

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 88 с., 10 рис., 8 табл., 56 источников.

Ключевые слова: КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ДЕФЕКТ, КОМПОЗИТНО МУФТОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, РЕМОНТНАЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВАЯ МУФТА,

Объектом исследования является стеклопластиковая муфта, устанавливаемая на магистральный газопровод

Цель работы – изучение, анализ и обоснование выбора метода капитального ремонта магистральных газопроводов, доказательство его эффективности

В результате исследования доказана эффективность применения стеклопластиковой муфты, посчитан ее коэффициент усиления

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описан критерий работоспособности дефектного участка газопровода с установленной стеклопластиковой муфтой.

Область применения: капитальный ремонт магистральных газопроводов

Экономическая эффективность/значимость работы экономический анализ эффективности применения стеклопластиковой муфты по сравнению с композитной муфтой

## Оглавление

|   |       |
|---|-------|
| Введение.....   | ..... |
| Глава 1. Обзор литературы.....  | ..... |
| Глава 2. Общие сведения.....  | ..... |
| 2.1. Дефекты трубопроводов.....   | ..... |
| 2.2. Текущий ремонт магистрального газопровода.....   | ..... |
| 2.3. Капитальный ремонт магистрального газопровода.....   | ..... |
| Глава 3. Выборочный капитальный ремонт газопроводов.....  | ..... |
| 3.1. Организация проведения выборочного ремонта.....  | ..... |
| 3.2. Подготовительные работы.....   | ..... |
| 3.3. Земляные работы.....   | ..... |
| 3.4. Выборочный капитальный ремонт на освобожденном от газа участке газопровода.....                | ..... |
| 3.5. Выборочный ремонт под давлением газа.....  | ..... |
| 3.5.1 Ремонт изоляции газопровода.....  | ..... |
| 3.5.2. Ремонт сквозных повреждений с применением специальных устройств.....                         | ..... |
| 3.5.3. Ремонт с применением пайки.....  | ..... |
| 3.5.4. Ремонт с применением сварных муфт.....   | ..... |
| 3.5.5. Ремонт с использованием полимерно-композиционных материалов.....                             | ..... |
| 3.6. Достоинства и недостатки стеклопластиковых муфт.....   | ..... |
| Глава 4. Ремонтная стеклопластиковая муфта.....   | ..... |
| 4.1. Общее положение.....   | ..... |
| 4.2. Требования к материалам стеклопластиковых муфт.....  | ..... |
| 4.3. Организация ремонтных работ.....   | ..... |
| 4.4. Порядок установки стеклопластиковой муфты.....   | ..... |
| Глава 5. Расчетное обоснование выбора РСМ.....  | ..... |
| 5.1. Расчетная схема определения критерия работоспособности дефектного участка трубопровода.....    | ..... |
| 5.2. Расчет усилий, напряжений и контактного давления.....  | ..... |
| 5.3. Критерий работоспособности дефектного участка газопровода с установленной муфтой.....          | ..... |
| 5.4. Определение коэффициента усиления дефектного участка с применением стеклопластиковых муфт..... | ..... |
| Результаты исследования.....  | ..... |
| Заключение.....   | ..... |

## Введение

В международной практике эксплуатации систем трубопроводного транспорта разнообразного назначения важной задачей является восстановление герметичности и прочности дефектных участков труб, для того чтобы поддержать проектную производительность трубопроводов в течение продолжительного времени. Наиболее существенную значимость этот вопрос имеет для трубопроводов, которые транспортируют углеводороды - газ, нефть, конденсат. Это связано с тем, что данное углеводородное сырье имеет высокую стоимость, энергоемкость и при утечке продукта в окружающую среду из-за нарушения герметичности стенок труб значительный экологический ущерб.

Обширное применение внутритрубных и наружных средств приборной диагностики предоставляет возможность довольно точно установить характер и распределение дефектов стенки труб относительно протяженности трубопровода. Имеются способы оценки степени опасности дефектов и ранжирования их в зависимости от этой опасности. Учитывая меры опасности и факторы, которые оказывают большое внимание на скорость развития дефектов, назначаются отличные друг от друга методы ремонтных работ дефектных участков труб.

Анализ технического состояния газопроводов России показывает следующее: средний возраст магистральных газопроводов составляет 27 лет; около  $36 \times 10^3$  км нуждаются в переизоляции и ремонте. Половина от общей протяженности газопроводов отработали срок, по истечении которого пленочное изоляционное покрытие практически полностью теряет свои защитные свойства, что приводит к активным коррозионным процессам. Ежегодный прирост газопроводов, потерявших при эксплуатации устойчивое положение и проходящих в обводненных и заболоченных районах, составляет сотни километров. Именно поэтому очень важно уделить повышенное внимание к вопросу капитального ремонта газопроводов.

За последние 15 лет все чаще и чаще стали применяться муфтовые технологии, которые являются альтернативным способом ремонта относительно вырезки трубных катушек и плетей с дефектами. В огромном количестве случаев использование муфт является безальтернативным способом ремонтных работ, к примеру, при утечках перекачиваемого продукта подземных газопроводах и нефтепроводах, на подводных трубопроводах. Помимо этого, данная технология незаменима в качестве временной меры при ремонте сквозных дефектов без остановки перекачки продукта.

Технологии, по которым изготавливаются муфты, способы их монтажа на трубы, а также эффективность защиты дефектных участков в большей степени зависят от материала корпуса муфты.

Практика ремонтных работ на дефектных участках трубопроводов формируется, основываясь на высокопрочные материалы для муфт - сталь и армированные полимеры. В настоящее время конструкции и методы установки стальных муфт достаточно проработаны, однако применение для ремонта дефектных участков армированных полимеров, например, стеклопластиков, находится на начальном этапе своего развития. Возможности широкого использования стеклопластиковых муфт при ремонте локальных дефектов газопроводов определяются целым рядом высоких прочностных и конструкционно-технологических характеристик, а кроме того эксплуатационной надежностью и экологической безопасностью [1].

**Актуальность** данной работы: изучение и совершенствование производства ремонтно-строительных работ для повышения эффективности и, следовательно, повышения производительности труда.

**Цель работы:** изучение, анализ и обоснование выбора метода капитального ремонта магистральных газопроводов, доказательство его эффективности.

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие **задачи:**

1. Провести обзор современной литературы по данной тематике.

2. Изучить методы капитального ремонта магистральных газопроводов.
3. Провести технологические расчеты эффективности использования стеклопластиковых муфт для ремонта магистральных газопроводов.
4. Обосновать технико-экономическую эффективность выбираемого метода капитального ремонта и определить последовательность проведения основных этапов работ с учетом требования промышленной и экологической безопасности.
5. Провести расчеты работоспособности дефектного участка с установленной муфтой.
6. Произвести анализ социальной безопасности при проведении ремонта стеклопластиковой муфтой.

**Объект исследования.** Объектом исследования является стеклопластиковая муфта, устанавливаемая на магистральный газопровод.

**Предмет исследования.** Выполнение капитального ремонта магистрального газопровода.

**Научная новизна работы.** Рассмотрены достоинства и недостатки применяемых в ремонте муфт, рассчитан коэффициент усиления стеклопластиковой муфты.

**Практическая значимость.** Результаты работы могут быть использованы при ремонтных работах магистральных газопроводов с целью повышения надежности эксплуатации магистральных газопроводов.

## Глава 1. Обзор литературы

Газовая промышленность России представляет собой одну из важнейших составных частей топливно-энергетического комплекса. Экономические преимущества природного газа как топлива и химического сырья в сочетании с его запасами создали прочную основу для быстрого развития газовой промышленности. Так же, успешное развитие отрасли зависит от решения проблем транспортировки газа на большие расстояния.

Современное состояние системы магистральных газопроводов по мере увеличения продолжительности эксплуатации под влиянием процессов старения, накопления повреждений в металле труб, ухудшается. Циклические воздействия внутреннего давления вызывают накопление усталостных повреждений в зонах дефектов, допущенных при изготовлении труб и проведении строительно-монтажных работ.

Стабильность работы магистральных газопроводов определяет успешность деятельности многих других отраслей промышленности. Посредником между производителем и потребителем в газовой отрасли является трубопроводный транспорт.

Надёжность и безопасность транспортировки газа - является приоритетной задачей. С этой целью принимаются и успешно реализуются комплексные программы, направленные на техническое перевооружение и капитальный ремонт магистральных газопроводов и объектов газотранспортной системы. Для поддержания эксплуатационной надёжности газопроводов в современных условиях ежегодно выполняются ремонтные работы на 4 тыс. километров линейной части магистральных газопроводов.

Следовательно, необходимость исследования вопросов капитального ремонта с целью повышения безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов является актуальной.

Как и любое мероприятие в нефтегазовой отрасли капитальный ремонт магистральных газопроводов строго регламентируется. Такими как СТО

Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» [12], ВСН 39-1.10-006-2000 «Правила производства работ по выборочному капитальному ремонту магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях» [14], ВСН 39-1.10-001-99 «Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами» [24], СТО Газпром 2-2.3-335-2009 «Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой» [30] и другими.

В своей работе «Разработка методов усовершенствования поточного производства капитального ремонта магистральных газопроводов» Крылов П.В. [54] акцентирует внимание на то, что с каждым годом объем ремонтных работ увеличивается и, следовательно, необходимо увеличивать скорость проведения ремонта с целью получения экономической прибыли. Также автор произвел исследование и разработал методику проведения поточного проведения ремонта магистральных газопроводов.

В работе «Методы ремонта газопроводов с применением труб, бывших в эксплуатации» Малков А.Г. уделяет внимание на вторичное использование труб с целью уменьшения стоимости проведения ремонтных работ магистрального газопровода [55].

Повышение производительности капитального ремонта – цель автора работы «Разработка и внедрение технологии ремонта магистральных газопроводов больших диаметров с подъемом в траншее» Усанова Р.Р. [56]. В ней автор доказывает возможность использования данного метода в условиях отрицательных температур.

Исходя из вышеупомянутого можно сделать вывод, что данная тема действительно является актуальной, так как изучением данного вопроса занимается большое количество ученых.

## **Глава 2. Общие сведения**

Современная сеть магистральных трубопроводов (более 150 тыс. км газопроводов и 50 тыс. км нефтепроводов) обусловлена значительной протяженностью, большими диаметрами, значительным сроком службы и высоким эксплуатационным давлением. С точки зрения эксплуатационной надежности и промышленной безопасности к трубопроводным магистралям предъявляют высокие требования, в связи с тем, что пути сообщения пересекают железные и шоссейные дороги, проходят в густонаселенных районах, а также через реки, каналы и т.п. [2].

Самой важной причиной, влияющей на эксплуатационную надежность трубопровода, является процесс старения магистральных газопроводов. На процесс старения магистральных газопроводов могут влиять различные факторы: уровень проектных работ, коррозия металла труб (внешняя и внутренняя), нарушение правил технической эксплуатации, возрастной фактор и прочее. Как следствие влияние указанных факторов - возникновение аварийных ситуаций, которые приводят к огромным финансовым затратам. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание ремонту газопроводов. В свою очередь ремонт трубопроводов подразделяется на текущий, капитальный и аварийный.

### **2.1. Дефекты трубопроводов**

Классификация дефектов труб. Все дефекты труб МГ можно разделить на следующие классы:

1. Отклонение оси трубы от проектного положения.
2. Нарушение формы поперечных сечений труб.
3. Дефекты стенки трубы и сварных соединений.

К первому классу относятся:

- всплывшие участки трубопровода;



- арочные выбросы и выпучины;
- провисы, просадки [3].

К всплывшим участкам относятся участки магистрального газопровода, потерявшие проектное положение оси в обводненном грунте с выходом на поверхность воды. Анализ и оценку несущей способности таких участков можно оценивать, используя рекомендации.

К арочным выбросам относятся участки магистрального газопровода, потерявшие в процессе эксплуатации проектное положение оси с выходом на дневную поверхность. По форме арочные выбросы подразделяются на симметричные и несимметричные (в виде одной полуволны синусоиды), на косогоре (со смещением оси в вертикальной плоскости) и типа «змейки» в горизонтальной плоскости (с двумя и более полуволнами).

К выпучинам относятся участки трубы, выпучившиеся в результате морозного пучения грунтов, обычно при промерзании талых грунтов, вмещающих трубопровод [4].

Для анализа и оценки работоспособности таких участков необходимо использовать инструкции.

К провисам относятся оголенные участки трубы без опирания на грунт, возникающие, к примеру, в результате карстовых явлений или оттаивания вечномерзлых грунтов.

К просадкам относятся участки трубы на глинистых и лесовых грунтах, ось которых при повышении влажности выше определенного значения опускается ниже проектного уровня, или участки труб, проседающие при оттаивании вечномерзлых грунтов.

Ко второму классу относятся:

- овальность трубы;
- вмятины;
- гофры.

Овальность сечения – дефект геометрической формы сечения трубы (трубопровода), возникающий в результате превращения начального

кольцевого сечения трубы в эллиптическое. Овальность сечений образуется при действии значительных внешних поперечных (радиальных) нагрузок на трубу (трубопровод). Овальность сечения определяется как отношение разности между максимальным  $D$  и минимальным  $d$  диаметрами в одном и том же сечении к номинальному диаметру. Оценка работоспособности такого участка определяется согласно Рекомендациям.

Вмятина – местное изменение формы поверхности трубы, не сопровождающееся утонением стенки. Вмятина образуется в результате взаимодействия трубы с твердым телом, не имеющим острых кромок. Это взаимодействие может быть как статическим, так и динамическим (рисунок 2.1).

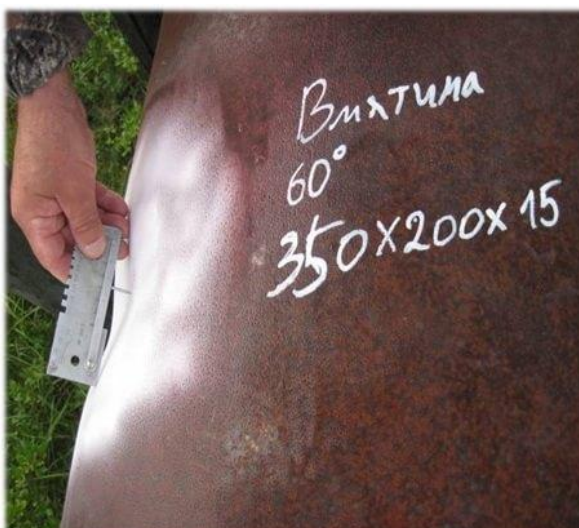


Рисунок 2.1 - Вмятина [5]

Вмятина имеет, как правило, плавное сопряжение с остальной поверхностью трубы и поэтому не вызывает пиковой концентрации напряжений. В области вмятины имеются значительные остаточные изгибные (по толщине стенки трубы) пластические деформации. Эти деформации возникают как в поперечных, так и в продольных сечениях вмятины, но обычно максимальные их значения имеют место в поперечном (кольцевом) направлении.

Вмятина характеризуется поверхностными величинами (вдоль трубы и в кольцевом направлении) и глубиной.

При обследовании МГ рекомендуется обращать внимание на возможность наличия вмятины в зоне нижней образующей газопровода. Зона нижней образующей (5-6-7 часов) является наиболее подверженной образованию вмятин как в процессе сооружения, так и эксплуатации.

Гофр – поперечная складка на поверхности трубы. Характеризуется глубиной, которую обычно соизмеряют с толщиной стенки трубы.

Гофры обычно образуются при изоляционно-укладочных работах или при холодном изгибе труб. В редких случаях гофры могут образовываться в процессе эксплуатации МГ на углах поворота трассы при значительных перемещениях криволинейного участка МГ вследствие действия внутреннего давления и температуры и при прохождении трубопровода в слабонесущих грунтах.

К третьему классу относятся дефекты стенок труб металлургического происхождения и образовавшиеся при транспортировке, сооружении и эксплуатации МГ.

Дефекты стенок труб металлургического происхождения:

- расколы;
- расслоения;
- закаты;
- плены;
- рванины;
- ликвация;
- риски [6].

Трещины - узкий разрыв металла, направленный к поверхности стенки трубы под углом, близким к  $90^\circ$ . Могут быть сквозными и несквозными (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 - Трещина [7]

Расслоение – несплошность металла, ориентированная параллельно поверхности стенки трубы (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 - Расслоение газопровода [8]

Закат – несплошность металла в направлении прокатки листа на значительной длине.

Плена – отслоение металла различной толщины и величины, вытянутое в направлении прокатки и соединенное с основным металлом одной стороной.

Рванина – раскрытый глубокий окисленный разрыв поверхности металла разнообразного очертания, расположенный поперек или под углом к направлению прокатки.

Ликвация – повышенное содержание неметаллических включений.

Риска – продольная канавка, образовавшаяся в результате взаимодействия трубы с острыми выступами при прокатке (изготовлении) труб.

Дефекты стенок труб, образовавшиеся при транспортировке труб, сооружении и эксплуатации МГ:

- утонения стенки трубы на значительной площади;
- локальные повреждения стенки трубы как единичные, так и групповые;
- линейно-протяженные дефекты.

Утонение стенки трубы на значительной площади обычно вызывается сплошной (равномерной или неравномерной) коррозией трубопровода. Критерием именно такого повреждения является то, что максимальные напряжения в ослабленной зоне не зависят от поверхностных размеров дефекта, а определяются только в зависимости от минимальной толщины стенки в зоне утонения [9].

В дефектах типа утонений практически отсутствуют пиковые концентрации напряжений.

Локальное повреждение стенки трубы – это дефект стенки с присущими величинами, сопоставимыми с ее толщиной (но не более 5 толщин). К этим повреждениям относится питтинговая коррозия, каверны различного происхождения, забоины.

Линейно-протяженные дефекты – относительно длинные поверхностные повреждения стенок труб, у которых один размер – длина во много раз превышает два других - ширину и глубину. К линейно-протяженным дефектам относятся:

- царапины;
- задиры.

Царапины – дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образовавшееся в результате механических повреждений, в том числе при складировании и транспортировании металла.

Задир – дефект поверхности в виде широких продольных углублений, образующихся от резкого трения проката о детали прокатного и подъемно-транспортного оборудования.

Происхождение этих дефектов имеет механический характер.

Прочность газопровода с подобными дефектами определяется степенью концентрации напряжений в сечении дефекта.

Линейно-протяженные дефекты дополнительно характеризуются углом между направлением дефекта и образующей трубопровода. Чем этот угол меньше, тем опаснее дефект.

Указанная классификация является качественной, а количественные оценки и расчеты опасности дефектов представлены в специально разработанных методиках по классам дефектов [10].

Дефекты сварных соединений – дефекты технологического происхождения, возникающие при выполнении сварочных работ (трещины, непровары, несплавления, поры, шлаковые включения, подрезы, превышения проплава и др.).

## **2.2. Текущий ремонт магистрального газопровода**

Текущий ремонт магистрального трубопровода представляет собой замену и (или) восстановление отдельных частей его оборудования; выполняется, как правило, совместно с техническим обслуживанием трубопровода.

При текущем ремонте устраняются все дефекты, выявленные в результате проведения работ по техническому обслуживанию газопроводов.

В ходе выполнения текущего ремонта надземных газопроводов выполняются следующие работы:

- устранение провеса (прогиба) газопроводов;
- ремонт или замена креплений газопровода, устранение повреждений опор;
- окраска газопроводов и арматуры (по мере необходимости);
- ремонт и замена компенсаторов;
- очистка арматуры и компенсаторов от грязи и ржавчины;
- восстановление или замена настенных знаков;

- проверка герметичности всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений прибором или мыльной эмульсией;
- устранение утечек газа из арматуры, вварка катушек;
- устранение закупорок газопровода и арматуры;
- устранение механических повреждений (не сопровождающихся выходом газа) труб газопровода;
- устранение утечек газа из газопроводов.

В ходе выполнения текущего ремонта подземных и наземных газопроводов производятся следующие работы:

- восстановление обвалования наземных газопроводов, засыпка подземного газопровода до проектных отметок в случае размыва, эрозии, оползней грунта;
- устранение перекосов, оседаний и других неисправностей коверов крышек газовых колодцев, оголовков стояков конденсатосборников и гидрозатворов;
- устранение закупорок газопроводов;
- устранение утечек газа из арматуры и газопроводов;
- ремонт отдельных мест повреждений изоляционных покрытий газопроводов;
- замена коверов и контрольных трубок;
- восстановление постели подводных переходов, футеровки труб, засыпка размывших участков прокладки газопроводов и восстановление пригрузов;
- очистка газовых колодцев от грязи, воды и посторонних предметов, проверка и закрепление лестниц и скоб, восстановление отдельных мест кирпичной кладки и штукатурки, заделка выбоин горловин, восстановление отмостки и гидроизоляции колодцев [11].

### **2.3. Капитальный ремонт магистрального газопровода**

Под капитальным ремонтом понимается комплекс организационно-технических мероприятий, который включает в себя работы, в результате которых не изменяются основные проектные показатели газопровода (проектное рабочее давление, производительность и вид транспортируемого продукта), связанные с восстановлением отдельных частей, узлов, деталей, конструкций, инженерно-технического оборудования или их заменой в связи с физическим износом или разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели, а также восстановлением проектных, технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа, а также проектным, экспертным, сопроводительным и надзорным обеспечением этих работ, содержанием площадей отвода земли объектов.

При капитальном ремонте газопроводов производятся следующие виды работ:

- замена отдельных участков газопроводов;
- замена газовых колодцев;
- замена изоляции на отдельных участках газопроводов;
- восстановление стенки трубы газопровода, врезка катушек;
- установка усилительных муфт;
- замена вводов газопроводов;
- разборка и замена перекрытий, перекладка горловин газовых колодцев, полное восстановление их гидроизоляции, наращивание колодцев по высоте, оштукатуривание, смена лестниц и скоб;
- демонтаж, установка дополнительных или замена коверов конденсатосборников, гидрозатворов;
- вынос участков подземных газопроводов на опоры и фасады зданий;
- замена изоляции и футляров вводов и выходов подземных газопроводов из земли;
- замена опор надземных газопроводов [11].



Капитальный ремонт линейной части магистральных газопроводов производится следующими методами:

I метод – ремонт газопровода методом сплошной переизоляции. Может осуществляться в траншее (рисунок 2.4) или с подъемом на берму траншеи (рисунок 2.5);

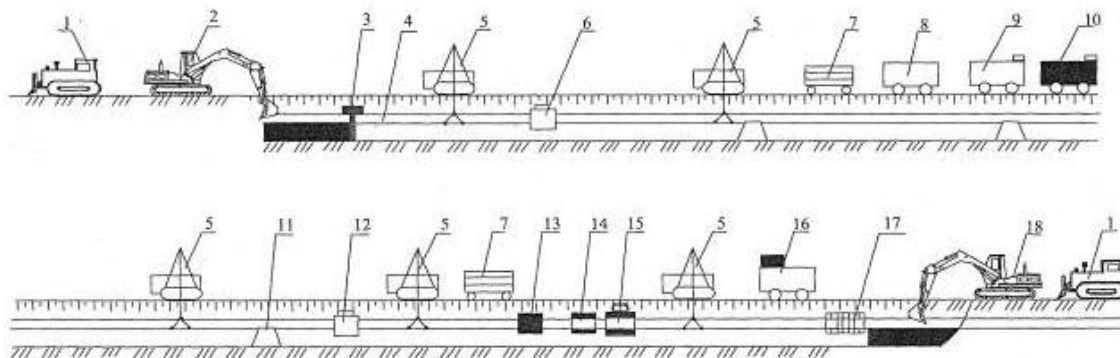


Рисунок 2.4 - Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода в траншее [12]

1 - бульдозер; 2 - вскрышной экскаватор; 3 - подкапывающая машина; 4 - трубопровод; 5 - трубоукладчик; 6 - машина предварительной очистки; 7 - электростанция; 8 - пост отбраковки труб; 9 - сварочный пост; 10 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 11 - инвентарные опоры; 12 - машина окончательной очистки; 13 - оборудование подогрева трубопровода; 14 - грунтовочная машина; 15 - изоляционная машина; 16 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 17 - машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод; 18 - экскаватор засыпки

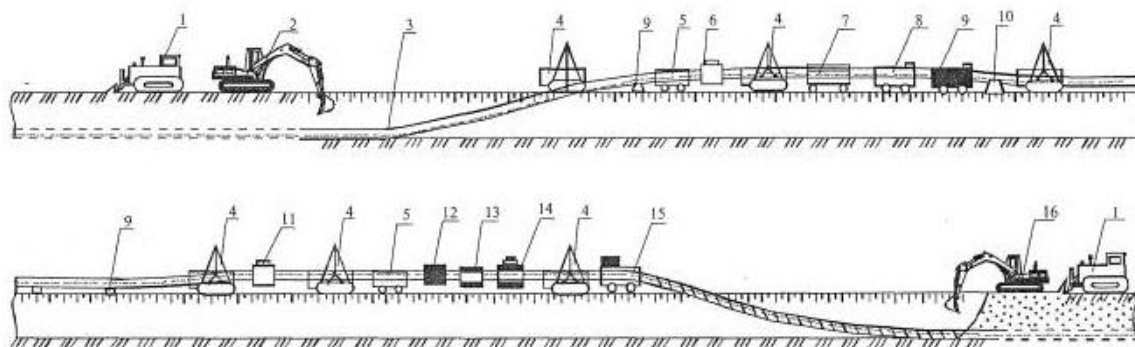


Рисунок 2.5 - Принципиальная технологическая схема капитального ремонта газопровода на берме траншеи [12]

1 - бульдозер; 2 - вскрышной экскаватор; 3 - трубопровод; 4 - трубоукладчик; 5 - электростанция; 6 - машина предварительной очистки; 7 - пост отбраковки труб; 8 - сварочный пост; 9 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 10 - инвентарные опоры; 11 - машина окончательной очистки; 12 - оборудование подогрева трубопровода; 13 -

грунтовочная машина; 14 - изоляционная машина; 15 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 16 - экскаватор засыпки

II метод – замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого;

III метод – выборочный ремонт локальных участков газопровода по данным диагностики [12].

Ремонт газопровода по I методу осуществляется в следующей технологической последовательности:

- уточнение оси газопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительного потока;
- вскрытие газопровода;
- удаление старой изоляции с поверхности участка газопровода;
- отбраковка труб - определение мест расположения, типа и параметров дефектов труб и сварных соединений и при необходимости их ремонт или замена;
- подготовка поверхности участка газопровода перед нанесением нового изоляционного покрытия;
- нанесение грунтовки;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка газопровода на дно траншеи, балластировка газопровода (при необходимости);
- засыпка отремонтированного газопровода;
- восстановление средств ЭХЗ (КИП, анодные заземления и т.д.) и знаков закрепления трассы;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Однако опыт капитального ремонта газопроводов показал, что в современных условиях особое место при выборе технологии ремонта должна занимать минимизация дополнительных напряжений, возникающих в процессе производства работ. При капитальном ремонте магистральных газопроводов

применялся в основном ремонт с заменой трубы, а около 30% - по технологической схеме ремонта газопроводов с подъемом и укладкой на берме траншеи (с заменой изоляции). Это было связано с тем, что при отсутствии специальных технических средств для ремонта газопроводов с разъемными рабочими органами на трассе в основном применялись общие строительные, очистные и изоляционные машины и ремонтные работы производились с подъемом и укладкой газопровода на берме траншеи. Следствием этого являлось ослабление сварных стыков, образование гофр и поломка труб, и при сдаче отремонтированного участка газопровода в эксплуатацию до 50% стыков требовали дополнительного просвечивания и ремонта [13].

Учитывая эти особенности и требования к ремонту газопроводов в современных условиях, наиболее передовой технологией, на наш взгляд, является ремонт газопроводов в траншее с сохранением его пространственного положения.

Метод переизоляции позволяет устранить все выявленные дефекты по результатам внутритрубной диагностики, однако для его реализации необходимо выводить участок магистрального газопровода между линейными кранами в ремонт на достаточно длительный период.

Технология производства работ по II методу аналогична технологии строительства нового газопровода.

Работы при параллельной прокладке участка осуществляются в два этапа:

– на первом этапе прокладывается новый участок газопровода параллельно действующему;

– на втором этапе новый участок подключается к действующему газопроводу.

При этом возможны два варианта подключения:

а) при невозможности остановки работы участка действующего газопровода подключение осуществляется с использованием технологии врезки под давлением в действующий газопровод в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-116;

б) отключается действующий участок газопровода, и после освобождения газа новый участок подключается к действующей системе.

Суть этого вида ремонта заключается в том, что заменяемый участок газопровода подлежит демонтажу, включая очистку, отбраковку, разрезку и складирование. Данный участок заменяют бездефектной трубой.

Вырезка дефекта применяется в следующих случаях:

- недопустимое сужение проходного сечения газопровода;
- невозможность отремонтировать трубопровод другими, менее радикальными методами (протяжённая трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией, чрезмерная длина дефектного участка).

Ремонт газопровода по III методу выполняется в соответствии с ВСН 39-1.10-006-2000 [12].

При ремонте газопроводов, временное отключение которых невозможно, используется технология врезки под давлением в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-116. При использовании этой технологии возможен вариант временной прокладки параллельного участка газопровода, в том числе меньшего диаметра, проведение необходимого объема ремонтных работ на отключенном участке действующего газопровода с последующим демонтажем параллельного участка.

Недостатком выборочного ремонта магистрального газопровода является то, что, устраняя опасные дефекты, на определенный срок мы оставляем менее опасные, которые, в конечном счете, необходимо ликвидировать в связи с их продолжающимся ростом. При этом повторно возникают затраты на восстановление вдольтрассовых проездов и монтажных площадок.

Из всего этого можно сделать вывод: перечисленные методы капитального ремонта имеют как плюсы, так и минусы. В свою очередь, несмотря на недостатки, на наш взгляд, для ремонта локальных дефектов газопровода рационально использовать выборочный капитальный ремонт. Однако решение о назначении вида выборочного ремонта должно быть обосновано газотранспортным предприятием на базе соответствующих

технико-экономических расчетов для каждого конкретного участка газопровода, на котором планируется выполнение ремонтно-восстановительных работ.

В следующей главе рассмотрим подробно выборочный капитальный ремонт согласно ВСН 39-1.10-006-2000.

### Глава 3. Выборочный капитальный ремонт газопроводов

Под выборочным ремонтом следует понимать такой способ ремонта, при котором на участке магистрального газопровода, ограниченном двумя последовательно расположенными линейными кранами, выполняются локальные ремонтно-восстановительные работы на местах выявленных дефектов [14].

Выборочный ремонт магистральных газопроводов подразделяется на следующие виды:

- а) выполняемый под давлением газа;
- б) выполняемый на отключенном и освобожденном от газа участке.

Выборочный ремонт под давлением газа применяется при замене изоляционного покрытия газопровода на локальном участке и ликвидации повреждений металла труб, не требующей остановки перекачки. При этом величина снижения рабочего давления для производства ремонтно-восстановительных работ на действующем газопроводе принимается газотранспортным предприятием по согласованию с ЦПДУ ОАО «Газпром».

Технико-экономические расчеты на выполнение ремонтно-восстановительных работ должны входить в состав проекта на выборочный ремонт участка газопровода и согласовываться с Упртрансгазом ОАО «Газпром» и НТЦ «Ремонтгазопроводов» ВНИИГАЗа.

Выборочный ремонт производится на основе предремонтной диагностики технического состояния участка газопровода, выполняемой путем:

- пропуска внутритрубных снарядов-дефектоскопов;
- бесконтактного магнитометрического метода контроля;
- проведения электрометрических измерений;
- обследования труб в шурфах.

Необходимость ремонта повреждений металла трубы определяется согласно «Рекомендациям по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов». Необходимость ремонта арок выпучивания определяется

согласно «Инструкции по оценке прочности и контролю участков газопроводов в слабонесущих грунтах».

Испытание отремонтированных участков газопроводов, контроль качества ремонтно-восстановительных работ, а также техника безопасности и охрана окружающей среды выполняются в соответствии с требованиями «Правил производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов» СТО Газпром 2-2.3-231-2008.

### **3.1. Организация проведения выборочного ремонта**

Вопросы организации выборочного ремонта, проводимого с отключением газопровода и освобождением его от газа, прорабатываются при проектировании с составлением графика производства работ.

Выборочный ремонт в районах умеренной климатической зоны планируется, как правило, на летний период. Только в местах труднопроходимых болот ремонт с выполнением земляных работ планируют на зимний период, когда глубина промерзания болотного грунта достигает величины 0,2 м и более.

Порядок выполнения работ на местах ремонта определяют расчетом технико-экономических показателей. При этом местом ремонта считается локальный участок газопровода, непосредственно на котором выполняются ремонтно-восстановительные работы. На отключенном от газа и ремонтируемом участке газопровода, в зависимости от количества и расположения выявленных дефектов, может быть несколько мест ремонта. Несколько близко расположенных дефектов объединяются одним местом ремонта и ремонтируются с разработкой одной непрерывной траншеи.

При наличии одного места ремонта на участке газопровода последовательность работ и сроки их проведения определяются из условий максимального использования поточного метода производства [14].

При наличии на участке газопровода нескольких мест ремонта наиболее рациональная последовательность производства работ определяется с учетом технического оснащения ремонтных подразделений. Для организации работ используют последовательный, параллельный или комбинированный порядок ремонта.

Последовательный порядок выборочного ремонта подразумевает введение ремонтно-восстановительных работ на всех местах ремонта одной бригадой. Последовательный порядок применяют в том случае, когда имеющиеся в наличии технические средства для ремонта ограничены и нет возможности для формирования нескольких ремонтных бригад.

Параллельный порядок ремонта отличается тем, что количество ремонтных бригад соответствует количеству мест ремонта на участке газопровода. Работы начинаются после освобождения участка газопровода от газа одновременно всеми бригадами на всех местах ремонта. Состав и оснащение ремонтных бригад зависят от объемов работ и определяются конкретно для каждого ремонтного места.

Если на участке газопровода количество ремонтных мест превышает число возможно сформированных ремонтных бригад, то используется комбинированный порядок выборочного ремонта. В этом случае бригады работают одновременно на разных местах ремонта, и по мере завершения работ переходят наследующие.

### **3.2. Подготовительные работы**

Подготовительные работы при выборочном ремонте газопроводов выполняют согласно проектам организации строительства и производства работ в соответствии с требованиями «Правил производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов» СТО Газпром 2-2.3-231-2008 и ВСН 39-1.10-006-2000.

В состав подготовительных работ входит:



- предремонтное обследование мест ремонта и окружающей территории, включая параллельные нитки газопроводов;
- определение оси трассы, глубины заложения газопровода и других коммуникаций, а также осей параллельных ниток газопроводов в местах ремонта;
- сооружение временных дорог, обустройство проездов через действующие нитки газопроводов;
- подсыпка привозным грунтом в местах провалов и промоин на параллельных действующих нитках газопроводов в зоне мест ремонта;
- обустройство временных площадок складирования строительных материалов, мест временного базирования персонала и ремонта строительной техники;
- доставка и хранение необходимых строительных материалов, конструкций и оборудования;
- ремонтно-профилактическая подготовка строительной техники и транспортных средств;
- подготовка средств защиты и пожаротушения [14].

Предремонтное обследование выполняют визуальным осмотром в натуре и инструментальными замерами для уточнения характера местности, фактического состояния существующих подъездных дорог и вдольтрассовых проездов, выявления опасной загазованности и ее источников, определения мест подсыпки привозного грунта для надежной защиты параллельных ниток газопроводов.

Результаты измерений глубины заложения ремонтируемого газопровода наносят на вешки и колышки, забиваемые по оси газопровода. Оси параллельных ниток газопровода и других коммуникаций также отмечают на местности вешками. Для обеспечения нормальной и безопасной работы ремонтно-строительной техники определяют фактическое расстояние от ремонтных мест до параллельных ниток газопроводов, которое должно быть не менее 2,0 м.

### 3.3. Земляные работы

К земляным работам при выборочном ремонте газопроводов относятся:

- снятие плодородного слоя грунта;
- вскрытие газопровода;
- ручная доработка грунта непосредственно у трубы и подкапывание под трубопроводом;
- обратная засыпка траншеи и восстановление плодородного слоя;
- обвалование участков газопровода, вышедших на поверхность земли.

Проектировать и выполнять земляные работы при выборочном ремонте газопроводов следует в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231-2008 и ВСН 39-1.10-006-2000.

Характер и технология производства земляных работ зависят от принятого способа ремонта, объемов работ, грунтовых и климатических условий.

Способы ремонта разделяются на:

- а) ремонт с демонтажем трубы и подъемом ее на поверхность земли;
- б) ремонт в траншее без демонтажа трубы (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 - Ремонт в траншее без демонтажа трубы

При ремонте с демонтажем трубы и подъемом ее на поверхность земли газопровод вскрывают, снимая грунт либо сверху и с обеих боковых сторон, либо сверху и с одной боковой стороны газопровода до нижней образующей.

Эти работы производят одноковшовым или специальным многоковшовым вскрышным экскаватором.

Вскрышные экскаваторы, благодаря специальному следящему устройству и трехсекционному ротору, позволяют вскрывать трубопроводы с трех сторон в непосредственной близости от верхней и боковых образующих трубы. Однако такие экскаваторы выпускаются малыми сериями и только для труб определенных диаметров. В таблице 3.1 приведены основные данные по вскрышным экскаваторам [17].

Таблица 3.1

Техническая характеристика вскрышных экскаваторов

| Параметры                             | Марка экскаватора |                  |
|---------------------------------------|-------------------|------------------|
|                                       | ЭТР-720РС         | СВР-377          |
| База машины                           | Экскаватор ЭР-7А  | Экскаватор ЭР-7А |
| Диаметр вскрываемого газопровода, мм  | 720-820           | 377-529          |
| Глубина траншеи, м                    | до 2,0            | до 2,0           |
| Ширина траншеи, м                     | 2,0               | 1,5              |
| Производительность, м <sup>3</sup> /ч | 470               | 160              |
| Рабочие скорости, м/ч                 | 31-310            | 31-310           |

Машина для вскрытия трубопровода (МВТ) представляет собой многоковшовый экскаватор с двумя рабочими органами и предназначена для рытья траншей в немерзлых грунтах I–IV категории при ремонте трубопроводов диаметром от 530 мм до 1220 мм (рисунок 3.2, таблица 3.2). Профиль траншеи П-образный. Трубопровод вскрывается сверху и с боковых сторон глубже нижней образующей трубы. Эвакуация грунта в отвал производится с помощью метателя [17].



Рисунок 3.2 – Машина для вскрытия трубопроводов

Таблица 3.2

Технические характеристики МВТ-М

| Параметры  |                    | Значения                      |             |
|--|--------------------|-------------------------------|-------------|
| Производительность, пог. м/ч, в грунтах I категории при диаметре труб: |                    |                               |             |
| 530 мм   |                    | 150                           |             |
| 630 мм   |                    | 100                           |             |
| 720 мм   |                    | 80                            |             |
| Профиль траншей, м:  |                    |                               |             |
| Ширина по верху  |                    | 3,5-4,5                       |             |
| Ширина по дну  |                    | 2,2-2,7                       |             |
| Глубина  |                    | До 3,6                        |             |
| Мощность двигателя шасси, кВт  |                    | 364                           |             |
| Давление на грунт в рабочем положении, МПа                             |                    | Не более 0,07                 |             |
| Транспортная скорость, км/ч  |                    | Не менее 4,2                  |             |
| Габариты, мм, не более   |                    |                               |             |
| В транспортном положении   | Длина 8850         | Высота 4700                   | Ширина 3350 |
| В рабочем положении  | Длина max<br>13570 | Ширина с откосниками max 5200 |             |
| Масса, т   |                    |                               | Не более 46 |

Для сокращения объемов земляных работ и увеличения темпов вскрытия и подъема трубопровода на поверхность земли при демонтаже протяженных (более 100 м) участков газопроводов применяют разработанный во ВНИИГАЗе специальный извлекатель, представляющий собой роlikоопору, которую подводят под газопровод с помощью трубоукладчика. Рабочий ход извлекателя, поддерживаемого на стреле трубоукладчика, обеспечивается тракторным тягачом канатной сцепке (рисунок 3.3). Использование извлекателя дает возможность сохранения трубы для ее повторного использования при высоком темпе производства работ. При этом не требуется предварительного полного вскрытия газопровода. В плотных грунтах достаточно провести рыхление или снятие только верхнего слоя грунта [14].

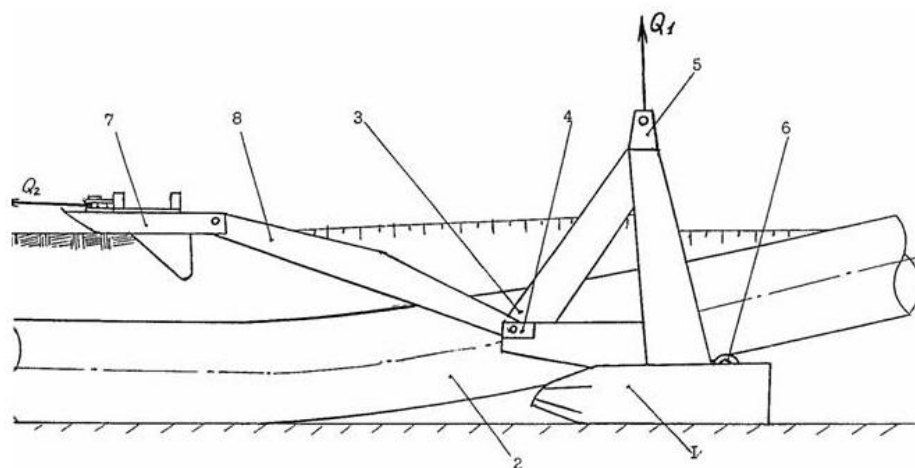


Рисунок 3.3 - Извлекатель трубопроводов

1 - корпус извлекателя; 2 - трубопровод; 3 - боковые ножи; 4 - узел крепления тяговых связей; 5 - верхняя серьга; 6 - роlikоопора; 7 - лидерный рассекатель; 8 - тяговые связи. Q1- вертикальное усилие (обеспечивается с помощью крана-трубоукладчика); Q2- тяговое усилие (обеспечивается с помощью тракторного тягача)

При ремонте трубы в траншее возникает необходимость, кроме вскрытия трубопровода сверху и с боковых сторон, производить также подкапывание под газопроводом для освобождения его от грунта по всему периметру. В этом случае боковые траншеи заглубляют ниже нижней образующей трубы (рисунок 3.4), а грунт, извлеченный из-под трубы, укладывают на дно боковых траншей.

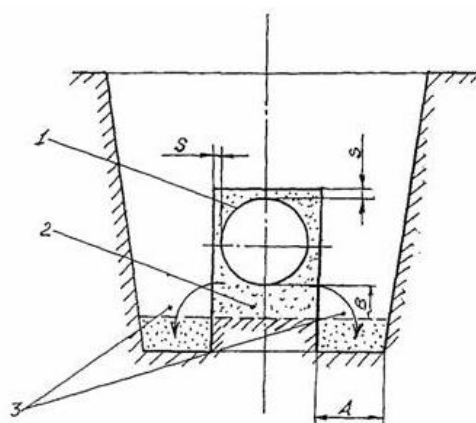


Рисунок 3.4 - Параметры траншеи при вскрытии газопровода с подкапыванием

1 - газопровод; 2 - грунт, извлекаемый под трубопроводом; 3 - боковые траншеи; А – ширина боковой траншеи, определяемая шириной ковша экскаватора; В = 0,5-0,6 м - глубина подкапывания под трубопроводом; S = 0,15-0,20 м - толщина слоя грунта, оставляемого для исключения повреждений газопровода

Для механизации подкапывания под газопроводом применяют специальный подкапывающий ковш одноковшового экскаватора, или используют специальные подкапывающие машины виброударного действия.

Машины подкапывающая роторная (МПР) предназначена для разработки и удаления грунта I–IV категории из-под трубопроводов диаметром 530–820 мм (МПР) и 1020–1220 мм (МПР-1) при проведении ремонта (рисунок 3.5).

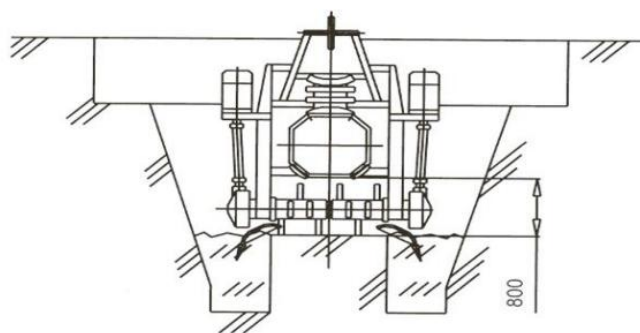


Рисунок 3.5 - Схема работы машины МПР-1М

Конструкция машины МПР-1М обеспечивает ее установку на трубопровод и снятие с него без дополнительных монтажных работ. Заглубление рабочего органа под трубопровод производится в механизированном режиме. Машина имеет две модификации по типоразмерам трубопроводов:

- 1-й тип – для трубопроводов диаметром 530, 630, 720 и 820 мм;
- 2-й тип – для трубопроводов диаметром 1020 и 1220 мм.

Разработка грунта под трубопроводом и транспортирование его в прямки обеспечиваются двумя роторными механизмами шнеко-фрезерного типа.

Машина приводится в действие электродвигателями. Энергоснабжение осуществляется от внешнего источника электроэнергии (передвижная электростанция) напряжением 380 В частотой 50 Гц.

Подкапывающая машина МПТ (МПА) предназначена для разработки и удаления грунта из-под ремонтируемого трубопровода диаметром от 530 до 1420 мм, предварительно вскрытого сверху и с боковых сторон (рисунок 3.6, таблица 3.3). По желанию заказчика подкапывающая машина может изготавливаться с ручным, полуавтоматическим или автоматическим управлением [17].



Рисунок 3.6 - Подкапывающая машина МПА-1020 (1220)

Таблица 3.3

#### Краткая техническая характеристика МПА

| Параметры                      | Модели       |                          |              |              |              |
|--------------------------------|--------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|
|                                | МПТ<br>(МПА) | МПТ<br>(МПА)<br>720/820М | МПТ<br>(МПА) | МПТ<br>(МПА) | МПТ<br>(МПА) |
| Диаметр<br>трубопровода,<br>мм | 530          | 720/820                  | 1020         | 1220         | 1420         |

|                        |     |     |     |     |     |
|------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Глубина<br>подкопа, мм | 600 | 700 | 600 | 600 | 700 |
|------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|

### 3.4. Выборочный капитальный ремонт на освобожденном от газа участке газопровода

На освобожденном от газа участке газопровода выборочный капитальный ремонт возможен тремя способами (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 - Схема ВКР, на освобожденном от газа участке



Работу по подъему и укладке ремонтируемого участка газопровода разрешается выполнять только после полного освобождения его от газа и получения разрешения эксплуатирующей организации.

Перед подъемом или извлечением газопровода должны быть выполнены все мероприятия, обеспечивающие безопасность их проведения и предотвращающие возникновение аварийных ситуаций.

Начало или конец поднимаемого участка газопровода должны находиться от линейных кранов или других мест заземления на расстоянии:

- для газопроводов диаметром до 700 мм - не менее 40 м;
- для газопроводов диаметром 700 мм и выше - не менее 50 м.

При ремонте газопровода с заменой трубы следует применять трубы с заводским или базовым изоляционным покрытием с выполнением в трассовых условиях только работ по очистке и изоляции сварных стыков.

Если по режимам эксплуатации газопровода отключение участка, требующего ремонта, невозможно, ВКР производят с укладкой новой нитки (лупинга), после подключения которой к основному газопроводу ремонтируемый участок газопровода отключают с последующим демонтажом труб.

При выборочном ремонте газопроводов участки труб с единичными дефектами в виде рисок, царапин и коррозионных каверн с линейными размерами, указанными в таблице 3.4, допускается ремонтировать шлифовкой. При этом единичными считаются дефекты, расстояние между которыми превышает длину наибольшего из дефектов. В противном случае дефекты будут рассматриваться как один дефект протяженностью, равной суммарной длине входящих в него дефектов.

Таблица 3.4

Допустимые размеры дефектов, подлежащих ремонту шлифовкой

| Наибольшая глубина дефекта | Наибольшая ширина дефекта, | Допустимая длина дефекта, мм<br>Категория участка газопровода, мм |
|----------------------------|----------------------------|---|
|----------------------------|----------------------------|---|

| (в % от толщины<br>стенки) | мм     | I-II | III-IV |
|----------------------------|--------|------|--------|
| До 10 %                    | До 10S | 42S  | 83S    |
|                            | 10-15S | 37S  | 74S    |
|                            | 15-20S | 36S  | 67S    |
|                            | 20-25S | 30S  | 59S    |
|                            | 25-30S | 26S  | 57S    |
|                            | 30-35S | 22S  | 43S    |
| До 15 %                    | До 10S | 27S  | 55S    |
|                            | 10-15S | 23S  | 47S    |
|                            | 15-20S | 19S  | 40S    |

где S – толщина стенки трубы (номинальная по проекту или минимальная по ТУ, мм)

Заваркой ремонтируются дефекты (рисунок 3.8, а), размеры которых по глубине и протяженности (условному диаметру каверны  $D_{у\text{деф.}}$ , мм) не превышают значений, приведенных в таблице 3.5.

Таблица 3.5

Допустимые размеры дефектов, ремонтируемых сваркой

| Форма<br>завариваемой<br>каверны | Нормативный<br>предел<br>прочности<br>трубы, МПа<br>(кгс/мм <sup>2</sup> ) | Наибольшая<br>глубина<br>дефекта (в<br>% от<br>толщины<br>стенки) | Условный диаметр каверны $D_{у\text{деф.}}$ ,<br>мм при толщине стенки трубы, мм |          |           |
|----------------------------------|--|---|--|----------|-----------|
|                                  |  |   | 7,0-9,0  | 9,5-14,0 | 14,5-20,0 |
| круг                             | До 558(57)   | 40  | 30   | 50       | 70        |
|                                  | включительно   | 60  | -  | 35       | 50        |
|                                  | Свыше<br>558(57)   | 40  | 30   | 35       | 60        |
|                                  | До 588(60)   | 60  | -  | -        | 40        |

|        |   |    |   |       |       |
|--------|---|----|---|-------|-------|
|        | включительно                                |    |   |       |       |
| Эллипс | До 558(57)<br>включительно                  | 40 | - | 35/60 | 40/80 |
|        | Свыше 558(57) до<br>588(60)<br>включительно | 40 | - | 35/60 | 40/70 |

где 35/60 - в числителе длина малой оси эллипса, в знаменателе - большой

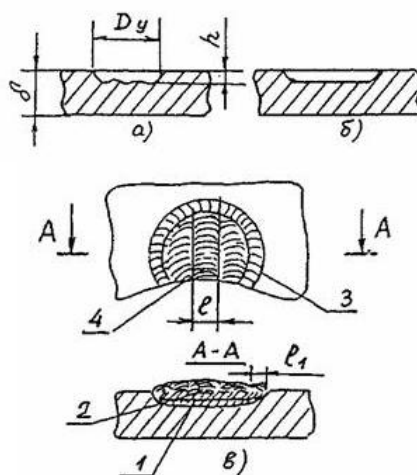


Рисунок 3.8 – Ремонт газопровода методом заварки

Выборочному ремонту заваркой подвергаются отдельно расположенные единичные дефекты - это дефекты, расстояние между которыми должно быть:

- не менее 500 мм при максимальном размере дефекта от 50 до 80 мм;
- не менее 300 мм при максимальном размере дефекта менее или равном 50 мм [14].

При этом количество дефектов на один погонный метр трубы не должно превышать двух.

Ремонту сваркой не подлежат:

- дефекты, размеры которых превышают значения указанные в таблице 3.5, а также дефекты с остаточной толщиной стенки менее 3,0 мм;

– коррозионные каверны и раковины, расположенные на соединительных деталях

– дефекты, расположенные на расстоянии менее: 100 мм при  $D_{у\text{деф.}} < 50$  мм; 300 мм при  $D_{у\text{деф.}} > 50$  мм от сварных швов (продольных, кольцевых);

– дефекты, имеющие трещины или видимые расслоения металла, а также вмятины, гофры и скопления каверн в виде сплошной сетки.

Заварка дефектных мест выполняется ручной электродуговой сваркой электродами основного типа.

Перед заваркой дефектное место обрабатывается механическим способом (фрезой или шлифовкой) (рисунок 3.8 б) с целью:

– получения формы кратера, обеспечивающего равномерное и качественное положение валиков;

– полного удаления продуктов коррозии и возможных поверхностных микротрещин.

Прилегающие к кратеру участки зачищаются до металлического блеска на ширину не менее 15 мм с предварительным удалением остатков изоляционного покрытия, ржавчины, грязи, масляных пятен.

Перед заваркой дефектов производится предварительный подогрев металла труб. Условия подогрева и его температура приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Предварительный подогрев металла труб перед заваркой дефектов

| Нормативный предел прочности металла трубы, МПа (кгс/мм <sup>2</sup> ) | Толщина стенки, мм   | Температура и условия подогрева                 |
|--|----------------------|---|
| До 509 (52) включительно   | До 12,0 включительно | До 100° С при температуре воздуха -20° С и ниже |
|  | Свыше 12,0 до 20,0   | До 100° С при отрицательной температуре воздуха |
| Свыше 509 (52) до 558  | 7,0 - 9,0            | До 100° С при отрицательной                     |

|  |             |   |
|--|-------------|---|
| (57) включительно                          |             | температуре воздуха                     |
| Свыше 509 (52) до 588<br>(60) включительно | 9,5 - 14,0  | До 100° С при любой температуре воздуха |
|  | 14,5 - 20,0 | До 150° С при любой температуре воздуха |

Подогрев труб осуществляется электрическими или газовыми нагревателями. Контроль температуры производится приборами типа ТП-1.

Наплавка металла на дефект включает: первый наплавочный слой, заполняющие слои, контурный шов и облицовочный шов (рисунок 3.8 в). Первый наплавочный слой и контурный шов выполняются электродами диаметром 2,5-3,25 мм, заполняющие и облицовочный - электродами диаметром 3,0-4,0 мм на сварочных режимах, приведенных в таблице 3.7.

Таблица 3.7

#### Режим заварки дефектов

| Вид слоя сварного шва         | Сила тока А при диаметре электрода, мм |          |         |
|-------------------------------|--|----------|---------|
|                               | 2,5                                    | 3,0-3,25 | 4,0     |
| Первый наплавочный, контурный | 75-90                                  | 100-120  | -       |
| Заполняющий, облицовочные     | -                                      | 100-120  | 146-160 |

При заварке дефектов количество наплавляемых слоев должно составлять не менее двух (без учета контурного слоя шва). Сварка выполняется валиками шириной "l" не более 20 мм с взаимным перекрытием не менее 3 мм. Контурный слой шва выполняется с колебаниями перпендикулярно граничной линии (рисунок 2.8 в), при этом ширина шва "l<sub>1</sub>" составляет от 8 до 14 мм. Сварные швы накладываются плотно с мелкой чешуйчатостью (0,5-0,7 мм), что обеспечивает плавный переход к основному металлу трубы.

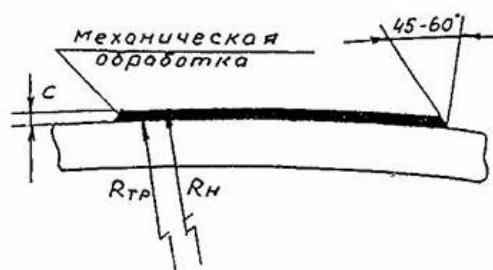
После завершения заварки дефектного участка трубы наружная поверхность наплавки обрабатывается механическим методом, при этом поверхность должна быть ровной, без видимой чешуйчатости, усиление -

равномерным по всей площади. Высота усиления должна находиться в пределах от 0,5 до 1,7 мм (рисунок 3.9) и контролироваться с помощью индикатора.

После проведения ремонта заваркой термообработка выполняется в соответствии с требованиями РД-558-97.

Контроль качества заварки дефектов осуществляется систематическим пооперационным контролем; внешним осмотром заварных дефектов; проверкой сплошности направляемого металла физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуковым - по ГОСТ 14782-86, радиографическим - по ГОСТ 7512-82).

Выборочный ремонт газопроводов методом заварки дефектов труб выполняется в соответствии с требованиями "Руководящего документа по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах" РД-558-97.



$$C = R_{н} - R_{Тр} = 0,5 \times 1,7 \text{ мм}$$

Рисунок 3.9 - Механическая обработка наплавленного участка

### 3.5. Выборочный ремонт под давлением газа

#### 3.5.1 Ремонт изоляции газопровода

Решение о ремонте и переизоляции участка газопровода принимается газотранспортным предприятием на основании данных электрометрических измерений и соответствующих технико-экономических расчетов. При этом допускается частичная замена изоляционного покрытия газопровода при

условии усиления его электрохимической защиты, обеспечивающей необходимую коррозионную защищенность [20].

При выборочном ремонте газопроводов с амортизацией более 50% допускается применять покрытия, аналогичные используемым ранее, в том числе на основе липких полимерных лент.

При ремонте газопроводов с амортизацией менее 50% в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 допускается применять следующие типы покрытий:

- на основе полиуретановых смол;
- на основе эпоксидных смол;
- полимерные;
- стеклоэмалевые;
- битумные.

Очистку газопровода от старой изоляции и продуктов коррозии производят термоабразивными устройствами, механическим способом спиральными резцами, металлическими щетками, тросом (по специальной технологии), а также гидроклинерами.

Перед нанесением полиуретановых покрытий поверхность газопровода должна быть подготовлена с использованием дробеструйной очистки до уровня шероховатости не ниже 100-120 мкр.

При выборочном ремонте изоляции газопроводов, находящихся под давлением, используется метод подкопа, при котором производится удаление грунта в радиусе 0,5-0,6 м вокруг дефектного участка. Удаление грунта выполняют вручную или с применением средств малой механизации.

Выборочный ремонт изоляции газопроводов, находящихся под давлением газа, выполняется в следующей технологической последовательности:

- 1) удаление грунта;
- 2) очистка от старой изоляции;
- 3) восстановление поврежденных участков труб (при необходимости);
- 4) нанесение нового изоляционного покрытия;
- 5) засыпка трубопровода.

Максимальная протяженность участка газопровода при ремонте изоляции  
под давлением газа

| Диаметр трубопровода, мм | Протяженность участка, м |
|--------------------------|--------------------------|
| 377-530                  | 20                       |
| 630-820                  | 25                       |
| 1020-1420                | 30                       |

Контроль качества нанесения изоляционных материалов производится пооперационно.

### 3.5.2. Ремонт сквозных повреждений с применением специальных устройств

Выборочный ремонт сквозных отверстий диаметром до 14 мм, расположенных на верхней половине сечения трубы, может быть произведен при помощи устройства для заделки свищей УЗС-01, состоящего из опорной плиты, упорной и нажимной планок, установленных на опорной плите при помощи направляющих (рисунок 3.10). В упорной и нажимной планках установлена шпилька с упорной втулкой и уплотнителем.

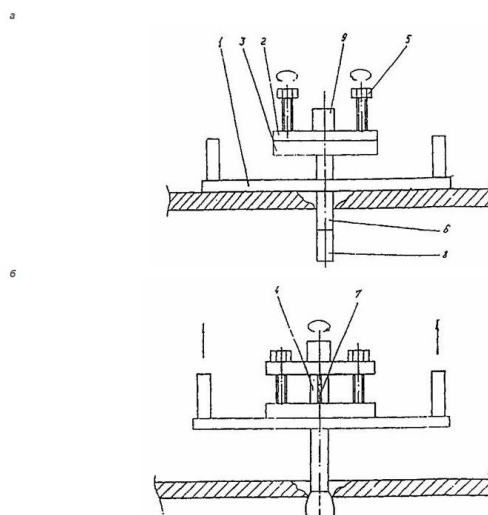


Рисунок 3.10 - Ремонт при помощи устройства УЗС-01



а - установка устройства на свищ; б - заделка свища; 1 - опорная плита; 2 - упорная планка; 3 - нажимная планка; 4 - направляющие; 5 - нажимные болты; 6 - упорная втулка; 7 - шпилька; 8 – уплотнитель; 9 – гайка

Для перекрытия сквозного отверстия собранное устройство устанавливается на поверхность трубы с таким расчетом, чтобы шпилька (7) с надетым на нее уплотнителем (8) расположилась по центру свища. Далее, завинчиванием нажимных болтов (5) упорная и нажимная планки раздвигаются. При этом втягивается шпилька (7), корпус которой разжимает уплотнение, тем самым перекрывая сквозное отверстие. После перекрытия свища гайка (9) отвинчивается, и устройство снимается.

Поверхность трубы, прилегающая к перекрытому сквозному повреждению на участке не менее 200x200 мм, зачищается от грязи, следов коррозии, остатков изоляции и упрочняется полимерным композиционным материалом. Нанесение полимерного материала на поверхность трубы производится в соответствии с инструкцией по применению выбранного материала.

После отвердения упрочняющего полимерного материала свободный конец шпильки срезается и производится восстановление изоляционного покрытия газопровода.

Для выборочного ремонта труб газопроводов при ликвидации свищевых повреждений и единичных сквозных коррозионных каверн диаметром до 25 мм независимо от места их расположения на поверхности трубопровода может быть использован ремонтный хомут ВГ-101, состоящий из стакана с отводным шлангом и винтовым затвором и собственно крепежного хомута, соединенного со стаканом натяжными болтами (рисунок 3.11).

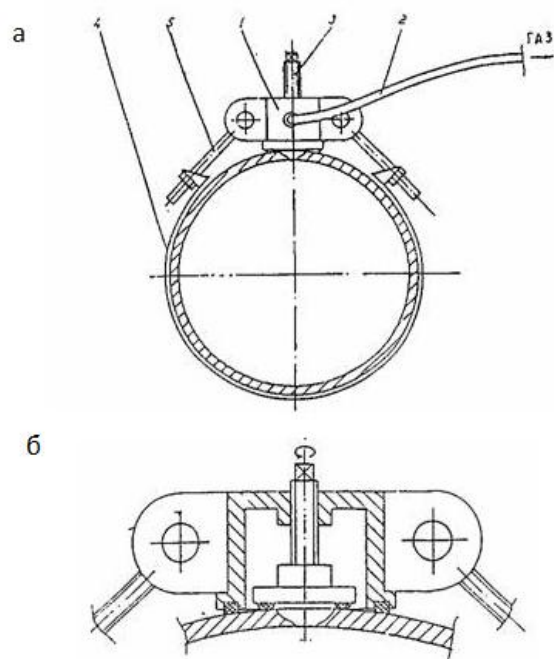


Рисунок 3.11 - Ремонт при помощи хомута ВГ-101

а - установка устройства на свищ; б - заделка свища; 1 - стакан; 2 - отводной шланг; 3 - винтовой затвор; 4 - хомут; 5 - натяжной болт

При производстве работ хомут устанавливается на трубу в непосредственной близости от дефекта. На нем монтируется при помощи стяжных болтов полностью собранный (с винтовым затвором и отводным шлангом) стакан, который перемещением хомута по трубе надвигается на дефект. Правильность установки стакана определяется по началу интенсивного выхода газа из отводного шланга. После фиксации стакана и хомута натяжными шпильками, а также завинчивания до упора затвора (3) выход газа должен полностью прекратиться. Затем производится восстановление изоляции трубопровода.

Для перекрытия свищевых и коррозионных повреждений труб газопроводов, размеры которых не позволяют использовать для их ремонта устройство УЗС-01 и хомут ВГ-101 применяют сборно-разборную муфту, состоящую из двух полумуфт: опорной и герметизирующей (рисунок 2.12).

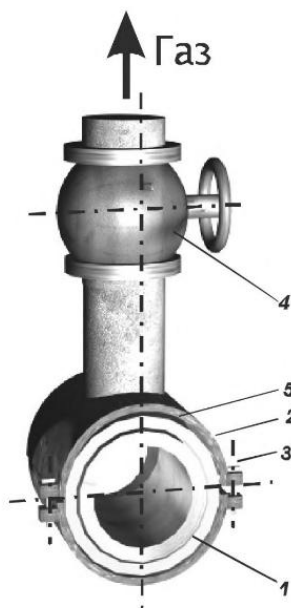


Рисунок 3.12 - Ремонтная муфта

1 - опорная полумуфта; 2 - герметизирующая полумуфта; 3 - болты; 4 - задвижка (кран); 5 - уплотняющее кольцо; 6 - шнур

Полумуфты устанавливаются на трубу и соединяются вдоль продольной образующей при помощи болтов (3). Герметизирующая полумуфта снабжена краном для свободного выхода газа во время установки муфты и уплотняющего кольца (5). Кроме того, на обеих полумуфтах вдоль радиальных и продольных образующих в специальном пазе установлен специальный шнур (6), который позволяет исключить возможность повреждения стенки трубопровода при установке муфты и герметизирует поверхность трубы под муфтой.

При монтаже полумуфты располагаются таким образом, чтобы дефект оказался внутри уплотняющего кольца (5) герметизирующей полумуфты (2). При этом кран (4) должен быть полностью открыт. После равномерной затяжки болтов (3), расположенных на продольных образующих, кран закрывается, нейтрализуя дефект [21].

В случае если после затяжки болтов и перекрытия крана из-под радиальных и продольных образующих полумуфт продолжается утечка газа, затяжные болты (3) должны быть ослаблены, кран открыт, и положение уплотняющего кольца (5) муфты уточняется. После чего процесс повторяется.

После окончания работ восстанавливается изоляционное покрытие газопровода.

### 3.5.3. Ремонт с применением пайки

Технологический процесс ремонта дефектов основан на герметизации сквозных повреждений методом запайки их специальными низкотемпературными припоями с применением безогневого индукционного нагревателя. При этом используемые низкотемпературные припои обладают улучшенными физико-механическими характеристиками, высокой коррозионной стойкостью и специальными технологическими свойствами.

Максимально допустимые размеры сквозных трещин и свищей, подлежащих герметизации безогневым методом, указаны в таблице 3.9.

Таблица 3.9

Допустимые размеры сквозных трещин и свищей, подлежащих герметизации безогневым методом

| Ремонтируемый объект     | Геометрические размеры сквозных дефектов, мм |         |       |
|--------------------------|--|---------|-------|
|                          | свищ   | Трещина |       |
|                          |  | Диаметр | Длина |
| Магистральный газопровод | 3,0-4,0                                      | 100     | 1,0   |
|                          |  | 80      | 1,5   |
|                          |  | 50      | 2,0   |

Низкая температура плавления припоя (60-150°C), применение безогневого индукционного нагрева дефектного участка, взрывозащищенного оборудования (нагревателя) обеспечивают пожаровзрывобезопасность всего технологического процесса.

Предварительная герметизация сквозных трещин с раскрытием кромок от 0,1 до 2,0 мм, а также свищей диаметром 3,0-4,0 мм достигается за счет сближения кромок трещин и свищей путем пластической деформации их краев

при помощи безыскрового инструмента. Сближение кромок трещин и свищей необходимо начинать с расстояния 2,0-3,0 мм от края трещины или свища, воздействуя на этот участок слесарным ручным инструментом, например, бородком [23].

В процессе герметизации микротрещин рекомендуется предварительный прогрев дефектного участка с помощью безогневого индукционного нагревателя.

Предварительная герметизация сквозных трещин с раскрытием кромок до 2,0-3,0 мм и длиной до 50-80 мм достигается путем запрессовки в их полости специальной заглушки, состоящей из специального сплава с металлическим самофлюсующим покрытием, образующим в контакте с применяемым припоем эвтектический сплав с более низкой температурой плавления, чем сам припой. Такой технологический процесс позволит производить пропайку полости трещины или свища на глубину от 60 до 90% от толщины стенки ремонтируемого газопровода.

После предварительной герметизации сквозного дефекта перед пайкой производится подготовка поверхности дефектного участка механической обработкой (напильником, шабером, шлифовальной шкуркой).

Подготовленную поверхность обезжиривают и на нее наносят низкотемпературный флюс, после чего производят пайку специальными низкотемпературными припоями с применением индукционного нагревателя.

Специальные низкотемпературные припои представляют собой легкоплавкие многокомпонентные сплавы на основе свинца, индия, олова, кадмия, лигированные германием, иттрием и др. элементами. Определенные сочетания основных компонентов и лигирующих элементов в сплаве, а также специальные технологические процессы плавки, позволяют создавать низкотемпературные припои с заданными физико-механическими, коррозионными и технологическими свойствами для каждого конкретного случая их применения в процессах безогневой ремонтной технологии.

Безогневой индукционный нагрев осуществляется специальным индукционным нагревателем, состоящим из незамкнутого магнитопровода с электрообмоткой на напряжении 220 В и частотой 50 Гц.

Индукционный нагреватель (рисунок 3.13) устанавливается на поверхности трубы магистрального газопровода таким образом, чтобы дефектное место находилось между торцами магнитопровода. При этом после подачи электропитания на индукционный нагреватель вся система работает как трансформатор с коротко-замкнутой вторичной обмоткой, в качестве которой служит участок поверхности трубы, заключенной между симметрично расположенными торцами магнитопровода.

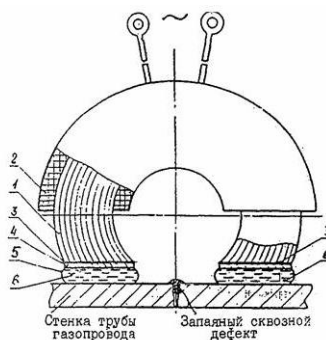


Рисунок 3.13 - Индукционный нагреватель

1 - электрообмотка; 2 - корпус; 3,4 - рабочая поверхность; 5,6 – изолятор

В тех случаях, когда невозможно применить индукционный нагреватель, может быть использован метод холодной пайки композиционными диффузионно-твердеющими припоями. Такие припои создают надежное паяное соединение при  $t = 4-20$  °С без последующего дополнительного нагрева. При этом температура распая повышается до 100-500°С в зависимости от компонентного состава и термообработки.

Операции по безогневой технологии выборочного ремонта сквозных дефектов на действующих магистральных газопроводах проводятся в следующей последовательности:

- очистка дефектного участка от изоляции;
- герметизация (зачеканка) дефекта;
- механическая обработка дефектного участка;

- обезжиривание обработанной поверхности;
- нанесение флюса на подготовленный участок;
- подготовка индукционного нагревателя к работе и установка его рабочими торцами на дефектный участок трубы;
- подача напряжения на индукционный нагреватель и прогрев зоны дефектного участка до температуры пайки;
- нанесение на участок пайки низкотемпературного припоя с последующим его плавлением;
- выключение индукционного нагревателя и снятие его с ремонтируемой поверхности после формирования паяного шва;
- удаление остатков флюса с участка пайки;
- восстановление изоляционного покрытия трубы.

### 3.5.4. Ремонт с применением сварных муфт

Для выборочного ремонта несквозных поверхностных коррозионных и механических дефектов труб действующих газопроводов могут использоваться сварные муфты, состоящие из двух половин, которые после установки на трубопровод свариваются между собой продольными стыковыми швами (рис. 3.14).

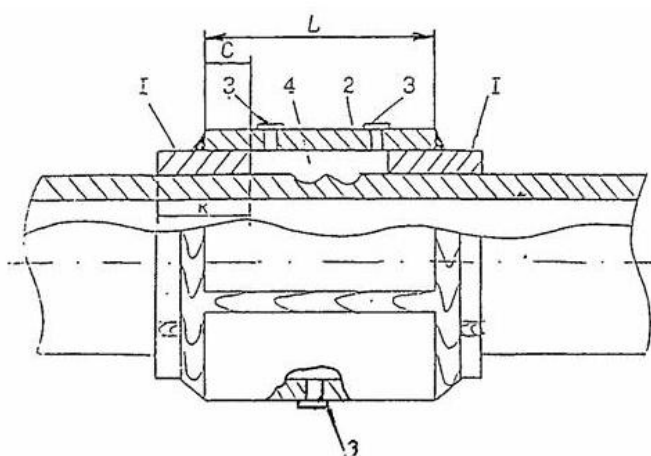


Рисунок 3.14 - Сварная муфта

1 - кольцо муфты; 2 - наружная муфта; 3 - резьбовое отверстие для заливки и контроля заполнения муфты эпоксидной смолой; 4 - эпоксидная смола

Установка муфты на газопровод осуществляется в следующей технологической последовательности:

- сборка и сварка двух полуколец муфты на трубе продольными швами;
- зашлифовка продольных швов колец в местах установки муфты;
- сварка двух половин муфты после их сборки на кольцах с последующей приваркой к ним кольцевыми угловыми швами;

Зазор между муфтой и трубой заполняется упрочняющим наполнителем типа эпоксидной смолы, для чего на поверхности муфты имеются отверстия диаметром 12-14 мм. После заполнения кольцевого пространства между муфтой и трубой отверстия закрываются винтовыми пробками.

Количество наполнителя в литрах для заливки в муфту определяется по формуле:

$$V=0,003 \cdot DLd, \quad (3.1)$$

где  $D$  – диаметр трубы, мм;

$L$  – длина муфты, мм;

$d$  – толщина стенки колец, мм.

Для заполнения муфты могут быть использованы смолы следующих марок: Sikadur 35, Talygrout 100, Dic Duralcrete LV, Celtite 42-06Bhi.

Для ускорения полимеризации наполнителя производится подогрев муфты с помощью электрических индукционных подогревателей до  $t^{\circ} = 50-100^{\circ}\text{C}$ . При этом необходимость подогрева определяется техническими условиями на наполнитель.

Для ремонта дефектных труб применяются муфты как заводского изготовления, так и изготовления из труб, предназначенных для сооружения газопроводов.

Толщина стенки муфты (и ее элементов) при одинаковой нормативной прочности металла трубы и муфты должна быть не меньше толщины стенки рекомендуемой трубы. При меньшей нормативной прочности металла муфты



номинальная толщина ее стенки должна быть увеличена в соответствии со СНиП 2.05.06-85. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более, чем на 20%.

При изготовлении муфт из прямошовных труб, предназначенных для сооружения газопроводов, диаметру муфты должен быть равен диаметру ремонтируемой трубы. Муфта должна быть изготовлена из стали аналогичного класса прочности, что и ремонтируемая труба. Изготовление муфт производится с использованием механической обработки или газовой резки [22].

Трубы, предназначенные для изготовления муфт должны иметь заводские сертификаты и соответствовать ТУ на трубы, для ремонта которых они будут использованы.

Трубы для изготовления ремонтных муфт не должны иметь внешних дефектов (трещин, вмятин, выбоин, коррозионных каверн и др.).

В целях экономии металла допускается изготовление ремонтных муфт (и ее элементов) из нескольких сегментов труб той же марки стали, что и ремонтируемая труба, с толщиной стенки не менее, чем толщина стенки ремонтируемой трубы.

При изготовлении ремонтных муфт и их элементов из отдельных сегментов труб расстояние между продольными сварными швами, а также от продольного сварного шва до продольной кромки полумуфты должно быть не менее 300 мм по внешней образующей трубы (рисунок 3.15).

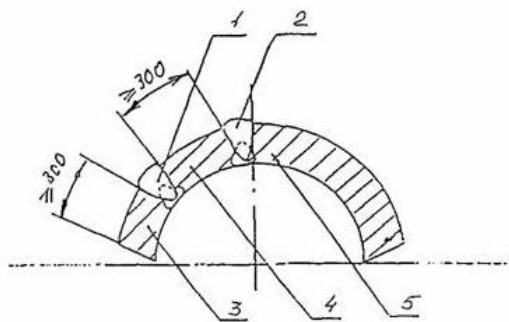


Рисунок 3.15 - Схема расположения продольных швов

1, 2 - продольные швы; 3, 4, 5 - сегменты трубы

Рассмотренные методы ремонта с установкой стальных муфт имеют серьезные недостатки:

- необходимость применения сварки на теле трубопровода, заполненного продуктом (для приварных муфт);
- отсутствие универсальности конструкции для дефектов любых типов;
- невозможность ремонта трещин в основном металле и сварных швах;
- проблема ремонта труб с овальностью (даже величиной до 1% от диаметра трубы);
- возможность возникновения коррозионных процессов в пространстве между трубой и муфтой (для приварных муфт), что вызывает необходимость заполнения этого пространства антикоррозионными жидкостями.

### **3.5.5. Ремонт с использованием полимерно-композиционных материалов**

При производстве выборочного ремонта труб магистральных газопроводов под давлением газа дефекты механического происхождения (царапины, риски, задиры) и коррозионные каверны с глубиной, составляющей не более 30% от толщины стенки трубы могут быть отремонтированы полимерным композиционным материалом (ПКМ) типа "Монолит", РЭМ-Сталь, РЭМ-Алюминий, ПГР-4 или "Диамант" с упрочнением стекло-полимерными накладками, при глубине каверн и механических повреждений более 30% от толщины стенки ремонт труб осуществляется указанными ПКМ в сочетании со спиральными композиционными муфтами или упрочняющими манжетами типа "Клок спринг" [24].

Клей "Монолит" является ПКМ, не склонным к охрупчиванию и не теряющим уровня исходных показателей во времени. Усадка материала в период его отвердения, отсутствует. В комплект поставки клея "Монолит" входят:

- быстроотверждающийся состав А, состоящий из основы и отвердителя (компонентов 1 и 2);

- упрочняющий состав Б, состоящий из тех же компонентов;
- растворитель-очиститель;
- комплект полос из стеклоткани;
- шпатель;
- размешиватель;
- инструкция по применению клея.

Основные физико-механические характеристики клея "Монолит" приведены в таблице 3.10 (Компоненты 1 и 2 - основа и отвердитель, в числителе указаны высокие соотношения компонентов, в знаменателе – объемные).

Таблица 3.10

Физико-механические характеристики клея «Монолит» ТУ 2252-154-05786904-99

| Наименование материалов     | Количество компонентов | Соотношение компонентов в весовых и объемных частях | Время отверждения при 20°С, мин | Термостойкость, °С | Предел прочности, материалов, МПа             | Срок годности компонентов, мес. |
|-----------------------------|------------------------|---|---------------------------------|--------------------|---|---------------------------------|
| Состав А (компоненты 1 и 2) | 2                      | <u>2,0:1,0</u><br>3,0:1,0                           | 20,40                           | -60,+320           | Сжатие – 126<br>Изгиб – 70<br>Растяжение - 40 | 12                              |
| Состав Б (компоненты 1 и 2) | 2                      | <u>3,0:1,0</u><br>4,0:1,0                           | 120,180                         | -60,+320           | Сжатие – 126<br>Изгиб – 70<br>Растяжение - 40 | 12                              |

Клеевые материалы "Диамант" – производства фирмы "Диамант метальпластик Гмбх" (Германия) могут применяться для ремонтных работ как

отдельно, так и в сочетании друг с другом. Наиболее распространенными из них являются согласованные для применения в газовой промышленности: Мультиметалл-сталь; Мультиметалл-рапид; Мультиметалл-супер-тиксо и ряд других согласно «Руководящему документу по применению композитных материалов фирмы «Диамант» для ремонтных работ на объектах нефтяной и газовой промышленности» Газнадзор, 1998 г.

Физико-механические характеристики клеев «Диамант» приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11

Характеристики материалов фирмы «ДИАМАНТ», рекомендуемых для проведения ремонтных работ

| Наименование материала                  | Количество компонентов | Соотношение компонентов в объемных единицах | Время отверждения при 20°С | Время использования при 20°С | Температурные пределы длительного сохранения | Срок годности |
|---|------------------------|---|----------------------------|------------------------------|--|---------------|
| <b>Мультиметаллы системы «Стандарт»</b> |                        |   |                            |                              |  |               |
| Пастообразные (П)                       | 2                      | 1 : 1                                       | 2-4 ч.                     | 60 мин                       | -40 - +250                                   | 12 мес.       |
| Сталь,<br>Чугун,<br>Алюминий.<br>Бронза |                        |   |                            |                              |  |               |
| Керам                                   | 2                      | 3 : 1                                       | 10 ч                       | 60 мин                       | -40 - +250                                   | 12 мес.       |
| Тикситропный (СТ)                       | 2                      | 4 : 1                                       | 10 ч                       | 60 мин                       | -40 - +250                                   | 12 мес.       |
| Сталь,<br>Чугун,<br>Алюминий            | 2                      | 10 : 1                                      | 6 ч                        | 60 мин                       | -40 - +250                                   | 12 мес.       |
| Керам                                   | 2                      | 3 : 1                                       | 10 ч                       | 60 мин                       | -40 - +250                                   | 12 мес.       |
| <b>Мультиметаллы системы «Рapid»</b>    |                        |   |                            |                              |  |               |
| Сталь                                   | 2                      | 1 : 1                                       | 12 мин                     | 5 мин                        | -40 - +250                                   | 12 мес.       |

|                               |   |       |        |       |            |                                |
|-------------------------------|---|-------|--------|-------|------------|--------------------------------|
| Керам                         | 2 | 1 : 1 | 30 мин | 5 мин | -40 - +250 | 12 мес.                        |
| Очиститель (жидкий, аэрозоль) | 1 | -     | -      | -     | -          | Без ограничения срока годности |

Спиральные композиционные муфты (аналог «Клок спринг» США) изготавливаются из высокопрочной полимерной композиционной ленты толщиной 1,5 мм и шириной 300, 400 и 450 мм и применяются для выборочного ремонта газопроводов диаметром от 219 до 1420 мм включительно.

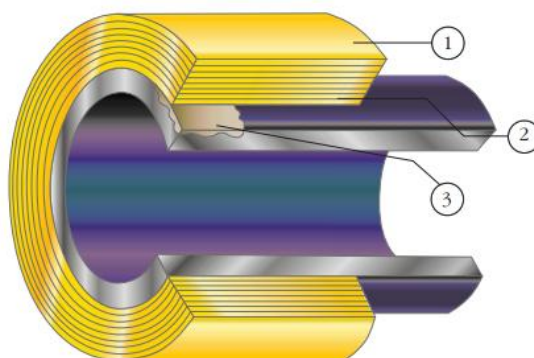


Рисунок 3.16 - Муфта Clock-Spring

1 - полоса композитного материала, имеющего высокопрочную однонаправленную структуру; 2 - двухкомпонентный высокопрочный адгезив; 3 - мастика для передачи нагрузки с высоким сопротивлением сжатию

В процессе установки композиционных спиральных муфт (КСМ) на дефектный участок трубы производится намотка различного количества слоев полимерной ленты (в зависимости от расчета). Допускается взаимозаменяемость муфты при ремонте труб различного диаметра (таблица 3.12).

Таблица 3.12

Взаимозаменяемость композитных спиральных муфт при ремонте труб различного диаметра

|                               |                                |
|-------------------------------|--------------------------------|
| Номенклатура муфт по диаметру | Допустимый минимальный диаметр |
|-------------------------------|--------------------------------|

| ремонтируемой трубы, мм | трубы, мм |
|-------------------------|-----------|
| 219                     | 219       |
| 273                     | 219       |
| 325                     | 273       |
| 426                     | 325       |
| 530                     | 426       |
| 720                     | 530       |
| 1020                    | 720       |
| 1220                    | 1020      |
| 1420                    | 1020-1220 |

До начала производства собственно ремонтных работ с использованием ПКМ выполняются следующие технологические операции:

- вскрытие газопровода;
- снятие изоляционного покрытия;
- визуальный осмотр дефектной зоны трубы с измерением ее толщины стенки и глубины наиболее крупных каверн;
- расчет допустимости ремонта фактических дефектов по специальной компьютерной программе и проверка соответствия давления в газопроводе безопасному уровню;
- пескоструйная очистка поверхности трубы на дефектном участке с использованием портативных установок Сопло-160, Стык-325 и т.п. Допускается механическая зачистка дефектного участка металлической щеткой с помощью шлифмашинки или вручную с качеством поверхности не ниже 3-ей степени по ВСН 008-88, ГОСТ 9402-80, а также химическая зачистка;
- разметка участка трубы, подлежащего ремонту с уточнением размеров дефектов и привязкой их к сварным швам ремонтируемой трубы;
- разработка технологической карты комбинированного ремонта дефектной трубы ПКМ в соответствии с РД на применение полимерных композитных материалов.

Работы по комбинированному ремонту дефектных труб ПКМ производятся в следующей технологической последовательности:

- обезжиривание зоны ремонта;
- осушка ремонтируемой поверхности безогневым методом (при необходимости);
- послойное нанесение клеевых композиций «Монолит», РЭМ-Сталь, ПГР-4, «Диамант» с выдержкой в соответствии с регламентом времени отверждения;
- обезжиривание поверхности трубы по всему периметру в местах установки упрочняющих муфт, накладок или манжет;
- монтаж и установка упрочняющих муфт, накладок или манжет с выдержкой в соответствии с регламентом времени отверждения и набора прочности.

Технологические условия проведения ремонта с применением ПКМ:

- температура стенки трубы - не ниже  $+5^{\circ}\text{C}$ ;
- температура окружающего воздуха - не ниже  $+15^{\circ}\text{C}$ ;
- время отверждения клеевой композиции - не менее 3 часов;
- время отверждения клеящего материала упрочняющей муфты, накладки или манжеты не менее 24 час; при активации процесса отверждения с помощью электрических нагревателей при  $t^{\circ} = 40-60^{\circ}\text{C}$  - не менее 4 часов.

В местах нанесения клеевых композиций и установки упрочняющих муфт, накладок или манжет поверхность трубы должна быть протерта ветошью и обезжирена хлопчатобумажной бязью, смоченной в ацетоне, ГОСТ 2768-84 или другими аналогичными химическими очистителями. Применение бензина для обезжиривания поверхности трубы не допускается.

При наличии влаги (конденсата) поверхность трубы перед нанесением ПКМ и установкой упрочняющих муфт или манжет должна быть просушена при  $t^{\circ} = 40-60^{\circ}\text{C}$  электрическими подогревателями гибкой формы. При температуре окружающего воздуха ниже  $+5^{\circ}\text{C}$  предварительная просушка поверхности трубы в месте ремонта обязательна.

Перед началом выполнения ремонтных работ необходимо провести визуальный осмотр упрочняющего СПМ. При наличии на них трещин, расслоений, вздутий, посторонних включений и заусениц муфты или манжеты бракуются и установке на газопровод не подлежат.

Границы установки муфты, накладки или манжеты должны быть размечены маркером или мелом по периметру трубы. Разметка выполняется при нанесении одного-двух витков ленты муфты или шаблона. Ширина шаблона должна быть равной ширине ленты.

При ремонте дефектов труб попадание влаги, масел и загрязнений на ремонтируемый участок трубы, клеевую композицию и на упрочняющую муфту, накладку или манжету до окончания ремонта не допускается.

При ремонте труб диаметром более 720 мм намотка ленты на трубу может производиться с кронштейна, на оси которого располагается рулон ленты. Кронштейн устанавливается на расстоянии 700-1000 мм от места установки муфты и закрепляется в верхней части трубы с помощью двух натяжных ремней [24].

При установке упрочняющих спиральных муфт проверяется правильность намотки ленты на трубу. Каждый последующий виток ленты должен располагаться строго по предыдущему витку.

Выступающие края ленты после намотки должны быть выровнены по торцам муфт. Выравнивание выполняется с помощью деревянных брусков, по которым производится постукивание молотком.

Сразу после намотки для плотного прилегания муфты к ремонтируемой трубе производится натяжение ленты, выполняемое вручную с помощью постоянного приспособления после его закрепления на самой муфте. При натяжении витки ленты упрочняющей муфты должны прокручиваться относительно друг друга.

Видимые локальные зазоры между муфтой и поверхностью трубы и между слоями ленты должны заполняться клеящим материалом.



После натяжения ленты вытесненные через ее торцы излишки клеящего материала должны формироваться с помощью шпателя под углом  $45^\circ$  по обеим сторонам муфты. В случае, если не удастся обеспечить натяжение ленты (преждевременное отверждение клеящего материала, отсутствие надежного закрепления начала ленты на поверхности трубы), муфту следует снять, разрезав ее пополам по ширине с помощью шлифмашинки, и установить новую. При разрезе муфты касание абразивным диском поверхности трубы не допускается.

После натяжения лента муфты закрепляется с помощью двух натяжных ремней шириной 20-30 мм, которые располагаются по краям муфты на расстоянии 20-30 мм от торца, или липких лент (скотч) шириной 40 мм. Натяжное приспособление после натяжения ленты муфты снимается. Конечный участок последнего витка ленты муфты дополнительно закрепляется к предыдущему витку липкой лентой прямоугольной формы размером 100x220 мм.

Размеры ремонтного соединения (местоположение, площадь и толщина заливной клеевой композиции) и расположение установленных упрочняющих муфт должны полностью соответствовать технологической карте ремонта.

После окончания работ по установке упрочняющей муфты на газопровод проводится визуальный контроль и оценка качества ремонта с проверкой: ровности намотки слоев ленты муфты на трубе, отсутствия зазоров между слоями ленты и зазоров между первым слоем ленты и поверхностью трубы.

При наличии локальных зазоров последние должны заполняться клеящим материалом с помощью шпателя.

Контроль отверждения клеящего материала определяется нажатием металлического стержня диаметром 2-3 мм с нагрузкой 5 кг на слой клея по краям муфты, при этом клеящий материал следует считать отвердевшим при отсутствии визуально наблюдаемых вмятин.

Отверждение клеящего материала проверяется не менее, чем в 8-ми точках периметра трубы.

После окончания ремонтных работ производится изоляция ремонтируемого участка трубы в месте установки муфты, накладки или манжеты в соответствии с ВСН 008-88, ГОСТ 25812-83. Изоляция трубопровода в месте установки муфты, накладки или манжеты должна проводиться только после затвердения адгезива и проверки его отвердения.

Толщина муфты после установки замеряется с помощью шаблона сварщика или штангенциркуля в 8-ми точках по периметру трубы и должна быть не менее 12 мм.

К работам с ПКМ допускаются специалисты, обученные и аттестованные в организации, имеющей лицензию Госгортехнадзора РФ.

### **3.6. Достоинства и недостатки стеклопластиковых муфт**

Как уже было сказано выше, для выборочного ремонта газопроводов в настоящее время промышленностью разработаны и изготовлены полимерно-композитные муфты (Диамант, Клок Спринг, ГАРС, КСМ и др.). Однако при проведении ремонтных работ данными муфтами температура окружающей среды должна быть не ниже  $+5^{\circ}\text{C}$ , что ограничивает их широкое применение в газовой промышленности. В свою очередь, ремонтная стеклопластиковая муфта может быть использована при температуре ниже  $5^{\circ}\text{C}$  и невозможности подогрева стенки до указанной температуры или выше. В данном случае вместо ремонтной пасты допускается применять битумно-полимерную грунтовку.

Применение стальных муфт является эффективным средством выборочного ремонта магистральных газопроводов. Однако такой способ ремонта очень металлоемок, требует значительных объемов квалифицированных сварочных работ, тщательной диагностики сварных швов, использования эпоксидных и прочих наполнителей и сопровождается довольно высокими затратами [26].

Перспективными для ремонта дефектов трубопроводов подземной прокладки являются стеклопластиковые муфты по причине высокой прочности

стеклопластиков, надежной антикоррозионной защитой дефектного места и высокой стойкости в условиях эксплуатации. Недостатком применяемых стеклопластиковых муфт типа clock-spring (КСМ, ГАРС, КСЛ) является существенное недоиспользование прочностных свойств стеклопластиков, что резко снижает их силовую эффективность при ремонте опасных поверхностных дефектов трубопроводов.

В процессе совершенствования стеклопластиковых муфт, применяемых для ремонта трубопроводов, были учтены основные недостатки известных аналогов, в том числе экспериментальной стеклопластиковой муфты (ЭСМ) с болтовой затяжкой, испытанной ранее на базе ООО «Севергазпром»:

- отсутствие или недостаточное предварительное (до эксплуатационное) натяжение муфты на дефектном участке;

- невозможность ремонта трещин, трещин в продольных и кольцевых сварных швах, дефектов потери металла с острым профилем (царапины, задиры);

- нерациональная конструкция узла затяжки, допускающая развитие значительных изгибающих моментов в стенках муфты;

- нерациональная технология изготовления корпуса (полотна) муфты, не позволяющая значительно увеличить прочность материала в направлении основных приложенных нагрузок-усилия затяжки (окружное направление) и внутреннюю давления среды;

- сложность и длительность установки муфт в трассовых условиях;

- значительные затраты клеевого состава, особенно для муфт типа Clock-Spring, ГАРС, КСЛ.

Конструктивная схема новой ремонтной стеклопластиковой муфты (РСМ) исключает все выше перечисленные недостатки (рисунок 3.17). Для него, как правило, выбираются одиночные дефекты небольшой протяженности и глубиной более 30 % от толщины стенки трубы.



Рисунок 3.17 – Муфта РСМ

Эффективность данного вида муфт главным образом проявляется при ремонте локальных дефектов без остановки транспорта газа в силу следующих факторов при их установке:

- 1) отсутствуют огневые работы;
- 2) полотно муфт стягивают болтами суммарным усилием до 500 кН, при этом создаётся разгружающий эффект даже без предварительного снижения рабочего давления газа;
- 3) незначительная масса муфты позволяет производить их монтаж вручную, что повышает уровень безопасности ремонтных работ.

Для определения эффективности муфты РСМ-1220 были проведены полигонные испытания (рисунок 3.18) [27].



Рисунок 3.18 - Испытания трубы диаметром 1220 мм с муфтами РСМ-1220

Три муфты РСМ-1220 А, Б и В устанавливали на трубную плетку со снятым изоляционным покрытием. Каждая муфта перекрывала по два

искусственных дефекта, один - на верхней образующей трубы (12 ч), другой - на боковой образующей (9 ч по ходу воды). Причем верхние дефекты перекрывались примерно серединой полотна каждой полумуфты, а боковые располагались в области одного из разъемов муфт. Размеры дефектов: длина 193-215 мм, ширина – 3,5 мм, усредненная глубина под муфтой А - 8,1 мм, Б - 6,7 мм, В - 4,6 мм. Места установки муфт зачищали до металлического блеска, обезжиривали ацетоном, затем на внутренние поверхности полумуфт и дефектные места наносили клеевой компаунд на основе полиэфирной смолы. После этого проводили затяжку болтов, момент -450 Н м. При затяжке резьбовых соединений осевое усилие растяжения в болте  $Q_B$ ; определяется по формуле (3.2):

$$Q_B = M_{зам} / 0,15d, \quad (3.2)$$

где  $M_{зам}$  – момент затяжки резьбового соединения, Н м;  $d$  - наружный диаметр резьбы, м.

Усилие, стягивающее полотно муфты составит:

$$Q = nQ_B, \quad (3.3)$$

где  $n$  количество болтов в разьеме муфты.

Режимы нагрузки: опрессовка плети давлением 6,5 МПа, подъемы давления в режиме 0-5 МПа для производства измерений - четыре цикла; циклическое нагружение плети в режиме 0-5,4 МПа - 200 циклов, три разрушающих цикла 0- $P_{разр}$ . Получены следующие результаты. Усредненные значения кольцевых напряжений в муфте и трубе под муфтой вдали от дефектов при давлении воды 0 и 5 МПа показывают эффект снижения кольцевых напряжений, равный 41-45 % .

Далее рассмотрены результаты испытаний муфт в режиме предельного нагружения в таблице 3.13.

Таблица 3.13

Результаты испытаний муфт в режиме предельного нагружения

| Муфта | Глубина дефекта, мм | Расчетное разрушающее давление, МПа | Фактическое разрушающее давление, МПа | Усиливающий эффект муфты | Место разрушения стенки трубы                |
|-------|---------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|--|
| А     | 8,4                 | 5,39                                | 6,79                                  | 25,4%                    | Пол муфтами вдали от разъемов                |
| В     | 6.7                 | 6,29                                | 8.72                                  | 25,3%                    |  |
| В     | 4.6                 | 8.08                                | 9,22                                  | -                        | Вне муфт на месте стресс коррозионных трещин |

Результаты показывают, что муфта эффективно снижает кольцевые напряжения от внутреннего давления и тем самым предотвращает развитие опасных дефектов при эксплуатации газопровода. Циклическое нагружение трубной плети практически не вызвало ослабления затяжки муфт. Все муфты в результате испытаний сохранили конструктивную целостность.

Стеклопластиковые муфты, которые применяют в настоящее время, обладают недостатками, главными из которых являются следующие: недостаточное усиление дефектных участков, увеличенный расход клеевых материалов. Также практически не рассмотрены проблемы взаимного влияния стеклопластиковой муфты и защищаемым участком дефектной трубы, отсутствуют методы расчета эффективности муфт, ощущается недостаток информации по полигонным испытаниям муфт, которые установлены на трубы диаметром 530-1220 мм.

Однако опыт применения РСМ показал, что относительно сложным элементом установки муфты является осуществление зацепления резьбовых элементов в узлах затяжки по причине разнонаправленности резьбовых соединений (левая и правая резьба), поэтому требуется достаточно высокая квалификация ремонтного персонала. Данный фактор сдерживает увеличение объемов применения РСМ, что привело к необходимости разработки новых

конструктивных решений по РСМ, упрощающих монтаж и сокращающих затраты времени на их установку. Примером такого решения является усовершенствованная РСМ, защищенная патентом на полезную модель. Узел резьбовой затяжки, в отличие от штатного варианта, содержит болты только с правой резьбой, которые затягивают с помощью двух законтренных между собой гаек, расположенных на резьбовой части болта. Использование данной конструкции упрощает и ускоряет процесс сборки муфты на трубопроводе.

В следующей главе рассмотрим РСМ согласно СТО Газпром 2-2.3-335-2009.

## Глава 4. Ремонтная стеклопластиковая муфта

### 4.1. Общее положение

Применение РСМ должно быть обосновано расчетами на прочность дефектного участка трубопровода с учетом схематизации дефектной области в продольном и окружном направлениях относительно оси трубопровода в соответствии с критериями работоспособности, приведенными в СТО Газпром 2-2.3-112 и Инструкции [28].

Внутреннее давление среды в трубопроводе при установке РСМ в пределах от атмосферного до рабочего (нормативного).

РСМ применяется для ремонта труб со следующими поверхностными дефектами:

- а) коррозионными дефектами (сплошной коррозии, местной коррозии, точечной коррозии (питтинг), коррозии пятнами, коррозионными язвами);
- б) трещиноподобными дефектами (стресс-коррозионными дефектами, продольными стресс-коррозионными дефектами, трещинами);
- в) металлургическими и механическими (царапинами, рисками, задирами, забоинами, вмятинами) [30].

Ремонт труб с гофрами с помощью РСМ не допускается.

Не допускается применение РСМ для ремонта дефектных сварных швов спирально-шовной трубы, кольцевых сварных швов труб любых конструкций, усталостных и сварочных трещин, примыкающих к указанным сварным швам или пересекающих эти швы.

Допускается применять РСМ для ремонта дефектов продольных сварных швов, при этом валик усиления и дефектная область на ширине установки муфты (муфт) должны быть удалены вышлифовкой.

При несоответствии дефектной области критерию работоспособности в поперечном (окружном) направлении трубопровода применение РСМ допускается только в том случае, если использованы дополнительные методы ремонта наиболее опасных дефектов, например заварка в соответствии с СТО



Газпром 2-2.3-137, в результате которой критерий работоспособности в поперечном направлении будет обеспечен до установки РСМ.

Температура стенки трубы при установке муфты с использованием промежуточного слоя выравнивающего клеевого состава и ремонтной пасты — не менее 5 °С.

При установке РСМ дефектное место должно быть перекрыто полотном муфты по ширине не менее чем на 50 мм от каждого края муфты. Обширные коррозионные повреждения допускается ремонтировать с частичным перекрытием муфтой (муфтами), при этом глубина оставляемых неперекрытыми дефектных зон не должна превышать  $0,12 \delta$  ( $\delta$  — толщина стенки трубы).

При ремонте трубы разрешается устанавливать три РСМ (в том числе вплотную) на магистральных и промысловых газопроводах и не более двух РСМ на технологических трубопроводах КС.

Установка РСМ производится как на одиночные дефекты, так и на их совокупность, при этом дефектные зоны глубиной более  $0,12 \delta$  не должны выходить на участки трубопровода в разъемах РСМ, неперекрытых полотном муфты.

При ремонте с помощью РСМ дефектных труб линейного участка газопровода с стресс-коррозионными, острыми металлургическими и механическими дефектами, а также трещинами применяется обязательная вышлифовка дефектной области в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-137. При этом схематизация дефектной области выполняется по результатам вышлифовки. Длина и глубина вышлифовки перечисленных дефектов не должны превышать соответственно  $0,46 D_H$ ;  $0,6 \delta$ , а остаточная толщина стенки трубы должна быть не менее 5,0 мм.

Максимальная глубина дефектов на трубах линейной части газопроводов, ремонтируемых с применением РСМ, не должна превышать  $0,8 \delta$ .

В зависимости от наружного диаметра трубопровода выбирают количество разъемов, конструкцию узла затяжки и ширину полотна муфты в соответствии с таблицей 4.1.

Таблица 4.1

Основные конструктивные параметры РСМ

| Условный диаметр трубопровода $D_y$ , мм | Вариант конструкции узла затяжки | Количество разъемов, шт | Ширина полотна муфты, мм |
|--|----------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| 300<br>400<br>500                        | А                                | 1                       | 200±5                    |
| 700<br>800                               | (А) Б                            | (1) 2                   | (200) 320±5              |
| 1000<br>1200<br>1400                     | Б                                | 2                       | 320±5                    |

Конструктивные схемы узла затяжки должны исключить возникновение напряжений изгиба в стеклопластиковом полотне муфты при ее установке и эксплуатации трубопровода.

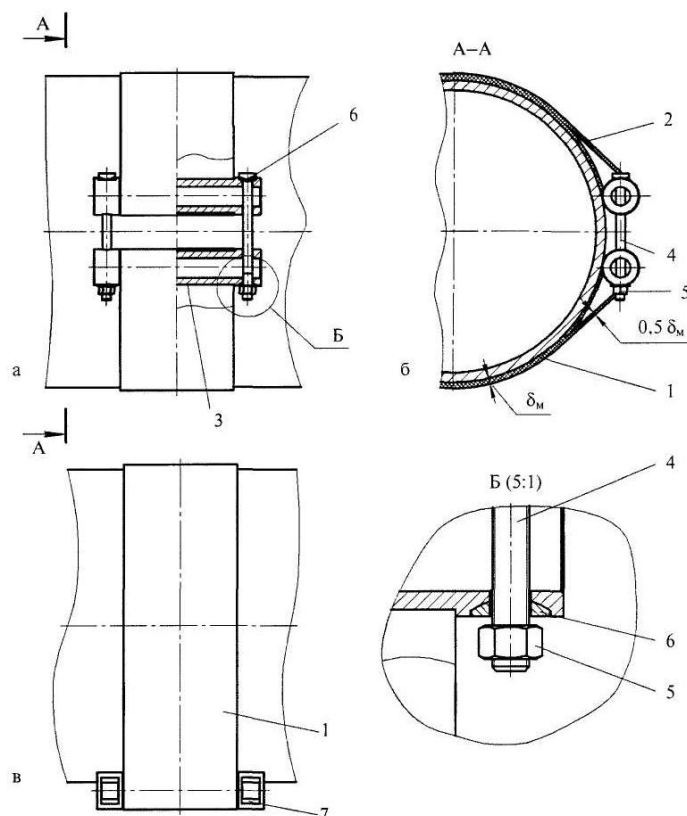


Рисунок 4.1 - Конструктивная схема РСМ с узлом затяжки по варианту А

Виды сбоку (а), в разрезе (б), сверху (в)

1 - стеклопластиковое полотно; 2 - петлевой захват; 3 - закладная ось; 4 - болт; 5 - гайка; 6 - шайба; 7 - паз

Полотно РСМ должно иметь заданную геометрическую форму, внутренняя поверхность должна быть гладкой.

На внутренней поверхности полотна допускается:

- наличие следов от формообразующей оправки и отпечатки от слоев антикоррозионной пленки;
- наличие пор и раковин, не нарушающих целостности армирующего наполнителя, глубиной не более 2 мм, единичной площадью до 5 мм<sup>2</sup>, суммарной площадью до 200 мм<sup>2</sup>.

На наружной поверхности полотна допускаются:

- неровности и наплывы смолы высотой до 3,0 мм;
- риски, царапины, местные раковины в слое связующего глубиной до 1,0 мм, не нарушающие целостности армирующего наполнителя.

На обеих поверхностях полотна не допускаются трещины, расслоения, посторонние включения.

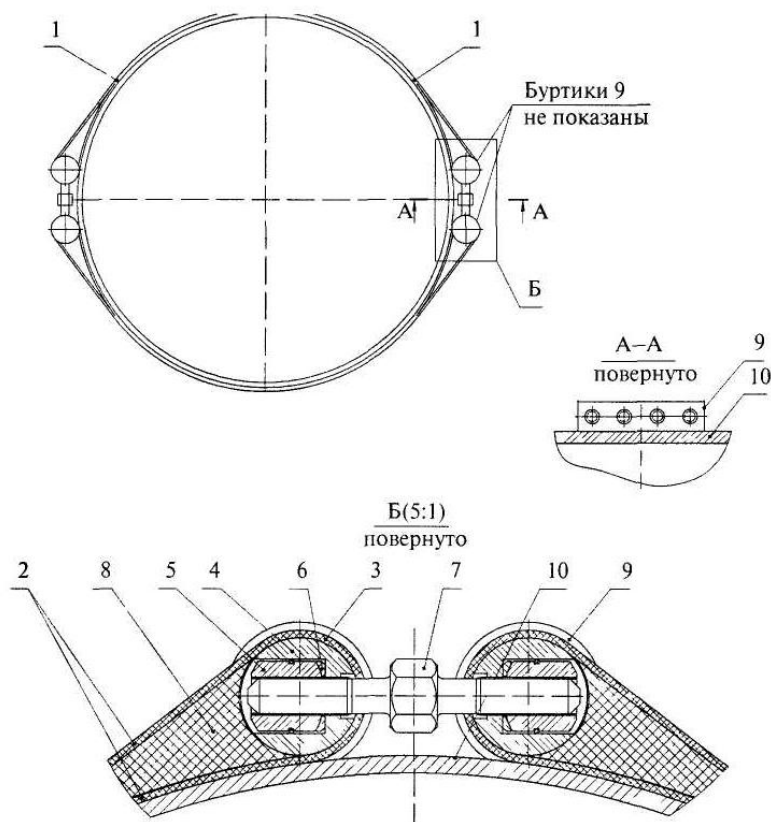


Рисунок 4.2 - Конструктивная схема РСМ с узлом затяжки по варианту Б

1 - полотно; 2 - концевые участки полотна; 3 - петлевой захват; 4 - закладная ось; 5 - гайка; 6 - шайба; 7 - болт; 8 - вспененный полиуретан; 9 - буртики; 10 - стенка трубы

#### 4.2. Требования к материалам стеклопластиковых муфт

Муфта РСМ должна изготавливаться по технологическому регламенту, содержащему требования к изготовлению на всех стадиях производственного процесса, при этом материалы, применяемые для изготовления муфт, должны пройти входной контроль по ГОСТ 24297 предприятия-изготовителя РСМ.

Требования к качеству полотна РСМ должны соответствовать положениям технических условий и настоящего стандарта.

Физико-механические показатели стеклопластика по результатам испытаний, выполненным в соответствии с ГОСТ 25.603, ГОСТ 11262, должны иметь следующие значения:

- плотность 1600-1800 кг/м<sup>3</sup>;
- предел прочности в окружном направлении не менее 800 МПа;
- модуль упругости в окружном направлении не менее 30000 Мпа [30].

Степень полимеризации связующего компонента должна быть не менее 86 %.

В качестве связующего компонента следует применять эпоксидные или полиэфирные смолы по техническим условиям производителей.

В качестве армирующего наполнителя следует применять стеклоровинги и ткани стеклянные по техническим условиям производителей.

Применяемые материалы должны обеспечивать заданные физико-механические показатели полотна муфт и иметь разрешения к применению государственных органов анэпиднадзора.

### **4.3. Организация ремонтных работ**

Методы ремонта дефектных участков трубопроводов назначают по результатам технического диагностирования, выполняемого эксплуатирующими или сторонними организациями в соответствии с положениями СТО Газпром 2-2.3-095.

Эксплуатирующая организация определяет места для инструментального и приборного обследования дефектных участков в шурфах, проводит эти обследования и оформляет ведомости измерений размеров дефектов в соответствии с формой, представленной в приложении Б.

Эксплуатирующая организация с привлечением при необходимости научно-исследовательских и проектных организаций по результатам приборного и инструментального обследования дефектных участков определяет степень опасности дефектов, руководствуясь положениями СТО

Газпром 2-2.3-112, СТО Газпром 2-2.3-173, Инструкциями [28, 31] и настоящим стандартом.

Эксплуатирующая организация является ответственной за проведение ремонтно-восстановительных работ, в том числе с использованием РСМ.

Ремонт дефектных участков трубопроводов с помощью РСМ выполняет Эксплуатирующая организация или сторонняя организация, допущенная к выполнению ремонтных работ в порядке, установленном СТО Газпром 2-3.5-046, а персонал ремонтных бригад должен пройти обучение в учебных центрах ОАО «Газпром» и иметь удостоверения и протоколы проверки знаний по монтажу РСМ.

Эксплуатирующая организация должна обеспечить в соответствии с ВСН 39-1.10-001-99 [5]:

- назначение руководителя работ, ответственного за проведение ремонта;
- условия, необходимые для проведения качественного ремонта:
  - 1) подготовку шурфа;
  - 2) очистку дефектной зоны;
  - 3) тентовое укрытие (палатку);
  - 4) настилы в шурфах;
  - 5) необходимую температуру в палатке в зимнее время;
  - 6) оборудование для нагрева дефектного участка трубопровода;
  - 7) подвод электропитания напряжением 220 В и другие условия;
- мероприятия по технике безопасности при проведении работ на трубопроводе, особенно находящемся под давлением транспортируемой среды.

#### **4.4. Порядок установки стеклопластиковой муфты**

До начала проведения работ по установке РСМ выполняют следующие технологические операции:

- вскрытие дефектного участка трубопровода;

- снятие защитного покрытия вокруг дефектного участка и зачистку его металлической щеткой;
- разметку дефектного участка, подлежащего ремонту;
- визуальный осмотр дефектных зон с проведением инструментального контроля размеров по длине, ширине, глубине;
- проведение приборного контроля ультразвуковым, магнитным и другими методами на предмет обнаружения стресс-коррозионных трещин, внутренних дефектов, а также границ распространения острых металлургических дефектов и трещин;
- выборку трещин и острых дефектов шлифмашинкой с набором абразивных кругов и дисковых проволочных щеток или механической фрезой, руководствуясь положениями СТО Газпром 2-2.3-137;
- пескоструйную очистку поверхности трубы по окружности на местах установки РСМ, включая дефектные места, или механическую зачистку дисковыми проволочными щетками;
- расчетное определение степени опасности дефектов на основании уточненных данных приборного и инструментального контроля с последующей разработкой технологических карт проведения ремонта, представленных в приложении В;
- определение уровня допустимого давления  $p_{\text{доп}}$  по формуле (7.2), ниже которого разрешают установку РСМ.

Бригада, приступающая к установке муфт, должна проверить их комплектность, иметь паспорт на каждую муфту, ремонтный состав с инструкцией применения, гаечные ключи, технический ацетон, вспомогательные инструменты и материалы в соответствии с инструкцией по установке РСМ, разработанной и утвержденной эксплуатирующей организацией.

Работы по установке РСМ включают следующие операции:

- обезжиривание места установки РСМ и внутренней поверхности полотна муфт техническим ацетоном;

- приготовление ремонтного состава в соответствии с прилагаемой инструкцией;
- подогрев при необходимости трубы на участке установки муфты до 25 °С или охлаждение от перегрева, вызванного, например, солнечными лучами, путем установки тента;
- нанесение ремонтного состава в зону дефекта и вокруг трубы на место установки муфты слоем толщиной 0,8-1,0 мм;
- нанесение ремонтного состава на внутреннюю поверхность муфты слоем толщиной 0,5-0,7 мм;
- установку сверху трубы одной полумуфты (для двухразъемных муфт, представленных на рисунке 2) с предварительно завернутыми на три оборота болтами по левой резьбе на одном из концов полумуфты;
- установку снизу второй полумуфты с предварительно завернутыми на три оборота болтами также по левой резьбе и прижатием полумуфты к трубе за счет использования специального приспособления в виде передвижной опоры с рычагом или другого приспособления;
- предварительное завертывание вручную свободных концов болтов в ответные резьбовые гнезда полумуфт;
- угловое смещение муфты в плоскости поперечного сечения трубы для оптимального перекрытия дефектной зоны;
- дальнейшую поочередную затяжку болтов штатными гаечными ключами;
- заключительную затяжку болтов специальными моментными ключами до максимального значения момента затяжки, указанного в технологической карте ремонта;
- дозатяжку болтов в течение 2-3 часов по мере выдавливания ремонтного состава из зоны контакта РСМ с трубой до значения момента, указанного в технологической карте ремонта, и удаление выдавленной массы ремонтного состава.



Преимущественное расположение разъемов муфты соответствует горизонтальной плоскости по причине упрощения затяжки болтовых соединений.

Отличие монтажа одноразъемной РСМ, приведенной на рисунке 1, состоит в том, что ее устанавливают путем упругого разведения С-образного полотна на дефектном участке с последующим соединением концевых участков двумя болтами.

В качестве ремонтного состава следует применять металлополимерные составы, разрешенные к применению в порядке, установленном СТО Газпром 2-3.5-046.

Подогрев дефектного участка трубопровода осуществляется установками индукционного подогрева, установками радиационного нагрева, способом электросопротивления или газопламенными устройствами в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137.

Для заворачивания и затяжки болтов следует использовать гаечные ключи по ГОСТ 2841, для окончательной затяжки болтов используют моментные ключи по ГОСТ Р 51254.

Для обеспечения качества ремонта выполняют контроль следующих операций:

- зачистки поверхности трубы в месте установки муфты;
- зачистки дефектного участка трубы;
- вышлифовки полости дефектов;
- приготовления ремонтного состава и его нанесения в полость дефекта;
- приготовления клея и его нанесения на участок установки муфты и на его внутренние поверхности;
- установки полумуфт на дефектный участок;
- затяжки болтовых соединений до назначенного крутящего момента.

После затвердевания ремонтного состава производят изоляцию дефектного участка с установленными РСМ. Используют защитные покрытия, включенные в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046 в Реестр ОАО «Газпром».

Защитное покрытие наносят на наружную поверхность муфты, металлические детали узла затяжки и участки трубы, попадающие в разъемы муфт.

При установке РСМ на участок трубопровода под давлением транспортируемого газа с температурой ниже 5 °С и невозможности подогрева стенки до указанной температуры или выше вместо ремонтной пасты допускается применять битумно-полимерную грунтовку (например, битумно-полимерная грунтовка «Транскор-Газ»).

После окончания ремонтных работ оформляют акт на проведение восстановительных работ, содержащий результаты приборного и инструментального обследования, заключение о ремонтпригодности дефектного участка с использованием РСМ, условия и сроки проведения работ, результаты выполнения ремонта, состав ремонтной бригады.

## Глава 5. Расчетное обоснование выбора РСМ

### 5.1. Расчетная схема определения критерия работоспособности дефектного участка трубопровода

Силовую эффективность РСМ определяют с помощью расчетного критерия работоспособности дефектного участка трубопровода до и после установки РСМ на этот участок. Данный критерий определяют по СТО Газпром 2-2.3-112, временной инструкции по отбраковке и ремонту технологических трубопроводов газа компрессорных станций и положениям СТО Газпром 2-2.3-335-2009.

Все дефекты, характеризуемые утонением стенки трубопровода, приравнивают к коррозионным дефектам, в том числе стресс-коррозионные и другие острые дефекты. Для расчетов берут размеры сошлифованной зоны, полученной после вышлифовки дефектных мест.

Необходимым критерием ремонтпригодности дефектных участков с применением РСМ является соблюдение критерия работоспособности дефектного участка на разрыв без установленной муфты при воздействии продольных напряжений, вызванных внутренним давлением, осевыми усилиями, изгибающим моментом. Данный критерий для линейных участков газопроводов определяется по алгоритму, приведенному в СТО Газпром 2-2.3-112.

Критерием работоспособности дефектного участка на разрыв вдоль образующей трубопровода при условии выполнения требования, следует считать превышение расчетного допустимого давления  $p_{\text{доп}}$  над рабочим давлением  $p$ , при котором эксплуатируется данный участок, то есть выполнение следующего условия:

$$p_{\text{доп}} \geq p \quad (5.1)$$

Допустимое давление  $p_{\text{доп}}$  определяют с учетом приведенных исходных данных по дефектному участку газопровода:

- геометрических характеристик поперечного сечения трубы;
- категории участка газопровода;
- физико-механических характеристик материала трубы;
- рабочего давления;
- размеров дефектного участка в проекции на продольную плоскость сечения стенки трубы.

Формула для определения давления  $p_{\text{доп}}$  имеет вид:

$$p_{\text{доп}} = p_p / k \quad (5.2)$$

где  $p_p$  – разрушающее давление, определяемое в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112;

$k$  – коэффициент запаса, определяемый в соответствии со СНиП 2.05.06-85\* и Рекомендациями [38].

Разрушающее давление  $p_p$  вычисляют по формуле:

$$p_p = \frac{\delta \sigma_b (1 - t/\delta)}{(R_n - \delta)(1 - t/\delta M)} \quad (5.3)$$

где  $M$  – коэффициент Фолиаса;

$\delta$  – номинальная толщина стенки трубы, мм;

$\sigma_b$  – предел прочности металла трубы, МПа;

$t$  – средняя глубина дефекта, мм;

$R_n$  – радиус наружной поверхности трубы, м.

Коэффициент Фолиаса вычисляют по формуле:

$$M = \sqrt{1 + 0,31 l_{\text{эф}}^2 / R_n \delta} \quad (5.4)$$

где  $l_{\text{эф}}$  – эффективная длина дефекта, мм.

Значение геометрической функции  $\Phi$  вычисляют по формуле

$$\Phi = \frac{1 - t/\delta}{1 - t/\delta M} \quad (5.5)$$

Среднее значение глубины дефекта  $t$  вычисляют по формуле

$$t = A / l_{\text{эф}}, \quad (5.6)$$

где  $A$  – площадь проекции дефекта на продольную плоскость, вычисляемая по формулам, мм<sup>2</sup>:

– при постоянном шаге  $\Delta l$  измерений глубины  $t_1$ :

$$A = \Delta l [0,5(t_1 + t_n) + \sum_{i=2}^{n-1} t_i], \quad (5.7)$$

– при переменном шаге измерений  $\Delta l_i = l_{i+1} - l_i$ :

$$A = 0,5(t_1 \Delta l_1 + t_n \Delta l_{n-1}) + \sum_{i=2}^{n-1} \Delta l_{i-1} t_i, \quad (5.8)$$

где  $i = 1, \dots, n$  - точки измерений глубины  $t_i$  в пределах эффективной длины дефекта  $l_{эф}$ .

Коэффициент запаса  $k$  определяют по формуле:

$$k = \frac{0,9\gamma n_p k_1 k_H}{m}, \quad (5.9)$$

где 0,9 – поправочный коэффициент;

$\gamma$  – коэффициент, учитывающий рабочее (нормативное) давление на рассматриваемом участке газопровода, вычисляемый по формуле:

$$\gamma = 1 - \frac{n_p p}{R_1}, \quad (5.10)$$

где  $n_p$  – коэффициент надежности по нагрузке;

$R_1$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию), вычисляемое в соответствии со СНИП 2.05.06-85 по формуле:

$$R_1 = \frac{m\sigma_B}{k_1 k_H} \quad (5.11)$$

Если суммарные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$ , определяемые по формуле

$$\sigma_{пр} = -\alpha E \Delta t + \frac{\mu p (D_H - 2\delta)}{2\delta} - \frac{E D_H}{2\rho} \quad (5.12)$$

являются сжимающими и их уровень соответствует условию:

$$\sigma_{пр} = -0,5\sigma_B \frac{1-t/\delta}{1-t/\delta M}, \quad (5.13)$$

то расчет разрушающего давления  $p_p$  производится с учетом значения  $\sigma_{пр}$  по методике СТО Газпром 2-2.3.112,

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы, град<sup>-1</sup>;

$E$  – модуль упругости металла трубы, МПа;

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад, град;

$\mu$  – коэффициент Пуассона материала трубы;

$D_H$  – номинальный наружный диаметр трубы, мм;

$\rho$  – радиус изгиба продольной оси трубопровода, м.

## 5.2. Расчет усилий, напряжений и контактного давления

Силую эффективность РСМ обеспечивает контактное давление, создаваемое узлом затяжки. Усилие в болтах определяют по формуле:

$$Q = n_b \frac{M_{зат}}{\xi d_b}, \quad (5.14)$$

где значение коэффициента трения в резьбе  $\xi=0,15 \div 0,20$ ;

$n_b$  – количество болтов в узле затяжки;

$M_{зат}$  – момент затяжки болтового соединения, МН м.

Усилия, возникающие в полотне двухразъемной муфты за счет затяжки болтов, определяют в соответствии с расчетной схемой, представленной на рисунке 4.1.

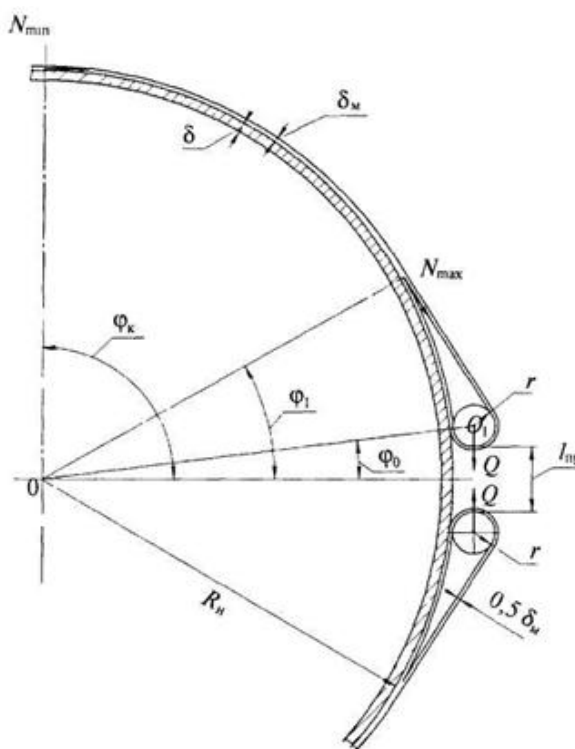


Рисунок 4.1 - Расчетная схема взаимодействия РСМ с трубой

Значение усилий и напряжений определяют:

- 1) наибольшее значение усилия  $N_{max}$  по формуле:

$$N_{max} = Q \cos \varphi_0 [2 - f(\varphi_1 - \varphi_0)] / [1 + \cos(\varphi_1 - \varphi_0)], \quad (5.15)$$

где  $\varphi_0$  – угол между осью симметрии и радиусом-вектором центра закладной оси узла затяжки, определяемый по формуле;

$$\varphi_0 = \arcsin [(r + 0,5\Delta l)/(R + r + 0,5\delta_m)], \quad (5.16)$$

$f$  – коэффициент трения между муфтовым полотном и трубой;

$\varphi_1$  – угол между осью симметрии и радиусом-вектором точки касания с наружной поверхностью трубы сечения полотна, где сходятся обе ее ветви, определяемы по формуле:

$$\varphi_1 = \arccos [(R_H + 0,5\delta_m - r)/(R_H + 0,5\delta_m + r)] + \varphi_0, \quad (5.17)$$

2) наибольшее значение напряжение в полотне муфты по формуле:

$$\sigma_{max} = N_{max}/\delta_m l_m. \quad (5.18)$$

3) наименьшее значение усилия в сечении полотна, равноудаленного от узлов затяжки:

$$N_{min} = N_{max} \exp [f(\varphi_0 - \varphi_k)], \quad (5.19)$$

где  $\varphi_k$  – угловая усредненное значение продольной силы в сечении полотна определяют по формуле;

4) интегрально усредненное значение продольной силы в сечении полотна определяют по формуле:

$$N_{cp} = N_{max} \{1 - \exp[f(\varphi_0 - \varphi_k)]\} [f(\varphi_0 - \varphi_k)]^{-1}. \quad (5.20)$$

Значение составляющих контактного давления муфты на поверхность трубы определяют по формулам:

– минимальное значение контактного давления

$$p_{k \min} = N_{max}/R_H l_m; \quad (5.21)$$

– среднее значение контактного давления  $p_{kб}$  от затяжки болтов:

$$p_{kб} = N_{cp}/(R_H l_m); \quad (5.22)$$

– среднее значение контактного давления  $p_k$  при рабочем давлении  $p$  в трубопроводе с учетом давления  $p_0$  при установке муфты:

$$p_k = \frac{(p-p_0)\gamma_1 k_\beta + 2n_\gamma Q A_T (\chi_n + 0,5\chi_б)}{\gamma_1 k_\beta + A_k}, \quad (5.23)$$

где  $\chi_б$  – податливость болтов узла затяжки, м/МН;

$\chi_n$  – податливость муфтового полотна, м/МН;

Коэффициенты определяют по формулам:

$$\gamma_1 = 1 - \mu^2; \quad (5.24)$$

$$A_T = E\delta/2\pi R_H^2; \quad (5.25)$$

$$A_k = E\delta/E_M\delta_M; \quad (5.26)$$

$$\chi_{II} = FR/E_M\delta_M l_M; \quad (5.27)$$

$$\chi_6 = 4l_6/n_6\pi E_6 d_6^2, \quad (5.28)$$

где  $F$  – коэффициент, учитывающий вклад в удлинение полотна муфты от усилия затяжки болтовых соединений и сил трения полотна муфты по трубе;

$E_\sigma$  – модуль упругости материала болтов, МПа;

$E_M$  – модуль упругости материала полотна стеклопластиковой муфты в окружном направлении, МПа.

Коэффициент  $F$  определяют по таблице 5.1.

Таблица 5.1

Значение коэффициента  $F$

| Коэффициент трения $f$ | Коэффициент трения $F$ |                     |
|------------------------|------------------------|---------------------|
|                        | Двухразъемная муфта    | Одноразъемная муфта |
| 0,2                    | 1,36                   | 2,61                |
| 0,3                    | 1,29                   | 2,36                |

Коэффициент  $k_\beta$ , учитывающий ширину полотна муфты при определении усредненного радиального перемещения наружной поверхности трубы в границах ширины полотна муфты, определяют в соответствии с рисунком



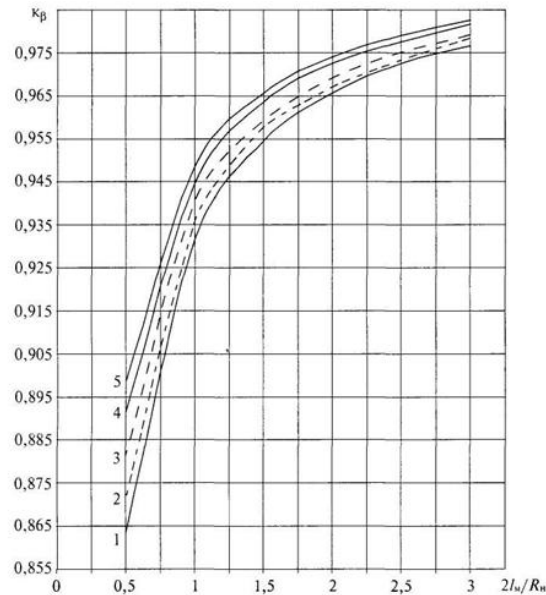


Рисунок 5.2 - График зависимости коэффициента  $k_\beta$  усредненных радиальных перемещений поверхности трубы от относительной ширины  $2l_m/R_n$  муфты для различных значений относительной толщины стенки трубы  $\delta' = \delta/R_n$ : 0,031(1); 0,027(2); 0,023(3); 0,02(4); 0,017(5)

### 5.3. Критерий работоспособности дефектного участка газопровода с установленной муфтой

Критерий работоспособности дефектного участка трубопровода с установленной муфтой определяют, учитывая контактное давление  $p_k$ , уровень которого обеспечивают расчетным моментом затяжки болтовых соединений и заданными конструктивными параметрами РСМ по формуле (8.10). В этом случае допустимое значение внутреннего давления  $p_{\text{доп м}}$  определяют по формуле

$$p_{\text{доп м}} = \frac{p_p}{k} + \frac{p_k}{k_{\text{мф}}}, \quad (5.29)$$

где  $k_{\text{мф}} = k_{\text{рел}} k_{\text{кон}}$  - коэффициент надежности муфты;

$k_{\text{рел}}$  - коэффициент релаксации напряжений в стеклопластиковом полотне при эксплуатации;

$k_{\text{кон}}$  – коэффициент неравномерности контактного давления полотна муфты на поверхность участка трубопровода.

Рекомендуемые значения коэффициентов  $k_{\text{рел}}, k_{\text{кон}}$ , полученные по данным циклических и статических испытаний дефектных труб с установленными муфтами, составляют:  $k_{\text{рел}} = 1,1-1,3$ ;  $k_{\text{кон}} = 1,1-1,2$ .

Коэффициент усиления  $k_{\text{ус}}$  дефектного участка трубопровода определяют соотношением допустимых значений внутреннего давления, найденных по формулам

$$k_{\text{ус}} = p_{\text{доп м}}/p_{\text{доп}} \quad (5.30)$$

#### 5.4. Определение коэффициента усиления дефектного участка с применением стеклопластиковых муфт

Исходные данные: материал – сталь X70; предел прочности материала  $\sigma_{\text{в}} = 588$  МПа; модуль упругости  $E=206000$  МПа; коэффициент Пуассона  $\mu=0,3$ ; номинальный наружный диаметр трубопровода  $D_{\text{н}} = 1420$  мм; толщина стенки  $\delta=16,5$  мм; рабочее давление  $p=7,4$  Мпа; коэффициент надежности по внутреннему давлению  $n_p = 1,1$ ; коэффициент условий работы  $m=0,9$ ; коэффициент надежности по материалу труб  $k_1=1,34$ ; коэффициент надежности по назначению трубопровода  $k_{\text{н}}=1,1$ ; тип дефекта – продольная стресс-коррозионная трещина, имеющая профиль дна после вышлифовки в соответствии с таблицей 5.2.

Таблица 5.2

Геометрические параметры дефекта

| Параметр          | Значения глубины $t$ дефекта по ее длине $x$ |     |     |      |      |      |      |     |     |     |
|-------------------|--|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|
| Длина $x$ ,<br>мм | 0  | 20  | 40  | 60   | 80   | 100  | 120  | 140 | 160 | 180 |
| Глубина $t$ ,     | 0  | 5,2 | 8,7 | 10,8 | 11,0 | 11,1 | 10,6 | 9,0 | 4,9 | 0   |

|    |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| ММ |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|

Модуль упругости полотна муфты  $E_M=58700$  МПа; толщина полотна  $\delta_M=0,012$  м; момент затяжки муфты  $M_{зат}=650$  Нм; коэффициент трения в резьбе  $\xi=0,17$ ; диаметр болтов  $d_6=0,027$  м; количество болтов в разьеме  $n_6=4$ ; количество разъемов – 2; модуль упругости материала болтов  $E_6=206000$  МПа; коэффициент трения полотна по трубе  $f=0,2$ ; радиус закладной оси  $r=0,0375$  м; наружный диаметр трубы  $R_H=0,71$  м; зазор между закладными осями  $l_{пр}=0,070$  м; коэффициент надежности работы муфты  $k_M=1,56$ .

Найдем расчетное сопротивление  $R_1$

$$R_1 = \frac{m\sigma_B}{k_1 k_H} = \frac{0,9 \cdot 588}{1,34 \cdot 1,1} = 359 \text{ МПа}$$

Найдем коэффициент  $\gamma$ , учитывающий рабочее давление:

$$\gamma = 1 - \frac{n_p p}{R_1} = 1 - \frac{1,1 \cdot 7,4}{359} = 0,977$$

Найдем коэффициент запаса  $k$ :

$$k = \frac{0,9\gamma n_p k_1 k_H}{m} = \frac{0,9 \cdot 0,977 \cdot 1,1 \cdot 1,34 \cdot 1,1}{0,9} = 1,585$$

Функция  $\Phi$  принимает минимальное значение при эффективной длине дефекта  $l_{эф}=140$  мм, на которой площадь  $A$  проекции дефекта на продольную плоскость определяют, принимая за крайние точки  $t_1=5,2$  мм,  $t_n=4,9$  мм при  $\Delta l=20$  мм:

$$A = \Delta l [0,5(t_1 + t_n) + \sum_{i=2}^{n-1} t_i] = 20[0,5(5,2 + 4,9) + (8,7 + 10,8 + 11,0 + 11,1 + 10,6 + 9,0)] = 1325 \text{ мм}^2$$

Найдем среднюю глубину дефекта:

$$t = A/l_{эф} = 1325/140 = 9,464 \text{ мм}^2$$

Найдем коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{1 + 0,31 l_{эф}^2 / R_H \delta} = \sqrt{1 + 0,31 \cdot 140^2 / (720 \cdot 16,5)} = 1,23$$

Найдем значение геометрической функции  $\Phi$ :

$$\Phi = \frac{1 - t/\delta}{1 - t/\delta M} = \frac{1 - 9,464/16,5}{1 - 9,464/(16,5 \cdot 1,23)} = 0,798.$$

Найдем разрушающее давление для дефектного участка:

$$p_p = \frac{2\delta\sigma_B}{(D_H - 2\delta)} \Phi = \frac{2 \cdot 16,5 \cdot 588}{(1420 - 2 \cdot 16,5)} \cdot 0,798 = 11,16 \text{ МПа.}$$

Найдем значение допустимого давления:

$$p_{\text{доп}} = \frac{p_p}{k} = \frac{11,16}{1,585} = 7,04 \text{ МПа.}$$

Так как  $p_{\text{доп}} < p$ , следовательно, оцениваемый участок газопровода не удовлетворяет критерию работоспособности, поэтому должен быть отремонтирован. В качестве ремонтной конструкции используем муфту РСМ с резьбовой затяжкой.

Найдем усилие  $Q$  в болтах на одном разъеме при затяжке

$$Q = n_b \frac{M_{\text{зат}}}{\xi d_b} = 4 \cdot \frac{650}{0,17 \cdot 0,027} = 0,566 \text{ МН}$$

Найдем угол  $\varphi_0$  между осью симметрии узла затяжки и радиусом-вектором центра закладной оси

$$\begin{aligned} \varphi_0 &= \arcsin \left[ \frac{r + 0,54l_{\text{пр}}}{R + r + 0,5\delta_m} \right] = \arcsin \left[ \frac{0,0375 + 0,5 \cdot 0,070}{0,71 + 0,0375 + 0,5 \cdot 0,012} \right] = \\ &= 0,096 \text{ рад} \end{aligned}$$

Найдем угол  $\varphi_1$  между осью симметрии узла затяжки и радиусом-вектором центра закладной оси:

$$\begin{aligned} \varphi_1 &= \arccos [(R_H + 0,5\delta_m - r)/(R_H + 0,5\delta_m + r)] + \varphi_0 \\ \varphi_1 &= \arccos \left[ \frac{0,71 + 0,5 \cdot 0,012 - 0,0375}{0,71 + 0,5 \cdot 0,012 + 0,0375} \right] + 0,096 = 0,546 \text{ рад} \end{aligned}$$

Найдем наибольшее усилие  $N_{\text{max}}$  в поперечном сечении полотна муфты:

$$\begin{aligned} N_{\text{max}} &= Q \cos \varphi_0 [2 - f(\varphi_1 - \varphi_0)] / [1 + \cos(\varphi_1 - \varphi_0)] \\ N_{\text{max}} &= \frac{0,566 \cos 0,096 [2 - 0,2(0,546 - 0,096)]}{[1 + \cos(0,546 - 0,096)]} = 0,563 \text{ МН} \end{aligned}$$

Найдем коэффициент условий закрепления трубопровода при подземной прокладке

$$\gamma_1 = 1 - \mu^2 = 1 - 0,3^2 = 0,91$$

Коэффициент  $k_\beta$  учета ширины полотна муфты при заданных параметрах муфты  $\frac{2l_M}{R_H} = 0,9$  и  $\frac{\delta}{R_H} = 0,023$  в соответствии с рисунком 4.2 равен 0,934.

Найдем податливость полотна муфты

$$\chi_\Pi = \frac{FR}{E_M \delta_M l_M} = \frac{1,36 \cdot 0,71}{58700 \cdot 0,012 \cdot 0,32} = 0,00438 \text{ м/МН}$$

Найдем податливость болтовых соединений

$$\chi_6 = \frac{4l_6}{n_6 \pi E_6 d_6^2} = \frac{4 \cdot 0,144}{4 \cdot 3,14 \cdot 206000 \cdot 0,027^2} = 0,000306 \text{ м/МН}$$

Найдем вспомогательные коэффициенты  $A_T, A_k$

$$A_T = \frac{E\delta}{2\pi R_H^2} = \frac{206000 \cdot 0,0165}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,71^2} = 1073 \text{ МПа/м}$$

$$A_k = \frac{E\delta}{E_M \delta_M} = \frac{206000 \cdot 0,0165}{58700 \cdot 0,012} = 4,825$$

Найдем среднее значение контактного давления полотна муфты на трубу

$$p_k = \frac{(p - p_0)\gamma_1 k_\beta + 2n_y Q A_T (\chi_\Pi + 0,5\chi_6)}{\gamma_1 k_\beta + A_k}$$

$$p_k = \frac{(7,4 - 7,04)0,91 \cdot 0,934 + 2 \cdot 2 \cdot 0,566 \cdot 1073(0,00438 + 0,5 \cdot 0,000306)}{0,91 \cdot 0,934 + 4,825}$$

$$= 2,095 \text{ МПа}$$

Найдем допустимое давление для дефектного участка с установленной муфтой

$$p_{\text{доп м}} = p_{\text{доп}} + \frac{p_k}{k_{\text{мф}}} = 7,04 + \frac{2,095}{1,56} = 8,38 \text{ МПа.}$$

Найдем коэффициент усиления, обеспечиваемый муфтой при эксплуатации

$$k_{\text{ус}} = \frac{p_{\text{доп м}}}{p_{\text{доп}}} = \frac{8,38}{7,04} = 1,19.$$

Благодаря тому, что установка муфты РСМ обеспечивает условие  $p_{\text{доп м}} > p$ , следовательно, критерий работоспособности дефектного участка трубопровода при максимальном давлении  $p=7,4$  МПа соблюдается.

## Результаты исследования

В ходе выполнения данной работы были получены следующие результаты:

- 1) Проведен обзор современной литературы по теме капитальный ремонт магистральных газопроводов.
- 2) Изучены методы капитального ремонта магистральных газопроводов.
- 3) Проведен технологический расчеты эффективности использования стеклопластиковых муфт для ремонта магистральных газопроводов.
- 4) Обоснована технико-экономическая эффективность использования стеклопластиковых муфт для ремонта магистральных газопроводов и определена последовательность проведения основных этапов работ с учетом требования промышленной и экологической безопасности.
- 5) Проведены расчеты работоспособности дефектного участка с установленной муфтой, рассчитан коэффициент усиления стеклопластиковой муфты.
- 6) Экономически обосновано использование стеклопластиковой муфты по сравнению с традиционным методом ремонта.
- 7) Произведен анализ социальной безопасности при проведении ремонта стеклопластиковой муфтой.

## Заключение

Безаварийная работа и удлинение срока службы магистральных трубопроводов в основном зависят от своевременного и качественно проведенного капитального ремонта.

В последние годы объем капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов значительно увеличился.

Оптимальное планирование и рациональное использование материальных и технических ресурсов ремонтно-строительного производства отрасли приобретают важное значение.

Успешное выполнение большого объема работ по капитальному ремонту магистральных газопроводов невозможно без внедрения наиболее целесообразной технологии и совершенной организации работ, обеспечивающих их высокие темпы. Очень важен выбор наиболее эффективной технологической схемы производства ремонтных работ с учетом понимания рисков и выгод каждой технологии.

На данный момент ремонт стеклопластиковой муфтой соревнуются с перспективными и традиционными методами ремонта, использующими сварку. Однако использование данной технологии обладают преимуществом в вопросах безопасности и экономической эффективности.

Но в то же время каждое принятое решение должно быть технически правильным и экономически обоснованным. Ремонт стеклопластиковой муфтой не всегда является единственно верным решением, однако является достойной альтернативой, которая может быть эффективна в большинстве случаев.