77          | 93            |
|                 |             |                      |                |            | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б8А2   |             |               |

календарных дней [23].

Рабочей зоной являются полевые условия на компрессорной станции магистрального газопровода. Эргономические требования к рабочему месту на рассматриваемых площадках регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.049-80 [24] при работе с производственным оборудованием и ГОСТ 12.2.033-78 [25] при выполнении работ стоя.

## 6.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

В таблице 6.1 представлены опасные и вредные факторы при замене камеры приема и пуска СОД. На подготовительном этапе выполняется доставка и подготовка необходимого оборудования и специалистов.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [26].

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)  | Этапы работ |                | Нормативные документы   |
|---|-------------|----------------|---|
|   | Подг. этап  | Замена КПП СОД |   |
| 1. Повышенный уровень шума;   | +           | -              | ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [27]                            |
| 2. Повышенный уровень общей вибрации;   | +           | +              | ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [28]                   |
| 3. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;   | +           | +              | ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [29] |
| 4. Запыленность и загазованность рабочей зоны;  | +           | +              | ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. [30]                                  |
| 5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; | +           | +              | ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие                                 |

|                              |   |   |   |
|------------------------------|---|---|---|
|                              |   |   | требования безопасности [31]  |
| б. Пожаро- и взрывоопасность | + | + | ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов [32] |

## 6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

### 1. Повышенный уровень шума

Непосредственными источниками шума и вибрации являются насос А13В-8/83-11/4ОБ и автокран, осуществляющий укладку труб, обвязки и камеры приема-пуска.

В зависимости от длительности и интенсивности воздействия шума происходит большее или меньшее снижение чувствительности органов слуха, выражающееся временным смещением порога слышимости, которое исчезает после окончания воздействия шума, а при большой длительности и (или) интенсивности шума происходят необратимые потери слуха (тугоухость), характеризующиеся постоянным изменением порога слышимости.

Повышенный шум влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, репродуктивную функцию человека, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [27] устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом:

- согласно ГОСТ 12.1.029-80 [33] внутреннюю часть стен блока, где находится АВО, можно покрыть шумопоглощающей изоляцией. Также возможно применение звукоизолирующего кожуха непосредственно в блоке, где установлен АВО.
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные вкладыши);
- соблюдение режима труда и отдыха;

- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

## *2. Повышенный уровень общей вибрации*

Наличие даже минимального дисбаланса в технической системе многократно преумножается в сильные вибрации, которые воздействуют на работников.

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии – вибрационной болезни.

Индивидуальные СИЗ от вибрации согласно [27, 28]: виброизолирующая обувь, подметки и специальные стельки, прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

Коллективная защита от вредного воздействия вибрации осуществляется путем установки агрегатов в индивидуальных укрытиях, применением конструктивных мер снижения уровней вибрации, уменьшением времени контакта с вибрирующими поверхностями.

Защита от вибрации также обеспечивается балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов и устройством виброгасящих опор и фундаментов [28].

## *3. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма [29].

Связанные с отклонениями микроклимата негативные последствия:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;

- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.



Работающие на открытой территории в летний период должны быть обеспечены специальной одеждой, обувью, средствами защиты рук, головы, лица и глаз, а также средствами для защиты от насекомых.

Работающие в зимний период должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, обувью, перчатками. Также работники должны иметь возможность периодически находиться в теплом помещении.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 6.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

| Скорость ветра, м/с | Температура воздуха, °С |
|---------------------|-------------------------|
| Безветренная погода | -40                     |
| Менее 5,0           | -35                     |
| 5,1 – 10,0          | -25                     |
| 10,1 – 15,0         | -15                     |
| 15,1 – 20,0         | -5                      |
| Более 20,0          | 0                       |

#### 4 Запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Перед пуском диагностического устройства после замены камеры приема и пуска СОД необходимо провентилировать камеру в течение не менее 15 минут. Загазованность в зоне работ не должна превышать 1%.

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

*5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего*

Работы по эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения связаны с использованием разных машин и агрегатов, поэтому на промысле может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов. Монтаж камеры приема и пуска СОД осуществляется посредством автокрана, поэтому существует риск травмирования при строповке и перемещении составляющих частей.

В качестве средств защиты необходимо использовать защитные экраны, ограждения защитные по ГОСТ 12.2.062-81. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях.

Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2003-91 [31].

#### *6 Пожаро- и взрывоопасность*

Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов [32].

В качестве меры профилактики должны использоваться системы контроля загазованности. На нефтеперекачивающей станции должна

|      |      |          |         |     |                            |      |
|------|------|----------|---------|-----|----------------------------|------|
|      |      |          |         |     | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |     |                            | 82   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |                            |      |

предусматриваться система пенного пожаротушения, состоящая из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Также должен быть противопожарный трубопровод с установленными гидрантами. Обязательно наличие огнетушителей на территории компрессорной станции.

### **6.3 Экологическая безопасность**

Для защиты селитебной зоны атмосферы, гидросферы и литосферы от негативного воздействия используются следующие основные меры.

#### *1 Защита селитебной зоны*

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [34] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [35]) – 1000 м.

С целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами, выделяемыми газопоршневыми двигателями, размещение станций осуществляется с учетом господствующего направления ветра, чтобы уменьшить попадание веществ, загрязняющих атмосферный воздух, на селитебную зону.

#### *2 Защита атмосферы*

Атмосферный воздух рабочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [36].

При разгерметизации камеры возможно выделение вредных паров углеводородов в атмосферу.

Для снижения концентрации вредных веществ выхлопных газов необходимо своевременное техническое обслуживание камеры приема и пуска СОД, а также технологических задвижек и фланцев.

|      |     |          |         |     |                            |      |
|------|-----|----------|---------|-----|----------------------------|------|
|      |     |          |         |     | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |                            | 83   |

### *3 Защита гидросферы*

Губительным для гидросферы фактором является разлив смазочных жидкостей. Для предупреждения загрязнения гидросферы строго соблюдаются правила соблюдаются требования к охране подземных (ГОСТ 17.1.3.06-82. [37]) и поверхностных вод (ГОСТ 17.1.3.13-86 [38]):

- \*98Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально обособленных (с учетом экологических требований) площадках;
- очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

### *4 Защита литосферы*

Камера приема и пуска средств очистки и диагностики требует регулярного технического обслуживания. Замена отработавших материалов и узлов приводит к образованию твердых отходов производства (металлолом, фторопласт, прочий бытовой и технический мусор). Для утилизации бытовых отходов применяются полигоны твердых бытовых отходов согласно ГОСТ Р 53692-2009 [39].

Предлагаемые меры по снижению воздействия: своевременная уборка мусора и отходов; рекультивация нарушенных земель; планировка полосы отвода после окончания каких-либо ремонтных работ в целях сохранения направления естественного поверхностного стока воды; размещение отвалов грунта исключительно в пределах границы полосы землеотвода, если таковой имеется. При выполнении вышеуказанных мероприятий, воздействие на земельные угодья будет минимальным.

### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [40].

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:

|      |      |          |         |     |                            |      |
|------|------|----------|---------|-----|----------------------------|------|
|      |      |          |         |     | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |     |                            | 84   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |                            |      |

- разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти;
- трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти.

Наиболее распространенной ЧС является трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти.

### **Меры по повышению устойчивости объекта к данной ЧС.**

При разливе нефти вследствие наличия трещины в сварном шве камеры приема и пуска средств очистки и диагностики выполняются следующие действия:

- осуществляется перекрытие задвижек диспетчером ОРНУ;
- осуществляется ручная протяжка задвижек персоналом ЛЭС, штурвалы убираются с задвижек;
- дежурным электриком задвижки отключаются от источников электрической энергии с проглядываемым разрывом, на ключах управления вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать - работают люди!»;
- осуществляется опорожнение нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную цистерну;
- осуществляется дегазация КПП СОД и выведенных из работы участков;
- осуществляются измерения загазованности места производства работ, в камере пуска СОД и отключенных участков (ПДК – 300 мг/м<sup>3</sup>)
- при положительных результатах измерений загазованности производятся огневые работы по ремонту дефекта;
- после проведения огневых работ производится дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) сварного шва с составлением акта ДДК;
- при положительных результатах ДДК производится гидроиспытание КПП СОД на давление Рзав.;
- при положительном гидроспытании КПП СОД составляется акт о проведении гидроиспытания;

- после проведения гидроиспытания вода из КПП СОД и отключенных участков сливается, на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»; задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- осуществляется заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- осуществляется контроль на герметичность отремонтированного сварного шва КПП СОД.

### **Заключение**

В данном разделе были проанализированы возможные вредные и опасные факторы, которые способны нанести ущерб здоровью человека и окружающей среде. Соблюдение необходимых мер безопасности позволит снизить влияние данных факторов на здоровье работника и предупредить возникновение ЧС. Также нужно особое внимание уделить вопросам экологической безопасности.

С целью обеспечения безопасности сотрудника производится контроль за источниками негативного воздействия, за соблюдением основных правил и использованием индивидуальных и коллективных средств защиты. Также все сотрудники должны регулярно проходить проверку знаний правил безопасности и поведения в ЧС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обязательной структурной частью технологии эксплуатации нефтепроводов и нефтепродуктопроводов являются камеры пуска-приема средств очистки и диагностирования внутренней полости нефтепровода. Устройства камер приема и пуска очистных и диагностических устройств предназначены для периодического запуска в трубопровод и приема из трубопровода очистных поршней, магнитных дефектоскопов, скребков-разделителей и других внутритрубных инспекционных приборов.

В результате выполнения работы были достигнуты поставленные цели и решены сформулированные задачи. В процессе исследования рассмотрены способы диагностики и очистки магистральных нефтепроводов (МН), обоснование выбора и периодичность диагностики, рассмотрены конструкции камер приема и запуска средств очистки и диагностики трубопровода, произведен расчет элементов камеры приема и запуска средств очистки и диагностики трубопровода.

На основании полученных результатов было выявлено, что модернизация камеры пуска и приема СОД с использованием гидропривода с телескопическим гидроцилиндром позволяет практически полностью автоматизировать процесс, тем самым снижая использование человеческого ресурса. Предлагаемая конструкция является менее трудоемкой и сокращает время на заправку СОД, снижает время на подготовительные работы перед запуском внутритрубного инспекционного прибора, а повышенная герметичность конструкции сокращает число потенциальных внештатных утечек. Расчет на прочность конструкции показал ее соответствие условиям прочности и надежности.

В разделе «Социальная ответственность» решены задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности, а также мероприятия по технике

|                 |             |                      |                |            |   |   |             |               |
|-----------------|-------------|----------------------|----------------|------------|---|---|-------------|---------------|
|                 |             |                      |                |            | Разработка технических решений по повышению эффективности эксплуатации камер запуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, на примере объекта, расположенного в Западной Сибири |   |             |               |
| <i>Изм.</i>     | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> |   |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>  |             | <i>Ратасел С.С.</i>  |                |            | <b>Заключение</b>   | <i>Лит.</i>                             | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> |             | <i>Гончаров Н.В.</i> |                |            |   |   | 87          | 93            |
| <i>Рук. ООП</i> |             | <i>Чухарева Н.В.</i> |                |            |   |   |             |               |
|                 |             |                      |                |            |   | Отделение нефтегазового дела<br>3-2Б8А2 |             |               |

безопасности и охране труда при производстве работ.

В экономической части произведены расчеты затрат на реконструкцию камеры приема и пуска средств очистки и диагностики.

|      |     |          |         |     |            |      |
|------|-----|----------|---------|-----|------------|------|
|      |     |          |         |     | Заключение | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат |            | 88   |





17.02.2023)

6. Внутритрубная диагностика: Проект «Азбука производства» [Электронный ресурс] // Сайт компании ООО «Газпром Трансгаз Ставрополь». – Режим доступа к URL: <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/vnutritrubnaya-diagnostika/> (дата обращения: 17.02.2023)

7. Испытания внутритрубного акустического дефектоскопа: [Электронный ресурс] // Сайт компании ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – Режим доступа к URL: <https://vniigaz.gazprom.ru/press/news/2016/04/ispytaniya/> (дата обращения: 18.02.2023).

8. ГОСТ 34181-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения [Электронный ресурс]. – Режим доступа к URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/64698/> (дата обращения 18.02.2023).

9. Сооружение и эксплуатация насосных и компрессорных станций : учебное пособие / О. Н. Петров [и др.]. ; Сиб. федер. ун-т, Ин-т нефти и газа. - Красноярск : СФУ, 2018. - 190 с. : ил., цв.ил., табл. - Библиогр.: с. 158-163. - 100 экз.

10. ОР 13.01-74.30.00-КТН-005-5-02 Регламент планирования, выполнения диагностики и анализа её результатов на магистральных нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа к URL: <https://meganorm.ru/Data1/41/41397/index.htm> (дата обращения 18.02.2023).

11. ОР 16.00-45.21.30-КТН-004-2-00 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» специальными очистными устройствами (скребками) [Электронный ресурс]. – Режим доступа к URL: <https://meganorm.ru/Data1/41/41411/index.htm> (дата обращения 18.02.2023).

12. Общие технические требования Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов

|      |      |          |         |     |                                  |      |
|------|------|----------|---------|-----|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |     | Список использованных источников | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |                                  | 90   |

[Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: [https://niitn.transneft.ru/u/ovp\\_main\\_pdf\\_file/142/ott-75.180.00-ktn-370-09\\_s\\_izm3.pdf](https://niitn.transneft.ru/u/ovp_main_pdf_file/142/ott-75.180.00-ktn-370-09_s_izm3.pdf) (дата обращения 18.02.2023).

13. Руководство по безопасности «Техническое диагностирование трубопроводов линейной части и технологических трубопроводов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». [Электронный ресурс]. – Режим доступа к URL: <https://docs.cntd.ru/document/550855673> (дата обращения 20.02.2023).

14. ГОСТ 34181-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения.

15. Нелис Л.И., Суровкин С.Н., Чикина К.В. Модернизация КПП СОД, исключая использование запасочных патрубков и тросов / Сбор. статей XI Межд. науч.-практ. конф. «Инновационные научные исследования: теория, методология, практика». Пенза: МЦНС «Наука и просвещение», 2017. С. 107–110.

16. ГОСТ 34568-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования. Общие технические условия

17. ГОСТ 17379-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические.

18. ГОСТ 5520-2017 Прокат толстолистовой из нелегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением.

19. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Введ впервые, дата введ. 01.07.13. – Москва, 2013.

20. РД-75.180.00-КТН-057-10 Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов.

|      |      |          |         |     |                                  |      |
|------|------|----------|---------|-----|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |     | Список использованных источников | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |                                  | 91   |

21. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е5 Монтаж металлических конструкций; Сборник Е22 Сварочные работы;

22. Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1).

23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);

24. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

25. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

26. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

27. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

28. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

29. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

30. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное.

31. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

32. ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

33. ГОСТ 12.2.062-81. Ограждения защитные

34. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»

|      |      |          |         |     |                                  |      |
|------|------|----------|---------|-----|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |     | Список использованных источников | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |                                  | 92   |

35. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения"

36. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года).

37. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

38. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

39. ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

40. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

|      |      |          |         |     |                                  |      |
|------|------|----------|---------|-----|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |     | Список использованных источников | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат |                                  | 93   |