

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| |
|---|
| Тема работы |
| «Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов» |

УДК 622.692.23:628.4.04-404

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 3-БЗД | Филиппов Андрей Николаевич | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| ОНД ИШПР | Брусник Олег Владимирович | к.п.н., доцент | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Макашева Юлия Сергеевна | | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Немцова Ольга Александровна | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| ОНД ИШПР | Брусник Олег Владимирович | к.п.н., доцент | | |

Планируемые результаты обучения

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|--|---|--|
| <i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i> | | |
| <i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i> | | |
| 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, ОПК-1, 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, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, 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, ПК-16, 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, ПК-20, 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, ОПК-6, 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, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i> |
| <i>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</i> | | |
| P9 | Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по</i> |

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|-----------------------|---|---|
| | | <i>диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i> |
| P10 | Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i> |
| P11 | Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i> |

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) Брусник О.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------------|
| 3-2БЗД | Филиппову Андрею Николаевичу |

Тема работы:

| | |
|---|----------------------|
| «Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ от нефтешламов» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 27.04.2018, № 3033/с |

| | |
|--|--------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 15.06.2018г. |
|--|--------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--|---|
| <p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на</i></p> | <p>Объектом исследования в данной работе является Технология зачистки резервуара типа РВС-20000 от нефтешлама.</p> <p>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Резервуар находится в Ямало-Ненецком автономном округе, на нефтеперекачивающей станции. Климат на данной территории резко-континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками.</p> |
|--|---|

| | |
|--|---|
| <i>окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i> | Для указанного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны. |
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>1) Проведение аналитического обзора литературы по существующим проблемам зачистки резервуаров от нефтешламов;</p> <p>2) При выполнении работ существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загазованность рабочей зоны; - недостаточная освещенность; - повышенный уровень шума; <p>3) Социальная ответственность;</p> <p>4) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> |
| <p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | Таблицы, рисунки, технологическая схема. |
| <p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p> | |
| <p style="text-align: center;">Раздел</p> | <p style="text-align: center;">Консультант</p> |
| «Социальная ответственность» | Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД ШБИП |
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН ШБИП |
| <p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p> <p>реферат</p> | |

| | |
|--|---|
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | <p style="text-align: center;">15.02.2018</p> |
|--|---|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Брусник Олег Владимирович | к.п.н., доцент | | 15.02.2018 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------------|
| 3-2Б3Д | Филиппов Андрей Николаевич | | 15.02.2018 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| | |
|------------------|-------------------------------------|
| Группа 3-2БЗД | ФИО Филиппову Андрею Николаевичу |
|------------------|-------------------------------------|

| | | | |
|-------------------------|---------------------------|---------------------------|--|
| Инженерная школа | Природных ресурсов | Отделение | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «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 | - Расчет затрат на проведение очистки резервуара типа РВС-20000 м ³ от нефтешлама |
| 2. Расход ресурсов на проведение работ | - Сводная сметная стоимость затрат на проведение зачистных работ |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений | - Ставка налога на прибыль 20 %, отчисления в пенсионный фонд РФ 22 %, отчисления в фонд социального страхования 2,9 % отчисления в федеральный фонд обязательного медицинского страхования 5,1 %. |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| 1. Оценка коммерческих затрат на выполнение всего комплекса работ по проведению зачистки резервуара | Затраты на материалы и оборудование, технику, персонал. |
|---|---|

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| ассистент | Макашева Ю.С. | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|--------|----------------------------|---------|------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2БЗД | Филиппов Андрей Николаевич | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б3Д | Филиппову Андрею Николаевичу |

| | | | |
|-------------------------|---------------------------|---------------------------|---|
| Инженерная школа | Природных ресурсов | Кафедра | Транспорта и хранения нефти и газа |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования: (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объектом исследования в данной работе является: «Анализ причин возникновения и развития коррозионных дефектов в процессе эксплуатации технологических трубопроводов нефтегазового месторождения». Рабочее место расположено на открытом воздухе. Месторождение находится в Красноярском крае, Туруханском районе. Климат на данной территории резко-континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками. Для указанного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

При обслуживании и эксплуатации трубопроводов могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал эксплуатирующей организации.

Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).

Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность
1.1 Анализ выявленных вредных факторов

При выполнении работ существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:

- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
- повышенный уровень шума;
- превышение уровней вибрации;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная загазованность воздуха рабочей среды;
- утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;
- повреждения в результате контакта с насекомыми.

1.2. Анализ выявленных опасных факторов (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

При выполнении работ могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:

- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
- оборудование и трубопроводы, работающие под давлением
- взрывоопасность и пожароопасность
- поражение электрическим током;

2. Экологическая безопасность:

Обслуживание и эксплуатации трубопроводов на месторождении будет оказывать негативное воздействие, в основном:

| | |
|--|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> – загрязнением атмосферного воздуха; – нарушением гидрогеологического режима; – повреждением почвенно-растительного покрова; – уничтожением лесных массивов. <p>Поверхностных водотоков или других водоемов вблизи установки не имеется, негативного воздействия на водную среду не будет. Животный мир вблизи проектируемых объектов также не обитает вследствие фактора беспокойства.</p> |
| 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях | <p>Чрезвычайные ситуации на ГИС могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации трубопроводов, возникновения взрыва и развития пожара. Для предупреждения ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> -перед началом работ проверять исправность оборудования, -замерять ПДК в воздухе рабочей зоны; -проверить наличие средств индивидуальной защиты и их исправность; |
| 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1. | <p>ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные факторы». «Типовая инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором СССР 20.02.1985 г.;</p> <p>СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы».</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.</p> <p>ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности».</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».</p> <p>Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";</p> <p>Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"</p> |

| | |
|---|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|---|--|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|--------------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент ООД ШБИП | Немцова Ольга Александровна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 3-2БЗД | Филиппов Андрей Николаевич | | |

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа базовой инженерной подготовки
Направление подготовки Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ
 Период выполнения _____

Форма представления работы:

| | |
|---------------------|--|
| бакалаврская работа | (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года) |
|---------------------|--|

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | |
|--|--|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 08.04.2017 | <i>Обзор литературы</i> | 11 |
| 12.04.2017 | <i>Общая часть</i> | 9 |
| 15.04.2017 | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | 8 |
| 18.04.2017 | <i>Анализ методов зачистки резервуаров</i> | 12 |
| 25.04.2017 | <i>Расчетная часть</i> | 15 |
| 11.05.2017 | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> | 10 |
| 16.05.2017 | <i>Социальная ответственность</i> | 15 |
| 18.05.2017 | <i>Заключение</i> | 13 |
| 19.05.2017 | <i>Презентация</i> | 7 |
| | <i>Итого:</i> | 100 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----|------------------------|---------|------|
| Доцент | | | | |

СОГЛАСОВАНО:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|-----|------------------------|---------|------|
| | | | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 с., 19 рис., 17 табл., 45 источников, 1 прил.

Ключевые слова: РВС, эксплуатация резервуаров, очистка от нефтешлама, оборудование резервуара, нефть и нефтепродукты.

Объектом исследования являются: процесс и современные методы зачистки резервуара РВС – 20000 м³ от нефтешлама.

Цель работы: выбор оптимальных способов очистки резервуаров от нефтешлама типа РВС-20000.

Результаты исследования: Рассмотрена законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации резервуаров и резервуарных парков. На основе литературного материала проведен анализ методов очистки от нефтешлама резервуара типа РВС – 20000м³. Произведен расчет потерь легких углеводородов в результате «больших и малых» дыханий».

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: зачистной комплекс «ЭПКО», нефтешламовый насос, вибросито, центрифуга.

Степень внедрения: предложенный способ очистки от нефтешлама резервуаров является наиболее эффективным и менее затратным. Способ характеризуется уменьшением трудозатрат персонала, применение механических средств для зачистки резервуара, в соответствии с этим, увеличение скорости проведения выполняемых работ.

Область применения: предприятия трубопроводного транспорта нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы: Оценка затрат на выполнение работ, методы снижения затрат.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Филиппов А.Н. | | | <i>Реферат</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 10 | 123 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

Проведение зачистки резервуара от нефтешлама обеспечивает непрерывный процесс приема и сдачи нефти в систему [REDACTED] уменьшение простоя резервуара, обеспечение трехсуточного запаса свободных емкостей ПСП.

После проведения зачистных работ, проводится комплекс работ по антикоррозийной обработке внутренней поверхности резервуара, что в последующем значительно увеличивает срок его службы.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|----------------|-------------|
| | | | | | <i>Реферат</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 11 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Abstract

Final qualifying work 123 p., 19 Fig., 17 table., 45 sources, 1 ADJ.

Key words: RVS, operation of tanks, cleaning from oil sludge, tank equipment, oil and oil products.

The object of the study are: the process and modern methods of cleaning the tank RVS – 20000 m³ of oil sludge.

The purpose of the work: the choice of optimal methods for cleaning tanks from oil sludge type RVS-20000.

In the course of the study, the following methods were Analyzed: tank cleaning from oil sludge, identification of the most effective and less expensive method, calculation of losses in the RVS-20000 from large and small breaths.

Results of the study: the legal framework of the Russian Federation, operating in the field of operation of tanks and tank farms. On the basis of the literature material the analysis of methods of cleaning from oil sludge tank type RVS-20000m³. The calculation of light hydrocarbons losses as a result of "large and small" breaths" is made.

The main design, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of cleaning works.

Degree of implementation: the proposed method of cleaning tanks from oil sludge is the most efficient and less costly. The method is characterized by a decrease in labor costs of personnel, the use of mechanical means for cleaning the tank, in accordance with this, an increase in the speed of the work performed.

Field of application: oil pipeline transportation enterprises.

Economic efficiency and significance of the work:

Carrying out cleaning the tank from sludge provides a continuous process of reception and delivery of oil in the system of [REDACTED] reducing the

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Филиппов А.Н.</i> | | | <i>Abstract</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | 12 | 123 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | | |

downtime of the tank, providing a three-day supply of free tanks PSP.

After the cleaning works, a complex of works on anti-corrosion treatment of the inner surface of the tank is carried out, which subsequently significantly increases its service life.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------|-------------|
| | | | | | <i>Abstract</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 13 |

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Определения

Резервуар - емкость, предназначенная для хранения, приема, откачки и измерения объема нефти.

Резервуарный парк - группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и откачки нефти и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами - при подземных резервуарах.

Система эксплуатации резервуаров и резервуарных парков - включает использование по назначению, техническое обслуживание, диагностирование, текущий и капитальный ремонт.

Техническое использование резервуаров по назначению - комплекс мероприятий по контролю и поддержанию режимов работы магистрального нефтепровода, а также по обеспечению измерений количества нефти.

Техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков - работы по поддержанию работоспособности резервуаров и резервуарных парков.

Технологический уровень нефти - уровень, позволяющий вести откачку нефти из резервуара без изменения режима перекачки до минимально допустимого уровня в течение времени, необходимого для выяснения причин и ликвидации простоев, связанных с отказом технологического оборудования, средств КИП и А на приемном участке нефтепровода, а также вывода этого участка на необходимый режим перекачки.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|-----------------------|------|--------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Филиппов А.Н. | | | Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Брусник О.В. | | | | | 14 | 123 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |

Минимально допустимый уровень нефти - предельный минимальный уровень нефти в резервуаре, уменьшение которого приведет к нарушению технологического процесса перекачки или налива.

Максимально допустимый уровень нефти - предельный уровень заполнения резервуара нефтью.

Максимальный рабочий уровень нефти - уровень ниже максимально допустимого на величину, позволяющую вести прием нефти из нефтепровода в течение установленного времени.

Нефтешлам – представляет собой сложную физико-химическую смесь, которая состоит из нефтепродуктов, механических примесей и воды.

Дегазация жидкости - процесс удаления нежелательных или всех растворённых газов, из какой либо жидкости.

Обозначения, сокращения

Месторождение А – ██████████

Ду – условный проход трубопровода;

КДС – клапан дыхательный совмещенный;

ПТБ – печь трубчатая блочная;

ПСП «D» - приемо-сдаточный пункт ██████████

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном;

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

СОД – система очистки и диагностики;

СИКН – система измерения количества и качества нефти;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Определения, обозначения, сокращения, нормативные | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 15 |

MOV – запорно-регулирующая арматура с электроприводом;

SO – обозначение технологической линий трубопроводов.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: термины с соответствующими определениями.

Нормативные ссылки

ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия;

ГОСТ 52910-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия;

ГОСТ 8.570-2000 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки;

ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов;

ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание;

Р 50.2.040 Рекомендации по метрологии. Метрологическое обеспечение нефти при её транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения;

Правила технической эксплуатации резервуаров ОАО «НК «Роснефть»;

ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение;

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Серия 08. Выпуск 19.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | Определения, обозначения, сокращения, | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 16 |

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| РЕФЕРАТ | 10 |
| ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ | 14 |
| ВВЕДЕНИЕ | 19 |
| 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА..... | 21 |
| 1.1 Характеристика перекачиваемой нефти | 22 |
| 2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ | 28 |
| 2.1 Основной режим перекачки (1-й режим)..... | 28 |
| 2.2 Режим перекачки с подогревом на приеме (2-й режим) | 31 |
| 2.3 Режим работы без подключения резервуаров (3-й режим)..... | 33 |
| 2.4 Режим обратной перекачки нефти (4-й режим)..... | 34 |
| 3 ОБОРУДОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ | 36 |
| 3.1 Классификация резервуаров | 36 |
| 3.2 Обследование резервуаров | 49 |
| 4 ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ НЕФТЕШЛАМОВ | 52 |
| 4.1 Организация работ по зачистке резервуара | 54 |
| 4.2 Подготовка резервуара к проведению работ | 58 |
| 4.3 Анализ методов зачистки резервуаров..... | 68 |
| 5 ПРИЧИНЫ НАКОПЛЕНИЯ НЕФТЕШЛАМА В РЕЗЕРВУАРАХ, УТИЛИЗАЦИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ С ОБЪЕКТА | 77 |
| 5.1 Причины накопления нефтешлама в резервуарах..... | 77 |
| 6 РАСЧЕТ ЕСТЕСТВЕННЫХ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ БОЛЬШИХ И МАЛЫХ ДЫХАНИЙ ПРИ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРЕ ТИПА РВС 20000 М ³ | 79 |

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | | | | |
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | Лит. | Лист | Листов |
| Разраб. | | Филиппов А.Н. | | | Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки | | | |
| Руковод. | | Брусник О.В. | | | | | 17 | 123 |
| Консульт. | | | | | | | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б3Д | | |

| | |
|---|-----|
| 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 89 |
| 8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 95 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 117 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 119 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ | 123 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------|------|
| | | | | | Оглавление | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 18 |

ВВЕДЕНИЕ

Основная задача, рассматриваемая при выполнении выпускной квалификационной работы, состоит в рассмотрении наиболее эффективных и менее затратных методов проведения зачистных работ резервуара объемом 20000 м³.

На рассматриваемом объекте, объем резервуарного парка составляет 100 000 м³. С учетом большого поступления и сдачи товарной нефти, а также определенных свойств товарной нефти (тип-3), в резервуарах скапливается много нефтешлама. Также необходимо учитывать тот факт, что объект исследования находится на конечной точке всего магистрального нефтепровода. Отсюда большие скопления нефтешлама, после проводимых работ по очистке и диагностике МН. На накопление нефтешлама в резервуарном парке, также существенное влияние оказывает ввод в эксплуатацию новых месторождений, подключенных к существующему магистральному нефтепроводу. Соответственно возникает острая необходимость в проведении зачистных работ. При проведении работ по удалению нефтешлама, очень высокую роль играет время выполнения работ и соответственно их качество, т.к. при выведении одного из резервуаров под зачистные работы, уменьшается объем полезных емкостей и становится сложно обеспечить трехсуточный запас, в случае отказа в приеме нефти со стороны



В данной работе передо мной были поставлены следующие задачи:

- рассмотреть технологию и способы очистки резервуаров;
- выявить достоинства и недостатки очистки резервуаров конкретным методом, применяемым подрядной организацией;
- рассчитать потери легких углеводородов при «больших и малых

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Филиппов А.Н. | | | Введение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 19 | 123 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

дыханиях РВС»;

– проанализировать существующую систему безопасности, организацию охраны труда и окружающей среды.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------|-------------|
| | | | | | <i>Введение</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 20 |

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

Исследуемый Объект представляет собой комплекс сооружений и устройств для приема нефти из магистрального нефтепровода, хранения, коммерческого учета и подачи нефти в систему магистральных нефтепроводов

По назначению Объект является нефтеперекачивающей станцией с емкостью, с узлом подключения к магистральному нефтепроводу

В состав Объекта входят:

- резервуарный парк;
- фильтры-грязеуловители;
- технологическая насосная;
- система сглаживания волн давления (ССВД);
- узлы с предохранительными клапанами №№ 1, 2;
- узел подогревателей нефти;
- узлы регуляторов давления №№ 1, 2;
- система измерения количества и качества нефти (СИКН);
- емкости закрытого дренажа нефти;
- технологические трубопроводы;
- системы водоснабжения, теплоснабжения, снабжения сжатым воздухом, топливным газом, азотом и дизельным топливом, вентиляции, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, АСУ, связи, реагентное хозяйство, химлаборатория, производственно-бытовые здания и сооружения.

предназначено для перекачки 7,2-19 млн. т/год, а с учетом перспективного поступления нефти при освоении региональных

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | | | | |
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | <i>Характеристика объекта</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Филиппов А.Н.</i> | | | | | 21 | 123 |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |

месторождений – 25 млн. т/год.

Резервуарные парки расположены на всех промежуточных станциях и соответственной на головной нефтеперекачивающей станции.



Рисунок 1 – Общий вид объекта

Общий объем резервуарных парков магистрального нефтепровода равен трехсуточной максимальной производительности нефтепровода.

1.1 Характеристика перекачиваемой нефти

Нефть рассматриваемого месторождения малосернистая (доля серы 0,09 – 0,41 %), парафинистая (массовое содержание парафина 0,5 – 2,8 %), с массовым содержанием силикагелевых смол от 9,2 – 12,7 %. Нефти [REDACTED] горизонта легкие, [REDACTED] тяжелые, с температурой застывания от минус 46 до 8 °С.

Температура выпадения парафина для смеси - 20 °С.

Температура плавления парафинов – 62 °С.

Характеристика устьев скважин:

- температура потока - от 0 до 40 °С;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 22 |

- давление динамическое на устье скважины (с установленными ЭЦН)
- 4,0 МПа;
- давление статическое (расчетное) - 7,0 МПа.

Нефти рассматриваемого месторождения отбираются из двух горизонтов - ██████████.

Нефти ██████████ горизонта относятся к легким нефтям, малосернистым, малосмолистым, маловязким, парафинистым с высокой температурой застывания.

Нефти ██████████ горизонта битуминозные, малосернистые, смолистые, вязкие, малопарафинистые с низкой температурой застывания.

Перекачиваемая нефть представляет собой смесь нефтей двух горизонтов.

Физико-химическая характеристика и фракционный состав товарных нефтей рассматриваемого месторождения представлены в таблице 1.

Температура начала кристаллизации парафина колеблется от 21 до 14 °С.

При снижении температуры нефти ниже 20 °С динамическая вязкость зависит от скорости сдвига – с увеличением скорости сдвига динамическая вязкость уменьшается. Следовательно, данные нефти являются неньютоновскими жидкостями в диапазоне температур ниже 20 °С.

Реологические свойства (вязкостные характеристики) нефтей рассматриваемого месторождения представлены в таблицах 1 и 2.

По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов перекачиваемые нефти относятся к нефти класса 1, типа 3, группы 1, вида 1 по ГОСТ Р 51858-2002.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта | Лист |
| | | | | | | 23 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 1 - Основные физико-химические свойства смесей товарных нефтей

горизонтов

| Наименование показателя | Едини- цы измере- ния | Смесь нефтей: НХ - 40 % об. ЯК - 60 % об. | Смесь нефтей: НХ - 50 % об. ЯК - 50 % об. | Смесь нефтей: НХ - 70 % об. ЯК - 30 % об. |
|---|--------------------------------|--|--|--|
| Плотность при температуре: 20 °С | кг/м ³ | 890,2 | 884,6 | 876,3 |
| 15 °С | кг/м ³ | 893,6 | 888,1 | 879,8 |
| Массовая доля серы | % | 0,19 | 0,20 | 0,28 |
| Массовое содержание асфальтенов | % | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Массовое содержание парафина | % | 1,4 | 1,6 | 2,4 |
| Массовое содержание силикагелевых смол | % | 11,1 | 10,9 | 10,0 |
| Кинематическая вязкость при 20 °С | мм ² /с | 53,9 | 39,96 | 35,57 |
| Температура застывания | °С | минус 28 | минус 5 | 4 |
| Температура начала кипения | °С | 99 | 92 | 90 |
| Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме | млн.-1 (ppm) | менее 2,0 | менее 2,0 | менее 2,0 |
| Молекулярная масса | | 236 | 232 | 224 |
| Температура вспышки в закрытом тигле | °С | 29 | 15 | 11 |

Продолжение таблицы 1

| Наименование показателя | Едини- цы измере- ния | Смесь | Смесь | Смесь |
|--|--------------------------------|---|---|---|
| | | нефтей: НХ - 40 % об. ЯК - 60 % об. | нефтей: НХ - 50 % об. ЯК - 50 % об. | нефтей: НХ - 70 % об. ЯК - 30 % об. |
| Выход фракций до температуры: | % | | | |
| 100 °С | | - | 0,5 | 1,0 |
| 120 °С | | 2,0 | 2,0 | 4,0 |
| 150 °С | | 4,0 | 4,0 | 8,0 |
| 160 °С | | 5,0 | 5,0 | 9,0 |
| 180 °С | | 6,0 | 7,0 | 11,0 |
| 200 °С | | 7,5 | 9,0 | 13,0 |
| 220 °С | | 9,0 | 11,0 | 16,0 |
| 240 °С | | 12,5 | 14,0 | 19,0 |
| 250 °С | | 14,0 | 16,0 | 21,0 |
| 260 °С | | 16,0 | 19,0 | 22,5 |
| 280 °С | | 19,0 | 22,5 | 26,0 |
| 300 °С | | 25,0 | 27,5 | 31,0 |
| 350 °С | | 44,0 | 44,0 | 47,5 |
| Массовое содержание воды | % | 0,5 | | |
| Концентрация хлористых солей | мг/дм ³ | 100 | | |
| Массовая доля механических примесей, не более | % | 0,05 | | |

Таблица 2 - Динамическая вязкость смесей нефтей [REDACTED] и [REDACTED] горизонтов (для интервала температур выше 20 °С)

| Температура, °С | Динамическая вязкость, МПа·С | | |
|-----------------|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| | Для смеси нефтей НХ/ЯК=40/60 | Для смеси нефтей НХ/ЯК=50/50 | Для смеси нефтей НХ/ЯК=70/30 |
| 25 | 28 | 23 | 14 |
| 30 | 21 | 18 | 11 |
| 40 | 13 | 12 | 7,9 |
| 50 | 8,4 | 8,5 | 5,8 |
| 60 | 5,9 | 6,3 | 4,5 |
| 70 | 4,3 | 4,9 | 3,6 |

Таблица 3 - Динамическая вязкость смесей нефтей [REDACTED] и [REDACTED] горизонтов (для интервала температур ниже 20 °С)

| Температура, °С | Динамическая вязкость, МПа·С | | |
|-----------------|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| | Для смеси нефтей НХ/ЯК=40/60 | Для смеси нефтей НХ/ЯК=50/50 | Для смеси нефтей НХ/ЯК=70/30 |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 10 | 161-261 | 227-392 | 212-420 |
| 14 | - | - | 312-321 |
| 20 | 129-146 | - | - |
| 21 | - | 162-273 | - |

Постепенно в эксплуатируемых резервуарах с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий их эксплуатацию. В основном, осадок по площади днища резервуара распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 26 |

от накопившегося осадка. Физически, отложения представляют собой плотную не текучую массу, располагающуюся по днищу резервуара крайне неравномерно. Уровень осадка колеблется от 0,3 до 3 метров, а объем – от 300 до 1200 м³.

Осадок препятствует движению нефти и перемешиванию различных ее слоев в резервуаре, что способствует локализации концентрированных агрессивных растворов солей и развитию коррозионных процессов в районе днища, уторного сварного шва и первого пояса резервуара. Одновременно происходит уменьшение рабочего (полезного) объема резервуара. Все это снижает эксплуатационные характеристики объекта. Нефтеосадок в резервуарах по существу представляет собой песчаноглинистую основу, пропитанную нефтепродуктом и подтоварной водой. В осадке содержание механических примесей может достигать 50-90%, а углеводородов – 10-40%. Фракционный состав нефтеотложений представляет собой смесь асфальтенов (6-25%), парафинов (1–10%), масел (70-80%) и связанной воды (0,3-8%). Также необходимо учитывать, что при накоплении большого количества нефтешлама в резервуаре, он начинает вымываться и попадать на СИКН, что в значительной степени ухудшает показатели качества сдаваемой нефти и соответственно увеличивает массу балласта.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Характеристика объекта</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 27 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Технологическая схема обеспечивает перекачку нефти в нескольких режимах работы Объекта.

2.1 Основной режим перекачки (1-й режим)

Основной схемой технологического процесса перекачки нефти исследуемого Объекта является перекачка с «подключенными резервуарами» или «через резервуары».

Нефть по подводящему трубопроводу Ду 800 поступает на Объект от камеры приема СОД с давлением 0,5 МПа через приемные задвижки MOV 1Н, MOV 2Н и направляется в фильтры-грязеуловители ФГУ №1,2,3 на очистку.

Очищенная от механических примесей, парафино-смолистых отложений и посторонних предметов нефть через узел влагомера, расположенный на байпасе задвижки MOV 3Н, и задвижку MOV 6Н по трубопроводу Ду 800 поступает в технологические резервуары РВС-20000 №1,2,3,4,5.

После фильтров-грязеуловителей на линии подачи нефти в резервуарный парк установлен узел предохранительных клапанов № 1 для защиты технологических трубопроводов и арматуры резервуарного парка от превышения давления. Сброс нефти от предохранительных клапанов предусмотрен в технологические резервуары РВС-20000 №1,2, предназначенные для приема нефти при срабатывании предохранительных устройств и при срабатывании автоматической защиты от перелива резервуарного парка. После сброса нефти от предохранительных клапанов трубопроводы сброса должны быть освобождены от нефти. Зачистка сбросного трубопровода выполняется в емкости закрытого дренажа с дальнейшей откачкой в приемный коллектор Ду 1000 насосов подачи нефти ПНА №1,2.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|-----------------------|------|--------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Филиппов А.Н. | | | Описание технологической схемы | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Брусник О.В. | | | | | 28 | 123 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |

Из резервуаров нефть по коллектору Ду 1000 (через задвижку MOV 30Н) откачивается насосными агрегатами ПНА №3,4,5, установленными в технологической насосной, и по трубопроводу Ду 800 (через задвижку MOV 48Н) подается через узел предохранительных клапанов № 2, далее на СИКН, узел регулирования давления № 2, выходные задвижки КНПС MOV 70Н, MOV 71Н в магистральный нефтепровод ██████████

██████████ через узел подключения.

При необходимости принятая в технологические резервуары нефть нагревается в подогревателях нефти ПТБ-10Э до температуры, обеспечивающей необходимую для сдачи в ██████████ кинематическую вязкость нефти 25 мм²/с.

Для разогрева нефть откачивается из резервуара по трубопроводу Ду 800 (через задвижку MOV 29Н) насосом внутренней перекачки ПНА №1(2) и по трубопроводу Ду 800 (через задвижки MOV 47Н и MOV 358Н) подается в подогреватели ПТБ-10Э (печи трубчатые блочные ПТБ-10Э), где нагревается до температуры 35–40 °С, и затем возвращается в резервуарный парк по трубопроводу Ду 500 через задвижку MOV 306Н (в резервуар нефти, подготавливаемой для сдачи в ██████████ Температура нефти в резервуаре, предназначенном для сдачи в ПАО «██████████», не должна превышать 36 °С.

Температура подогретой нефти в резервуарах поддерживается подачей теплоносителя (теплофикационной воды) в стационарные змеевики, установленные в резервуарах.

При работе Объекта в данном режиме задвижки открыты:

- по приему нефти в резервуарный парк и подаче к узлу подключения к МН: MOV 1Н, MOV 2Н, MOV 3Н, MOV 6Н, MOV 70Н, MOV 71Н;
- по внутрипарковой перекачке: MOV 358Н, MOV 306Н.

Задвижки закрыты: MOV 58Н, MOV 7Н, MOV 701Н, MOV 702Н, MOV 222Н, MOV 304Н, MOV 305Н, MOV 31Н.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Описание технологической схемы | Лист |
| | | | | | | 29 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Задвижки MOV36H, MOV39H, MOV46H на выходных коллекторах насосов ПНА №1,2 закрыты при всех режимах работы Объекта и открываются при необходимости:

- задвижка MOV36H открывается при необходимости внутрипарковой перекачки насосом P14001D-00 из резервуара в резервуар без подогрева. Откачка из резервуара в этом случае выполняется по трубопроводу Ду 800 через задвижку MOV29H. При открытой задвижке MOV36H задвижка MOV39 должна быть закрыта;

- задвижки MOV39H, MOV46H открываются при выходе из строя одного из насосных агрегатов и включении в работу резервного насоса.

Задвижки MOV59H, MOV30H, MOV29H, MOV47H, MOV48H являются противопожарными и при нормальной работе Объекта открыты.

Количество задействованного в работу оборудования в данном режиме при различных производительностях нефтепровода приведено в таблице 3

Таблица 4 – Производительность нефтепровода

| Оборудование | Производительность нефтепровода | | |
|--|---|---|---|
| | 7,2 млн. т/год (1042 м ³ /ч) | 11,5 – 19 млн. т/год (1665 - 751 м ³ /ч) | 25 млн. т/год (3382 м ³ /ч) |
| Фильтры-грязеуловители S14001A/B/C-00 | 1 | 1-2 | 2 |
| Насосы подачи нефти P14001A/B/C-00 | 1 | 2 | 3 |
| Насос внутрипарковой перекачки P14001D-00 | 1 | 1 | 1 |
| Подогреватели нефти F14001A/B/C-00 | 2-3 | 2-3 | 2-3 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Описание технологической схемы | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 30 |

2.2 Режим перекачки с подогревом на приеме (2-й режим)

Данный режим является вариантом основного режима («с подключенными резервуарами или «через резервуары»), но с предварительным нагревом нефти на приеме в резервуарный парк в подогревателях ПТБ-10Э.

Нефть по подводящему трубопроводу Ду 800 поступает на Объект от камеры приема СОД с давлением 0,5 МПа через приемные задвижки MOV1Н, MOV2Н и направляется в фильтры-грязеуловители ФГУ №1,2,3 на очистку.

Очищенная от механических примесей, парафино-смолистых отложений и посторонних предметов нефть через узел влагомера, расположенный на байпасе задвижки MOV3Н, и задвижку MOV7Н по трубопроводу Ду 800 поступает в узел подогревателей нефти ПТБ-10Э, при этом часть потока (максимально – весь поток) проходит через печи через задвижки MOV301Н и MOV305Н, другая часть – минуя печи, по байпасному трубопроводу Ду 800, на котором установлены регулятор температуры TCV355 и задвижки MOV302Н и MOV303Н.

После смешения горячего и холодного потоков (общая температура потока должна быть не менее температуры 30-36 °С, обеспечивающей кинематическую вязкость передаваемой ██████████ нефти $\nu=25 \text{ мм}^2/\text{с}$) нефть по приемному трубопроводу Ду 800 поступает в один из технологических резервуаров РВС-20000 и (при необходимости после отстаивания от подтоварной воды) поступает на откачку в ██████████

Для защиты технологических трубопроводов и арматуры резервуарного парка от превышения давления на линии подачи нефти в резервуарный парк после фильтров-грязеуловителей установлен узел предохранительных клапанов № 1 (подключение узла предохранительных клапанов к трубопроводу подачи нефти в резервуарный парк в данном режиме выполняется по трубопроводу нефти SO/10 при закрытой задвижке MOV6Н). Сброс нефти от предохранительных клапанов предусмотрен в технологические резервуары, предназначенные для приема нефти при срабатывании предохранительных

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Описание технологической схемы | Лист |
| | | | | | | 31 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

устройств и при срабатывании автоматической защиты от перелива резервуарного парка. После сброса нефти трубопроводы сброса должны быть освобождены от нефти. Зачистка сбросного трубопровода выполняется в емкости закрытого дренажа с дальнейшей откачкой в приемный коллектор Ду 1000 насосов подачи нефти ПНА.

Из резервуаров нефть по трубопроводу Ду 1000 (через задвижку MOV 30Н) откачивается насосными агрегатами ПНА, установленными в технологической насосной, и по трубопроводу Ду 800 (через задвижку MOV48Н) подается через узел предохранительных клапанов № 2, далее на СИКН, узел регулирования давления № 2 и выходные задвижки, далее в магистральный нефтепровод ██████████

Количество задействованного в работу оборудования в данном режиме при различных производительностях нефтепровода приведено в таблице

Таблица 5 - Производительность нефтепровода

| Оборудование | Производительность нефтепровода | | |
|--|--|--|---|
| | 7,2 млн. т/год (1042 м ³ /ч) | 11,5 – 19 млн. т/год (1665 - 2751 м ³ /ч) | 25 млн. т/год (3382 м ³ /ч) |
| Фильтры-грязеуловители S14001A/B/C-00 | 1 | 1-2 | 2 |
| Насосы подачи нефти P14001A/B/C-00 | 1 | 2 | 3 |
| Насос внутрипарковой перекачки P14001D-00 | 1 | 1 | 1 |
| Подогреватели нефти F14001A/B/C-00 | 1-2 | 1-3 | 1-3 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Описание технологической схемы | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 32 |

2.3 Режим работы без подключения резервуаров (3-й режим)

Данный режим работы Объекта предполагает перекачку нефти по схеме «без подключенных резервуаров».

Нефть по подводящему трубопроводу Ду 800 поступает на [REDACTED] от камеры приема СОД с давлением 1,1-1,3 МПа через приемные задвижки MOV1Н, MOV2Н и направляется в фильтры-грязеуловители ФГУ на очистку.

Очищенная от механических примесей, парафино-смолистых отложений и посторонних предметов нефть через узел влагомера, расположенный на байпасе задвижки MOV3Н, и задвижку 7Н по трубопроводу Ду 800 поступает в узел подогревателей нефти ПТБ-10Э, проходит по байпасному трубопроводу Ду 800 через задвижки MOV302Н, MOV303Н, минуя печи, и далее по трубопроводу Ду 800 через задвижку MOV304Н, узел предохранительных клапанов № 2, далее на СИКН, узел регулирования давления № 2 и выходные задвижки КНПС MOV70Н, MOV71Н подается в магистральный нефтепровод [REDACTED]

При необходимости подогрева нефти часть потока (максимально – весь поток) проходит через печи ПТБ-10Э через задвижку MOV301Н, другая часть – минуя печи, по байпасному трубопроводу, на котором установлены регулятор температуры TCV355 и задвижки MOV302Н и MOV303Н, объединяясь перед ответвлением на задвижку MOV304Н.

После смешения горячего и холодного потоков общая температура потока должна быть не менее температуры 30-36 °С, обеспечивающей кинематическую вязкость передаваемой [REDACTED] нефти $\nu=25$ мм²/с.

На участке трубопровода между фильтрами-грязеуловителями и узлом подогревателей на байпасе Ду 700 предусмотрена система сглаживания волн давления (ССВД). При появлении волн давления ССВД обеспечивает сброс части потока нефти с приемной линии Объекта в резервуары РВС-20000 №1,2. Внутрипарковые перекачки из резервуара в резервуар с помощью насоса ПНА

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Описание технологической схемы | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 33 |

№1 в данном режиме могут выполняться только через задвижку MOV36Н, без подогрева нефти в печах. Откачка из резервуара в этом случае выполняется по трубопроводу Ду 800 через задвижку MOV29Н. При открытой задвижке MOV36Н задвижка MOV39Н должна быть закрыта.

Количество задействованного в работу оборудования в данном режиме при различных производительностях нефтепровода приведено в таблице 5.

Таблица 6 - Производительность нефтепровода

| Оборудование | Производительность нефтепровода | | |
|---|---------------------------------|----------------|---------------|
| | 7,2 млн. т/год | 11,5 – 19 млн. | 25 млн. т/год |
| Фильтры-грязеуловители S14001A/B/C-00 | 1 | 1-2 | 2 |
| Насосы подачи нефти P14001A/B/C-00 | - | - | - |
| Насос внутрипарковой перекачки перекачки P14001D-00 | 1 | 1 | 1 |
| Подогреватели нефти F14001A/B/C-00 | 1-2 | 1-3 | 1-3 |

2.4 Режим обратной перекачки нефти (4-й режим)

Режим обратной перекачки служит для предотвращения застывания нефти в магистральном трубопроводе в случае длительного отказа в приеме нефти системой магистральных трубопроводов [REDACTED]

В данном режиме выполняется перекачка подогретой нефти с Объекта обратно на [REDACTED] (обратная перекачка) с производительностью от 4,75 млн. т/год (688 м³/час) до 7,2 млн. т/год (1042 м³/час).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Описание технологической схемы | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 34 |

Из резервуаров нефть по трубопроводу Ду 800 (через задвижку MOV29Н) откачивается насосным агрегатом ПНА №1(2), установленным в технологической насосной, и по трубопроводу Ду 800 через задвижки MOV47Н и MOV358Н поступает в подогреватели нефти ПТБ-10Э для подъема температуры потока до 70 °С.

Разогретая нефть по трубопроводу Ду 800/500 (трубопровод Ду 500 начинается перед задвижкой MOV306Н) через задвижки MOV306Н и MOV31Н (при открытой задвижке MOV304Н и закрытой задвижке MOV59Н - для подключения узла предохранительных клапанов № 2) поступает на прием насосов обратной перекачки МНА №1,2 и по нагнетательному трубопроводу Ду 500 через задвижку MOV49Н, узел регуляторов давления № 1 и задвижку MOV58Н подается в магистральный трубопровод между задвижками MOV2Н и MOV1Н.

Для снижения температуры застывания и вязкости нефти перед задвижкой MOV58Н в общий поток нефти вводится депрессатор.

Количество задействованного в работу оборудования в данном режиме при различных производительностях нефтепровода приведено в таблице 6.

Таблица 7 - Производительность нефтепровода

| Оборудование | Производительность нефтепровода | |
|---|--|--|
| | 4,75 млн. т/год (674 м ³ /ч) | 7,2 млн. т/год (1042 м ³ /ч) |
| Фильтры-грязеуловители S14001A/B/C-00 | - | - |
| Насос подачи нефти в подогреватели | 1 | 1 |
| Насос обратной перекачки P14002A/B-00 | 1 | 1 |
| Насос внутрипарковой перекачки P14001D-00 (без подогрева) | 1 | 1 |
| Подогреватели нефти F14001A/B/C-00 | 1 | 1 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Описание технологической схемы | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 35 |

3 ОБОРУДОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

3.1 Классификация резервуаров

Резервуар для нефти – вертикальная ёмкость, наземное стальное сооружение, предназначенное для приёма, хранения, подготовки, учёта и сдачи нефти.

В зависимости от назначения и мест установки резервуаров, резервуары могут изготавливаться из различных материалов, и различной конструкции. В нашем случае резервуар изготавливался из листовой стали методом сваривания полуавтоматической сваркой.

Если рассматривать общую классификацию резервуаров, то можно выделить следующее:

При размещении резервуара на местности выделяют:

- наземные;
- полуподземные;
- подземные;
- подводные.

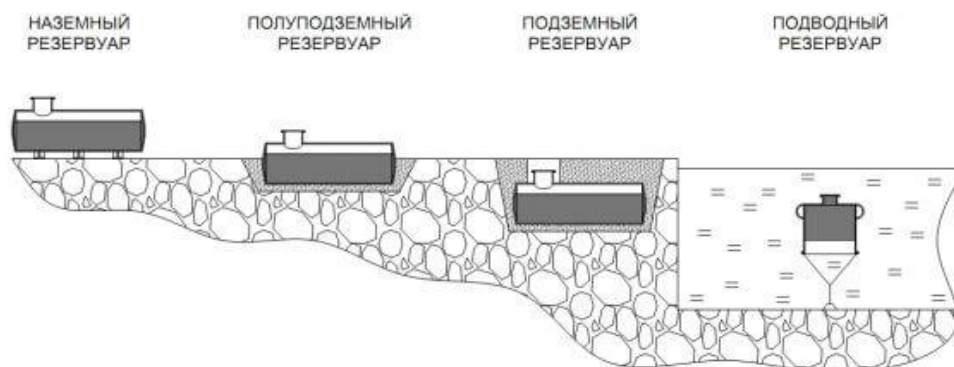


Рисунок 2 – Типы резервуаров

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|-----------------------|------|--------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Филиппов А.Н. | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Брусник О.В. | | | | | 36 | 123 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |

Исходя из материала, из которого изготавливают резервуар, они классифицируются следующим образом:

- железобетонные;
- металлические;
- неметаллические (резинотканевые, пластиковые, стеклопластиковые и т.д.);
- организованные в природных пустотах (шахтные, льдогрунтовые и т.д.).

По форме корпуса резервуары делятся на:

- цилиндрические;
- сферические;
- каплевидные.

Также важна классификация резервуаров по способу организации крыши, в связи с чем выделяют:

- резервуары с плавающей крышей - РВСПК;
- резервуары со стационарной крышей и понтоном - РВСП;
- резервуары со стационарной крышей и без понтона - РВС.



Рисунок 3 – Элементы резервуара

При проектировании резервуаров их подразделяют на три класса в зависимости от объема и места расположения:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 37 |

– 1 класс - включает особо опасные резервуары объемом $\geq 10\,000\text{ м}^3$ и резервуары объемом $\geq 5\,000\text{ м}^3$, размещаемые на берегах больших водоёмов и рек, а также в городской зоне;

– 2 класс - включает резервуары повышенной опасности объемом 5 000 - 10 000 м^3 ;

– 3 класс - включает опасные резервуары объём 100 - 5 000 м^3 .

По назначению резервуары классифицируются по следующим видам:

– технологические ;

– товарные.

Технологический резервуар – это резервуар, предназначенный для разрушения нефтяной эмульсии и сброса пластовой воды.

Товарный резервуар – это резервуар, предназначенный для хранения обезвоженной и обессоленной нефти.

Состав оборудования РВС-20000, установленных на Объекте:

Для стальных вертикальных цилиндрических резервуаров применяется следующее оборудование:

- клапаны совмещенные стальные типа КДС-3000;
- стационарные сниженные пробоотборники типа ПСРД;
- огневые предохранители;
- приборы контроля и сигнализации;
- противопожарное оборудование;
- сифонные краны;
- вентиляционные патрубки;
- приёмораздаточные патрубки;
- люки-лазы;
- люки световые;
- замерные люки;
- устройствами молниезащиты и защиты от статического

электричества.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 38 |

Далее мы рассмотрим основное оборудование РВС более подробно.

Клапан дыхательный КДС-3000.

Клапан дыхательный КДС-3000 предназначен для поддержания давления паров нефтепродуктов в вертикальном резервуаре в заданных пределах при колебании температуры, а также в процессе выкачки или закачки нефти и нефтепродуктов. Вместе с этим клапан КДС снижает загрязнение атмосферы их парами.

Минимальная пропускная способность клапанов КДС определяется по установленным формулам в зависимости от максимальной производительности приемораздаточных операций (включая аварийные условия). Расчет для клапана КДС-3000 будет представлен в соответствующем разделе.

Принцип работы клапана дыхательного «КДС-3000»:

При «вдохе» резервуара в полости создается вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. В полости клапана тарелки вакуумных затворов открываются при достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания). Таким образом, они сообщают резервуар с атмосферой и тем самым обеспечивают пропуск воздуха в резервуар. При снижении вакуума ниже расчетного значения затвор закрывается и резервуар герметизируется. При «выдохе» резервуара в полости корпуса клапана КДС-3000 возникает избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелки вакуумных затворов к седлам и действует на тарелку затвора давления, стремясь поднять ее. При превышении избыточного давления в корпусе клапана КДС-3000 величины давления срабатывания тарелка давления открывается, и происходит выпуск газа из резервуара в атмосферу. После снижения избыточного давления ниже расчетного значения тарелка возвращается в исходное положение (затвор закрывается).

При отрицательных температурах для надежной работы дыхательного клапана КДС направляющий стержень снабжают фторопластовой оболочкой квадратного сечения. Уплотнительную поверхность тарелок дыхательного

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 39 |

клапана КДС обтягивают фторопластовой пленкой с той же целью. Пленка может деформироваться, предотвращая образования льда. Дыхательный клапан КДС устанавливается на крыше резервуара.

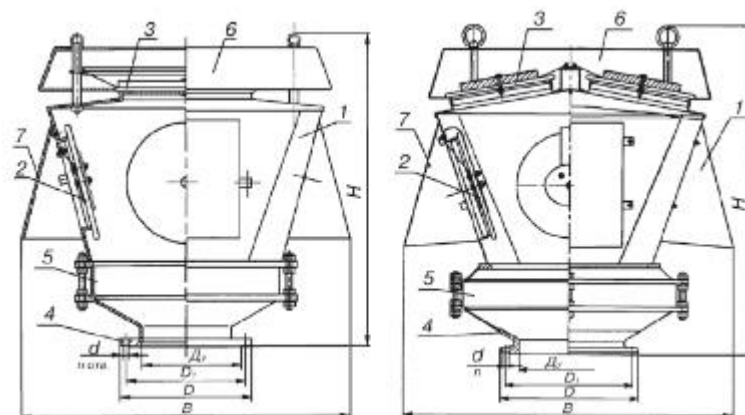


Рисунок 4 – Общий вид КДС-1500 (слева), КДС-3000 (справа):

1 — корпус; 2 — тарелка вакуума; 3 — тарелка давления у КДС-1500 (два седла давления у КДС-3000); 4 — переходник; 5 — кассета огневого предохранителя; 6 — крышка; 7 — воздуховод.

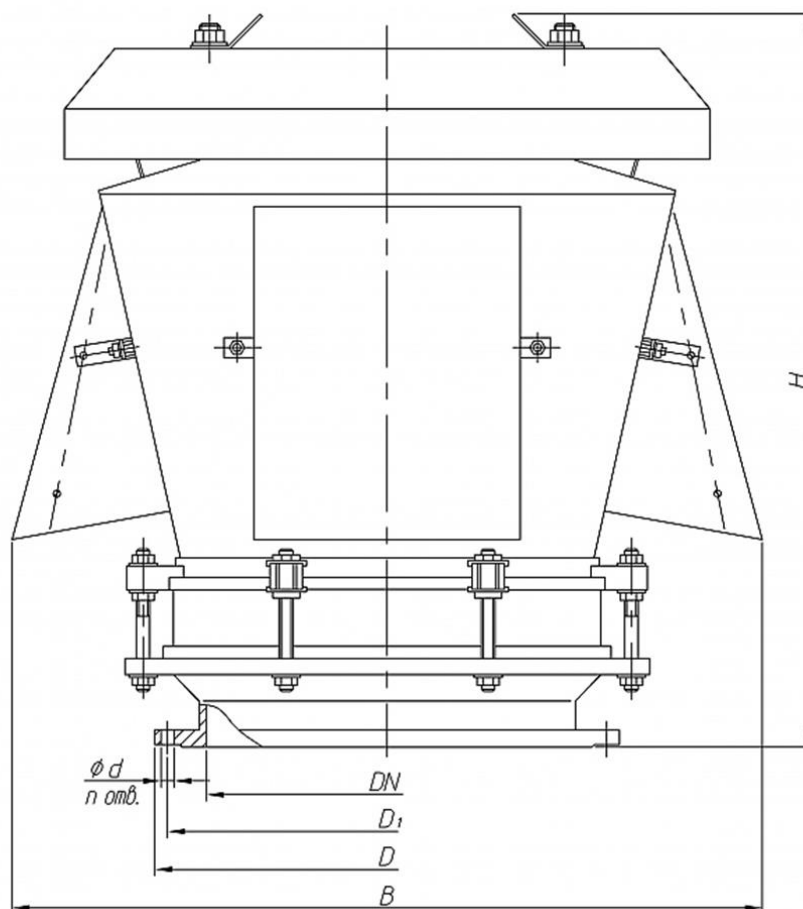


Рисунок 5 - общий вид клапана КДС-3000.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 40 |

Таблица 8 – Технические характеристики клапана КДС-3000

| | |
|--|---------------------|
| Наименование параметров | КДС-3000-500 |
| Условный проход DN | 500 |
| Рабочее давление, Па (мм вод. ст.) | 2000 (200) |
| Рабочий вакуум, Па (мм вод. ст.) | 250 (25) |
| Давление срабатывания, Па (мм вод. ст.) | 1500-1600 (150-160) |
| Вакуум срабатывания, Па (мм вод. ст.) | 100 - 150 (10-15) |
| Пропускная способность, м ³ /ч, | 3000 |
| Габаритные размеры, мм не более: | |
| - длина | 1300 |
| - ширина В | 1300 |
| - высота Н | 1060 |

Сниженный пробоотборник ПСРД.

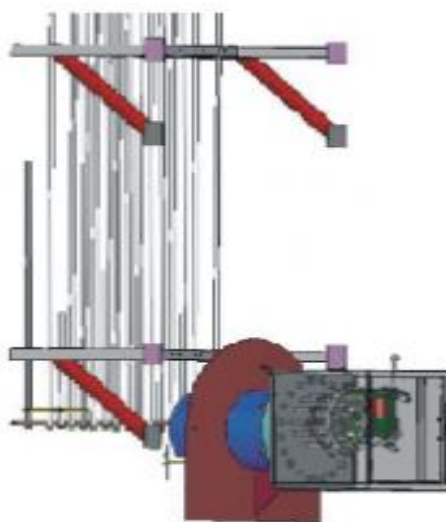


Рисунок 6 – Общий вид пробоотборника ПСРД

Пробоотборник ПСРД предназначен для отбора проб по всей высоте резервуара с нефтепродуктами с нормальным и повышенным давлением с

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 41 |

интервалом отбора проб 1 или 2 метра и возможностью независимого отбора проб с заданного уровня.

Пробоотборники являются комплектующими изделиями вертикальных цилиндрических резервуаров со стационарной крышей для хранения нефти и нефтепродуктов.

Пробоотборники изготавливаются в двух вариантах – с электрообогревом наружных гидрораспределительных устройств и без электрообогрева

Пробоотборники выпускаются в климатическом исполнении Т и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Краны сифонные КС.

Краны сифонные КС предназначены для спуска подтоварной воды из резервуаров.

Краны сифонные КС изготавливаются в исполнении У, УХЛ и Т, категории размещения I по ГОСТ15150-с 69, где КС – кран сифонный; 80– условный проход, мм; У – климатическое исполнение.

Таблица 9 - Технические характеристики кранов сифонных КС. Установочные и габаритные размеры кранов сифонных КС

| Условное обозначение | Условный проход, Ду, мм | Рабочее давление, МПа | Габаритные размеры, мм, не более | | | | Масса, кг, не более |
|----------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------------------|----------|----------|----------------------|---------------------|
| | | | Длина L | Ширина В | Высота Н | диаметр отверстия, d | |
| КС-50 | 50 | 0,15 | 860 | 405 | 580 | 85 | 6 |
| КС-80 с краном | 80 | 0,15 | 70 | 435 | 590 | 140 | 5 |
| КС-80 с задвижкой | 80 | 0,15 | 1055 | 665 | 915 | 140 | |

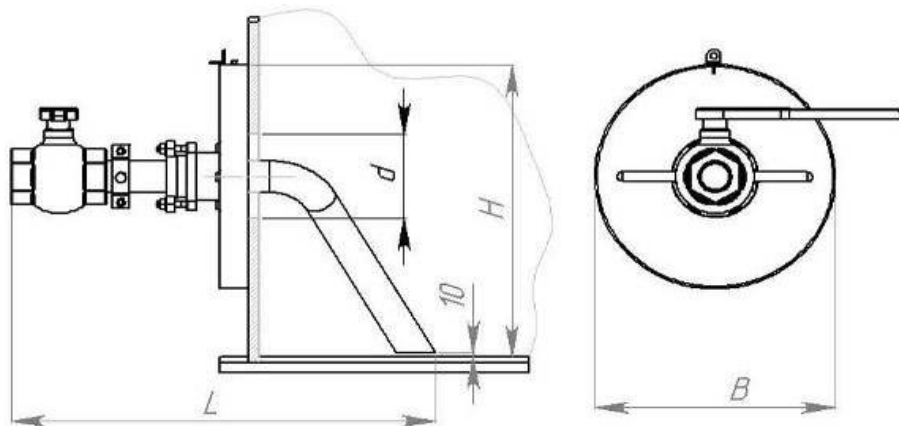


Рисунок 7 - Общий вид сифонного крана КС.

Приемо-раздаточные патрубки (ПРП)

Приемо-раздаточные патрубки (ПРП) предназначены для соединения резервуаров с трубопроводной системой при производстве технологических операций по приему-раздаче продуктов (нефти, нефтепродуктов и других жидкостей).

Приемо-раздаточные патрубки (ПРП) изготавливаются в исполнении У, УХЛ и Т, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

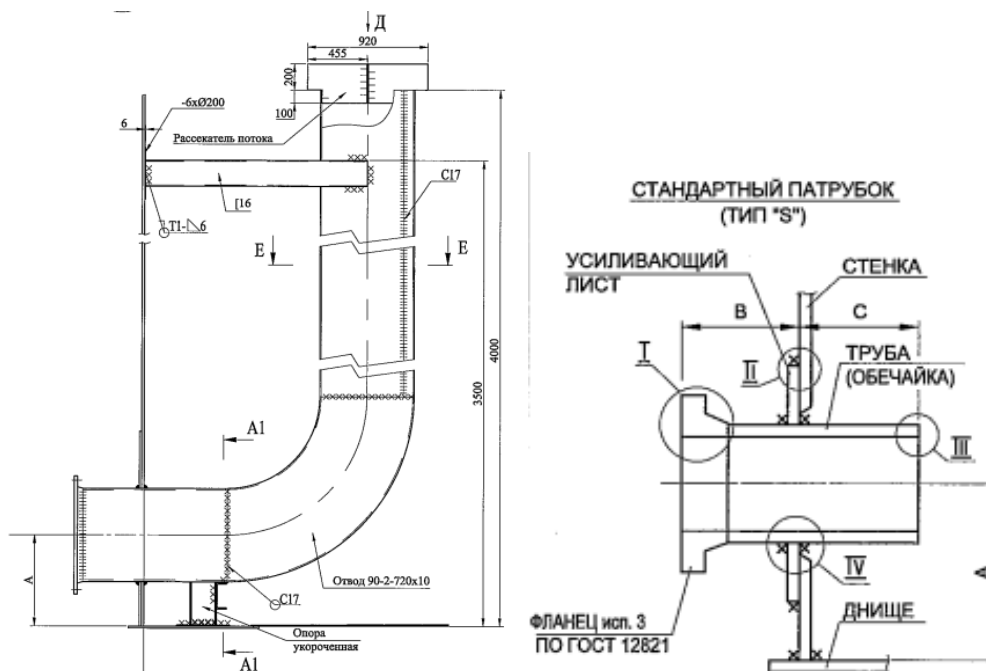


Рисунок 8 - Приемо-раздаточные патрубки (ПРП)

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 43 |

Патрубки зачистные ПРП-3

Патрубки зачистные ПРП-3 предназначены для проведения работ по зачистке резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Являются комплектующими изделиями вертикальных цилиндрических резервуаров и устанавливаются в нижнем поясе на стенке резервуара.

Патрубки зачистные ПРП-3 изготавливаются в исполнении У, УХЛ и Т, категории размещения 1 по ГОСТ15150-69.

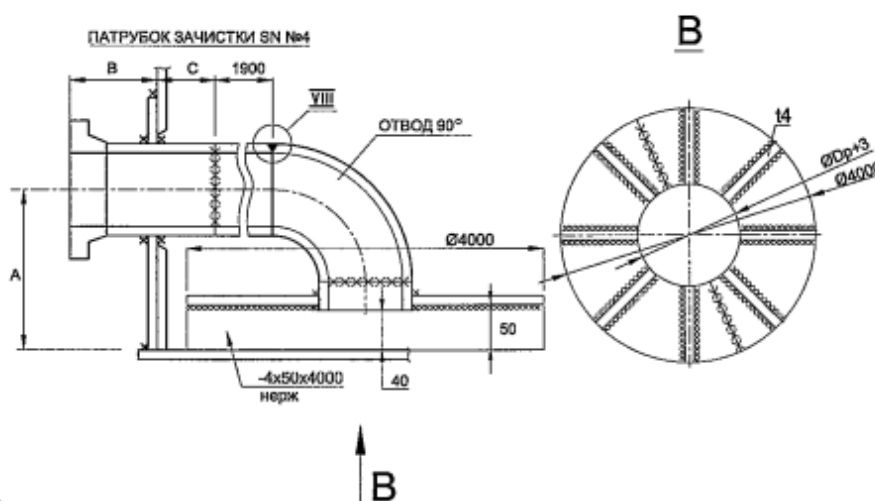


Рисунок 9 - Патрубки зачистные ПРП-3

Нефтепроводы подсоединяются к патрубкам РВС 20000 через СКНР (система компенсации нагрузок от приемно-раздаточных патрубков) Ду700; Ду400, разработанную ЗАО "Нефтемонтаждиагностика" г. УФА.

Люк замерный ЛЗ-150

Устанавливается на монтажный патрубок резервуара с нефтью и нефтепродуктами и обеспечивают доступ к хранимому продукту с целью отбора проб или замера уровня налива в резервуаре. Люк замерный служит для ручного замера уровня нефти и подтоварной воды, а также для отбора проб пробоотборником. Для установки люка на резервуаре рекомендуется использовать специальный патрубок замерного люка ПЗЛ, в конструкции которого предусмотрен отвод с фланцем для присоединения вентиляционной трубы DN 50.

Устройство и принцип работы замерного люка

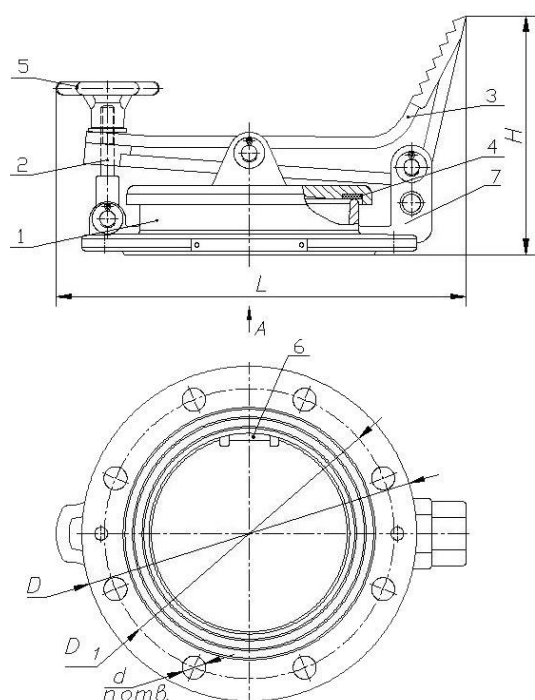
| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 44 |

Люк замерный ЛЗ состоит из корпуса (поз.1), крышки (поз.2), педали (поз.3), прокладки резиновой (поз.4) и откидного блока с гайкой (поз.5). Корпус люка замерного ЛЗ в нижней части имеет фланец, которым он крепится на резервуар через прокладку. В проушине корпуса расположен рычаг, на котором установлена крышка (поз.2) с резиновым уплотнением, обеспечивающим герметичность люка замерного ЛЗ в закрытом состоянии. Фиксация крышки в закрытом положении осуществляется гайкой откидного болта.

Условное обозначение: ЛЗ-150В У1, где ЛЗ - люк замерный; 150 - условный проход, мм; В - латунная* вставка на уплотнительных поверхностях**; У - климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69; 1 - категория размещения по ГОСТ 15150-69.

* По умолчанию в составе изделия применяется прокладка из маслобензостойкой резины.

** Если в латунной вставке нет необходимости, то в обозначении люка замерного при заказе символ "В" не указывается.



Общий вид люка ЛЗ:

- 1 - корпус;
- 2 - крышка;
- 3 - педаль;
- 4 - резиновая прокладка;
- 5 - откидной болт с гайкой;
- 6 - латунная вставка (для ЛЗ-150В);
- 7 - винт заземления.

Рисунок 10 – Устройство и принцип работы замерного люка

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 45 |

Устройство для размыва донных отложений и перемешивания жидкостей в резервуарах тайфун 24



Рисунок 11 – Общий вид устройства по размыву донных отложений Тайфун-24

Функции, выполняемые устройством по размыву донных отложений:

- Размыв донных отложений и предотвращение их образования.
- Гомогенизация (усреднение) состава жидкости.

Устройство предназначено:

Для размыва донных отложений в резервуарах с легковоспламеняющимися жидкостями, для перемешивания нефти, перед полной раскачкой резервуара через зачистной патрубков.

Для перемешивания вязких жидкостей с вязкостью до 68 сСт выпускается специальная модификация устройства: «ТАЙФУН-20 В».

Устройства для размыва донных отложений выпускаются во взрывозащищенном исполнении для эксплуатации в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах классов 1 и 2 ГОСТ Р 51330.9, где возможно образование взрывоопасных паро- и газоздушных смесей категорий ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3, Т4.

Гребной винт устройства создает узконаправленную затопленную струю нефти, циклически перемещающуюся над днищем резервуара за счет автоматического привода поворота. Струя размывает и перемешивает

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 46 |

парафинистые осадки и механические примеси, которые взвешиваются в общей массе и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара.

Система инертного газа на рассматриваемом Объекте.

Система инертного газа предназначена для создания «азотной подушки» в резервуарах на рассматриваемом Объекте.

Азот на «азотную подушку» подается от установок по производству инертного газа U 75401-00 производительностью 2040 нм³/час и 100 нм³/час, расположенных в блочном здании. Азот от установки 100 нм³/час также поступает на ресиверы азота.

Азот на «азотную подушку» от установки по производству инертного газа производительностью 2040 нм³/час подается на резервуары при аварийном режиме работы (прекращении работы по входному нефтепроводу, когда нет закачки, а идет только откачка из резервуаров).

Азот от установки 100 нм³/час идет в резервуары при постоянной работе на покрытие потерь на герметичность.

Система «азотной подушки» предназначена для уменьшения количества испаряющегося продукта и, соответственно уменьшения количества вредных выбросов в атмосферу и для создания среды, препятствующей развитию аэробных бактерий.

Система «азотной подушки» обеспечивает рабочие параметры подключенного к ней оборудования. Для защиты расчетных параметров резервуаров и резервуарного оборудования предусмотрены предохранительные устройства в составе резервуаров.

Состав системы «азотной подушки»: (схема подачи инертного газа на РВС-в приложении).

– коллектор «азотной подушки» - трубопровод диаметром 800 мм. На коллекторе инертного газа установлен датчик дистанционного измерения расхода Emerson 3095MFA;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 47 |

– газоуравнительные трубопроводы диаметром 700 мм, связывающие каждый нефтяной резервуар объемом 20000 м³ с коллектором «азотной подушки»;

– два клапана-регулятора для поддержания рабочего давления в системе «азотной подушки», а именно: клапан PCV75751 на трубопроводе азота с подачей в начало коллектора «азотной подушки» для поддержания в системе давления на уровне 150 мм в.ст., второй клапан PCV49751 предназначен для сброса избытка давления из продувочной емкости – свыше 180 мм в.ст. со сбросом газа на свечу. Клапан, поддерживающий давление в продувочной емкости на уровне 180 мм в.ст., установлен в непосредственной близости около свечи, а датчик давления Emerson 3051S на продувочной емкости. Степень открытия клапана PCV75751 определяется значением давления в коллекторе газоуравнительной линии датчиком Emerson 3051S.

Продувочная емкость объемом 10 м³ с электрообогревом (для предупреждения замерзания жидкости) – предназначена для сбора конденсата и отделения унесенной капельной жидкости при большом объеме сброса на свечу.

Для продувочной емкости предусматривается:

– местный контроль температуры конденсата (термометр биметаллический ТБ-2);

– дистанционное измерение температуры конденсата (датчик температуры Emerson Model 644H);

– дистанционное измерение уровня газового конденсата (волновой радарный измеритель уровня Emerson 3301);

– дистанционная сигнализация верхнего аварийного уровня конденсата (вибрационный сигнализатор уровня Emerson Model 2120);

– местный контроль давления в линии сброса инертного газа на свечу (манометр технический МП-4);

– дистанционное измерение давления в линии сброса инертного газа на свечу (преобразователь избыточного давления Emerson 3051S);

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| | | | | | | 48 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

– линия сброса на свечу - трубопровод диаметром 500 мм (после V49751-00 до клапана сброса давления);

– продувочная свеча X49751-00 диаметром 700 мм и высотой не менее 30 метров.

Каждый резервуар отсекается от системы «азотной подушки» при помощи электроприводной арматуры MOV 505Г, 516Н, 527Г, 539Г, 551Г, 563Г, 569Г, 575Г. Управление электроздвижками: открытие - местное, дистанционное; закрытие - местное, дистанционное, автоматическое при срабатывании датчика загазованности или по сигналу «ПОЖАР» в каре резервуара. Сигнализация работы: открыто, закрыто, авария.

3.2 Обследование резервуаров

РВС, эксплуатируемые предприятиями нефтяной промышленности подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии. Согласно правил технической эксплуатации резервуаров, периодичность приборного обследования резервуаров составляет:

– полная диагностика не реже одного раза в 10 лет;

– частичной, не реже одного раза в 5 лет.

Дополнительно могут быть назначены конкретные сроки диагностики резервуара в зависимости от технического состояния, интенсивности использования РВС, коррозионной активности среды.

При частичной диагностике резервуара проводятся следующие работы:

– визуальный осмотр резервуара и его оборудования;

– измерение толщины поясов резервуара и кровли с внешней стороны;

– измерение отклонений образующих от вертикали, местных еформаций стенки и горизонтальности выступа окрайки и основания под ней;

– проверка состояния отмостки на наличие визуальных трещин и разрушений;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 49 |

– составление заключения о техническом состоянии резервуара.

Полная диагностика резервуара включает все перечисленные выше работы и, кроме того:

- визуальный осмотр с внутренней стороны и измерение толщины стенки, днища и кровли;
- визуальный осмотр понтона (при его наличии);
- контроль сварных соединений неразрушающими методами;
- механические испытания, металлографические исследования и химический анализ металла (в необходимых случаях);
- зондирование днища и основания резервуара с целью выявления утечки;
- определение целесообразности обследования резервуара методом инфракрасной спектроскопии и выполнение такого обследования;
- обработку результатов измерений толщины стенки всех элементов резервуара и определение для них остаточного срока службы по коррозионному износу;
- сравнение полученных результатов измерений толщины листов для различных поясов, окрайки, днища и кровли с допустимой толщиной, полученной расчетом;
- принятие решений о дальнейшей эксплуатации резервуара в соответствии с рекомендациями;
- другие расчеты и составление заключения о техническом состоянии и показателях назначения резервуара на предстоящий период.

Полное обследование проводится после зачистки и дегазации резервуара, частичное - без вывода резервуара из эксплуатации.

Данные технического обследования записываются в паспорт с указанием даты обследования и номера заключения, и само заключение вкладывается в паспорт.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 50 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

На основании результатов обследования резервуаров составляется годовой график ремонта с учетом обеспечения бесперебойной работы резервуарного парка по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оборудование резервуаров хранения нефти и их классификация | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 51 |

4 ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ НЕФТЕШЛАМОВ

В настоящее время с выбором технологии для зачистки резервуаров от нефтешламов сталкиваются практически все предприятия нефтяной промышленности. От выбора метода и способа, а также от утилизации или переработки нефтешлама зависят затраты предприятия, время простоя резервуара, безопасность и экологичность выполняемых работ. Зачистка резервуара от нефтешлама является достаточно дорогостоящим видом работ, отсюда и стоит задача по выбору наиболее современного и эффективного метода для выполнения удаления нефтешлама с резервуаров вертикальных стальных. На примере рассматриваемого Объекта, я попытаюсь изложить основные плюсы и минусы применяемого в конкретном случае метода зачистки РВС-20000 от нефтешлама. После рассмотрения данного метода и сравнении его с другими существующими, можно будет сделать вывод о целесообразности выбранного метода. В экономической части данного реферата будет представлен сравнительный анализ затрат, при проведении зачистных работ ручным и механизированным методом.

На сегодняшний день можно выделить три основных метода зачистки резервуаров:

– первый метод является **ручным** методом. Основопологающим данного метода является зачистка резервуара при помощи простого инструмента, бригадой в составе не менее трех человек. Основной инструмент, применяемый при ручном методе: скребки, совки, ветошь, носилки и т.п., контейнера для выноса нефтешлама.

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| Разраб. | | Филиппов А.Н. | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| Руковод. | | Брусник О.В. | | | | | 52 | 123 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |

– второй метод является **механизированным**. Основопологающим данного метода является применение оборудования и приспособлений, позволяющих значительно облегчить задачу по зачистке РВС. При выполнении работ по зачистке РВС-20000, в нашем случае применялось следующее оборудование: гидромонитор, шламовый насос, вибросито, центрифуга, силовая установка и т.п.

– третий способ является **химико-механизированным**.

Основной отличающей характеристикой данного метода является применение растворов моющих средств, способствующих повышению качества очистки, интенсивности процесса очистки. Состав и концентрация моющих средств подбираются индивидуально, после проведения предварительных исследований.

– можно выделить еще один способ, который является **комбинированным**.

Данный способ сочетает в себе ручной и механизированный способ зачистки.

Согласно правил по технической эксплуатации резервуаров [3]:

Резервуары для нефти следует очищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения качества нефти, надежной эксплуатацией резервуаров и оборудования, т.е. очистку необходимо проводить для:

– обеспечения надежной эксплуатации резервуаров;

– освобождения от пирофорных отложений, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины, воды, неразделяемой эмульсии;

– полного обследования и производства ремонта. Технологический процесс зачистки резервуаров от остатков нефтепродуктов состоит из типовой схемы последовательных операций и имеет свои характерные особенности в зависимости от вида хранящегося вещества, конструкции резервуара, длительности периода эксплуатации, количества и состава отложений, а также цели проведения зачистки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 53 |

4.1 Организация работ по зачистке резервуара

Зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов и нефти относится к газоопасным работам, поэтому организация, подготовка и проведение этой работы выполняется с учетом требований НТД:

- ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.044, ГОСТ 12.3.047;
- Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкций по их ремонту;
- Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором СССР 20.02.1985 г.;
- Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения, ТОИ Р-112-17-95;
- Правил пожарной безопасности в РФ ППБ 01-93**;
- Правил пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения, ВППБ 01-01-94;

Соблюдение требований вышеупомянутых руководящих документов обеспечивает безопасные условия труда, как при операциях зачистки резервуара от нефтепродуктов, так и при проведении ремонтных работ.

Зачистка резервуаров на Объекте проводится силами подрядных организаций, имеющих соответствующие лицензии на право выполнения данного вида работ и соответствующие допуски. Перед зачисткой РВС, утверждается подробный план производства работ (ППР) и подписывается обеими сторонами.

В ППР должны быть конкретизированы работы по подготовке и проведению операций зачистки, назначены ответственные работники за выполнение подготовительных и зачистных работ.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 54 |

Проведение работ оформляется нарядом-допуском. К наряду-допуску прикладываются схемы обвязки и установки оборудования (выкачке остатка, промывка, дегазация, удаление продуктов зачистки и т.д.) и технологический процесс. Разработанная документация согласовывается с начальником пожарной охраны предприятия, инженером по ОТ ТБ и ПБ и утверждается главным инженером предприятия.

Главный инженер (технический руководитель) и инженер по охране труда предприятия несут ответственность за организацию и безопасность работ по зачистке резервуаров, а там, где эти должности не предусмотрены, - работодатель лицо, назначаемое приказом (из числа специалистов).

Начальник цеха (резервуарного парка) обязан:

- организовать разработку мероприятий по подготовке и безопасному проведению зачистных работ и обеспечивать контроль их выполнения;
- совместно с ответственным за проведение работы определять средства индивидуальной защиты, состав исполнителей и устанавливать режим работы (продолжительность пребывания в средствах защиты, перерывов в работе, периодичность отбора проб воздуха и т.п.).

Начальник смены Объекта несет ответственность за правильность схемы отключения резервуара и коммуникаций, на которых должна проводиться работа, правильность и полноту инструктажа ответственного за подготовительные работы и ответственного за проведение зачистки, за правильность и полноту принятых мер безопасности, а также за допуск персонала к проведению подготовительных работ и к непосредственному выполнению зачистных работ.

Ответственный за проведение подготовительных работ несет ответственность за правильность и надежность отключения резервуара и отглушения трубопроводов и выполнение мер безопасности, предусмотренных в наряде-допуске.

Ответственный за проведение подготовительных работ обязан:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 55 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

- обеспечивать последовательность и полноту выполнения мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске;

- после окончания подготовительной работы проверить ее полноту и качество и сдать объект ответственному за проведение зачистки;

- доводить до сведения ответственного за проведение работы по зачистке и исполнителей о специфических особенностях резервуара (наличие и исправность понтона, замерных устройств) и характерных опасностях, которые могут возникнуть при проведении работы.

Ответственный за проведение работ по зачистке резервуаров несет ответственность за правильность и полноту принятых мер безопасности, за достаточную квалификацию лиц, назначенных исполнителями работ, за полноту и качество их инструктажа, за техническое руководство работой и соблюдение работающими мер безопасности.

Ответственный руководитель работ обязан:

- совместно с ответственным за подготовку резервуара проверить полноту выполнения подготовительных мероприятий, готовность резервуара к зачистке;

- проверять у исполнителей наличие и исправность средств индивидуальной защиты, инструмента и приспособлений, их соответствие характеру выполняемых работ;

- проводить инструктаж исполнителей о правилах безопасного ведения работ и порядке эвакуации пострадавшего из опасной зоны;

- сообщать о готовности резервуара и исполнителей к производству работ газоспасательной службе (службе техники безопасности);

- по согласованию с начальником смены и при получении подтверждения о возможности выполнения работ по зачистке от представителя ГСС (службы техники безопасности), удостоверенных их подписями в п. 14 наряда-допуска, давать указание исполнителям приступить к работе, предварительно проверив место работы, состояние средств защиты, готовность исполнителей к работе;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| | | | | | | 56 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- контролировать выполнение исполнителями мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске;
- обеспечивать последовательность и режим выполнения операций зачистки;
- обеспечивать контроль состояния воздушной среды в резервуаре;
- принимать меры, исключающие допуск на место проведения работ лиц, не занятых ее выполнением;
- в случае возникновения опасности ухудшения самочувствия исполнителей немедленно прекращать выполнение работ, поставить об этом в известность начальника цеха и принять необходимые меры по обеспечению безопасности работ;
- по окончании регламентированных перерывов убеждаться, что условия безопасного проведения работ не изменены. Не допускать возобновление работ при выявлении изменения условий ее безопасного проведения;
- по окончании работы совместно с начальником смены проверить полноту и качество выполненной работы и закрывать наряд-допуск.

Подготовку резервуара к зачистке выполняет подразделение предприятия, эксплуатирующее данный объект, а зачистку резервуара, сбор и утилизацию продуктов зачистки поручается специализированной бригаде этого предприятия стороннего аккредитованного (имеющее сертификат системы сертификации услуг (работ) в области пожарной безопасности - СДСПБ) предприятия по договору. При проведении работ собственными силами члены зачистной бригады должны пройти обучение в аккредитованной в системе СДСПБ организации.

Выполнять работы по зачистке резервуара следует бригадой исполнителей в составе не менее двух человек (работающий и наблюдающий). Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 57 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Исполнители работ по зачистке резервуаров обязаны:

- пройти инструктаж по безопасному проведению работ и расписаться в наряде-допуске;
- ознакомиться с условиями, характером и объемом работ на месте их выполнения;
- выполнять только ту работу, которая указана в наряде-допуске;
- приступать к работе только по указанию ответственного за проведение этой работы;
- знать признаки отравления вредными веществами, места расположения средств телефонной связи и сигнализации, порядок эвакуации пострадавших из опасной зоны;
- уметь оказывать первую помощь пострадавшим, пользоваться средствами индивидуальной защиты, спасательным снаряжением и инструментом;
- прекращать работу при возникновении опасной ситуации, а также по требованию начальника цеха, ответственного за проведение работ, начальника смены, представителя ГСС, работников службы техники безопасности, представителей инспектирующих органов,
- после окончания работ привести в порядок место проведения работ, убрать инструменты, приспособления и т.п.

4.2 Подготовка резервуара к проведению работ

Общепринятый план работ, согласно «Типовой инструкции по охране труда при зачистке резервуаров на предприятиях нефтепродуктообеспечения» [5].

- установка заглушек на технологические трубопроводы, газоуравнительную систему.
- естественная и принудительная дегазация резервуара с установкой вентилятора;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 58 |

- размыв с последующей откачкой донных отложений;
- замер уровня донных отложений;
- вскрытие световых люков и люков-лазов на стенке или крыше резервуара;
- откачка остатков нефти;
- пропарка резервуара;
- мойка резервуара;
- дозачистка резервуара.

Согласно утвержденного ППР при зачистке РВС-20000 на Объекте прописаны следующие пункты:

Подготовительные работы, которые проводит Заказчик:

а) до проведения работ резервуары должны быть отключены от технологических трубопроводов с закрытием задвижек;

б) должен быть проведен вводный инструктаж работников подрядной организации по промышленной безопасности и охране труда;

в) должны быть определены совместно с Подрядчиком места подключения электрооборудования, прокладки силовых кабелей и мест подключения, порядок подключения к водоводу (пож. кольцу);

г) должен быть составлен акт готовности резервуаров к работам и передачи его Подрядчику (в состав комиссии обязательно должен входить представитель ПЧ);

д) утверждает наряд-допуск на производство газоопасных работ и работ повышенной опасности.

е) отключает электропитание электроприводов задвижек;

ж) отключает и демонтирует контрольно-измерительные приборы;

з) отключает электропитание всех электроприборов;

На весь период планируемых работ установка АСПТ РВС должна находиться в проектном и работоспособном состоянии.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 59 |

Подрядчик выполняет следующие работы:

а) подготавливает документы:

- свидетельство о допуске к выполнению отдельных видов работ (СРО);
- договор подряда;
- определяет совместно с Заказчиком границы рабочей зоны, места проезда, места отдыха, перекрывает пути прохода и проезда с установкой аншлагов: "Газоопасные работы", "Стой!", "Проход запрещен!";
- предоставляет приказ подрядной организации о назначении лиц, ответственных за безопасное производство работ, за техническое состояние машин, инструментов, технологической оснастки, включая средства защиты;
- приказ о назначении ответственных лиц за проведение работ;
- паспорта и сертификаты на используемое оборудование;
- копию приказа о назначении ответственного за электробезопасность;
- список работников, участвующих в производстве работ;
- протокол проверки знаний ПУЭ;
- проект производства работ;
- документы аттестации по промышленной безопасности;
- журнал производства работ;
- журнал регистрации инструктажей на рабочем месте;
- удостоверение по охране труда у каждого рабочего;
- протокол проверки знаний по пожарному техническому минимуму;
- журнал учета образования и движения отходов.

б) проверяет выполнение мероприятий, относящихся к созданию безопасных условий работы: наличие сертифицированных установленных заглушек на приемо-раздаточных патрубках РВС-20000 (ПРП), закрытие секущих задвижек, отключение электропитания от приводов;

в) устанавливает оборудование, прокладывает временные сети электроснабжения, трубопроводы, согласно схем;

г) согласовывает графики производства работ, схему связи и оповещения на случай нештатных ситуаций;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 60 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

д) при производстве работ применять материалы и оборудование, имеющие соответствующие разрешения и сертификаты, оформленные в установленном порядке;

е) демонтирует КДС-3000;

ж) устанавливает на световые люка резервуаров газоотводные трубы (дефлекторы), воздухопроводы для искусственной аэрации.

з) обеспечивает своих работников в полной мере индивидуальными средствами защиты, приспособлениями и инструментом, прошедшими испытания в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

и) Подрядчик обеспечивает вывоз нефтешламов с Объекта с помощью автотехники с применением искрогасителей;

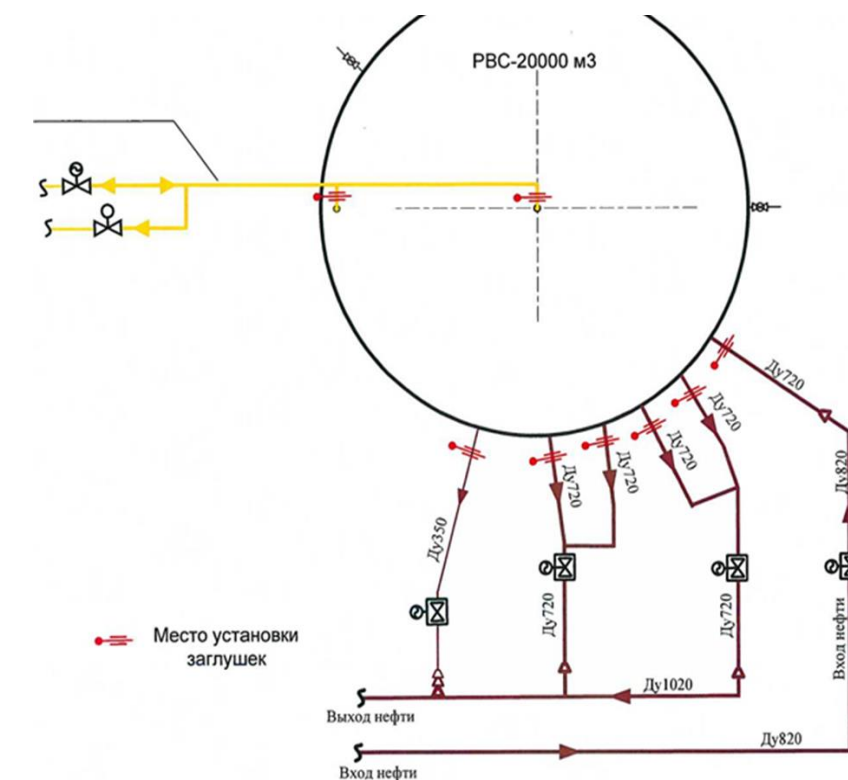
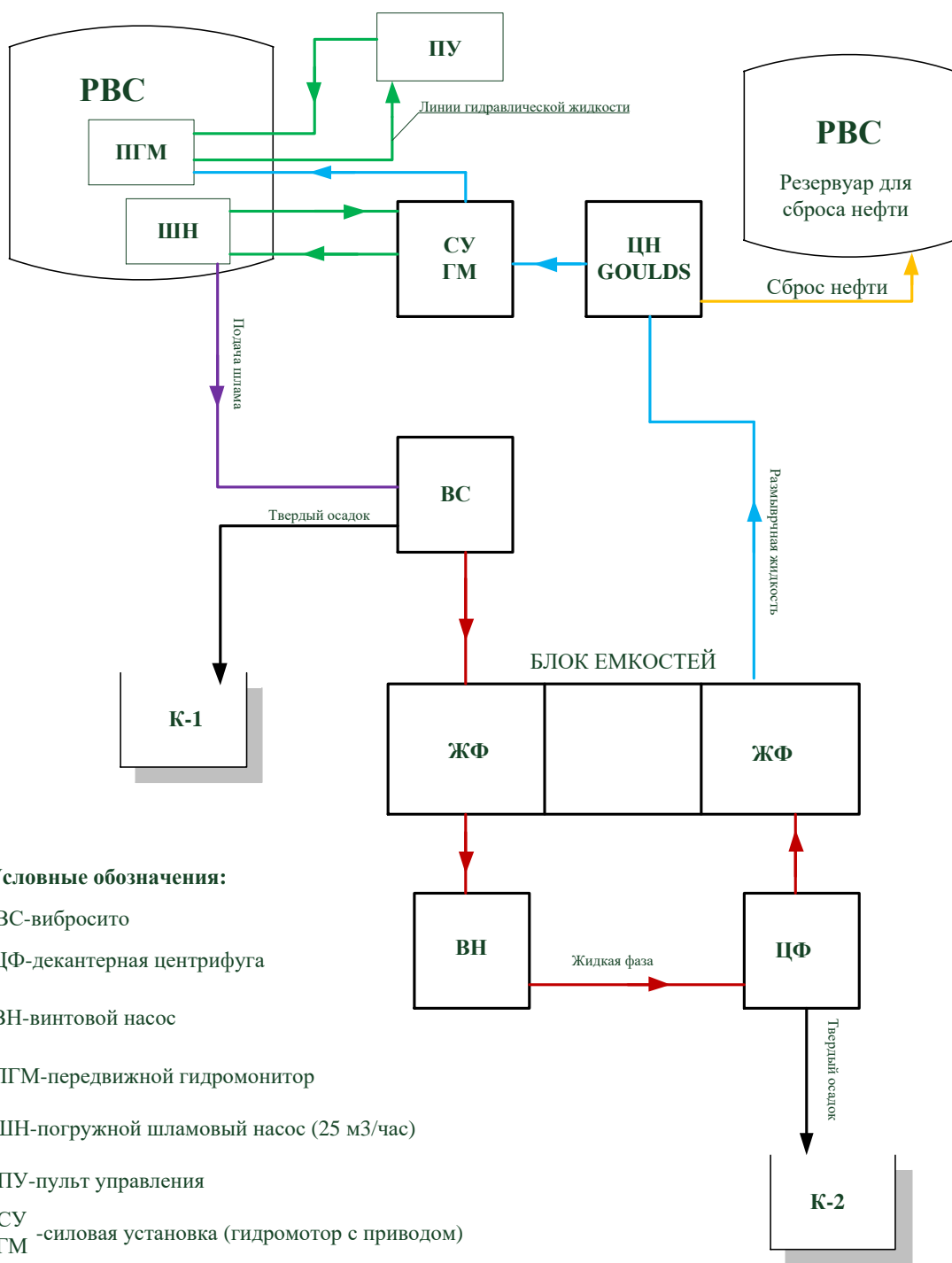


Рисунок 12 - Установка заглушек на ПРП PBC-20000

Технологический процесс проведения зачистки нефтяных резервуаров, с применением комплекса «Эпко»

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

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРА РВС-20000



Условные обозначения:

- ВС-вибросито
- ЦФ-декантерная центрифуга
- ВН-винтовой насос
- ПГМ-передвижной гидромонитор
- ШН-погружной шламочный насос (25 м³/час)
- ПУ-пульт управления
- СУ ГМ -силовая установка (гидромотор с приводом)
- ЖФ-жидкая фаза
- К-1, К-2 -контейнер для твердой фазы



Рисунок 13 - Принципиальная схема расстановки оборудования

Операции технологического процесса:

- расстановка оборудования, сбор технологических линий и подключение электрооборудования; (принципиальная схема расстановки оборудования).

- перекачка товарной нефти до уровня нефтешлама в дренажную ёмкость или соседний РВС;

- откачка жидкой фракции донных отложений;

- размыв и откачка остатков парафиновых отложений;

- мойка корпуса, кровли и днища от остатков нефтепродукта;

- детальная зачистка внутренней поверхности РВС от остаточных донных отложений;

- контроль качества очистки резервуара от парафиновых отложений;

- отключение электрооборудования, разбор технологических линий и вывоз оборудования.

Расстановка оборудования, сбор технологических линий и подключение электрооборудования:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 63 |

Произвести расстановку блоков комплекса согласно схем размещения оборудования (Схема расстановки оборудования, рис 14).

Произвести прокладку технологических линий перекачки, размыва и межблочного соединения напорно-всасывающими рукавами Ду 76 , ГОСТ 7877-75. При значительной длине линий допускается использовать временные сборно/разборные трубопроводы Ду 76-100. (Схема расстановки оборудования, рис 15).

Произвести подключение гидрооборудования и прокладку гидравлических линий. Не допускать резких перегибов всех линий.

Произвести прокладку электрических кабелей до точек подключения, для подключения электрооборудования используя временные опоры или существующие эстакады. Прокладку выполнить кабелем КГХЛ 3*25+1*10.

Произвести установку промежуточной ёмкостью, объемом 1 м³. Произвести ограждение участка выполнения работ с вывешиванием аншлагов «Проход запрещен», «Опасная зона».

Перекачка товарной нефти до уровня нефтешлама в дренажную ёмкость или соседний РВС:

Произвести откачку товарной нефти ниже уровня нижней образующей люка-лаза. Через сифонный кран, используя напорно-всасывающие рукава Ду 76 , ГОСТ 7877-75 осуществить дренаж товарной нефти в промежуточную ёмкость, объемом 1м³. Затем, используя погружной шламовый насос Industrial Innovations с производительностью 25м³ осуществить перекачивание из кубовой ёмкости в дренажную ёмкость ЕПП (40 м³) или другой РВС через сифонный кран. Регулирование напора поступающей нефти в кубовую ёмкость осуществлять посредством сифонного крана. Не допускать переполнения кубовой ёмкости.

Получить наряд-допуск на газоопасные работы. Вскрыть световые люка. При достижении 7% НКПР по метану (2100 мг/м) провести принудительную вентиляцию вентилятором ВЦ 14-16-3 2,2 кВт, установленном у люка-лаза согласно схемы размещения оборудования.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| | | | | | | 64 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

В случае зачистки резервуаров от остатков светлых нефтепродуктов вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрация) допускается при концентрации паров нефтепродукта не более 2 г/м³.

Продолжить откачку товарной нефти погружным шламовым насосом Industrial Innovations с производительностью 25м³ до уровня нефтешлама.

В кубовой емкости производить контроль качества откачиваемого продукта до удовлетворительных результатов качественных показателей нефти в соответствии с ГОСТ 51858 в ЕПП (40 м³) с последующей раскочкой емкости в технологию [REDACTED]

Откачка жидкой фракции донных отложений:

Если качественные показатели нефти не соответствуют требованиям ГОСТ 51858, то раскочка: для РВС 1, при отсутствии возможности вывоза производится по временному трубопроводу из РВС 1 в РВС 5; для остальных РВС через сепарацию или без сепарации вывозится как нефтешлам.

Установить погружной шламовый насос Industrial Innovations с производительностью 25м³.

Произвести откачивание жидких донных отложений до уровня твердых донных отложений в комплекс «Эпко» для отделения механических примесей и дальнейшей перекачки в автомобили для вывоза на утилизацию или перекачивания в РВС 5. Для откачки жидкой фракции нефтешламов в РВС№5, выполнить следующее: Через сифонный кран, используя напорно-всасывающие рукава, осуществить дренаж нефтешлама в промежуточную ёмкость, объемом 1м³. Затем, используя погружной шламовый насос Industrial Innovations с производительностью 25м³ осуществить подачу нефтешлама на вибростол SWACO Medearis-45H-200, 2,2 кВт и декантерную центрифугу SWACO 518 18,7 кВт, где происходит удаление твердых частиц с выгрузкой их по лотку в шламовый контейнер для дальнейшей утилизации. После этого подать нефтешламовую эмульсию на модуль фазоразделения насосом HALCO 11 кВт для разделения эмульсии на воду и стойкую водонефтяную эмульсию. Разделённые эмульсии перекачиваются насосами Ш-40 в автоцистерны для

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 65 |

дальнейшего вывоза на утилизацию. Производительность по вывозу жидких нефтешламов составляет до 150 м³/смена

Порядок проведения работ:

Получить наряд-допуск на газоопасные работы. Размыв и откачка донных отложений должны производиться только при концентрации паров нефти в резервуаре не выше 2100 мг/м³ (7% НКПР по метану) в следующем порядке:

- после дегазации резервуара работниками производится замер концентрации паров нефти в резервуаре, в случае если концентрация паров не превышает 2100 мг/м³ (7% НКПР по метану), разрешается монтаж вспомогательного оборудования комплекса «ЭПКО» (гидромонитор);

Чистильщики начинают размыв нефтешлама от люка-лаза, в котором установлен погружной шламовый насос Industrial Innovations с помощью ручного брандспойта. Подача воды осуществляется под слой донных отложений струей воды. При необходимости заносят в резервуар через люк-лаз разобранный гидромонитор или другое моеющее оборудование, собирают их и устанавливают в рабочую позицию.

При размыве донных отложений с помощью гидромонитора возможна подача моеющего агента под давлением до 20 кг/см². Далее чистильщики устанавливают через люк-лаз погружной шламовый насос Industrial Innovations на место предполагаемого стока разжиженного донного осадка. От выбора места установки шламового насоса зависит эффективность работы системы. Мойку внутренней поверхности резервуара вести с одновременной откачкой смеси нефти (нефтепродуктов и воды).

Работы по сборке, перестановке оборудования внутри резервуара производятся только до достижения ПДВК, т.е. 2100 мг/м³ (7% НКПР по метану). С использованием шлангового противогаса (ПШ-2). При увеличении концентрации газов и паров, выше ПДВК, т.е. 2100 мг/м³ (7% НКПР по метану), работы прекращаются, резервуар ставится на вентиляцию, до снижения показателей ПДК, при которых производство работ считается

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| | | | | | | 66 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

безопасным. Управление гидромонитором производится чистильщиком, с переносного гидравлического пульта, установленного у резервуара. Все вспомогательное оборудование, заносимое внутрь (шламовый насос, гидромонитор) имеет гидравлические приводы.

Отделение твердой фазы. Смесь разжиженных осадков, перекачиваемая погружным шламовым насосом Industrial Innovations, поступает из резервуара на вибросито с мелкоячеистой сеткой. Где происходит первичная очистка смеси от значительных механических примесей. Отделённый нефтешлам подается по лотку в шламовый контейнер, объёмом 1м³, а очищенная жидкость направляется в трёхсекционную ёмкость, а затем, при помощи винтового насоса с производительностью 20м³/час, также смонтированного на трехсекционной емкости, направляется в центрифугу, где происходит тонкая сепарация на жидкую и твердую фазы. Вновь отделённый нефтешлам подается по лотку во второй шламовый контейнер, объёмом 1 м³, а жидкая фаза сливается в трёхсекционную емкость,

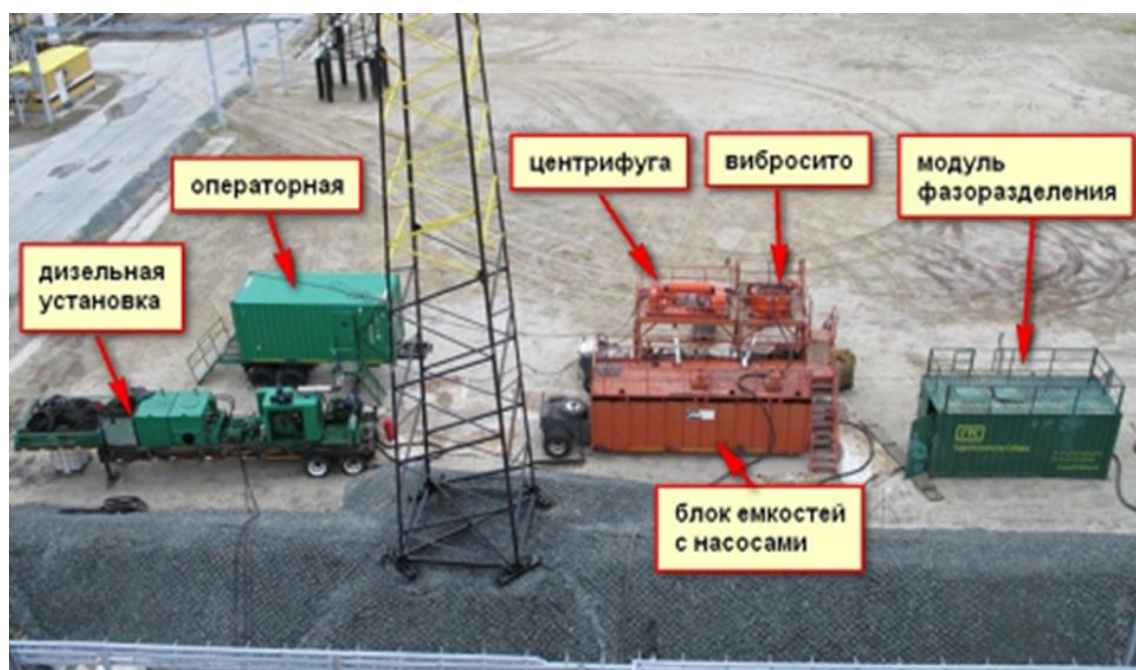


Рисунок 14 - Расстановка оборудования перед зачисткой РВС

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 67 |



а)



б)

Рисунок 15 – Оборудование для размыва отложений:

а) Фазоразделитель; б) гибромонитор

4.3 Анализ методов зачистки резервуаров

Из рассмотренных способов зачистки резервуаров, можно провести соответствующий анализ.

- Ручной способ зачистки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 68 |

Данный способ зачистки наиболее прост в своем применении, так как используются самые простые инструменты, такие как - скребки, совки, ветошь, носилки и т.п., контейнера для выноса нефтешлама.

К достоинствам данного метода можно отнести лишь не применение дорогостоящего высокотехнологичного оборудования.

Вышеуказанный метод имеет следующие недостатки:

- значительная трудоемкость, вследствие задействования большого количества работников организации, проводящей зачистные работы;
 - высокая себестоимость выполнения работ;
 - низкая эффективность;
 - низкая экологичность в результате возможных проливов;
 - вредные условия труда;
 - повышенная пожароопасность.
- Механизированный способ.

Основные достоинства, которые можно выявить при данном способе:

- значительно сокращает время выполнения работ;
- уменьшает простой резервуара на момент проведения работ;
- значительно уменьшается трудоемкость процесса;
- уменьшается воздействие вредных производственных факторов на персонал, проводящий зачистные работы;
- уменьшается стоимость выполняемых работ, за счет задействования меньшего количества персонала.
- Частично удается уменьшить количество вывозимого нефтешлама за счет переработки на установке.

Основные недостатки, которые можно выявить при данном способе:

- Достаточно большой расход тепловой энергии для подогрева холодной воды, при использовании гидромониторов;
- При проведении размыва отложений, образуется загрязненная воды, которую необходимо утилизировать, либо очищать дополнительно.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 69 |

➤ **Химико-механизированный способ.**

Основные достоинства, которые можно выявить при данном способе:

- незначительная степень применения ручного труда;
- применение моющих средств в значительной степени повышает качество зачистки резервуара;
- процесс имеет высокую степень автоматизации.

Основные недостатки, которые можно выявить при данном способе:

- необходимо закупать дорогостоящий реагент;
- зачастую реагент действует агрессивно на антикоррозионное покрытие РВС.
- комплекс с применением химических реагентов высокотехнологичен и в соответствии более затратен.

Образование осадка в резервуарах связано с выделением и последующим осаждением твердой фазы. Выделение твердой фазы зависит от физико-химических характеристик нефти, температуры и ряда других факторов, а интенсивность накопления осадков зависит от конструктивных и технико-эксплуатационных особенностей емкостей [6, 7]. Практика эксплуатации вертикальных стальных резервуаров (РВС) на нефтеперекачивающих станциях (НПС) показывает, что средний уровень отложений парафина составляет 0,7-1,2 м или 6-18% от рабочего объема резервуара. Содержание механических примесей в нефтеосадках составляет 52-88%, а углеводородов 14-42% [6]. Состав нефтеосадка представляет собой смесь асфальтенов, парафинов, масел и воды. Наличие в отложениях солей хлора и серы, воды приводят к коррозии днища и нижнего пояса стенки резервуара. Основной причиной уменьшения полезного объема в резервуарах является применение устаревших малоэффективных систем предотвращения и размыва отложений. Нефтяные осадки внутри резервуара распределяются неравномерно. На рисунке 1 представлено распределение нефтеосадка в

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| | | | | | | 70 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

резервуаре РВСПК- 20000. Распределение нефтеосадка в резервуаре с нефтью РВСПК- 20000 Наибольший уровень отложений скапливается в зоне стенки, противоположной приемно-раздаточ- ным патрубкам, наименьший – около приемно-раз- даточных патрубков (ПРП) и в зонах действия стандартных размывающих систем. На днище резер- вуара находится более плотный слой твердых отло- жений, состоящий из механических и песчано-глинистых частиц, парафина и подтоварной воды. Над ним располагается менее плотный слой парафина. Высота твердого осадка в районе стенки примерно 200-1000 мм, а рядом с ПРП осадок практически отсутствует.

Для удаления осадков периодически проводят технологический процесс зачистки резервуаров. Принципиальная схема последовательного проведения операций по зачистке резервуара определяется в зависимости от следующих факторов [9]:

- конструкции резервуара (вертикальный, горизонтальный, с понтоном или без понтона, объема резервуара, технологической обвязки);
- применяемого зачистного оборудования, физико-химических свойств нефтепродуктов, температуры окружающей среды и цели зачистки (очистка от загрязнений без смены нефтепродукта, зачистка резервуара с целью замены вида нефтепродукта, зачистка для проведения технического осмотра, дефектоскопии, ремонтных работ).

Механический способ зачистки резервуаров является трудоемким и состоит из подготовительных работ и этапа очистки. Подготовительные работы включают операции по откачке нефти, отключению резервуара от технологических линий, удалению остаточной нефти и предварительной дегазации резервуара, по монтажу промежуточной емкости, насосов, трубопроводов и моечного оборудования.

Нефть из резервуара, подлежащего очистке, откачивают в соседние резервуары или магистральный нефтепровод до минимально возможного уровня; ниже которого стационарное технологическое оборудование откачать не в состоянии. Затем отключают резервуар от всех трубопроводов и удаляют

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Технологии очистки резервуаров от нефтешламов | Лист |
| | | | | | | 71 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

вследствие чего размываются только небольшие участки, границы которых не перекрывают друг друга.

Со временем трубопроводы системы разрушаются, подвижные части сопел засоряются, теряют подвижность, снижая эффективность размыва. Накопившиеся осадки, как правило, удаляют вручную при капитальном ремонте резервуара, на что уходит 1-2 мес. в зависимости от размера резервуара. Проведение работ внутри резервуара опасно, трудоемко, требуются значительные материальные затраты. Возникают также проблемы с утилизацией осадков, удаленных из резервуара [11]. В конце 1980-х гг. начал применяться другой способ размыва донных отложений, который широко применяется и в настоящее время.

Он заключается в том, что весь объем нефти внутри резервуара приводится в интенсивное движение с помощью винтовых устройств, путем формирования направленного потока нефти, меняющего свое направление. Под его действием происходит размыв накопившихся осадков и их гомогенизация в объеме нефти, которая откачивалась в это время из резервуара в магистральный нефтепровод. При этом осадки перемешиваются и растворяются в нефти, не ухудшая ее товарных свойств, принося ощутимую выгоду за счет исключения технологических потерь тяжелых фракций нефти [12].

В этих устройствах струя нефти создается с помощью специального винта. Все винтовые устройства размыва (миксеры, мешалки) разделяются по принципу действия на две группы. Одни создают интенсивное перемешивание всего объема нефти, предотвращая образование осадков и обеспечивая гомогенизацию всего объема жидкости, другие создают длинную узконаправленную струю, разбивающую небольшие площади осадков в месте их соприкосновения со струей. Пропеллеры (винты) устройств первой группы позволяют получить широкую короткую струю, приводящую в турбулентное движение весь объем нефти. Такие устройства в основном предназначены для предотвращения образования донных отложений в процессе эксплуатации

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 73 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

резервуара, но в силу малой длины струи они не эффективны при размыве донных отложений на всей площади днища.

Эти устройства не имеют автоматического привода, поэтому через назначенные промежутки времени (2-3 ч) необходимо вручную переставлять их в другое положение и вновь запускать в работу. Жесткая угловая ориентация этих устройств обеспечивает только ступенчатый размыв донных отложений, причем зоны досягаемости струи могут не перекрывать друг друга, оставляя неразмытые участки. Пропеллеры других устройств создают длинную затопленную струю, имеющую малое поперечное сечение и размывающую небольшой участок осадков в направлении ее движения.

Такая струя в меньшей степени перемешивает весь объем нефти, но если ей придать сканирующее движение по днищу резервуара в горизонтальной плоскости, то в зону размыва попадает практически вся площадь днища резервуара. Эффективность размыва и удаления донных отложений достигается только при работающем устройстве с одновременной откачкой нефти, со взвешенными в ней, частицами из резервуара.

При остановке устройства размыва и последующей откачке нефти поднятые взвеси быстро оседают на дно, а эффективное удаление взвешенных осадков происходит только в зоне, прилегающей к трубопроводу. Несмотря на широкое применение электромеханических мешалок пропеллерного типа в России и за рубежом, они имеют ряд существенных недостатков [3, 13].

Так, расположение винта мешалки у стенки емкости приводит к значительному уменьшению скорости движения нефти на диаметрально противоположном участке; площадь охвата турбулентной струи ограничивается углом, равным 22-25°; взвешивание осадка на остальной площади днища производится вторичным течением, и происходит перемещение нефтешлама с места на место с последующим разбиением.

При этом необходимо добиваться мощных вихреобразований, что приводит к дополнительным затратам электроэнергии, требуя устройство силовой электропроводки низкого напряжения и к затратам по усилению

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 74 |

нижнего пояса емкости. При работе электромеханической мешалки возникают вибрации стенки емкости, которые могут привести к ее разрушению, загоранию углеводородных газов, с последующим пожаром резервуарного парка. Известно, что использование электромеханических мешалок пропеллерного типа «Диаген», «Тайфун» приводят к опасным напряжениям в резервуаре, которые превышают предельно допустимые значения на 34% в усиливающем воротнике и в сварном шве приемно-раздаточного патрубка [9]. Учитывая перечисленные недостатки ООО «НТ-Центр» и УГНТУ разрабатывает, изготавливает и внедряет конструкции струйных гидравлических смесителей (СГС) в резервуарах с нефтью [1,2]. Смесители СГС предназначены для предотвращения накопления донных отложений в резервуарах при заполнении их нефтью и характеризуются безопасностью, экономичностью за счет использования части потенциальной энергии потока в трубопроводе перед резервуаром, высокой гидродинамической мощностью, превышающей мощность мешалок пропеллерного типа в 6-30 раз в зависимости от технологических параметров трубопроводных систем заполнения резервуара, созданием гомогенизированной по всему объему смеси.

На рисунке 16 представлены линии тока нефти при работающем смесителе СГС [1,2] в резервуаре. Смеситель СГС устанавливают внутри резервуара и подключают к приемно-раздаточному патрубку (ПРП). Конструкция смесителя СГС и способ его работы способствуют охвату струями всего днища резервуара. Из сопел выходят затопленные гидравлические осесимметричные струи. Происходит непрерывный массообмен между струей и средой, в процессе которого масса струи увеличивается. Начальная турбулентность потока задается конструкцией смесителя, при этом угол распространения струи достигает значений, необходимых обеспечить эффективность струй во всем объеме резервуара. Откачка нефтепродуктов происходит через ПРП.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Технологии очистки резервуаров от нефтешламов</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 75 |

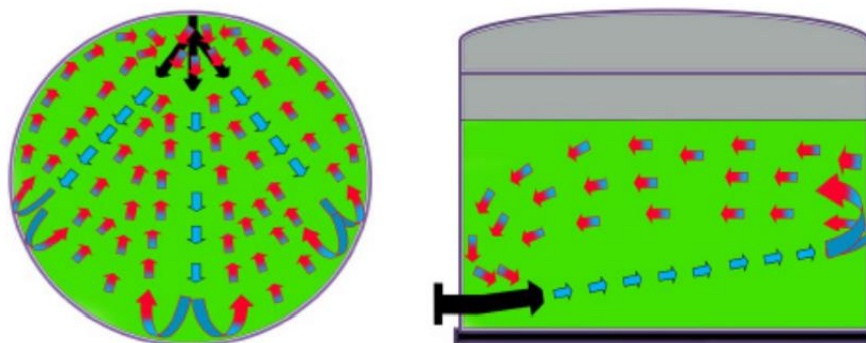


Рисунок 16 - Линии тока нефти при работающем смесителе СГС в резервуаре

В ходе исследований на основе [5-8] разработаны математические модели, позволяющие определить рациональные параметры работы смесителя СГС. При расчетах параметров модели смесителя, выбраны характерные сечения по длине аппарата (рисунок 17).

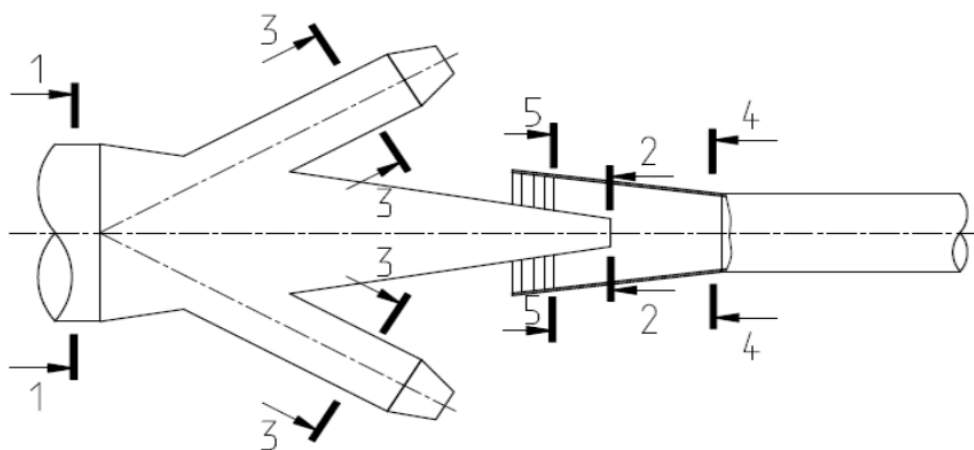


Рисунок 17 - Схема сечений смесителя СГС для расчетов: 1 – подводящий патрубок; 2 – центральное сопло; 3 – боковые сопла; 4 – вход в камеру смешения; 5 – конфузор.

5 ПРИЧИНЫ НАКОПЛЕНИЯ НЕФТЕШЛАМА В РЕЗЕРВУАРАХ, УТИЛИЗАЦИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ С ОБЪЕКТА

5.1 Причины накопления нефтешлама в резервуарах

Основными причинами образования и накопления отложений в резервуарах являются: температурный фактор, климатические условия, физико-химические характеристики нефти, характер и частота технологических операций, проводимых в резервуарах, особенности конструкции резервуаров.

Исходя из того, что нефть рассматриваемого месторождения является тяжелой, то в соответствии с этим, образование нефтешлама на днище резервуара скапливается значительно быстрее. Как уже было сказано выше, не малую роль в образовании нефтешламов в РВС рассматриваемого объекта играет расположение нефтеперекачивающей станции. Объект находится на 556 км трубопровода, где происходит коммерческий учет нефти по СИКН. При проведении работ по диагностике магистрального трубопровода, основная часть парафинов, поступает в резервуарный парк. Не маловажную роль при накоплении осадков играет температура застывания парафинов.

Нефтешлам в резервуаре в основном скапливается у стенок резервуара, напротив приемо-раздаточных патрубков. Ниже на рисунке, схематично представлено распределение нефтешлама в РВС-20000 исходя из примеров, последней зачистки.

5.1 Утилизация подтоварной воды с РВС-20000 на рассматриваемом объекте.

В случае поступления на Объект некондиционной (обводненной) нефти в резервуарах РВС-20000 после отстаивания нефти от воды, образуется

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Филиппов | | | <i>Причины накопления нефтешлама в резервуарах, утилизация подтоварной воды с объекта</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 77 | 123 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

подтоварная вода. Отбор нефти выполняется с верхних слоев резервуаров РВС-20000, а отбор подтоварной воды выполняется с нижних слоев, самотеком. Для отвода и утилизации подтоварной воды предусмотрена система подтоварной воды, в которую входят:

- самотечные коллектора, для отвода подтоварной воды от каждого резервуара РВС-20000;

- две емкости подтоварной воды с погружными насосами для сбора и перекачки подтоварной воды на утилизацию;

- узла учета подтоварной воды, для контроля количества и качества подтоварной воды;

- напорный коллектор для отвода подтоварной воды на утилизацию в существующую схему очистки на УПСВ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Причины накопления нефтешлама в резервуарах, утилизация подтоварной воды с объекта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 78 |

6. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ «БОЛЬШИХ» И «МАЛЫХ ДЫХАНИЙ»

6.1 Расчет естественных потерь нефти от больших и малых дыханий при хранении в РВС 20000 м³

Рассчитаем потери углеводородного сырья от малого и большого дыханий для объекта исследования РВС 20000 м³. Перед проведением расчета были сняты контрольные показатели с резервуара № 2 РВС 20000 м³ и сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Исходные данные для расчета потерь нефти

| Показатель | | Значение |
|---|--------------|------------------------|
| Диаметр резервуара | D, D_p | 39,9 м |
| Высота купола Резервуара | H_k | 5,35 м |
| Минимальный взлив нефти в резервуаре | $H_{взл 1}$ | 2,5 м |
| Максимальный взлив нефти в резервуаре | $H_{взл 2}$ | 16,8 м |
| Давление срабатывания КДС- 3000 | $P_{к.д.}$ | 1600 Па |
| Вакуум срабатывания КДС -3000 | $P_{к.в.}$ | 150 Па |
| Максимальная производительность закачки | $Q_{зак}$ | 4200 м ³ /ч |
| Максимальная производительность откачки | $Q_{вык}$ | 6700 м ³ /ч |
| Давление насыщенных паров нефти | $p_{з8}$ | 66,7 кПа |
| Газовый фактор нефти | Γ | 0,05 |
| Плотность нефти при 293 К | ρ_{293} | 870 кг/м ³ |
| Температура начала кипения нефти | $T_{н кп}$ | 333 К |
| Средняя температура поверхности нефти | $T_{п ср}$ | 286,8 К |
| Дата | - | 22.04.2018 |
| Месторасположение объекта | - | |

| | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|------|--------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Филиппов А.Н. | | | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Брусник О.В. | | | | 79 | 123 |
| Консульт. | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | |

Расчет потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий

Малые дыхания.

Определим площадь зеркала нефти:

$$F_H = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3.14 \cdot 39.9^2}{4} = 1249.7 \text{ м}^2 \quad (1)$$

Найдём среднюю высоту ГП:

$$H_{\Gamma} = H - \frac{H_{\text{взл } 2} - H_{\text{взл } 1}}{2} + \frac{H_{\text{к}}}{3} = 18 - \frac{16.8 - 2.5}{2} + \frac{5.35}{3} = 12.6 \text{ м} \quad (2)$$

Рассчитаем объём ГП резервуара

$$V_{\Gamma} = H_{\Gamma} \cdot F_H = 12.6 \cdot 1249.7 = 15787.9 \text{ м}^3 \quad (3)$$

Установим, что средняя температура нефти равна $T_{\text{п ср}} = 13,8^{\circ}\text{C}$ (286,8

К)

Рассчитаем плотность нефти при данной температуре

$$\begin{aligned} \rho_{286.8} &= \rho_{293} \cdot (1 + \zeta(293 - T_{\text{п ср}})) \\ &= 870 \cdot (1 + 0,000673 \cdot (293 - 286,8)) = 874,2 \end{aligned} \quad (4)$$

ζ – коэффициент теплового объемного расширения, 1/град; равный 0,000782 1/град.

Рассчитаем удельную теплоемкость нефти при её $T_{\text{п ср}}$:

$$\begin{aligned} C_P &= \frac{31.56}{\sqrt{\rho_{293}}} \cdot (762 + 3.39 \cdot T_{\text{п ср}}) = \frac{31.56}{\sqrt{870}} \cdot (762 + 3.39 \cdot 286,8) = \\ &= 1857,7 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К} \end{aligned} \quad (5)$$

Определим коэффициент теплопроводности нефти при её $T_{\text{п ср}}$:

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{н}} &= \frac{156,6}{\rho_{293}} \cdot (1 - 0,00047 \cdot T_{\text{п ср}}) = \frac{156,6}{870} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 286,8) = \\ &= 0,15 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)} \end{aligned} \quad (6)$$

Определяем коэффициент температуропроводности нефти

$$\alpha = \frac{\lambda_{\text{н}}}{C_P \cdot \rho} = \frac{0,15}{1857,7 \cdot 874,2} = 9,23 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с} = 0,00033 \text{ м}^2/\text{ч} \quad (7)$$

Рассчитаем количество суток до рассматриваемого дня включительно с начала года

$$N_{\text{д}} = 31 + 28 + 31 + 22 = 112 \text{ суток} \quad (8)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий | Лист |
| | | | | | | 80 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Определим расчетное склонение солнца 22 апреля

$$\varphi = -55,6 + 0,92 \cdot N_{\text{д}} - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot N_{\text{д}}^2 = \quad (9)$$
$$= -55,6 + 0,92 \cdot 112 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 112^2 = 15^{\circ}$$

Найдем продолжительность дня

$$\tau_{\text{дн}} = \frac{2}{15} \cdot \cos^{-1}(-\tan\varphi \cdot \tan\psi) = \frac{2}{15} \cdot \cos^{-1}(-\tan 15 \cdot \tan 64,5) = 16,6 \text{ ч.} \quad (10)$$

где: ψ – географическая дширота $\psi = 64,5^{\circ}$

Установим расчетный параметр:

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2 \cdot a \cdot \tau_{\text{дн}}}} = \sqrt{\frac{\pi}{2 \cdot 0,00033 \cdot 16,6}} = 16,9 \frac{1}{\text{м}} \quad (11)$$

Найдём интенсивность солнечной радиации

$$i_0 = \frac{1357 \cdot K_0}{1 + \frac{1 - \gamma}{\gamma \cdot \cos(\psi - \varphi)}} = \frac{1357 \cdot 0,8}{1 + \frac{1 - 0,75}{0,75 \cdot \cos(64,5 - 15)}} = 718,9 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \quad (12)$$

где: K_0 – коэффициент, который учитывает состояние облачности;

$K_0=0,8$ при облачности 50%;

γ - коэффициент прозрачности атмосферы, $\gamma = 0,7 - 0,8$.

Рассчитаем площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих ГП резервуара, на вертикальную плоскость

$$F_{\text{в}} = D_{\text{р}} \cdot H_{\text{г}} = 39,9 \cdot 12,6 = 502,74 \text{ м}^2 \quad (13)$$

Найдём площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень:

$$F_0 = F_{\text{в}} \cdot \sin(\psi - \varphi) + F_{\text{н}} \cdot \cos(\psi - \varphi) = 502,74 \cdot \sin(64,5 - 15) + 1249,7 \cdot \cos(64,5 - 15) = 1193,9 \text{ м}^2 \quad (14)$$

Определим площадь поверхности стенок, ограничивающих ГП резервуара:

$$F = F_{\text{н}} + \pi \cdot F_{\text{в}} = 1249,7 + 3,14 \cdot 502,74 = 2828,3 \text{ м}^2 \quad (15)$$

Рассчитаем количество тепла, которое получает 1 м^2 стенки, ограничивающей ГП резервуара, за счет солнечной радиации:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий | Лист |
| | | | | | | 81 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$q = \varepsilon_c \cdot \frac{F_0}{F} \cdot i_0 = 0.5 \cdot \frac{1193.9}{2828.3} \cdot 718.9 = 151.7 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \quad (16)$$

где: $\varepsilon_c = 0,5$, степень черноты наружной поверхности РВС;

Найдем коэффициенты теплоотдачи на рисунке 18 (рисунок 18) [5].

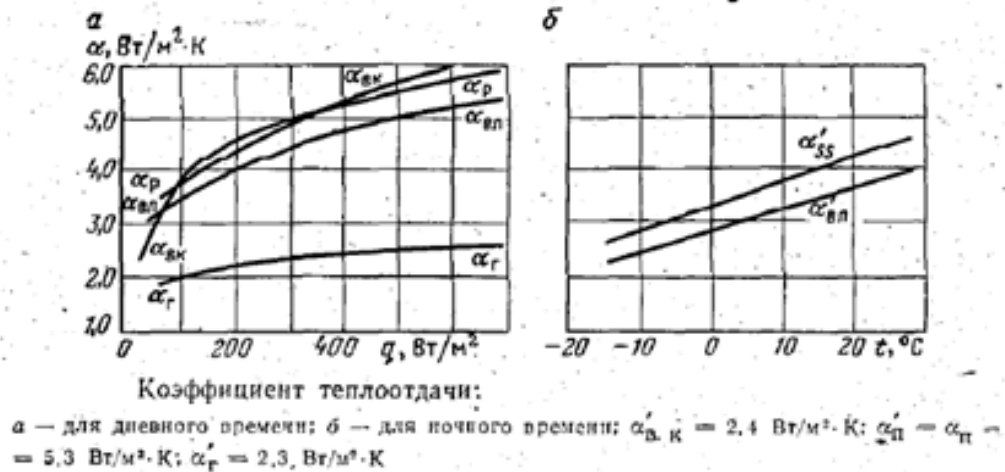


Рисунок 18 – Коэффициенты теплоотдачи [5]

– теплоотдача от стенки резервуара к ГВС, для ночного и дневного времени:

$$\alpha_{г} = 2,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{г} = 2,1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

– теплоотдача от стенки резервуара к внешнему воздуху с учетом излучения для ночного и дневного времени:

$$\alpha_{в.л.} = 2,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{в.л.} = 3,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

– теплоотдача от стенки резервуара к внешнему воздуху с учетом конвекции для ночного и дневного времени:

$$\alpha_{в.к.} = 2,4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{в.к.} = 4,0 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

– теплоотдача радиацией от стенки ёмкости к продукту через ГП резервуара в ночное и дневное время:

$$\alpha_{р.} = 4,1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{р.} = 3,85 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

- теплоотдача от ПВС к поверхности жидкости для ночного и дневного времени:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 82 |

$$\alpha_{п.} = 5,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{п.} = 5,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Далее определим коэффициенты теплоотдачи от стенки резервуара к внешнему воздуху соответственно в ночное и дневное время:

Ночное время:

$$\alpha_{в} = \alpha_{в.к.} + \alpha_{в.л.} = 2,4 + 2,5 = 4,9 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (17)$$

Дневное время

$$\alpha_{в} = \alpha_{в.к.} + \alpha_{в.л.} = 4,0 + 3,5 = 7,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (18)$$

Рассчитаем приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефтепродукту для ночного и дневного времени:

Ночное время:

$$\alpha_{ст.п.} = \frac{\alpha_{п.} \cdot \frac{F_{н}}{F}}{1 + \frac{F_{н}}{F} \cdot \frac{\alpha_{п.}}{\alpha_{г}}} = \frac{5,3 \cdot \frac{1249,7}{2828,3}}{1 + \frac{1249,7}{2828,3} \cdot \frac{5,3}{2,3}} = 1,15 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (19)$$

Дневное время

$$\alpha_{ст.п.} = \frac{\alpha_{п.}}{\frac{\alpha_{п.}}{\alpha_{г}} + \frac{\alpha_{п.} + m \cdot \lambda_{н}}{m \cdot \lambda_{н} \cdot \frac{F_{н}}{F}}} = \frac{5,3}{2,1 + \frac{5,3 + 16,9 \cdot 0,15}{16,9 \cdot 0,15 \cdot \frac{1249,7}{2828,3}}} = 0,56 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (20)$$

Найдём избыточные максимальные и минимальные температуры нефти стенки резервуара, отсчитываемые от средней температуры нефти

$$T_{н ср} = 13,8 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ (286,8 К):}$$

$$\theta_{ст max} = \frac{q + \alpha_{в} \cdot (T_{в}^{max} - T_{н ср})}{\alpha_{в} + \alpha_{ст.п.} + \alpha_{р.} \cdot \frac{F_{н}}{F}} = \frac{151,7 + 4,9 \cdot (267 - 286,8)}{4,9 + 1,15 + 4,1 \cdot \frac{1249,7}{2828,3}} = 6,97 \text{ К} \quad (21)$$

$$\theta_{ст min} = \frac{\alpha_{в} \cdot (T_{в}^{min} - T_{н ср})}{\alpha_{в} + \alpha_{ст.п.} + \alpha_{р.} \cdot \frac{F_{н}}{F}} = \frac{4,9 \cdot (255 - 286,8)}{4,9 + 1,15 + 4,1 \cdot \frac{1249,7}{2828,3}} = -19,8 \text{ К} \quad (22)$$

T_B^{min}, T_B^{max} – минимальная (-18^0C) и максимальная (-6^0C) температура воздуха 22 апреля в г. ██████████.

Определим избыточные температуры ГП резервуара, отсчитываемые от $T_{n\text{ ср.}}$ нефти:

$$\theta_{\Gamma\text{ max}} = \frac{\theta_{\text{ст max}}}{1 + \frac{F_H}{F} \cdot \frac{\alpha_{\text{п.}}}{\alpha_{\Gamma}} \cdot \frac{m \cdot \lambda_H}{\alpha_{\text{п.}} + m \cdot \lambda_H}} = \frac{6,97}{1 + \frac{1249,7}{2828,3} \cdot \frac{5,3}{2,3} \cdot \frac{16,9 \cdot 0,15}{5,3 + 16,9 \cdot 0,15}} \quad (23)$$

$$= 5,24 \text{ К}$$

$$\theta_{\Gamma\text{ min}} = \frac{\theta_{\text{ст min}}}{1 + \frac{F_H}{F} \cdot \frac{\alpha_{\text{п.}}}{\alpha_{\Gamma}}} = \frac{-19,8}{1 + \frac{1249,7}{2828,3} \cdot \frac{5,3}{2,3}} = -9,85 \text{ К} \quad (24)$$

Рассчитаем T_{min} и T_{max} ГП резервуара:

$$T_{min} = \theta_{\Gamma\text{ min}} + T_{n\text{ ср}} = -9,85 + 286,8 = 276,95 \text{ К} \quad (25)$$

$$T_{max} = \theta_{\Gamma\text{ max}} + T_{n\text{ ср}} = 5,24 + 286,8 = 292,04 \text{ К} \quad (26)$$

Определим объём жидкой и паровой фазы в РВС 20000 м³:

$$V_{\text{ж}} = V_p - V_{\Gamma} = 24723,2 - 15787,9 = 8935,3 \quad (27)$$

Рассчитаем объём резервуара

$$V_p = \left(H + \frac{H_K}{3} \right) \cdot F_H = \left(18 + \frac{5,35}{3} \right) \cdot 1249,7 = 24723,2 \text{ м}^3 \quad (28)$$

Находим минимальное парциальное давление в ГП резервуара

т.к. $\frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{ж}}} = \frac{15787,9}{8935,3} = 1,76$

1,76 > 0,6, отсюда следует, что

$$P_{\text{min}} = P_{\text{min}}^* \cdot \frac{\Delta c}{C_s} \quad (29)$$

где: $\frac{\Delta c}{C_s} = 0,6[5]$.

$$P_{\text{min}}^* = \frac{1 - 0,055 \sqrt{\frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{ж}}}}}{0,89} \cdot 33000 = \frac{1 - 0,055 \sqrt{\frac{15787,9}{8935,3}}}{0,89} \cdot 33000 = \quad (30)$$

$$= 30761,6 \text{ Па}$$

$$P_{\text{min}} = 0,6 \cdot 30761,6 = 18456,9 \text{ Па} \quad (31)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 84 |

Находим температурный напор с учетом расчетного склонения солнца (рисунок 19) [5].

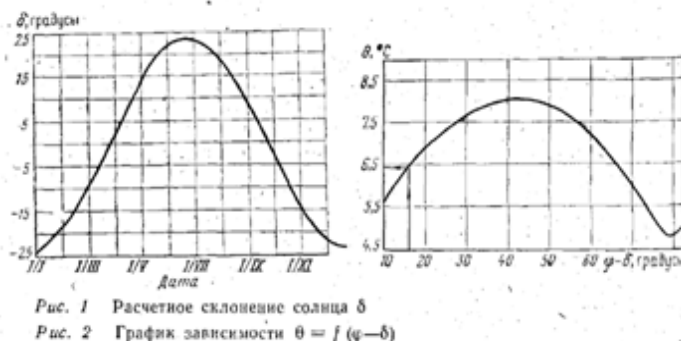


Рисунок 19 – Графический материал для расчета температурного напора [5]
 $\theta = 6.5 \text{ К}$

Определим газовую константу паров нефти:

$$R_{\text{п}} = \frac{R_{\text{у}}}{M} = \frac{8314,3}{192,90} = 43,10 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \quad (32)$$

$$M = 0,0043 \cdot (212 + T_{\text{н кп}})^{1,7} = 0,0043 \cdot (212 + 333)^{1,7} \quad (33)$$

$$= 192,90 \text{ кг/моль}$$

$R_{\text{у}}$ – универсальная газовая постоянная, $R_{\text{у}} = 8314,3 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$

Рассчитаем давление в ГП резервуара в конце выдоха:

$$P_{\text{Г}} = P_{\text{А}} + P_{\text{к.д.}} = 101200 + 1600 = 102800 \text{ Па} \quad (34)$$

Определим почасовой рост концентрации паров в ГП резервуара

$$C_{\text{Г}} = 1726 \cdot \frac{R_{\text{п}} \cdot \theta^{1,25}}{T_{\text{п ср}}^{0,25} \cdot P_{\text{Г}} \cdot D_{\text{р}} \cdot H_{\text{Г}}^{0,25}} \quad (35)$$

$$= 1726 \frac{43,10 \cdot 6,5^{1,25}}{286,8^{0,25} \cdot 102800 \cdot 39,9 \cdot 12,6^{0,25}} = 0,024\%$$

Найдём продолжительность выдоха

$$\tau = 0,5 \cdot \tau_{\text{дн}} = 0,5 \cdot 16,6 = 8,3 \text{ ч} \quad (36)$$

Рассчитаем минимальную концентрацию

$$C_{\text{min}} = \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{А}} - P_{\text{к.в.}}} \cdot 100 = \frac{18456,9}{101200 - 150} = 18\% \quad (37)$$

Определим максимальную концентрацию паров

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 85 |

$$C_{max} = C\tau \cdot \tau + C_{min} = 0.024 \cdot 8.3 + 18 = 18,2\% \quad (38)$$

Максимальное парциальное давление в ГП резервуара

$$P_{max} = \frac{(P_A + P_{к.д.}) \cdot C_{max}}{100} = \frac{(101200 + 1600) \cdot 18,2}{100} = 18709,6 \text{ Па} \quad (39)$$

Найдём среднее массовое содержание паров нефти в ПВС:

$$\sigma = \frac{(p_{min} + p_{max})}{R_{п} (T_{Г min} + T_{Г max})} = \frac{(18456,9 + 18709,6)}{43,10 (276,95 + 292,04)} = 1,51 \text{ кг/м}^3 \quad (40)$$

Определим вытесняемый объем ПВС:

$$\begin{aligned} \Delta V &= V_{Г} \cdot \ln \frac{(P_A - P_{к.в.} - P_{min}) \cdot T_{Г max}}{(P_A + P_{к.д.} - P_{max}) \cdot T_{Г min}} \quad (41) \\ &= 15787,9 \cdot \ln \frac{(101200 - 150 - 18456,9) \cdot 292,04}{(101200 + 1600 - 18709,6) \cdot 276,95} = \\ &= 554,0 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

Рассчитаем потери нефтепродукта от «малых дыханий» за 1 день и за месяц:

$$G_{мд} = \sigma \cdot \Delta V = 1,51 \cdot 554,0 = 836,5 \text{ кг} - \text{за 1 день} \quad (42)$$

$$G_{мд} = 836,5 \cdot 30 = 25096 \text{ кг} - \text{за 1 мес.} \quad (43)$$

Большие дыхания

Найдём абсолютное давление в ГП РВС в начале и конце закачки

$$P_1 = P_A = 101200 \text{ Па} \quad (44)$$

$$P_2 = P_A + P_{кд} = 101200 + 1600 = 102800 \text{ Па} \quad (45)$$

Рассчитаем среднюю молекулярную массу углеводородных паров нефти

$$M_n = 0,0043 \cdot (212 + 333)^{1,7} = 192,90 \text{ кг/моль} \quad (46)$$

Средняя температура нефти равна 13,8 °С (286,8 К)

Плотность паров нефти

$$\rho_y = \frac{M_n}{T_{н ср}} = \frac{192,9}{286,8} = 0,67 \text{ кг/м}^3 \quad (47)$$

Высота ГП резервуара перед закачкой нефти:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 86 |

$$H_{c1} = H - H_{\text{взл } 1} + \frac{H_K}{3} = 18 - 2,5 + \frac{5,35}{3} = 17,28 \quad (48)$$

Объём ГП резервуара перед закачкой нефти:

$$V_2 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot H_{c1} = \frac{\pi \cdot 39,9^2}{4} \cdot 17,28 = 21595,30 \quad (49)$$

Определим объём закачиваемой нефти:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot (H_{\text{взл } 2} - H_{\text{взл } 1}) = \frac{\pi \cdot 39,9^2}{4} \cdot (16,8 - 2,5) = 17871,10 \quad (50)$$

Высота ГП резервуара после закачки нефти

$$H_{c2} = H - H_{\text{взл } 2} + \frac{H_K}{3} = 18 - 16,8 + \frac{5,35}{3} = 2,98 \quad (51)$$

Найдём прирост относительной концентрации паров $\frac{\Delta c_2}{C_s}$ за время

$$\tau = \tau_{\text{пр}} + \tau_3, \quad (52)$$

где $\tau_{\text{пр}}$ время простоя, ч; $\tau_{\text{пр}} = 42$ часа;

τ_3 - время закачки, ч;

Найдём время закачки нефти:

$$\tau_3 = \frac{V_H}{Q_{\text{зак}}} = \frac{17871,1}{4200} = 4,25 \text{ ч} \quad (53)$$

$$\tau = 42 + 4,25 = 46,25 \text{ ч}$$

$$\frac{\Delta c_2}{C_s} = 0,21. [5]$$

Найдём скорость выхода ПВС через дыхательный клапан:

$$V_B = \frac{4 \cdot Q_{\text{зак}}}{\pi \cdot 3600 \cdot n \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 4200}{\pi \cdot 3600 \cdot 4 \cdot 0,5^2} = 1,49 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (54)$$

Прирост относительной концентрации за время выкачки нефти [5]:

$$\frac{\Delta c_1}{C_s} = 0,2$$

Время выкачки нефти:

$$\tau_3 = \frac{V_H}{Q_{\text{вык}}} = \frac{17871,1}{6700} = 2,67 \text{ ч} \quad (55)$$

$$\frac{\Delta c}{C_s} = \frac{H_{r2}}{H_{r1}} + \frac{\Delta c_1}{C_s} + \frac{\Delta c_2}{C_s} = \frac{2,98}{17,28} + 0,21 + 0,2 = 0,6 \quad (56)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 87 |

Найдём давление насыщенных паров нефти

$$P_s = 1,29 \left(\frac{t_{п}}{38}\right)^{0,69} \cdot \left(\frac{V_{ж}}{V_r}\right)^{0,19} \cdot p_{38} = 1,29 \left(\frac{16,5}{38}\right)^{0,69} \cdot \left(\frac{3124,3}{21595,30}\right)^{0,19} \cdot 66700 = 33387 \text{ Па} \quad (57)$$

$$V_{ж} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot H_{взл 1} = \frac{\pi \cdot 39,9^2}{4} \cdot 2,5 = 3124,3 \text{ м}^3 \quad (58)$$

p_{38} – паспортное давление насыщенных паров, 66,7 кПа

Найдём среднее парциальное давление паров нефти

$$P_y = \frac{\Delta c}{C_s} \cdot P_s = 0,6 \cdot 33387 = 20 \text{ кПа} \quad (59)$$

Рассчитаем объем ПВС, которая выходит при однократном заполнении резервуара:

$$\begin{aligned} V_{п} &= V_3 \cdot 2,105 \cdot \left(\frac{T_{п \text{ ср}}}{T_{н \text{ КП}}}\right)^{1,065} \cdot (1 + \Gamma)^{1,789} \quad (60) \\ &= 17871,10 \cdot 2,105 \cdot \left(\frac{286,8}{333}\right)^{1,065} \cdot (1 + 0,05)^{1,789} \\ &= 34853 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

Определим потери нефти от одного «большого дыхания»

$$\begin{aligned} G_{бд} &= \left(V_{п} - V_r \cdot \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y}\right) \right) \cdot \frac{P_y}{P_2} \cdot \rho_y \quad (61) \\ &= \left(34853 - 21595,3 \cdot \left(\frac{102800 - 101200}{102800 - 20000}\right) \right) \cdot \frac{20000}{102800} \\ &\cdot 0,67 = 4488,7 \text{ кг} \end{aligned}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 88 |

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения

7.1 Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия (проведение зачистки РВС 20000 от нефтешлама).

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- Материальные затраты.
- Затраты на оплату труда.
- Отчисления на социальные нужды.
- Амортизационные отчисления.
- Прочие расходы.

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

- Технических средств, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;
- Оборудование: насос для раскочки нефтешлама, гидромонитор для размыва отложений, комплекс зачистной (ЭПКО), операторная передвижная, зачистной инструмент, ветошь обтирочная.
- топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
- работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, передвижной

| | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|-------------|---------------|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Филиппов А.Н.</i> | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | 89 | 123 | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | |
| | | | | | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения</i> | | |

техники и др.);

- на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Сумма материальных расходов уменьшается на стоимость возвратных отходов. Возвратные отходы оцениваются по пониженной цене, если они могут быть использованы в основном или вспомогательном производстве или по цене реализации, если они реализуются на сторону.

К материальным расходам приравниваются:

- расходы на рекультивацию земель и другие природоохранные мероприятия;
- потери при транспортировке товароматериальных ценностей в пределах норм естественной убыли;
- технологические потери при производстве и (или) транспортировке.

7.2 Расчет стоимости материалов

Таблица 11 Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

| Наименование материала, единица измерения | Норма расхода материала, нат. ед. | Цена за единицу, руб./ нат. ед. | Стоимость материалов, руб. |
|--|--------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Шланги маслобензостойкие | 300 м. | 350 | 105000 |
| Лопаты искробезопасные | 20 шт. | 300 | 6000 |
| Желоб металлический | 1 шт. | 3500 | 3500 |
| Гофра на вентилятор | 15 м | 270 | 4050 |
| ГСМ | 1000 л | 39 | 39000 |
| ветошь обтирочная | 15 рул. | 930 | 13950 |
| Пресная вода | 1000 л | 2.5 | 2500 |
| Электроэнергия | 1200 | 6,5 | 7800 |
| Емкости одноразовые | 15 шт | 750 | 11250 |
| ИТОГО | | | 193050,0 |

Всего расходов на материалы – 193050,0 руб.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 90 |

7.3 Расходы 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.

Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 12.

Таблица 12 Расчет заработной платы

| Должность | Кол - во | Разряд | Часовая тарифная ставка, руб. | Норма времени на проведение мероприятия, ч. | Заработная плата с учетом надбавок*, руб. |
|------------------------------------|-------------|----------|-------------------------------------|---|---|
| Чистильщик РВС | 8 | 5 | 210 | 504 | 2159136 |
| Оператор зачистной установки | 1 | 6 | 220 | 350 | 196350 |
| Машинист компрессора | 1 | 5 | 200 | 350 | 178500 |
| Водитель спецавтомобиля | 1 | 1(класс) | 210 | 120 | 64260 |
| ИТОГО | | | | | 2598246 |

* районный коэффициент – 1,7, дополнительная заработная плата – 1,5.

7.4 Расчет отчисления на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30%), рассчитываются по формуле:

$$O_{\text{пф}} = \frac{З * P_{\text{пс}}}{100}, \quad (62)$$

где, $O_{\text{пф}}$ – размер отчислений в пенсионный фонд, руб;

$З$ – начисленная заработная плата, руб;

$P_{\text{пс}}$ – процент отчислений в пенсионный фонд, %.

Отчисления в фонд социального страхования РФ производятся за счет издержек производства и обращения, рассчитываются по формуле:

$$O_{\text{пф}} = 2598246 * 30\% / 100 = 779474 \text{ рубля.}$$

7.5 Расчет суммы амортизационных отчислений

Для данного расчета будет применяться комплекс применяемого оборудования при производстве зачистных работ:

- насос для раскочки нефтешлама;
- гидромонитор для размыва отложений;
- комплекс зачистной;

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 13.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 92 |

Таблица 13 Расчет амортизационных отчислений

| Наименование объекта основных фондов | Количество | Балансовая стоимость, руб. | | Годовая норма амортизации, % | Годовая сумма амортизационных отчислений |
|--------------------------------------|------------|----------------------------|---------|------------------------------|--|
| | | одного объекта | всего | | |
| насос для раскочки нефтешлама | 1 | 560900 | 560900 | 10 | 56090 |
| гидромонитор для размыва отложений | 1 | 930746 | 930746 | 10 | 93074,6 |
| комплекс зачистной | 1 | 2890000 | 2890000 | 10 | 289000 |
| ИТОГО | | | | | 438164,6 |

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 14.

Таблица 14 - Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

| Состав затрат | Сумма затрат, руб. |
|--|--------------------|
| 1. Материальные затраты | 193050,0 |
| 2. Затраты на оплату труда | 2598246 |
| 3. Отчисления на страховые взносы | 779474 |
| 4. Амортизационные отчисления используемого оборудования | 438164,6 |
| Всего основных расходов | 4008934,6 |
| Накладные расходы (15%) | 601340,2 |
| ИТОГО | 4610274,8 |
| Плановые накопления (15%) | 691541,2 |
| В целом по расчету | 5301816 |
| НДС, 18% | 954326,9 |
| ВСЕГО по объекту | 6256142,9 |

Итого, на зачистку РВС-20000 м³ от нефтешлама потребуется затратить 6256142,9 рублей. Из расчета следует, что основные затраты приходятся на оплату труда рабочему персоналу. При внедрении современных комплексов по зачистке РВС, данные затраты можно существенно снизить.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 94 |

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1. Производственная безопасность

Согласно теме выпускной квалификационной работы «Технология зачистки резервуара типа РВС-20000 от нефтешлама» рабочее место расположено на открытом воздухе. Резервуар находится в Ямало-ненецком автономном округе. Климат на данной территории резко-континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками. Для указанного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

В таблице 15 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы [21].

| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|-----------------------|------|--------|
| Разраб. | | Филиппов А.Н. | | | Социальная ответственность | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Брусник О.В. | | | | | 95 | 1 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |

Таблица 15 - Опасные и вредные факторы

| Наименование запроектированных работ и параметров производства | Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | | Нормативный документ |
|---|--|---|---|
| | Опасные | Вредные | |
| -Дегазация резервуара; -Установка заглушек на ПРП РВС; -Очистка внутренней полости; | 1.Движущиеся машины и механизмы производственно го оборудования 2. Взрывоопасность и пожароопасность 3.Электрически й ток. | 1.Превышение уровня шума. 2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3.Отклонение показателей климата. 4.Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. | ГОСТ12.0.003-2015[21] ГОСТ12.1.012-90[23] ГОСТ12.1.004-91[24] ГОСТ12.1.005-88[25] ГОСТ12.1.003-83[22] ВСН 51-1-80[6] ГОСТ12.3.009-76 [26] |

Бригада по зачистке резервуаров, выезжая на работы, должна быть полностью обеспечена спецодеждой и средствами технической безопасности в соответствии с «Правилами безопасности при проведении газоопасных работ, а также в соответствии с приказом 290н «Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда.

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности.

Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в "Журнал инструктажа на рабочем месте".

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

8.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве», "Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" и инструкциями заводов-изготовителей.

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 97 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места, и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование. Если машинист или моторист, управляющий машиной, не имеет достаточную обзорность рабочей зоны или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двухстороннюю радио- или телефонную связь. Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Значение сигналов, подаваемых в процессе работы или передвижения машины, механизма, оборудования, должно быть разъяснено лицам, участвующим в работе. В зоне работы оборудования должны быть установлены знаки безопасности и предупредительные надписи. Запрещается оставлять без надзора оборудование, машину с работающим (включенным) двигателем.

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76 «Система стандартов безопасности труда». Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 98 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов[30].

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

2. Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
 - изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль;
- согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом*м;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 99 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ [31]).

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно “Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности”. Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

3. Пожарная и взрывная безопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим,
- строительными,
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов,
- открытый огонь и искры,
- пониженное содержание кислорода в воздухе,
- взрывы,
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 100 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом (ГОСТ 12.1.010-76 [40]) вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной миллионной). Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. Ответственность за пожарную безопасность при проведении работ по зачистке резервуара возлагается на руководителя нефтеперекачивающей станции. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на газоопасных работах и проводится ознакомление с приказом под роспись.

Требования пожарной безопасности при проведении газоопасных работ устанавливаются ФЗ-№123 от 2008 г. [29].

Обеспечение пожарной безопасности при проведении газоопасных работ осуществляет назначенное приказом лицо ответственное за проведение газоопасных работ.

Лица, принимающие участие в газоопасных работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение газоопасных работ осуществляют:

- инженеры по охране труда;
- ответственный за подготовку объекта к проведению работ;
- начальник участка;

При отсутствии оформленного в установленном порядке наряда - допуска или нарушении правил пожарной безопасности работы должны быть немедленно прекращены.

Места проведения газоопасных работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 101 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

При проведении газоопасных работ по зачистке резервуара от нефтешлама, привлекать пожарные машины (пожарный автомобиль или мотопомпу).

В опасной зоне места проведения газоопасных работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь.

Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему.

Все принимающие непосредственное участие в газоопасных работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

Каждый случай пожара, происшедшего в результате нарушения правил пожарной безопасности при проведении газоопасных работ, должен быть тщательно расследован специально созданной комиссией с составлением акта. По результатам расследования должны быть разработаны дополнительные мероприятия, направленные на предотвращение подобных случаев.

Для тушения возгораний и пожаров используются огнетушащие вещества. Под огнетушащими веществами понимают такие вещества, которые непосредственно воздействуют на процесс горения и создают условия для его прекращения (вода, пена, порошки).

Изолирующие огнетушащие вещества широко используются при тушении огнеопасных материалов. Главное их назначение – прекращение доступа окислителей (кислорода, горючих паров и газов) в зону горения. В качестве изолирующих средств используются пена, песок, тальк, огнетушащие порошки, а также твердые тканевые материалы (асбестовые, брезентовые, войлочные покрывала, ковры, паласы и другие негорючие ткани).

К простейшим средствам тушения огня относятся ручные огнетушители. Это технические устройства, предназначенные для тушения пожаров в их начальной стадии возникновения. Промышленность выпускает огнетушители, которые классифицируются по виду огнетушащих средств, объему корпуса, способу подачи огнетушащего состава и виду пусковых устройств. По виду

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 102 |

огнетушащего средства огнетушители бывают жидкостные, пенные, углекислотные, аэрозольные, порошковые и комбинированные. По объему корпуса делятся на ручные малолитражные с объемом до 5 л, промышленные ручные с объемом 5–10 л, стационарные и передвижные с объемом свыше 10 л.

8.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием: виброситом, генераторной установкой, центрифугой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [22] и не должно превышать 80 дБА.

Мероприятия по борьбе с шумом: применение наушников, беруши.

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противошумными наушниками, шлемами или противошумными вкладышами.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051[33] .

Работающие, пользующиеся средствами индивидуальной защиты, должны быть проинструктированы о правилах пользования этими средствами и способам проверки их исправности.

При проведении электросварочных и газопламенных работ

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 103 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003[22].

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Определение класса условий труда при воздействии производственного шума.

Для измерения уровня шума используют шумометры отечественного производства ИШВ-1, ВШВ-003, Роботрон, а также зарубежного – «Брюль и Кьер». Измерение шума на рабочих местах производится при включенных приборах и механизмах. Осуществляется периодически службой Охраны Труда и сводится к измерению уровня звукового давления на любых частотах и сравнения.

2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

Нефть и большинство жидких продуктов ее переработки, особенно бензин, раздражающе действуют на кожу. При длительном контакте с ними происходит обезжиривание, высушивание и шелушение кожи, что способствует развитию различных гнойничковых заболеваний. Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Острые отравления могут вызываться как сернистыми соединениями нефти, так и высокими концентрациями углеводородов.

Существует такое понятие как ПДК – предельно-допустимая концентрация и ПДВК – предельно-допустимая взрывоопасная концентрация 1.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам - это концентрации вредных веществ, которые при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 ч или при другой продолжительности работы, но не более 40ч в неделю, не могут вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья работающих в процессе работы и в течение всей жизни.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 104 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

2. Предельно допустимая взрывобезопасная концентрация горючих веществ (ПДВК) - это концентрации взрывоопасных и вредных веществ в воздухе рабочей зоны, выше которых запрещено проведение огневых работ. Величины ПДК для воздуха измеряются в мг/м³. Величины ПДВК измеряются в %.

ПДК нефтепродуктов и углеводородов нефти - 300 мг/м³

ПДВК до 5% НКПР (примерно 2000 мг/м³)

3. Проводится ПДК и ПДВК.

При перекачке и отборе проб нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м), при хранении и лабораторных испытаниях - к 4-му классу опасности (предельно допустимая концентрация по лёгким углеводородам в пересчете на углерод - не более 300 мг/м. Нефть, содержащую сероводород массовой доли более 20 млн., считают сероводородсодержащей и относят к 3-му классу опасности.

Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011[36].

Выбор конкретных типов средств индивидуальной защиты должен проводиться в зависимости от вида работ и применяемых веществ и материалов. Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. Выбор СИЗ следует определять в зависимости от уровня загрязнения воздушной среды и поверхностей изделия токсичными веществами, интенсивности шума, вибрации, степени электробезопасности, микроклимата на рабочем месте и характера выполняемой работы. СИЗОД применяются в том случае, когда при помощи вентиляции не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны, предусмотренная требованиями ГОСТ 12.1.005[21].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 105 |

Выбор СИЗ лица и органов зрения должен производиться в зависимости от методов, режимов и видов работ, интенсивности излучения, индивидуальной особенности зрения.

Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов. Для защиты ног от механических травм, переохлаждения при работе на открытом воздухе зимой, перегревания, а также от поражения электрическим током, особенно при работе в закрытых сосудах, отсеках, работники должны обеспечиваться специальной обувью. Применять спецобувь с открытой шнуровкой и металлическими гвоздями не допускается.

3. Отклонение показателей климата

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противэнцефалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях, представленных в таблице 16.

Таблица 16 – Условия, запрещающие работы в зимнее время

| Скорость ветра, V м/с | Температура, t ⁰ С |
|-------------------------|-------------------------------|
| При безветренной погоде | -40 |
| Не более 5 | -35 |
| 5,1-10,0 | -25 |
| 10,1-15,0 | -15 |
| 15,1-20,0 | -5 |
| >20 | 0 |

4. Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

Места неблагополучные по клещевому энцефалиту (КЭ) и клещевому боррелиозу (КБ), определяются местными Центрами госсанэпиднадзора. Территория Томской области считается неблагополучной по КЭ и КБ[38].

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ и КБ возможно в весенне-летний период, при средне-суточной температуре – +3°. В условиях Томской области это с начала апреля по октябрь месяцы. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне.

К полевым работам в весенне-летний период допускаются только лица, привитые против КЭ. Прививки начинают заблаговременно, в сентябре-октябре месяцах. Созданный иммунитет должен подкрепляться дополнительными прививками (ревакцинации), проводимыми в марте-апреле не позже 15 дней до выезда на полевые работы (согласно схемы иммунопрофилактики). Все работающие, в том числе и сезонные работники, направленные на работу в неблагополучные по КЭ и КБ места, при контакте с клещами должны быть обеспечены специальной одеждой для индивидуальной защиты. Лица, подлежащие обеспечению защитной спецодеждой, все полевые работы в весенне-летнее время выполняют только в защитной одежде, остальные работники приспособливают любую рабочую одежду так, чтобы под нее не заползали клещи. Куртку на молнии или рубашку нужно заправить в брюки, ворот плотно застегнуть. Брюки заправить в носки, а затем в сапоги или ботинки. Волосы и уши прикрыть капюшоном, косынкой или беретом. Каждый

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 107 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела). Репелленты, содержащие около 30% диэтилтолуамида и разрешенные МЗ РФ: "ДЭФИ-ТАЙГА", "Офф! Экстрим", "Гардексэрозоль экстрим", "Гал-РЭТ", "ДЭТА-ВОККО", "ТОРНАДО", "Бибан". Акарициды, разрешенные к применению: "Рефтамид таежный", "Москитолантиккlesh", "Гардексантиккlesh", "Претикс", "Перманон", "Кра-реп"

В весенне-летний период времени необходимо проводить регулярные самоосмотры одежды и взаимоосмотры и не реже 2-х раз в течение рабочего дня осмотры тела (во время перерыва и по окончании работы). Обнаруженных клещей снять и сжечь. Осмотры проводятся под наблюдением специалиста ответственного за работу в данном районе.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серофилактики для введения иммуноглобулина. Начальник службы (участка) или ответственный специалист несет ответственность за своевременное, не позднее 2 суток, обращение пострадавшего в медицинское учреждение и информацию руководителю учреждения, инженеру по охране труда о случае укуса и принятых мерах. По факту укуса должен быть составлен акт произвольной формы с указанием места, времени и выполняемой работы при которой произошел укус.

8.2 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с разделом 13 СНиП III-42-80* [16] и рабочим проектом.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|----------------------------|------|
| | | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | 108 |

устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Строительная организация, выполняющая строительные-монтажные работы, несёт ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги.

Ширина полосы отвода земли на время строительства и ремонта магистральных трубопроводов определяется проектом в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов.

Производство строительными-монтажными работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т. д.).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 109 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. При производстве указанных работ следует строго соблюдать требования проекта рекультивации и положения Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов и Основных положений по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ .

Снятие, транспортировка, хранение и обратное нанесение плодородного слоя грунта должны выполняться методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещениях.

Использование плодородного слоя грунта для устройства подсыпок, перемычек и других временных земляных сооружений для строительных целей не допускается.

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные канавы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный.

Природоохранные мероприятия:

Для снижения воздействия на окружающую среду и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе необходимо выполнение следующих мероприятий:

2.Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;

3.Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;

4. Строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 110 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

5. Озеленение водоохраных зон;

6. Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы ремонтной бригады;

7. Соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах

| Природные ресурсы и компоненты окружающей среды | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия |
|---|---|---|
| Земля и земельные ресурсы | 1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель. 2. Засорение почвы Производственными отходами и мусором. 3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, | 1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель. 2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду. 3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой. |

| | | |
|-----------------------|--|---|
| | уничтожение растительности. | |
| Лес и лесные ресурсы | 1.Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2.Лесные пожары. | 1. В пределах водоохранных зон запрещена вырубка леса 2. Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом. |
| Вода и водные ресурсы | 1.Загрязнение мусором. | 1. В водоохранных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы. |
| Животный мир | 1.Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение. 2.Браконьерство | 1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли. 2. Предусматривается ограничение количества проездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах. |

8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

На нефтеперекачивающей станции возможны следующие чрезвычайные ситуации

природного характера:

- прямой удар молнии;
- взрыв с последующим пожаром;
- возгорание разлившейся нефти.

Наиболее типичной ЧС может быть взрыв с последующим пожаром. 4.3.

При возникновении чрезвычайной ситуации на станции были разработаны следующие действия:

– При возникновении ЧС персонал, незадействованный на работах по ликвидации чрезвычайной ситуации, а также лица, оказавшиеся на месте аварии, эвакуируются из зоны действия поражающих факторов.

– По периметру опасной зоны выставляется оцепление.

– Персонал, участвующий в проведении работ по ликвидации аварийного разлива нефтепродуктов и работающий в загазованной парами нефтепродуктов среде обеспечивается средствами защиты органов дыхания. – Персонал, участвующий в ликвидации разлива и работающий в условиях непосредственного соприкосновения нефтепродуктами обеспечивается

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 113 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

средствами защиты кожи.

– Медицинское обеспечение организуется в целях своевременного оказания первой помощи рабочим и служащим, а также эвакуации их в лечебные учреждения.

– Для оказания первой помощи пострадавшим из числа обслуживающего персонала силами дежурного медицинского персонала разворачивается санитарный пост, оснащенный всеми необходимыми медикаментами для оказания экстренной помощи. Здесь осуществляется первая доврачебная помощь пострадавшим. При этом важно своевременно и правильно оказать пострадавшему первую помощь (до оказания помощи медицинским работником).

– С прибытием к месту аварии профессиональных бригад скорой помощи оказание медицинской помощи осуществляется в тесном взаимодействии медицинских работников и членов санитарной дружины. При необходимости пострадавшие доставляются в ближайшее медучреждение автомобильным транспортом. Меры по ликвидации последствий ЧС: Для ликвидации последствий ЧС на нефтеперекачивающей станции были предприняты следующие действия:

- оповещение населения и последующая их эвакуация;
- привлечение сил и средств для ликвидации разлива нефтепродуктов.

8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При работах с вредными и опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную, сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 114 |

нормами. При работе с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. Выдача работникам по установленным нормам молока или других равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может быть заменена компенсационной выплатой в размере, эквивалентном, стоимости этих продуктов, если это предусмотрено коллективным договором и (или) трудовым договором [39].

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. Государственный контроль (надзор) за соблюдением требований по безопасному ведению работ в отдельных сферах деятельности осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации уполномоченными федеральными органами исполнительной власти. Ведомственный контроль за охраной труда проводят министерства и ведомства, которые контролируют внутриведомственное соблюдение законодательства о труде. Для этого создают специальные службы охраны труда в виде отделов с аппаратом инженеров по охране труда, санитарных врачей и других специалистов. Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов. Для исключения возможности несчастных случаев должны проводиться обучение, инструктажи и проверка знаний работников требований безопасности труда.

Персонал допускается к работе только в спецодежде и средствах индивидуальной защиты. На рабочем месте должны быть запасы сырья и материалов, не превышающие сменную потребность. Необходимо знать специфические свойства применяемых веществ и соблюдать установленные правила работы с ними. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны пыли и вредных веществ. Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|----------------------------|------|
| | | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | | 115 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», и др. нормативных документов. Эксплуатация электрооборудования без заземления не допускается. Помещения опытно-производственной лаборатории обеспечиваются первичными средствами пожаротушения согласно действующим нормам. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождения рабочих мест, проходов, выходов из помещений и здания, доступа к противопожарному оборудованию.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 116 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе мы рассмотрели существующие методы зачистки резервуаров от нефтешламов. Еще раз подытожим по методам зачистки:

➤ Ручной способ зачистки.

Данный способ зачистки наиболее прост в своем применении, так как используются самые простые инструменты, такие как - скребки, совки, ветошь, носилки и т.п., контейнера для выноса нефтешлама.

К достоинствам данного метода можно отнести лишь не применение дорогостоящего высокотехнологичного оборудования.

Вышеуказанный метод имеет следующие недостатки:

- значительная трудоемкость, вследствие задействования большого количества работников организации, проводящей зачистные работы;
- высокая себестоимость выполнения работ;
- низкая эффективность;
- низкая экологичность в результате возможных проливов;
- вредные условия труда;
- повышенная пожароопасность.

➤ Механизированный способ.

Основные достоинства, которые можно выявить при данном способе:

- значительно сокращает время выполнения работ;
- уменьшает простой резервуара на момент проведения работ;
- значительно уменьшается трудоемкость процесса;
- уменьшается воздействие вредных производственных факторов на персонал, проводящий зачистные работы;

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | | | | |
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | Заключение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i> | | Филиппов А.Н. | | | | | | |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 117 | 123 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2БЗД | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

- уменьшается стоимость выполняемых работ, за счет задействования меньшего количества персонала.
- Частично удастся уменьшить количество вывозимого нефтешлама за счет переработки на установке.

Основные недостатки, которые можно выявить при данном способе:

- Достаточно большой расход тепловой энергии для подогрева холодной воды, при использовании гидромониторов;
- При проведении размыва отложений, образуется загрязненная воды, которую необходимо утилизировать, либо очищать дополнительно.

➤ **Химико-механизированный способ.**

Основные достоинства, которые можно выявить при данном способе:

- незначительная степень применения ручного труда;
- применение моющих средств в значительной степени повышает качество зачистки резервуара;
- процесс имеет высокую степень автоматизации.

Основные недостатки, которые можно выявить при данном способе:

- необходимо закупать дорогостоящий реагент;
- зачастую реагент действует агрессивно на антикоррозионное покрытие РВС.
- комплекс с применением химических реагентов высокотехнологичен и в соответствии более затратен.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | Заключение | Лист |
| | | | | | | 118 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Список литературы

1. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов: Учебн. пособие для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка с издания 1976г. – М.: Альянс, 2014. – 472с.;
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка со второго издания 1979г. – М.: Альянс, 2014. – 320с.;
3. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование: учебник. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – 565 с.;
4. А.А. Коршак. Нефтебазы и автозаправочные станции: учеб. Пособие – Ростов н/Д : Феникс, 2015. – 494 с.;
5. Хижняков В.И. Противокоррозионная защита объектов трубопроводного транспорта нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 188с.;
6. Ю.Д. Земенков. учебное пособие для студентов нефтегазового профиля «Хранение нефти и нефтепродуктов». 2001г. 543 стр.
7. Антонова Е. О., Крылов Г. В., Прохоров А. Д., Степанов О. А «Основы нефтегазового дела»: Учеб.для вузов. — М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 307 с (5 мая 2016г);
8. Н.П. Жук. Курс коррозии и защиты металлов. Москва, «Металлургия», 1968 г.

Нормативная литература

9. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия М., 2007 – 51с;

| | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|-------------|---------------|--|-----|----|
| | | | | | Технология зачистки резервуара вертикального стального типа РВС-20000 м ³ от нефтешламов | | | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Филиппов А.Н. | | | Список литературы | | | | | | |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | | | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | | | | |
| | | | | | <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;"><i>Лит.</i></td> <td style="width: 33%;"><i>Лист</i></td> <td style="width: 33%;"><i>Листов</i></td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">119</td> <td style="text-align: center;">23</td> </tr> </table> <p style="text-align: center; margin-top: 5px;">ТПУ гр. 3-2БЗД</p> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> | | 119 | 23 |
| <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> | | | | | | | | | |
| | 119 | 23 | | | | | | | | | |

10. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. М., Стандартинформ, 2006 – 34с;
11. ГОСТ 9.401-91 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов;
12. ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины;
13. ГОСТ 8.570-2000*. ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методики поверки. Разр. Государственным научным метрологическим центром - Всероссийским научно-исследовательским институтом расходометрии (ГНМЦ-ВНИИР) Госстандарта России Минск, 002. – 65с.;
14. ГОСТ 53324-2009 ОГРАЖДЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ
15. ГОСТ 12.1.003 – 83* ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. СССР, 1983 – 20 с.;
16. ГОСТ 12.1.012 – 90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. М., Стандартинформ, 2006 – 31с.;
17. ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов, М. 2003 – 34 с.;
18. РД 16.01-60.30-КТН-026-1-04 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для нефти объёмом 1000-50000м³;
19. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз. –М.: Минэнерго РФ, 2001. – 173с.;
20. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | Список литературы | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 120 |

21. РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров»;
22. ОАО «НК «Роснефть» 28.01.2004 г. введено приказом № 9 от 28.01.2004 г. ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ
23. ТОИ Р-112-12-95 ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ 54 с.;
24. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов.
25. Противопожарные нормы;
26. СНиП 2.03.11-85 «Строительные нормы и правила. Защита строительных конструкций от коррозии»;
27. СНиП II-23-81* Нормы проектирования. Стальные конструкции;
28. РМГ 116— 2011 Государственная система обеспечения единства измерений РЕЗЕРВУАРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ
29. Федеральный закон «Технологический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 №123-ФЗ.

Электронный ресурс

30. http://www.intech-gmbh.ru/oil_and_oil_products_storage_tanks.php
Дата обращения мая 2016г.
31. Горная энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа к сайту: <http://www.mining-enc.ru>
32. <http://www.gazovik-neft.ru/directory/article/tank-story.html> Дата обращения 6 мая 2016г
33. <http://neftepererabotka-info.ru/stalnye-rezervuary.php> Дата обращения 6 мая 2016г
34. http://gost.stroysss.ru/gost/19360_9.908-85.html Дата обращения 6 мая 2016г (это ГОСТ 9.908-85)

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Список литературы</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 121 |

35. <http://vzrto.com/catalog/rezervuary-vertikalnye-stalnye/> Дата обращения 7 мая 2016г
36. http://www.kolorit-ind.ru/stati/tanks_kor/ Дата обращения 9 мая 2016г
37. <http://chem21.info/page/248043223157164211204069067242190222147007250081/> Дата обращения 9 мая 2016г
38. <http://altsi.ru/publ/corrosion-protection.htm> Дата обращения 11.05.2016г;
39. ГОСТ Р 52910-2008. РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ СТАЛЬНЫЕ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
40. СНиП 2.01.07 – 85 Нагрузки и воздействия
41. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления /Г.А.Нехаев – Издательство АСВ, 2005. – 213с.
42. ГОСТ5520-79Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия
43. Гост 19903 – 74 прокат листовой горячекатаный. Сортамент
44. Роздин И. А. Безопасность производства и труда на предприятиях /И.А. Роздин, Е.А. Хабарова, О.Н. Вареник. – М.: Химия, КолосС, 2005. – 254 с.
45. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы 2.2.4/2.1.8.566-96. Минздрав России.Москва 1997.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | Список литературы | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 122 |

