**Федеральное агентство по образованию**

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования

**“Томский политехнический университет”**

**Институт геологии и нефтегазового дела**

**кафедра транспорта и хранения нефти и газа**

***Специальность «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»***

**Применение полимерно-металлических труб при сооружении промысловых газонефтепроводов**

(тема выпускной квалификационной работы)

**Пояснительная записка**

**к выпускной квалификационной работе**

на соискание квалификации инженер

ДП-2069305-030700-ТХНГ-2020-01-01

(обозначение документа)

Тема утверждена распоряжением директора ИГНД № \_\_\_ от \_\_\_ \_\_\_ .

**Студент гр.**  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ **\_\_\_\_\_\_\_**

 (подпись) (дата)

**Руководитель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_**

(подпись) (дата)

**Консультанты: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

 (подпись) (дата)

по экономике \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

 (подпись) (дата)

по безопасности

жизнедеятельности **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

 (подпись) (дата)

***Допустить к защите:***

**Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_**

(подпись) (дата)

Томск

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) 76 стр., 34 рис., 3 табл., 28 источников, 1 приложения.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНО-МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ ПРИ СООРУЖЕНИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ.

Цель работы: Доказать целесообразность применения полимерно-металлических труб перед стальными трубами при сооружении, а в дальнейшем и при эксплуатации промысловых газонефтепроводов.

В ВКР успешно достигнуты поставленные цели.

Оценен экономический эффект от применения ГПМТ.

Приведена методика расчета на прочность и устойчивость трубопроводов из ГПМТ.

Большое внимание в работе уделяется безопасности жизнедеятельности и охране окружающей среды.

АННОТАЦИЯ

Основной акцент в данной работе сделан на соблюдение требований Руководящего документа «Монтаж, эксплуатация и ремонт гибких полимерно-металлических труб» и ПБ «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Квалификационная работа «Применение полимерно-металлических труб при сооружении промысловых газонефтепроводов» выполнена в соответствии с действующими нормативами РФ.

Оборудование и материалы, предлагаемые в данном проекте, технически современны и позволят обеспечить надежную работу промысловых трубопроводов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 7

1. Коррозионно-стойкие трубы 8

1.1. Трубы с внутренним покрытием 8

1.2. Стеклопластиковые трубы 8

1.3. Стальные трубы с повышенными эксплутационными характеристиками

1.4. Гибкие трубы 10

2. Трубы гибкие полимерно-металлические 11

2.1. Конструкция ГПМТ 12

2.2. Технические характеристики ГПМТ 13

2.3. Основные достоинства и свойства труб 15

3. Инструкция по монтажу и ремонту 18

3.1. Введение 18

3.2. Меры безопасности 18

3.3. Поставка, транспортирование и хранение труб 20

3.4. Земляные работы 23

3.5. Монтаж гибкого трубопровода 23

3.6. Ремонт повреждений 32

3.6.1. Ремонт трубопровода без замены поврежденного участка 32

3.6.2. Ремонт трубопровода с заменой поврежденного участка 34

3.7. Приспособления для ремонта трубопровода 40

3.8. Оборудование, применяемое при строительстве 40

3.9. Гидравлические испытания и ввод в эксплуатацию 42

4. Экономический эффект от применения ГПМТ 44

5. Опыт применения ГПМТ 45

6. Методика расчета на прочность и устойчивость трубопроводов из металлопластовых труб 46

6.1. Общие положения 46

6.2. Расчетные характеристики материалов 46

6.3. Расчет напряженно-деформированного состояния металлопластовых труб 47

7. Расчет промыслового трубопровода из стальных труб и трубопровода из ГПМТ 57

7.1. Расчет трубопровода из стальных труб 57

7.2. Расчет трубопровода из ГПМТ 58

8. Техника безопасности 60

8.1. Меры безопасности 60

8.2. Охрана окружающей природной среды 61

8.2.2. Охрана животного мира 66

8.2.3. Охрана водных ресурсов 67

8.2.4. Охрана атмосферного воздуха 70

8.2.5.Оценка экологического ущерба 70

 Заключение 72

 Список литературы 73

 Приложение 76

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время одной из острейших проблем нефтегазодобывающей отрасли стали аварии промысловых трубопроводов. По данным Госгортехнадзора РФ, ежегодно происходит около 50-70 тыс. нарушений герметичности и разрывов труб, и их количество растет с каждым годом. Одна из основных причин аварий – коррозия. 90 % отказов нефтетранспортных сетей являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий 50-55 % приходится на долю систем нефтесбора и 30-35 % - на долю коммуникаций поддержания пластового давления. 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % - даже двух лет. На ежегодную замену нефтепромысловых сетей расходуется 7-8 тыс. км труб или 400-500 тыс. тонн стали.

В результате многолетних разработок промышленные предприятия России смогли предложить альтернативу металлу – трубную продукцию нового поколения для нефтедобывающей отрасли из всевозможных полимерных, композитных материалов, стекловолокна, стеклопластика.

1. КОРРОЗИОННО-СТОЙКИЕ ТРУБЫ

**1.1. Трубы с внутренним покрытием**

Трубы с внутренним покрытием, сварные стыки которых защищены напылёнными протекторами. На промыслах г. Нижневартовска накоплен определённый опыт работы с такими трубами. Рассмотрение условий их эксплуатации показывает, что ускоренное появление негерметичности наблюдается только на газлифтных направлениях. Участки трубопроводов, куда поступает продукция, скважин с механизированной добычей подвергаются коррозии в значительно меньшей степени. Следует подчеркнуть, появление негерметичностей наблюдается только в зоне сварки и зоне нанесения протектора, которая занимает расстояние по 300мм в обе стороны от сварочного шва. Для дальнейшего повышения надёжности трубопроводов с внутренним покрытием необходимо изменение способа защиты сварного соединения.

**1.2. Стеклопластиковые трубы**

Имеется некоторый опыт эксплуатации стеклопластиковых труб на предприятиях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и др.

Известно, что стеклопластиковые трубы не подвергаются коррозии и основными причинами появления негерметичностей при их эксплуатации являются:

* Механическое повреждение труб;
* Неправильный расчет опор при надземной прокладке.

Определённые проблемы может вызвать стыковка стеклопластиковых труб со стальными в местах переходов и соединений. Кроме упомянутых источников, как это ни выглядит странным, на внутренней поверхности стеклопластиковых труб возможно отложение твёрдых осадков, приводящих к уменьшению проходного сечения. Подобные случаи уже имели место, как при перекачки подтоварной воды, так и при транспортировки малообводнённой нефти. В первом случаи осадок состоял преимущественно из песка и механических примесей, во втором – из АСПО.

**1.3. Стальные трубы с повышенными эксплутационными характеристиками**

В последние годы значительный прогресс достигнут в области повышения качества изготовления стальных труб. Здесь в первую очередь понимается повышение их коррозионных и хладостойких свойств, что достигается проведением операции термообработки труб, применением сталей с пониженным содержанием марганца (сталь 20) и небольшим содержанием хрома (до 1%). Трубы подобного типа изготавливаются на ряде российских заводов (Таганрогский, Волжский, Северский, Синарский).

Опыт эксплуатации стальных труб улучшенного качества показывает, что их коррозионная стойкость действительно выше. Но это не «коррозионно-стойкие трубы», этот термин, как известно, относится к классу нержавеющих сталей. В этой связи, коррозионная стойкость труб улучшенного качества должна сравниваться с аналогичными показателями труб, изготовленных по обычной технологии. В любом случае длительный безаварийный срок эксплуатации труб из углеродистых сталей в агрессивных средах (особенно при высокой обводнённости) может быть достигнут только при использовании комплекса средств включающих ингибиторную защиту, очистку труб от осадков и увеличение толщины стенки в разумных пределах (до 9 – 10 мм).

**1.4. Гибкие трубы**

|  |
| --- |
|  |
| http://www.remmashservice.ru/8-3.jpgГибкие трубы были разработаны в начале 80-х годов для борьбы с коррозией трубопроводного транспорта. В основу гибких труб были заложены инженерные решения российских и французских специалистов-нефтяников, работавших в совместном Проекте по созданию шлангокабельного способа бурения глубоких скважин, с непрерывным процессом спуско-подъемных операций. Именно эти конструкции гибких бурильных труб, прошедшие в течение пяти лет суровую проверку при бурении экспериментальной глубокой скважины, и были заложены в основу конструкций труб для трубопроводного транспорта.Конструкция гибких труб, состоящая из слоев высокопрочной стали, перемежаемых полимерными оболочками, построена с дублированием функциональных свойств, что делает ее устойчивой по отношению к перепадам температур, динамике потока транспортируемой жидкости, подвижкам грунтов, транспортным и монтажным нагрузкам, и даже к механическим повреждениям.Гибкие трубы работают в нефтяных компаниях России: «ЮКОС», «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ», «СЛАВНЕФТЬ», «ТНК», «СИБНЕФТЬ» и др. Гибкие трубы работают на месторождениях 37 НГДУ 16 нефтегазодобывающих акционерных обществ, а также на 1 нефтяном терминале на побережье Северного Ледовитого Океана. Трубы работают практически во всех климатических регионах России и стран СНГ, при температуре окружающей среды от минус 60 до плюс 50 градусов Цельсия, в том числе: в Урало-Поволжье, в Западной Сибири, в Коми, на Сахалине, в Якутии, а также в республиках Казахстан и Азербайджан.Помимо нефтяной промышленности, гибкие трубы работают на предприятиях химической, нефтеперерабатывающей, геологии, угольной и других отраслях промышленности России.2. ТРУБЫ ГИБКИЕ ПОЛИМЕРНО-МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ Гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ) предназначены для прокладки наземных и подземных трубопроводов при транспортировке нефти, нефтепродуктов, нефтегазовых смесей, воды с агрессивными примесями, а также для питьевого и хозяйственного водоснабжения.Назначение и область применения ГПМТ:* Водоводы питьевой воды
* Водоводы пластовых сточных вод
* Нефтепроводы
* Подводные трубопроводы
* Бурение и нефтехимия
* Геологоразведка
* Коммунальное хозяйство
* Мелиорация

Трубы ГПМТ применяются при нефтедобыче, добыче жидких и газообразных полезных ископаемых в качестве высоконапорных трубопроводов. Производство труб ГПМТ освоено в 1998 году. Трубы ГПМТ применяются на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз», «Томскнефть», «Нижневартовскнефтегаз», «Сахалинморнефтегаз». |

2.1. КОНСТРУКЦИЯ ГПМТ

Конструкция гибкой полимерно-металлической трубы представлена на рис. 2.

Рис. 2. Конструкция ГПМТ

Внутренняя герметизирующая оболочка выполнена из полиэтилена низкого давления и содержит вплавляемые продольные направляющие из стальной проволоки или канатного троса диаметром 3 мм. Поверх оболочки накладывается грузонесущий элемент из стальной ленты толщиной 0,6-0,8 мм. Промежуточная прослойка между металлической лентой и наружной оболочкой выполнена из липкой полихлорвинилхлоридной (ПВХ) ленты. Внешняя защитная оболочка монолитно из полиэтилена высокого давления толщиной 3 мм.

1. Внутренняя герметизирующая оболочка.

2. Двухслойный грузонесущий каркас из стальных лент с ПВХ-прослойкой.

3. Дополнительная ПВХ-оболочка.

4. Внешняя защитная оболочка.

2.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ

ЗАО «ОМСКВОДПРОМ» выпускает гибкие высоконапорные полимерно-металлические трубы ГПМТ-75, ГПМТ-100, ГПМТ-150 и ГПМТ-200, технические характеристики которых приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические характеристики ГПМТ, выпускаемых ЗАО «ОМСКВОДПРОМ»

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ПАРАМЕТРЫ | ГПМТ-75 | ГПМТ-100 | ГПМТ-150 | ГПМТ-200 |
| Внутренний диаметр, мм | 75 | 90 | 131 | 190 |
| Наружный диаметр, мм | 90 | 125 | 170 | 266 |
| Длина трубы, макс., м | 300 | 300 | 200 | 12 |
| Минимальный радиус изгиба, м | 0.9 | 1,1 | 1,6 | 2,3 |
| Вес 1 пог.м., кг | 7,1 | 10,8 | 18,2 | 33,5 |
| Температура эксплуатации, град С  | -45...+95  |
| Давление ном/макс  | 4 МПа/ 6 МПа |
| Тип концевого элемента | под сварку/фланцевый |
| Относительное удлинение | 0,25% |

Транспортировка ГПМТ:

- Гибкие полимерно-металлические трубы транспортируются в бухтах.

- Стандартная длина трубы в бухте – 200 м.

- Максимальная длина трубы ГПМТ-75 в бухте- 600 м.

- Максимальная длина трубы ГПМТ-100 в бухте – 500 м.

- Максимальная длина трубы ГПМТ-150 в бухте – 200 м.

- ГПМТ-200 при вагонной отгрузке поставляется в отрезках длиной 12 м.

Транспортировка труб осуществляется авто и ЖД транспортом. При перевозке на автотранспорте необходимо руководствоваться габаритными размерами труб.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | ГПМТ-75 | ГПМТ-100 | ГПМТ-150 |
| Диаметр бухты | 2500 мм | 2500 мм | 3700 мм |
| Высота бухты | 950 мм | 950 мм | 2080 мм |

Эксплуатационные характеристики полимерно-металлических труб изготовленных по технологии ОАО ВНИИТнефть представлены в табл. 2.

Таблица 2

Эксплуатационные характеристики полимерно-металлических труб изготовленных по технологии ОАО ВНИИТнефть

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Рабочее давление, МПа | Температура строительно-монтажных работ, °С | Температура транспортируемого агента, °С |
| Трубы гибкие полимерно-металлические с условными диаметрами от 50 до 150 мм на рабочее давление до 4 МПа по ТУ 39-0147016-5698 | до 4 | от -20 до +30 | до +95кратковременно до +110 |
| Трубы полимерно-металлические с условными диаметрами 225, 315, 400 мм на рабочие давления 2,5 и 4 МПа по ТУ 3663-210-0147016-01, ТУ 3663-224-0147016-01, ТУ 3663-225-0147016-01 | до 4 | от -20 до +30 | до +95кратковременно до +110 |
| Трубы гибкие полимерно-металлические с условным диаметром 75 мм на рабочее давление 10-15 МПа по ТУ 3663-199-0147016-01 | до 15 | от -20 до +30 | до +95кратковременно до +110 |

2.3. ОСНОВНЫЕ ДОСТОИНСТВА И СВОЙСТВА ТРУБ

|  |
| --- |
| В сравнении с традиционными жесткими стальными трубами, в т.ч. защищенными лакокрасочными, эмалевыми, полимерными и иными видами покрытий, гибкие трубы обладают рядом преимуществ, а именно: |
|

|  |  |
| --- | --- |
|  | 1. Высокой химической стойкостью к нефтепромысловым средам, в т.ч. к нефти, пластовым сточным водам, содержащим сероводород, углекислый газ, мехпримеси, свободный кислород, активные ионы хлора; а также к нефтепродуктам, морской воде и т.д. Успешно противостоят различным кислотам, в т.ч. фосфорной, кремнефтористоводородной, соляной, серной и др.
 |
|  | 1. Высокой механической прочностью к комплексу нагрузок, прилагаемых к гибкой трубе в процессе ее транспортирования, монтажа и эксплуатации.
 |
|  | 1. Высокой монтажеспособностью, что позволяет существенно сократить затраты времени и труда при строительстве трубопроводов, улучшить условия труда за счет повышения доли механизированных операций в общем балансе времени строительства трубопровода.
 |
|  | 1. Повышенной транспортабельностью: транспортируются всеми видами транспорта и имеют значительно большую вместимость в транспортное средство. Железнодорожный полувагон, в зависимости от типоразмера трубы, вмещает свыше 3-х километров гибких труб, свернутых в бухты.
 |
|  | 1. Повышенной пропускной способностью и стабильной во времени гидравлической характеристикой.
 |
|  | 1. Повышенной заводской готовностью. Не требуют при своем монтаже применения сварочных, подгоночных, теплоизоляционных и других работ. Поставляются в комплекте с крепежными деталями, уплотнительными кольцами, ответными и испытательными фланцами.
 |
|  | 7. Сроком службы более двадцати лет в средах, в которых срок службы стальных труб не превышает 6 месяцев.http://www.remmashservice.ru/11.jpgПрименение гибких труб обеспечивает Потребителю сохранение экологии окружающей среды; сокращение объемов строительно-монтажных работ до 50%; экономию металла до 70-80%; снижение гидравлических сопротивлений на 15-20%; сохранение исходных гидравлических характеристик в течение всего эксплуатационного периода; увеличение срока службы внутрипромысловых трубопроводов до 20 и более лет; сокращение числа порывов трубопроводов в десятки раз, и т.д.. В целом можно сказать, что применение коррозионностойких гибких труб позволяет Потребителю перевести парк внутрипромысловых трубопроводных коммуникаций в безаварийный режим эксплуатации.При использовании гибких труб объемы строительно-монтажных работ сокращаются до 50%. Один километр гибкого трубопровода монтируется за 4-5 часов, чему способствуют большая строительная длина секций, их гибкость и малый радиус изгиба. Прокладка гибких труб сводится к их сматыванию с отдающих устройств в траншею, или непосредственно на грунт, и затяжке шпилек фланцевых соединений. При этом полностью исключаются любые подгоночные, сварочные и изоляционные работы.Свойства гибких полимерно-металлических труб:* химическая стойкость
* высокая механическая прочность
* высокая сейсмостойкость
* стабильная во времени гидравлическая характеристика
* повышенная пропускная способность
* улучшенная теплоизоляция
* высшая степень заводской готовности
* высокая монтажеспособность и транспортабельность
* высокая степень адаптации к рельефуместности и состоянию грунта
* высокая степень устойчивости к природным условиям
 |

 |

3. ИНСТРУКЦИЯ ПО МОНТАЖУ И РЕМОНТУ

**3.1. ВВЕДЕНИЕ**

3.1.1. Настоящая инструкция распространяется на монтаж и ремонт трубопроводов с условно-проходными отверстиями 50; 60; 75; 100; 150 мм., собираемых из гибких полимерно-металлических труб (ГПМТ), имеющих каркас из стальных лент, навитых слоями встречно под углом 54044′ к продольной оси, выдерживающих рабочее давление 4 МПа.

3.1.2. Указанные трубопроводы могут быть использованы для транспортировки сжатых газов, жидкостно-газовых смесей, различных, в том числе высокоагрессивных жидкостей, а также сточных вод, сырой нефти с большим количеством абразивной взвеси, продуктов ее переработки и других.

Температура окружающей среды от +400С до −450С.

Климатическое исполнение "У1" по ГОСТ 15150-69.

3.1.3. Работы по сооружению и ремонту трубопроводов из гибких труб, их сдаче-приемке и эксплуатации производятся в соответствии с настоящей инструкцией, правилами техники безопасности и природоохранными мероприятиями.

3.1.4. Сооружение гибких трубопроводов желательно осуществлять последовательным присоединением секций одна к другой, без растягивания фронта работ, поскольку стыковка отдельно проложенных участков трубопровода требует изготовления специального замыкающего звена, изначально неизвестной длины.

**3.2. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ**

3.2.1. При монтаже и эксплуатации гибких труб следует руководствоваться "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденными Госгортехнадзором России 14.12.92г. и СНиП ΙΙΙ-4-80.

Проведение ремонтных работ осуществляется с учетом правил техники безопасности, действующих в нефтегазодобывающей промышленности и РД 39-132-94.

3.2.2. К работе с гибкими трубопроводами допускаются, обученные правилам их монтажа, ремонта, эксплуатации и соответственно аттестованные рабочие и инженерно-технические работники.

Работы по монтажу и ремонту гибкого трубопровода выполняет группа из двух-трех человек, руководит которой назначенный в ней старший.

старший группы определяет состояние гибких труб, концевых соединений и их комплектность, следит за показаниями КИП при вытяжке и опрессовке трубопровода, отвечает за качество монтажных работ в целом и соблюдение правил техники безопасности, участвует в составлении приемочного акта и т.п.

3.2.3. **Запрещается производить какие-либо работы на трубопроводе при наличии в нем избыточного давления**.

3.2.4. Учитывая горючесть полимерных материалов, используемых в конструкции гибких труб, **не допускается их разогрев открытым огнем**, а также разведение огня вблизи трубопроводов.

3.2.5. **Запрещается прокладка трубопроводов из гибких труб при температуре атмосферного воздуха ниже 00С,** без предварительного прогрева, путем пропускания, через готовящуюся к укладке секцию трубы, подогретого воздуха.

3.2.6. Перед началом работ Старший по монтажу и ремонту гибких труб должен проверить исправность штатных инструментов и контрольно-измерительных приборов. Слесарный инструмент должен быть заточен и исправен, а контрольно-измерительные приборы - иметь аттестаты.

3.2.7. В процессе ремонтных работ Старший обязан обеспечить соблюдение мер пожарной безопасности. Все работы осуществлять с использованием механизированных такелажных устройств и инструментов.

3.2.8. **При подъеме и выдержке испытательного давления члены бригады должны быть отведены на безопасное расстояние** от принимаемого после монтажа или ремонта трубопровода.

3.2.9. По окончании выдержки под испытательным давлением, Старший должен осуществить контрольный обход трубопровода.

3.2.10. По завершении работ Старший обязан сделать соответствующие записи в рабочем журнале и доложить об этом ближайшему руководителю.

**3.3. ПОСТАВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ**

3.3.1. Трубы гибкие поставляются секциями длиной до 500 метров, преимущественно связанными в бухты, с размерами по наружному диаметру 2500…3500 мм и высотой до 1000 мм, в зависимости от диаметра трубы.

Радиус изгиба труб 650-1600 мм.

Масса нетто – до 3500 кг.

3.3.2. К каждой секции труб прилагается технический паспорт с указанием основных размеров, рабочего гидравлического давления, величины испытательного давления (давления опрессовки), длины секции, ее номера и даты изготовления.

3.3.3. Транспортировка бухт с завода-изготовителя по железной дороге до станции назначения и их разгрузка из вагонов на автотранспорт заказчика осуществляется в вертикальном положении(рис.2).

Все последующие перемещения бухт производят при их горизонтальном положении. Выгрузка и перегрузка гибких труб осуществляется на мягких полотенцах или упаковочных ремнях. Захват бухты при перегрузках производят не менее чем в трех местах (рис.3).

# 3.3.4. Выгрузку и дальнейшие перегрузки бухт производят на выкладки, изготовленные из деревянных брусьев высотой не менее 100 мм. (рис.4).

3.3.5. **ВНИМАНИЕ! При погрузочно-разгрузочных работах запрещается сбрасывать бухты с любой высоты, следует всячески предохранять их от ударных нагрузок.**

3.3.6. Хранение бухт осуществляется в горизонтальном (в один слой), вертикальном или наклонном (до угла 300 к вертикали) положении в местах и условиях, исключающих их повреждение.

3.3.7. Бухты гибких труб транспортируются всеми видами транспорта в соответствии с правилами, установленными на данном виде транспорта:

• на железнодорожном транспорте – "Правилами перевозки грузов", разработанными Министерством путей сообщения. Изд-во "Транспорт", М., 1983г.;

• на автомобильном транспорте – "Общими правилами перевозки грузов автомобильным транспортом";

• на речном флоте - "Правилами перевозки грузов", утвержденными Министерством речного флота от 14.08.78г.;

• на морском транспорте - "Правилами безопасности морской перевозки генеральных грузов", разработанными Министерством морского флота.

3.3.8. Погрузка гибких труб производится согласно "Техническим условиям перевозки и крепления грузов".

**3.4. ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ**

3.4.1. Земляные работы по прокладке трубопроводов из гибких труб должны производиться по проекту, выполненному в соответствии с требованиями ВСН 2-38-85 "Нормы проектирования промысловых стальных трубопроводов" и СНиП ΙΙΙ-4-80 "Магистральные трубопроводы".

3.4.2. Ширина траншеи должна обеспечивать свободный пропуск соединений гибких труб и возможность проведения в ней монтажных работ.

С учетом этих требований, ширина траншеи, например для труб с условным диаметром Ду = 150 мм должна быть не менее 500 мм. Глубина траншеи должна быть не менее 800 мм, а в местах прокладки других коммуникаций, гибкий трубопровод должен находиться ниже всех их, на глубине 1600 мм. При этом траншеи по возможности должны быть прямолинейны.

**3.5. МОНТАЖ ГИБКОГО ТРУБОПРОВОДА**

3.5.1. Для проведения монтажных работ используется бухтоотдатчик, смонтированный на жестких металлических санях (рис.5) или на ином устойчивом транспортном средстве с жесткой, не деформируемой рамой, и габаритами, исключающими его опрокидывание и свешивание бухты. Необходимым условием щадящей укладки трубопроводов из гибких труб является наличие в конструкции бухтоотдатчика динамометра (например, динамометра растяжения типа ДПУ-5), напрямую измеряющего натяжение сматываемой с барабана гибкой трубы.

В комплект инструментально-материального оснащения монтажно-ремонтной бригады также входят:

• лопаты штыковые и совковые, шт. – 4;

• нож слесарный, острозаточенный, шт. – 1;

• лента липкая полимерная,

• ветошь;

• рулетка измерительная длиной до 20 м., шт. – 1;

• двухпетлевой канатный строп грузоподъемностью 2 тонны, шт. – 2;

• переходник для подсоединения гибкой трубы к насосному агрегату в процессе испытания, шт. – 1.

**Примечание**. Изготовитель гибких труб поставляет для этих целей упор-заглушку К136.00.001 с резьбовым или гладким центральным отверстием на усмотрение заказчика, а последний дооснащает ее запорной и присоединительной арматурой, в том числе для манометра, исходя из имеющихся у него в наличии материалов и комплектующих.

• манометр показывающий на давление 100 кг/см2, шт. – 1.

• переходник с гибкой трубы на стальные трубы, шт. – 1;

• катушка, шт. – 1;(

• шпильки М20-6g½110 или М24-6g½110 (в зависимости от диаметра гибких труб), шт. − 12;

• гайки М20-6H6 или М24-6H6 (в зависимости от диаметра гибких труб),

 шт. – 24;

• шайбы 20-65Г или 24-65Г (в зависимости от диаметра гибких труб), шт. – 24;

• ключи гаечные с открытым зевом 27×30, шт. – 2;

• бензин или керосин, литров – 5;

3.5.2. Перед началом укладки участка трубопровода следует определить его протяженность и в соответствии с ней по паспортам подобрать комплект секций гибких труб, суммарно равный по длине этой протяженности. Затем нужно распаковать первую бухту и подготовить ее концевые элементы к соединению. Ловители бухтоотдатчика привести в наклонное положение, а прижимные барабаны развести

**Рис.8.**

3.5.3. Первая бухта заводится в верхний проем бухтоотдатчика и опускается на сведенные ловители, при этом концевой соединительный элемент первого внешнего витка бухты ориентируется в сторону направляющих роликов окна выдачи (рис.10). Бухта опускается на планшайбу барабана бухтоукладчика и при необходимости подклинивается. Концевой соединительный элемент фиксируется на планшайбе. Ловители приводятся в вертикальное положение, а барабаны вводятся в беззазорный контакт с внешними витками бухты

Удаляется фиксирующая обвязка бухты и конец первого внешнего витка бухты выводится в окно выдачи бухтоукладчика. К фланцу его соединительного элемента пристыковывается фланец с крюком (рис. 12, 13 и 14), на который набрасывается петля троса заякоревания. Конец троса закрепляется на какой-либо близлежащей массивной металлоконструкции и прокладка производится путем сматывания трубы с барабана движущегося бухтоотдатчика. В процессе движения бухтоотдатчика, первая секция гибких труб разматывается и укладывается в траншею или на ее бровку. Концы секций длиной 9…10 метров в любом случае оставляются на бровке траншеи, для удобства работы с концевыми соединениями.

3.5.4. При разматывании **не допускается скидывание витков трубы с барабана бухтоукладчика и протаскивание смотанной плети по неподвижным предметам,** которые могут повредить оболочку.

3.5.5. После разматывания и укладки первой бухты гибких труб, на бухтоотдатчик устанавливается вторая бухта, соединяются концы первой и второй секций труб и процесс монтажа труб продолжается.

3.5.6. Перед соединением следует обратить внимание на чистоту уплотняющих поверхностей и при наличии удалить с них продукты коррозии. Убедиться в отсутствии в полости труб заглушек, грязи и посторонних предметов. Соединение секций гибких труб осуществлять с уплотнительным кольцом. Затяжку резьбовых соединений производить равномерно, без перекосов, с усилием 10…15 кгс на длине рычага 300…350 мм.

3.5.7. Подключение гибкого трубопровода к действующим коммуникациям производится посредством переходников, выполненных в виде оконцованных отрезков мерной длины, как гибких, так и металлических труб

**ВНИМАНИЕ!** В случае перехода водных препятствий, дорог и других коммуникаций, необходимо избегать размещения концевых соединений в зоне перехода.

**3.6. РЕМОНТ ПОВРЕЖДЕНИЙ**

Для исключения длительных простоев трубопроводов из гибких труб по причине нарушения их целостности, при необходимости, на основании данной инструкции и другой нормативной документации, может быть произведен их ремонт в промысловых условиях.

Ремонт поврежденного участка трубопровода в зависимости от вида повреждения может производиться:

• **без замены поврежденного участка**, если повреждена лишь наружная полимерная оболочка,

• **с заменой поврежденного участка**, в случае разрушения внутренней камеры или ленточного каркаса гибкой трубы.

**3.6.1. Ремонт трубопровода без замены поврежденного участка**

Этот вид ремонта осуществляется путем восстановления поврежденного участка наружной оболочки. Такой вид повреждений, как правило, возникает в результате небрежной транспортировки, разгрузки, хранения, при размотке бухт и укладке гибкой трубы в траншею и, как правило, обнаруживается в процессе последней.

При обнаружении повреждений внешней оболочки трубы необходимо выполнить следующие действия.

3.6.1.1. С поврежденного участка слесарным ножом срезаются обрывки оболочки. Поврежденный участок и в обе стороны соседние (на расстоянии около 100 мм.) очищают от грязи, масляных пятен и влаги (рис.17).

Ветошью, смоченной в бензине, производят их обезжиривание, а затем выполняют обмотку поврежденного участка липкой полимерной лентой сначала в один слой

Затем еще не менее чем в два–три слоя, с перекрытием поврежденного участка минимум на 50 мм в обе стороны

**3.6.2. Ремонт трубопровода С заменОЙ поврежденного участка**

3.6.2.1. Ремонт методом замены поврежденного участка трубопровода осуществляется в следующей последовательности.

3.6.2.2. Производится вскрытие траншеи в зоне повреждения трубопровода в соответствии с требованиями РД 39-132-94 и "Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов", М., НПО ОБТ, 1994. Длина вскрытия должна быть достаточной для подъема трубы на бровку траншеи (около 10 метров в оба конца от места повреждения). **Земляные работы вблизи трубопровода и его очистка от земли производятся штыковыми и совковыми лопатами вручную**.

3.6.2.3. С помощью трубоукладчика поврежденный участок трубопровода поднимают на бровку траншеи и укладывают на деревянные поддоны.

3.6.2.4. Уточняют место повреждения и определяют длину участка, удаляемого из трубопровода. Обычно длину участка выбирают равной заранее подготовленной вставке из гибкой или металлической трубы.

3.6.2.5. С помощью любого механизированного ручного инструмента производят вырезку поврежденного участка перпендикулярно оси трубопровода и удаляют его (рис. 20).

3.6.2.6. в соответствии с диаметрами, используемых гибких труб приготавливают упоры-заглушки К 136.00.001 и комплекты деталей концевых соединений (рис. 21).

Тщательно замеряют внутренний и наружный диаметры, толщину стенки гибкой трубы и убеждаются в возможности сборки соединений (рис.22). Основным критерием правильности и надежности соединения является обеспечение обжатия стенки трубы между ниппелем и разрезным кольцом в пределах 15...25% ее толщины. Степень обжатия определяется ориентировочно, как отношение разницы номинального внутреннего диаметра разрезного кольца и наружного диаметра ниппеля к разнице наружного и внутреннего диаметров гибкойтрубы.

3.6.2.7. Провести армирование обоих концов трубопровода, для чего:

- надвинуть бандаж с фланцем на трубопровод на расстояние 90...100 мм от торца трубопровода;

 - вставить ниппель, с установленным в его канавку резиновым кольцом внутрь трубопровода, избегая подрезания внутренней поверхности полимерной трубы насечкой ниппеля;

|  |
| --- |
| **ПРИМЕЧАНИЕ.**В случае, когда не удается вставить ниппель в трубу из-за значительного перепада их сопрягаемых диаметров, отверстие трубы следует откалибровать с помощью фрезерного устройства (поставляется за дополнительную плату). |

- уложить на трубу секторы разрезного кольца, разместив их равномерно по окружности, с примерно равными зазорами между их боковыми плоскостями, и зафиксировать от падения, связав их между собой, например суровой нитью (рис.23).

**Внимание: Заусенцы на секторах должны быть удалены!**

- надвинуть бандаж с навинченным на него фланцем на разрезное кольцо ;

- установить на ниппель упор-заглушку и осуществить запрессовку концевого соединения с помощью шпилек с гайками (рис. 25).

- после окончания запрессовки гайки отвернуть и упор-заглушку со шпильами удалить ;

- при подготовке вставки из гибкой трубы, следует и с другого ее конца установить аналогичное концевое соединение ;

- заизолировать липкой полимерной лентой переходную зону концевого соединения с трубой с 50% положительным перекрытием смежных витков ленты на протяжении 50...60 мм по обе стороны от хвостовика бандажа и вставить в ниппель уплотнительное кольцо К 126.00.005;

- при подготовке вставки из гибкой трубы, выполнить те же операции и со второго ее конца .

3.6.2.8. Установить вставку из гибкой или стальной трубы и затянуть болтовые соединения (см. рис. 16).

3.6.3. Опустить трубопровод в траншею, если он был поднят на бровку.

3.6.4. Ввод трубопровода в эксплуатацию производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации на гибкую трубу К 126.00.000 ИЭ.

**3.7. ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ РЕМОНТА трубопровода**

3.7.1. Комплект деталей концевых соединений К 126.02.000.

3.7.2. Комплект деталей для ремонта трубопровода:

• упор-заглушка К 136.00.001,

• шпильки длиной 150 мм,

• гайки и шайбы.

3.7.3. Подставки технологические высотой 700....800 мм.

**3.8. ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ**

Комплект машин, механизмов инструмента и инвентаря:

- кран КМТ на базе трактора Т-130;

- бухтоотдатчик;

- бульдозер-болотоход Т-130;

- обогреватель «БЕТКС»;

- обогреватель «МАСТЕР»;

- вентилятор вытяжной «ВЦ-4»;

- лопаты штыковые и совковые;

- нож слесарный, острозаточенный;

- лента липкая полимерная;

- ветошь;

- рулетка измерительная длиной до 20 м;

- двухпетлевой канатный строп грузоподъемностью 2 тонны;

- переходник для подсоединения гибкой трубы к насосному агрегату.

В процессе испытания:

- заглушка;

- шпильки М20-110 мм или М24-110 мм (в зависимости от диаметра гибких труб);

- гайки М20-6Н6 или М24-6Н6 (в зависимости от диаметра гибких труб);

- шайбы 20-65Г или 24-65Г (в зависимости от диаметра гибких труб);

- манометр показывающий на давление 100 кг/см2;

- переходник с гибкой трубы на стальные трубы;

- ключи гаечные.

Бухта с трубой устанавливается на бухтоотдатчик. Производится соединение, при помощи гибких шлангов, концевых элементов бухты к подогревателям воздуха «БЕТЕКС» и центробежным вентиляторам марки «ВЦ-4». Подогретый до температуры +95С при помощи подогревателя «БЕТЕКС» и вытяжного вентилятора «ВЦ-4» нагнетается во внутреннюю полость трубы (бухты) производится подогрев трубы изнутри, приблизительно в течение 2-х часов. Одновременно теплый воздух подается под купол из брезента (который укрывает бухту непосредственно на бухтоотдатчике). Контроль за температурой воздуха поступающей из внутренней полости трубы осуществляется при помощи обыкновенного ртутного термометра. Температура воздуха должна быть не ниже +20С в течении 20 минут. После этого можно приступать к монтажу, т.е. непосредственной ее укладке в траншею, при температуре окружающего воздуха не ниже – 30С не более, чем за два часа (время остывания полиэтилена до Т = 0С).

Сварка стыков концевых элементов (из нержавеющей стали) производится электродами марки ЦЛ-11 или ЦТ-15. Контроль качества свариваемых элементов производится методами неразрушающего контроля по технологии контроля сварных стыков для стальной (черной) трубы.

**3.9. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ И ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ**

3.9.1. Смонтированный трубопровод подвергается наружному осмотру и гидравлическому испытанию, согласно правилам котлонадзора.

Гидравлическое испытание трубопровода производится пробным давлением, равным 1,25 рабочего давления.

3.9.2. Перед гидравлическим испытанием трубопровода его концы оборудуются арматурой (переходником) для подсоединения к насосному агрегату с одной стороны, а с другой стороны устанавливается заглушка с задвижкой для выпуска воздуха и манометром.

3.9.3. После подготовительных работ производится заполнение трубопровода водой на низшей скорости насосного агрегата при открытой задвижке для выпуска воздуха. После выхода из трубопровода воздуха, задвижка закрывается.

3.9.4. Насосным агрегатом плавно, с подъемом давления 3… 5 кгс/см2 в минуту, поднимается давление до пробного давления (1,25 рабочего). Для компенсации падения давления, вызываемого деформацией гибких труб, испытательное давление поддерживается насосным агрегатом в течении пяти минут.

3.9.5. Давление снижается до рабочего и производится выдержка в течение 30 минут, при этом производится осмотр трубопровода.

 Результаты гидравлического испытания считаются удовлетворительными, если давление стабилизируется, а в соединениях гибких труб не обнаружено течи.

3.9.6. Приемка трубопроводов в эксплуатацию производится в соответствии с требованиями СНиП ΙΙΙ-3-81 и ВСН 39.1.04.-85.

3.9.7. При сдаче трубопровода в эксплуатацию, строительно-монтажная организация обязана представить документы, подтверждающие качество выполненных работ и оформить паспорт, в который заносятся следующие сведения:

• строительная организация;

• эксплуатационная организация;

• месторождение (место эксплуатации);

• номер скважины и назначение;

• Ф.И.О. ответственных за монтаж;

• результаты гидравлических испытаний;

• дата ввода в эксплуатацию;

• длина трубопровода, номер и длина секций;

• рабочее давление;

• химический состав перекачиваемой жидкости и температура.

 В процессе эксплуатации в паспорте отражаются все изменения технологического режима, сведения о ремонтах и т.п.

3.9.8. Заполнение гибкого трубопровода, а также восстановление циркуляции после остановок, производить плавно с темпом подъема давления 3…5 кгс/см2 в минуту.

4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ГПМТ

Экономический эффект от применения ГПМТ относительно стальных труб по данным ООО «Стрежевойнефтестрой» представлен на рис. 30.

Сравнительная стоимость транспортировки жидкостей

Сравнительная стоимость 1 метра стальной трубы без изоляции и ГПМТ

Сравнительная стоимость с учетом ремонта, замены стального трубопровода, включая потери производства и штрафы

Сравнительная стоимость с учетом замены стального трубопровода через 15 лет

Сравнительная стоимость 1 метра стальной трубы без изоляции и ГПМТ с монтажем

Рис. 30. Сравнительные экономические показатели использования стальных труб и ГПМТ

5. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГПМТ

Проблемы при работе с ГПМТ связаны в основном с несоблюдением условий эксплуатации, частности температурного режима. Все производители ГПМТ ограничивают применение своей продукции температурой плюс 45 0С, плюс 50 0С.

Опыт ОАО «Нижневартовскнефтьгаз» показывает, что при подземной укладке ГПМТ на суходольных участках проблем в эксплуатации не возникает. В качестве примера можно привести успешную работу ГПМТ первого поколения фирмы «Стройпласт» (г. Екатеринбург) в течении пяти лет на трёх участках в системе нефтегазосбора при перекачке высокообводнённой продукции.

Трубы Рофлекс (Самара) в течении шести лет успешно эксплуатировались на одной из выкидных линий куста Самотлорского месторождения при обводнённости 85 – 92 %. В феврале 1996 года аварийная остановка куста привела к замерзанию жидкости в трубопроводе. В июне, после оттаивания, участок вновь был запущен в работу и успешно эксплуатировался ещё два года. Приведённые примеры успешного использования ГПМТ относятся к участкам с высокой обводнённостью, в тоже время к вопросу внедрения на малообводнённых участках следует подходить с осторожностью из-за опасности отложения АСПО и необходимости проведения «горячей » промывки линии.

Проанализировав опыт работы с коррозионно-стойкими трубами можно сделать вывод, что все современные трубы имеют недостатки при эксплуатации, но ГПМТ более всего подходят. Главный недостаток температурное ограничение не помешает работе трубопроводов, так как за двадцать лет эксплуатации месторождения не зафиксировано ни одно случая АСПО.

6. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ МЕТАЛЛОПЛАСТОВЫХ ТРУБ

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Расчет трубопроводов производите по предельным состояниям несущей способности (прочности и устойчивости).

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость следует производить на действия расчетных: нагрузок. Метод определения расчетных нагрузок и воз­действий и их сочетание надлежит принимать в соответствии с указаниями гла­вы СНиП по нагрузкам и воздействиям.

6.2. РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАТЕРИАЛОВ

Металлопластовые трубы представляют из себя полиэтиленовые трубы, монолитная сетка которых армирована проволочным каркасом. Соединительные законцовки выполнены из полиэтилена низкого давления. Таким образом, основными материалами являются малоуглеродистая сталь и полиэтилен низ­кого давления (ПНД).

Предел текучести стальной проволоки по ГОСТ 32.82-46 равен 310 МПа. Предел текучести полиэтилена низкого давления по ГОСТ 18599-83 должен быть не менее 20 МПа (200 кгс/см2).

Нормативное длительное сопротивление разрушения материала матрицы в зависимости от условий работы регламентируется СН 550-82. Коэффициент условий работы приведен в табл. 1.

Модуль упругости ПНД в расчетах принимается равным 800 МПа.

Коэффициент Пуассона μ для труб из полиэтилена низкого давления работающих при температуре до 40 °С равен 0,42–0,44. При температуре выше 40 °C коэффициент Пуассона допускается равным 0,5.

При расчете на прочность тела труб, находящихся под действием внутреннего давления, определяются напряжения в арматуре, эквивалентные напряже­ния по Мизесу и контактные напряжения в полимерной матрице.

6.3. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ

МЕТАЛЛОПЛАСТОВЫХ ТРУБ

С целью прогноза характера разрушения металлопластовых труб было исследовано их напряженно-деформированное состояние методом конечных элементов.

Рассмотрим в качестве примера трубу диаметром 95 мм. Конечноэлементная модель конструкции металлопластовой трубы диаметром 95 мм содержит 2129 конечных элементов и 720 узлов. Армирующая стальная сетка моделировалась трехмерными стержневыми КЭ, а полиэтиленовая заливка - толстостен­ными оболочечными КЭ. Фрагмент сетки конечных элементов представлен на рис. 30. Там же показаны номера конечных элементов (1033-1097), располо­женных в одном ряду сетки и моделирующих арматуру в окружном направле­нии.

Результаты исследования напряженно - деформированного состояния кон­струкции металлопластовых труб с помощью конечноэлементной модели МПТ представлены в таблице 3.

Таблица 3

Распределение напряжений в МПТ при давлении 4 МПа

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диаметр труб, мм | Толщина стенки, мм | Размер ячейки, мм х мм | Диаметр арматуры, мм | Напряжение по Мизесу в ПЭ элементах, σэкв, МПа | Напряжение в продольной арматуре, σпрод, МПа | Напряжение в окружной арматуре, σокр, МПа | Запас прочности, σт,/σок,  |
| 898989898989959595959595115115115115115115132132132132132132 | 10,510,510,510,510,510,510,510,510,510,510,510,512,012,012,012,012,012,012,012,012,012,012,012,0 | 6 х 66 х 68 х 88 х 810 х 1010 х 106 х 66 х 68 х 88 х 810 х 1010 х 106 х 66 х 68 х 88 х 810 х 1010 х 106 х 66 х 68 х 88 х 810 х 1010 х 10 | 2,53,02,53,02,53,02,53,02,53,02,53,02,53,02,53,02,53,02,53,02,53,02,53,0 | 0,7142120,5045320,9337210,6631001,141260,8147210,7695390,5436241,005070,7137711,231530,8791570,9314150,6594951,209520,8618411,477551,058951,084450,7680421,408471,003851,730901,24026 | -0,13237-0,059557-0,23781-0,10799-0,45901-0,21863-0,13227-0,05726-0,27118-0,13207-0,44840-0,21225-0,26904-0,11706-0,56914-0,26034-0,96814-0,45407-0,77566-0,38976-2,5616-1,3762-1,1641-0,60425 | 180,75127,67236,25167,76289,01206,27194,66137,50254,31180,58311,81222,55235,67166,84307,36218,90375,89269,25274,70194,46358,48255,29438,44314,03 | 1,722,431,311,851,071,501,592,251,221,720,991,391,321,861,011,420,821,151,131,590,861,210,710,99 |

Результаты исследования напряженно-деформированного состояния металлопластовой трубы, с использованием приведенной выше модели, показали, что наиболее напряженным элементом конструкции является арматура в ок­ружном направлении. В предположении упругой работы арматуры при внут­реннем давлении 12.0 МПа в средней части трубы для наиболее наряженных элементов растягивающие напряжения достигают 565 МПа.

Распределение напряжений по длине трубы для средней части является практически равномерным. При таком высоком уровне растягивающих напряжений возможно разрушение арматуры в окружном направлении. Предположим, что в силу каких-то случайных факторов первым разрушится конечный элемент номер 1065, образованный узлами 361 и 362, Удаляем этот элемент из сетки КЭ и проводим расчет для новой сетки при том же уровне внутреннего давления (120 МПа). Удаление элемента 1065 моделирует возникновение концентратора напряжений в окрестности первой точки разрушения окружной ар­матуры. Наличие такого концентратора приводит к резкому росту напряжений (до 760 МПа) в соседних 1049 и 1081.

 На следующем этапе расчета удаляем из сетки КЭ три элемента - 1049, 1065, 1081. Это приводит к росту напряжений в КЭ с номерами 1033, 1097 до 1034 МПа. При этом напряжения по Мизесу в узлах 361-362, принадлежащих оболочечным КЭ возрастет до 15.6 МПа

Проведенный анализ напряженно-деформированного состояния металлопластовой трубы для рассмотренных вариантов сетки КЭ позволяет сцепить вы­вод о том, что основной несущий элемент - окружная арматура полностью ис­черпывает свою несущую способность, после чего происходит перераспределе­ние внутренних усилий меледу арматурой и полиэтиленовой матрицей и при достижении в полиэтиленовых оболочечных элементах разрушающего напря­жения по Мизесу происходит окончательное разрушение МПТ.

Разрушение трубы происходит с образованием продольной трещины. Визуальный осмотр внутренней поверхности разрушенной трубы показал, что она имеет форму многогранника с шириной грани, равной шагу продольной арматуры, т.е. имеет место ярко выраженная деформация смятия полиэтиленовой
матрицы.

Для исследования напряжений в зоне контакта арматуры с полиэтиленом было использовано решение контактной задачи Герца.

Максимальное давление в зоне контакта определяется по формуле:

,

где R1 и R2 – радиусы кривизны контактирующих тел; R1 =5,9 см; R2 = 0,15 см;

,

где Е1 и Е2 – модули упругости; Е1 = 800 МПа; Е2 = 2,1\*105 МПа;

v1 и v2 – коэффициенты Пуассона; v1 = 0,4; v2 = 0,3;

,

где g – интенсивность погонной нагрузки; p – внутреннее давление в трубе; Δ – шаг арматуры (Δ = 6 мм).

При внутреннем давлении 12 МПа получили Рmax = 118,8 МПа.

Главные напряжения в зоне контакта:

Эквивалентные напряжения по Мизесу:

Для полиэтилена низкого давления предел текучести равен 20 МПа. Полученный уровень напряжений говорит о том, что в зоне контакта происходит ме­стная пластическая деформация, результатом которой становится смятие полиэтиленовой оболочки. При внутреннем давлении р = 4 МПa σэкв = 13,7 MПa.

Контактная задача Герца описывает напряжения на границе “полиэтилен-сталь” приблизительно, так как, в данном случае, непосредственно рассматривалась только зона контакта двух элементов (полиэтиленового и стального) без учета роботы соседних элементов.

Поэтому для анализа напряженно-деформированного состояния в зонах контакта стальной арматуры с полиэтиленом была смоделирована другая сетка конечных элементов (рис. 31 и 32). Для достижения большей точности реше­ния в зонах контакта использована более мелкая сетка. Задача решалась в пло­ской постановке.

Были рассмотрены два сечения металлопластовой трубы. Сечение 1 про­ходит между двумя смежными проволоками окружной арматуры. Сечение 2 включает в себя окружную и продольную арматуру. Рассматривалась металлопластовая труба наружного диаметра 95 мм под действием внутреннего давле­ния 4.0 МПа. Был рассмотрен фрагмент трубы, включающий в себя 5 проволок продольной арматуры (d = 2.5 мм). В силу симметрии относительно вертикаль­ной оси сеткa КЭ формировалась для половины фрагмента. Для узлов, лежащих на оси симметрии, горизонтальные перемещения принимались равными кулю.

Распределение эквивалентных напряжений Мизеса 1 и 2 показано на рис. 33 и 34. Для сечения 1 напряжения в полиэтилене в окрестности узла 258 не превышают 5 МПа. Для сечения 2 в узде 258 напряжение равно 5.07 МПа. Такой уровень напряжений обеспечивает четырехкратный запас кратковременной прочности.

Как указывалось выше, наиболее наряженным элементом конструкции оказалась арматура в окружном направлении. Шаг Δ1 армирующей сетки в окружном направлении несущественно влияет на напряженно-деформированное состояние трубы и может задаваться из конструктивных соображений.

Наиболее существенное влияние оказывает шаг Δ2 арматуры в продольном
направлении. Для трубы диаметром 95 мм изменение шага сетки в продольном
направлении с 8 до 6 мм привело к понижению растягивающих напряжений в
кольцевой арматуре примерно на 20 %.

В процессе изготовления МПТ при отверждении ПНД с 70 до 20°С в трубе возникают термоупругие напряжения. В арматуре термоупругие напряжения – сжимающие, в полиэтиленовой матрице – растягивающие. От действия внутреннего давления и в арматуре и в полиэтиленовой матрице возникают растягивающие напряжения. Таким образом, наличие термоупругих напряжений разгружает арматуру и повышает суммарные напряжения в полиэтилене. С це­лью снижения уровня напряжений в полимерной матрице и повышения работоспособности труб целесообразно в технологию изготовления внесли операцию термообработки тела трубы.

Результаты испытания на растяжение элементов сварного проволочного каркаса металлопластовой трубы из малоуглеродистой конструкционной стали показали уровень предела текучести σт = 310 МПа. Сопоставление с напряжениями в стальной арматуре (табл. 111) показывает, что для труб диаметром 89 и 95 мм можно использовать проволоку диаметром 2,5 мм при размерах ячейки до 8 х 8 мм. Трубы диаметром 115 и 132 мм позволяют использовал проволоку диаметром 3 мм при размерах ячейки до 8 x 8 мм. При использовании проволоки диаметром 2,5 мм для трубы диаметром 115 мм размеры ячейки не должны превышать 6 х 6 мм, для трубы диаметром 132 мм размеры ячейки не должны превышать 6 x 6 мм.

Проведен расчет геометрических параметров полиэтиленовой законцовки металлопластовой трубы.

*Определение длины законцовки из термопласта.*

Расчет ведется на срез по границе "законцовка – тело трубы".

Подставив эти значения, получим:

откуда:

где h – шаг расположения продольных проволок;

 δ – толщина стенки трубы.

*Расчет длины законцовки из условия равенства прочности тела трубы на разрыв и прочности точечной сварки проволок между собой.*

Подставив эти значения, получим:

По результатам расчета принимается наибольшая величина длины законцовок.

*Определениe толщины законцовок.*

Расчет ведется на смятие выступа полиэтиленовой законцовки.

Подставив значения, получим:

Решая это квадратное уравнение, получим значение толщины законцовки и ее наружного диаметра.

7. РАСЧЕТ ПРОЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА ИЗ СТАЛЬНЫХ ТУБ И ТРУБОПРОВОДА ИЗ ГПМТ

**Исходные данные:**

Внутренний диаметр dвн = 190 мм;

длина трубопровода L = 2000 м;

часовая пропускная способность Qч = 200 м3/ч;

плотность перекачиваемой нефти ρ = 870 кг/м3;

кмнематическая вязкость нефти vt = 0.994\*10-4 м2/с.

**7.1. Расчет трубопровода из стальных труб**

Секундный расход нефти в трубопроводе:

Средняя скорость нефти в трубопроводе:

Режим движения потока в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса:

,

получаем режим движения нефти в трубопроводе – турбулентный.

Для определения зоны трения необходимо определить переходные числа Рейнольдса:

,

где ε = Kэ/d – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость Kэ и диаметр.

зона смешанного трения:

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае определяется по формуле Альтшуля:

Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха:

,

если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

**7.2. Расчет трубопровода из ГПМТ**

Эквивалентная шероховатость ГПМТ примерно на 30 % ниже, чем у стальных труб, и составляет Кэ = 0,3.

Тогда:



получаем зону гидравлически гладких труб:

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае определяется по формуле Блазиуса:

Тогда потери напора на трение:

,

если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

Следовательно, можно сделать вывод о том, что при применении ГПМТ вместо стальных труб за счет меньшей эквивалентной шероховатости труб уменьшается коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, а также уменьшаются потери напора на трение, что положительно влияет на весь процесс перекачки.

8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В процессе строительства, ремонта, эксплуатации промысловых трубопроводов происходит образование отходов.

Токсичные отходы в виде нефтешламов образуются при зачистке резервуаров, сепараторов и других емкостей, используемых при подготовке нефти. Нефтешламы состоят в основном из тяжелых фракций нефти (асфальтенов, парафинов, масел, смол), сорбированных на частицах песка и глины, продуктов коррозии, отложений минеральных солей, воды.

Нефтезагрязненный грунт образуется в результате аварийных ситуаций (разливов и утечек нефти)

Промасленная ветошь образуется при обслуживании оборудования, ремонтных и других работах, пробоотборе.

Лом и отходы черных металлов образуются в результате списания и ремонта обору­дования, подземного и капитального ремонта скважин, капитального и текущего ремон­та трубопроводов:

Промасленная ветошь сжигается на установке;

Лом и отходы черных металлов - на площадках временного хранения металлолома.

**8.1. Меры безопасности**

8.1.1. При изготовлении, монтаже и эксплуатации трубопроводов из ГПМТ должны соблюдаться правила безопасности и охраны труда, установленные РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве».

8.1.2.Трубы из полиэтилена относят к 4 классу опасности по ГОСТ 12.1.005. Трубы относят к группе «горючие» по ГОСТ 12.1.044, температура воспламенения не ниже 300°С.

Средства пожаротушения: распыленная вода, двуокись углерода, пена, огнетушащий порошок ПФ, песок, кошма. Тушить пожар необходимо в противогазах марки В по ГОСТ 12.4.121.

8.1.3. В условиях хранения и эксплуатации трубы из полиэтилена не выделяют в окружающую среду токсичных веществ, взрывобезопасны и не оказывают при непосредственном контакте вредного воздействия на организм человека, работа с ними не требует специальных средств индивидуальной защиты.

8.1.4. Безопасность технологического процесса при производстве труб должна соответствовать ГОСТ 12.3.030.

8.1.5. Всякого рода ремонтные работы производить при полностью снятом давлении.

8.1.6. Начинать гидравлические испытания (поднятие давления) следует после заполнения полости трубы водой при полностью вытесненном воздухе.

8.1.7. Для контроля давления должен применяться предварительно проверенный и опломбированный манометр с диаметром корпуса не менее 150 мм и шкалой на номинальное давление не менее 4/3 от испытательного. Класс точности манометра должен быть не ниже 1,5 по ГОСТ 2405.

**8.2. Охрана окружающей природной среды**

Концепция экологической защиты окружающей среды при строительстве и эксплуатации системы нефтесбора предусматривает прямую деятельность по охране всех компонентов природной среды: атмосферы, гидрологической системы, грунта, рельефа, ландшафта, фауны и флоры.

8.2.1. Охрана почвенно-растительного комплекса.

Основной ущерб почвам, растительности и животному миру при эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти и пластовых вод причиняется в результате воздействия следующих факторов:

- химического загрязнения местности нефтепродуктами и минерализованными водами (солями);

- механического разрушения почв и уничтожения произрастающей растительности при прохождении тяжелой строительной техники и проведении траншее-устроительных и планировочных работ;

- подтопления и заболачивания прилегающих покрытых лесом территорий в результате перегораживания линий почвенно-грунтового (поверхностного) стока воды трассами наземных участков трубопроводов. В нормальном режиме эксплуатации трубопроводов воздействие указанных факторов минимально и связано с проведением профилактических работ по ревизии, диагностике и периодическому испытанию трубопроводов.

Основными природоохранными мероприятиями являются:

- сбор загрязнителей в дренажную емкость с последующим вывозом собранного нефтешлама в шламонакопитель.

При строительстве новых участков, капитальном и текущем ремонтах трубопроводов оказывается достаточно существенное воздействие на почвенно-растительный ком­плекс, что связано с проведением строительно-монтажных работ (проезд техники, прокладка траншей, устройство насыпей), демонтажем (или консервацией) изношенных и гидроиспытаниями вновь прокладываемых участков трубопроводов.

С целью предотвращения или минимизации возможного ущерба окружающей природной среде от проведения указанных видов работ, помимо выполнения обязательного комплекса инженерно-технических, технологических и организационных мероприятий должны выполняться следующие специальные природоохранные мероприятия и правила:

- строгое соблюдение технологии проведения земляных работ, использование технологических схем производства работ, машин и механизмов, наносящих наименьший ущерб поверхности почвы и растительной среды. Слив отработанных горюче-смазочных мате­риалов в местах базирования строительной техники только в предназначенные для этого емкости, неукоснительное соблюдение правил пожарной безопасности при производстве строительных работ в лесных массивах, в бытовых и административных помещениях, выполнение рекультивации земель в ходе и сразу после окончания строительства

- сбор рабочей среды, отложений и грязи, промывочной жидкости от опорожняемых участков труб в шламонакопитель, с последующей закачкой отстоявшейся жидкой фазы в систему нефтесбора или вывозом на очистные сооружения УПН, либо сбросом в водные объекты;

- проведение огневых работ на промысловых трубопроводах (особенно в засушливый период) в строгом соответствии с действующими "Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства" и "Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности";

- вывоз демонтированных труб (или их участков) на временные площадки хранения;

- контроль и поддержание в исправном состоянии существующих водопропускных сооружений, устанавливаемых в местах перегораживания поверхностного стока воды, их дополнительное устройство в местах существенного подтопления прилегающих территорий, ранее не наблюдавшегося;

- контроль за возможным размывом и укрепление берегов (посевом трав, посадкой деревьев, бетонированием и др. способами) на переходах через реки и ручьи с целью предотвращения их водной эрозии;

- проведение работ по демонтажу, капитальному ремонту и строительству новых трубопроводов только в границах предварительно оформляемого в соответствии с действующими требованиями земельного отвода;

- осуществление крупных строительно-монтажных работ на трассах трубопроводов по возможности в период с устойчивым снежным покровом с целью максимального сохранения почвенно-растительного покрова;

- перед началом работ по строительству новой трассы и проведению ремонтных работ необходимо снимать и хранить в валках плодородный слой почвы, при рекультивации возвращать на трассу;

- проведение рекультивации в соответствии с требованиями действующего Регламента на приемку земель, временно используемых при разведке, обустройстве и эксплуатации нефтяных месторождений всех земель, нарушаемых при проведении ремонтных и строительных работ на трассах трубопроводов, включающей в себя очистку территорий от порубочных и строительных остатков, создание плодородного слоя почвы и устойчивого растительного покрова (травяного, кустарничкового или древесного);

- использование древесины, вырубленной на отведенной территории, для нужд строительства;

- ликвидация порубочных остатков (сучья, ветви) сжиганием с соблюдением пожарной безопасности или захоронением в специально отведенных траншеях в местах рубки, так как захламленность резко усиливает пожароопасность территории;

- выполнение строительных работ строго в полосе отвода, что предотвратит механическое нарушение растительности и почвенного покрова на прилегающих участках;

- недопущение бесконтрольных рубок леса на территории месторождения; избежание вырубки кедровников, которые являются ценными лесными угодьями;

- осуществление движения транспорта исключительно по имеющимся автодорогам.

Для сокращения эрозионных процессов на склонах не допускается разработка грунта.

При аварийном режиме эксплуатации происходит наиболее значимое по своим масштабам и глубине нарушения почвенно-растительного покрова отрицательное воздействие на природную среду. Это связанно с попаданием на рельеф в массовых количествах нефти и пластовых вод. Основными причинами являются:

- порывы эксплуатируемых трубопроводов;

- аварийные опорожнения внутриплощадочных трубопроводов при остановках скважин; неплотности фланцевых соединений на трубопроводах.

Как правило, положение усугубляется отсутствием (либо несвоевременностью и недостаточностью) действенных мер по оперативной локализации мест аварийных разливов нефти и пластовых вод на минимально возможной площади, а также мер по максимальному сбору и/или нейтрализации последних.

Для снижения размеров ущерба природной среде от возможных аварийных разливов на нефтепромысле должны выполняться следующие требования и мероприятия:

- четкое выполнение рабочим персоналом действий согласно разработанного и утвержденного к применению для нефтепромысла плана ликвидации возможных аварий на трубопроводах, содержащего порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ;

- оконтуривание аварийных разливов нефти (пластовых вод) на минимальной площади неразрывными песчаными или торфяными обвалованиями, нефтесборными траншеями или мобильными боновыми заграждениями;

- снятие загрязненного почвенно-грунтового слоя с его вывозом на площадки временного складирования для последующей очистки при незначительных площадях нарушения земной поверхности;

- наличие в распоряжении высокопроходимой техники для работы на болотах или заболоченных землях;

- сбор разлившейся нефти (пластовой воды) со свежих разливов первичными откачивающими средствами (агрегатами): ЦА-320, АКН-6,6 (илосос) и др.;

- передача нефтезагрязненных (засоленных) участков для дальнейших работ по полному сбору на них остаточной нефти (пластовой воды), их детоксикации и последующей рекультивации силами специализированных подрядных организаций, которые имеют согласованные с Комитетом охраны окружающей среды технологические регламенты и соответствующие лицензии;

- минимальное использование ненарушенных земель при проведении работ по ликвидации на трубопроводах аварий и их последствий; их рекультивация после окончания аварийных работ в соответствии с требованиями вышеупомянутого регламента;

- опорожнение внутриплощадочных трубопроводов при ремонтных работах на скважинах и замерных установках только в специально оборудованные на кустовых пло­щадках дренажные емкости, с последующей откачкой содержимого в систему нефтесбора, либо ее вывозом на очистные сооружения УПН.

На линиях вероятного стока нефти (ложбины, лощины) при авариях на промысловых трубопроводах в болота и понижения рельефа рекомендуется предварительное создание заградительных дамб или запасов песка для создания нефтеловушек с учетом объема потенциального стока.

8.2.2. Охрана животного мира

Основной ущерб животному миру при эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти и пластовых вод причиняется в результате воздействия факторов, описанных в предыдущем пункте.

Все мероприятия (в частности указанные в данной главе) связанные с охраной атмосферного воздуха, поверхностных вод и земель (в т.ч. мероприятия по предотвращению аварийных разливов нефти) способствуют сохранению среды обитания животных.

К специальным мерам по охране животного мира можно отнести:

- контроль за ввозом на территорию месторождения охотничьих ружей и других орудий промысла;

- запрет на содержание собак без привязи;

- своевременную утилизацию бытовых отходов (для предотвращения увеличения численности серой вороны);

- по согласованию с охотинспекцией следует установить предупреждающие дорожные знаки в местах вероятного пересечения автодорог крупными животными (лось);

- прокладка и ремонт подводных трубопроводов в меженный период (желательно зимний) с целью охраны рыбных запасов;

- проведение активной разъяснительной работы с персоналом, запрет на движение без производственной необходимости вездеходного транспорта вне существующих дорог или трасс, ограничение пребывания на территории месторождения лиц, не занятых на производстве, усиление егерской службы на территории;.

- контроль состояния животного мира.

8.2.3. Охрана водных ресурсов

На предприятии по согласованию с комитетом по охране окружающей среды организован отдел экологии, который обязан следить за охраной окружающей природной среды согласно утвержденному плану водоохранных мероприятий. В объемы водоохранных мероприятий (согласно Проектам водоохранных зон и ОВОСам) включаются следующие виды работ: проведение своевременного ремонта нефтедобывающего оборудования и нефтепроводов, рекультивация амбаров, своевременная ликвидация аварийных разливов, устранение замазученности, обследование подводных переходов, установка боновых заграждений, зачистка русел рек от завалов, контроль за своевременной откачкой и вывоз сточных вод, организация наблюдений за качеством водных ресурсов.

Экологическая защита гидрологической системы территории включает жесткие условия размещения площадных объектов среди затопляемых территорий, полное исключе­ние технологических сливов воды, газоконденсата и нефтепродуктов в водоемы, речки и грунтовые воды, обеспечение условий прокладки трубопроводов на участках речек или водоемов не менее 1м ниже максимальной глубины водоема или русла.

При строительстве новых участков, капитальном и текущем ремонтах трубопроводов в местах их переходов через водотоки (реки, ручьи) происходит изменение русла водотока в результате нарушения береговой линии, пойменных земель и донных грунтов. Основными мероприятиями по охране водных ресурсов здесь являются:

- проведение работ на водных переходах в зимнее время;

- прокладка подземных переходов через водотоки, а также надземных на железобетонных (металлических)сваях;

- своевременное извлечение из грунтов заменяемых участков трубопроводов;

- сброс пресной воды, используемой при опрессовке новых участков, в специальные емкости (блоки долива), либо ее вытеснение в нефтесборные коллекторы (например, продувкой углеводородным газом);

- опорожнение полости трубопроводов только за пределами защитных прибрежных полос водных объектов, а по возможности и вне водоохранных зон;

- обязательное ограждение территории, отводимой для производства строительно-монтажных работ;

- размещение площадок для стоянки и заправки ГСМ строительной техники за пределами водоохранных зон водотоков;

- оснащение рабочих мест и строительных площадок контейнерами для бытовых и строительных отходов.

Наиболее опасное загрязнение водных объектов нефтью и пластовыми водами происходит при аварийных ситуациях, связанных с нарушением герметичности нефтепроводов. Для снижения размеров ущерба водным ресурсам используются профилактические мероприятия:

- постоянный контроль давления в начале и конце трубопроводов с целью обнаружения порывов;

- повышение надежности переходов через водные преграды путем увеличения (в пределах поймы) толщины стенки, применения труб с защитным антикоррозионным покрытием, строительства подводных переходов в комплексе с регулярной дефектоскопией (ультразвуковой толщинометрией) труб;

- установка аварийной сигнализации на оборудовании кустовых площадок и трубопроводов, секционирование технологических трубопроводов запорной;

- обустройство участков для установки передвижных (а при возможности стационарных) боновых заграждений отечественного ("Уж", "Анаконда", "БН" и др.) или зарубежного исполнения.

При ликвидации аварий на трубопроводе все действия регламентируются действующим в цеху соответствующим планом действий (см. предыдущий пункт), который на случай крупных аварий предусматривает:

- оповещение начальника нефтепромысла, ведущего технолога и сменного технолога, заказ необходимой техники;

- выезд аварийной бригады для определения места и характера порыва;

- остановку трубопровода в случае, если площадь загрязнения превышает 500 м, либо при снижении показаний датчиков на 1,5 и более атм.;

- локализация загрязнения на минимально возможной площади способами указанными в предыдущем пункте;

- организация первичной откачки нефти (или пластовых вод) и передача загрязненного участка специализированным подрядным организациям.

8.2.4. Охрана атмосферного воздуха

Экологическая защита воздушного бассейна включает непревышение предельно-допустимых концентраций (ПДК) в атмосфере всех ингредиентов, которые выбрасываются нефтегазопромысловыми объектами. В ограничения входят также обозначение граничных размеров санитарно-защитных зон (СЗЗ), которые должны обеспечить потребные параметры состояния воздушной среды за пределами СЗЗ.

При эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти воздействие на атмосферу будут оказывать неорганизованные выбросы, поступающие в атмосферный воздух в виде ненаправленных потоков газа в результате нарушения герметичности обо­рудования. Основными источниками выброса является запорно-регулирующая арматура (ЗРА).

Через неорганизованные источники выбросов при эксплуатации трубопроводов в атмосферу поступают углеводороды. Поступающие в атмосферный воздух углеводороды относятся к 4 классу опасности, их содержание в воздухе нормируется по относительно безопасному уровню воздействия (ОБУВ) предельных углеводородов С1-С5, который составляет 50 мг/м3.

Масса выбрасываемых в атмосферу углеводородов в рабочем режиме оборудования определена по "Методике расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39 - 142 - 00". Учитывая тот факт, что источники выбросов ВВ значительно рассредоточены по территории нефтепромысла, а также в соответствии с условием п. 5.21 ОНД - 86 расчет рассеивания ВВ в атмосфере при эксплуатации трубопроводов не проводился из-за его нецелесообразности.

При соблюдении технологии ремонтных работ дополнительные выбросы ВВ в атмосферу исключаются

8.2.5.Оценка экологического ущерба

Ущерб природной среде при эксплуатации системы трубопроводов в нормальном рабочем режиме работы может быть нанесен выбросами ВВ в атмосферу.

Расчет экономического ущерба, наносимого окружающей среде проводится в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 632 от 28.08.92 г. Предполагаемая плата за выбросы вредных веществ в атмосферный воздух определяется, исходя из утвержденных этим постановлением коэффициентов, учитывающих экологические факторы и экологическую значимость, предполагаемых выбросов в атмосферу, а также базовых нормативов платы за выбросы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа «Применение полимерно-металлических труб при сооружении промысловых газонефтепроводов» выполнена в соответствии с современными техническими требованиями и нормативными документами.

В данной работе предлагается применять для сооружения промысловых газонефтепроводов гибкие полимерно-металлические трубы вместо наиболее распространенных на данный момент стальных труб.

Предложена конструкция ГПМТ, приведены достоинства полимерно-металлических труб перед стальными, представлена инструкция по монтажу и ремонту указанных труб со всем применяемым оборудованием и инструментами.

Предложен сравнительный расчет трубопровода из ГПМТ и из стальных труб, в котором произведен расчет коэффициента гидравлического сопротивления и потерь напора на трение. Доказано преимущество ГПМТ при эксплуатации трубопровода.

Представлена сравнительная схема экономической эффективности применения ГПМТ перед стальными трубами.

В выпускной квалификационной работе предлагаются к использованию самые современные и технологичные материалы и оборудование, что также повышает надежность промыслового газонефтепровода.

Данная квалификационная работа носит реальный характер и может быть принята за основу при сооружении промысловых газонефтепроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Промысловые трубопроводы и оборудование / Ф.М. Мустафанов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2004. – 662 с.

2. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

3. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. для ВУЗов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.

4. Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 165 с.

**Федеральные законы**

* «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» с изменениями на 10.01.2003г. (21.07.97г. № 116-ФЗ).
* «Об охране окружающей природной среды».
* «Об экологической безопасности».

**Постановления Правительства России**

* «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» от 21.08.00 г. № 613.
* «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ» от 15.04.02 г. № 240.

**Нормативно-методические документы**

* РД «Инструкция по монтажу, эксплуатации и ремонту гибких полимерно-металлических труб»;
* РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования промысловых нефтепроводов»;
* СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов»;
* РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
* ПБ 03-108-96 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
* СНиП III-42-80 «Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы»;
* СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»;
* ВСН 2-84-84 «Инструкция по применению импортных изоляционных и липких оберток»;
* СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»;
* РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
* СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве».

**Государственные стандарты**

* ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
* ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ. «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»;
* ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. «Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности»;
* ГОСТ 12.3.030-83 ССБТ «Переработка пластических масс. Требования безопасности»;
* ГОСТ 12.4.121-83 ССБТ «Противогазы промышленные фильтрующие. Технические условия»;
* ГОСТ 2405-88 «Манометры, вакуумметры, мановаууметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия»;
* ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. основные типы, конструктивные элементы и размеры»;
* ГОСТ 19433-88 «Грузы опасные. Классификация и маркировка».

ПРИЛОЖЕНИЕ

Информация о строительстве нефтесборных сетей из ГПМТ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №п/п | Адрес строительства | Длина, км | Диаметр, мм |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| I.I.1.I.1.1.I.1.2.I.1.3.I.1.4.I.1.5. | Замена трубопроводов Советского нмрНефтесборные сетиЗУ 129 – гребенка ДНС-3ЗУ 132 – гребенка ДНС-2скв. 171 – ЗУ – 152 куст 71 – врезка ЗУ 175 – ЗУ 21б – гребенка к.152 | 6,8980,973,1460,70,5061,573 | 100100100150150 |
| II.II.1.II.1.1.II.1.2. | Капремонт трубопроводов Советского нмрНефтесборные сетиЗУ 51 – ЗУ 96ЗУ 122а – куст 71 | 2,2251,50,725 | 100100 |
| III.III.1.III.1.1.III.1.2.III.1.3.III.1.4. | Замена трубопроводов Вахского нмрНефтесборные сетикуст 32б – узел врезкикуст 32 – УПСВ-4куст 34 – узел врезкикуст 17 – УПСВ-2 | 7,110,560,282,051,652,57 | 100100150100150 |
| IV.IV.1.IV.1.2.IV.1.3. | Капремонт трубопроводов Вахского нмрНефтесборные сетикуст 18 – узел врезкикуст 35 – узел врезки | 2,061,280,783,7 | 100100 |
| V.V.1.V.1.1.V.2.V.2.1. | Обустройство Южно-Черемшанского нмрНефтесборные сетикуст 6 – куст 1Водовод высокого давлениякуст 6 – куст 1 | 1,52,2 | 100100 |
| ИТОГО: |  21.993 км |