



CENTRAL ASIAN JOURNAL OF THEORETICAL AND APPLIED SCIENCES

Volume: 03 Issue: 12 | Dec 2022 ISSN: 2660-5317
<https://cajotas.centralasianstudies.org>

Совершенствование Технологии Ремонта Дефекта Действующих Магистральных Нефтепроводов

Ислама Каримова, Амиркулов Нуритдин Сайфуллаевич
Ташкентский государственный технический университет

Received 4th Oct 2022, Accepted 6th Nov 2022, Online 15th Dec 2022

Аннотация: На основе анализа режимов перекачки нефти по магистральным трубопроводам будут разработаны требования и предложены методики применения противотрубных присадок. Для предотвращения гидравлических ударов.

Ключевые слова: труба-муфта, трубопровод, установка полумуфт, термический цикл.

Известно, что длительность эксплуатации большей части трубопроводов, включая магистральные нефтепроводы, превышает 20 лет. Для трубопроводов указанной возрастной группы характерен физический износ, сопровождающийся ростом числа отказов вследствие образования и развития различного рода дефектов. [1,2].

Основными «возрастными» дефектами магистральных нефтепроводов являются дефекты типа «потеря металла», среди которых особо выделяют локальные коррозионные повреждения площадью до 10 см², являющиеся причиной возникновения и развития магистральных трещин.

Эффективность, качество и рентабельность методов ремонта вышеуказанных дефектов во многом определяет своевременность и бесперебойность поставок углеводородного сырья потребителям. [1,2].

Одним из наиболее прогрессивных методов ремонта наружных коррозионных повреждений линейной части магистральных нефтепроводов является метод наплавки. Этот метод позволяет проводить ремонт наружных коррозионных повреждений линейной части магистральных нефтепроводов без остановки перекачки продукта [3].

Однако применяемая в настоящее время ручная дуговая наплавка морально устарела и, как показали современные исследования, имеет ряд существенных технологических недостатков, негативно сказывающихся на экономических показателях и качестве ремонтных работ [4].

Решением указанной проблемы представляется совершенствование технологии ремонта наплавкой посредством внедрения современных и прогрессивных технологий, позволяющих существенно повысить экономичность, производительность и качество ремонтных работ. Одной из таких

технологий является наплавка с применением механизированной сварки порошковыми самозащитными проволоками.

Вместе с тем современная нормативная и научно-методическая базы по ремонту наружных коррозионных повреждений магистральных нефтепроводов под давлением морально устарели и не учитывают современных достижений науки, техники и технологий в части ремонта магистральных нефтепроводов [5].

Следовательно, проведение исследований с целью совершенствования технологии ремонта магистральных нефтепроводов методом наплавки путем внедрения современных и перспективных сварочных материалов - порошковых самозащитных проволок - является актуальной задачей эксплуатации трубопроводного транспорта.

Разработка научно-методической базы для совершенствования технологии ремонта нефтепроводов наплавкой под давлением.

Основные задачи исследования:

1. Провести анализ современных технологий ремонта наружных коррозионных повреждений магистральных нефтепроводов под давлением.
2. Установить закономерности распределения градиента температур на участке ремонта наружных коррозионных повреждений наплавкой с учетом отвода тепла в перекачиваемый продукт.
3. Провести экспериментальные исследования изменения временного сопротивления разрыву основного металла труб линейной части, содержащих ремонтные наплавки.
4. Разработать технологию ремонта наружных коррозионных повреждений труб под давлением методом наплавки порошковыми самозащитными проволоками.

Объект исследования - участок нефтепровода, содержащий наружные коррозионные повреждения.

Методы исследования. При решении задач исследования использовались методы системного анализа, численного моделирования тепловых процессов при наплавке, статического планирования экспериментов и экспериментальных исследований прочности трубопроводов с ремонтными наплавками.

Система магистральных газопроводов является одной из важнейших составных частей экономики страны, обеспечивающей практически все отрасли промышленности сырьем, топливом, энергией. Общая протяженность магистральных газопроводов в настоящее время составляет около 176 тыс. км [6,7,8].

Длительная эксплуатация газопроводов неизбежно ведет к появлению и развитию всевозможных дефектов, в связи с чем возрастает роль ремонтно-восстановительных работ. Методы ремонта дефектных участков газопроводов, применяемые ранее (за исключением врезки катушки), до недавнего времени рассматривались, главным образом, как временные методы восстановления несущей способности газопроводов. Ремонт магистральных газопроводов традиционным методом замены участка газопровода (врезка катушки) влечет за собой отключения газопроводов, что наносит значительный ущерб, обусловленный недопоставками газа потребителям, потерей сжигаемого газа на ремонтируемом участке, а также загрязнением окружающей среды [9].

С интенсивным развитием внутритрубной дефектоскопии и улучшением качества экспертизы безопасности резко увеличился объем выборочного ремонта газопроводов без остановки перекачки газа как наиболее эффективного вида ремонта.

Восстановление несущей способности дефектных участков газопроводов может осуществляться различными способами. К ним относятся как ремонт без применения сварки (ремонт с использованием композитных муфт, стеклопластиковых муфт с резьбовой затяжкой, разъемных болтовых муфт и т.п.), так и ремонт, связанный со сварочными работами (полноохватные стальные муфты типа А и В, стальные муфты с заполнением зазора «труба-муфта», способ «горячей врезки» и прямой сварочной наплавки металла). Наиболее быстрым и эффективным является способ ремонта дефектов ограниченного размера прямой сварочной наплавкой металла.

Однако риски, связанные со сваркой на действующих трубопроводах, необходимо контролировать, гарантируя, что ремонт сварочной наплавкой выполняется по воспроизводимой технологии в пределах оптимального диапазона тепловложения. Этот оптимальный диапазон предотвращает сквозной прожог, определяемый верхним пределом тепловложения, и наведенное водородом «холодное» растрескивание, связанное с нижним пределом тепловложения.

Технология ремонта сварочной наплавкой, обеспечивающая предотвращение сквозного прожога и водородного растрескивания, основывается, главным образом, на рассмотрении термического цикла наплавки. В то же время химический состав трубной стали и внутреннее давление газа являются дополнительными факторами, влияющими на сквозной прожог и постсварочное растрескивание. Термический цикл зависит не только от энергии сварочного тепловложения, но и от ослабления теплоемкости трубопровода (толщины стенки трубы, типа и скорости потока газа), а также от применяемого предварительного или постсварочного нагрева.

В последние годы для разработки технологии эффективного ремонта газопроводов применяют методы численного исследования в процессе изучения сварки на трубопроводах под давлением. Такие методы нацелены на определение граничных режимов технологии наплавки путем моделирования критического тепловложения на грани сквозного прожога в трубах различной толщины, несущих потоки газа при различных давлениях и скоростях. Расчет времени охлаждения зоны термического влияния (ЗТВ) наплавки от 800°C до 500°C может использоваться как индикатор микроструктуры и твердости сварной зоны в этих моделях и, следовательно, чувствительности ЗТВ к растрескиванию. Конечно, достоверность результатов численного моделирования должна быть подтверждена экспериментами.

Стандарт СТО Газпром 2-2.2-116-2007 [2] разрешает сварочные работы на магистральных газопроводах, находящихся под давлением газа, по «горячей врезке» отводов, включая ремонт газопроводов этим методом. Однако способ прямой сварочной наплавкой металла в СТО [2] не рассмотрен. Это связано с недостаточностью комплексных исследований, подтверждающих возможность безопасного выполнения ремонтной сварочной наплавки на газопроводах без остановки перекачки газа.

Поэтому решение проблемы повышения эффективности эксплуатации газопроводов и снижения ущерба ставит ряд задач, связанных с исследованием условий безопасного и качественного производства сварочных работ, включая разработку научно-обоснованной технологии ремонта газопроводов методом сварочной наплавки без остановки перекачки газа.

Целью настоящей работы является разработка технологии эффективного и безопасного ремонта поверхностных дефектов на газопроводах без остановки перекачки газа методом ручной дуговой сварочной наплавки металла.

Для достижения поставленной цели сформулированы и решены следующие основные задачи исследований:

- экспериментальное исследование режимов ремонтной сварочной наплавки, исключающих термический прожог стенки трубы и предотвращающих образование закалочных структур с повышенной твердостью, склонных к водородному растрескиванию.
- исследование термических циклов и тепловых полей в стенке трубы при ремонтной наплавке с применением численного моделирования для гарантии безопасности технологии ремонтной наплавки, эксперименты по которой на действующих газопроводах запрещены нормативным документом [2].
- исследование режимов и разработка технологии многопроходного ремонта сварочной наплавкой поверхностных дефектов труб по методу «отпущенного валика», как наиболее эффективного и безопасного вида ремонта.

Анализ технологии ремонта действующих трубопроводов способом дуговой сварочной наплавки проведен на основании изучения литературно-патентных источников за последние 25 лет. В результате анализа выбраны следующие методы решения поставленных задач:

- обоснование эффективности технологии ремонтной наплавки путем экспериментального исследования температурных циклов наплавки и скорости охлаждения ЗТВ;
- оценка эффективности технологии ремонтной наплавки по результатам металлографического исследования зон наплавки с определением допустимого тепловложения по измерениям размеров и твердости ЗТВ (в ед.НУ);
- численное моделирование (МКЭ) температурных циклов и тепловых полей по сечению стенки трубы при ремонтной наплавке, как альтернатива натурным экспериментам по наплавке на действующих газопроводах, запрещенных нормативной документацией (НД);
- проверка эффективности ремонтной наплавки методом оценки несущей способности трубопровода с применением модели термической «коррозионной язвы».

Научная новизна полученных результатов заключается в комплексном подходе к решению проблемы ремонта поверхностных дефектов на действующем газопроводе с применением сварочной наплавки, начиная с экспериментальных исследований различных параметров наплавки и заканчивая определением технико-экономических показателей ремонта газопровода. Выполненные исследования технологических режимов процесса ремонта газопровода позволили научно обосновать организационно-технологическую схему производства ремонтно-восстановительных работ. Обоснована эффективная и безопасная технология ремонта поверхностных дефектов действующего газопровода с учетом критериев термического, металлографического и термомеханического анализа. Впервые разработана методика использования модели термической «коррозионной язвы» с применением МКЭ.

Ремонт газопроводов полимерно-композитными материалами.

Ремонт полимерно-композитными материалами применяется в индустрии трубопроводного транспорта в течение 30 лет как средство усиления секций трубы, стенки которой ослаблены коррозией. Как показала практика и опыт, ремонт трубопроводов композитными материалами не ограничен только коррозионными повреждениями; возможности ремонта такого типа шире.

Композит сочетает в себе высокую прочность усиливающих стекловолоконных нитей, находящихся в матрице термоусадочного полимера. Действие композитного ремонта заключается в распределении кольцевой нагрузки в стенке трубы; при этом напряжение текучести трубной

стали ограничивается наложенной с внешней стороны композитной муфтой так, чтобы можно было бы безопасно поддерживать максимально допустимое рабочее давление в трубопроводе.

Диагностика дефектов нефтепровода Эксплуатационной надёжностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надёжности определяется техническим состоянием магистрального трубопровода. Для выявления дефектов стенки трубопроводов проводится их внутритрубная диагностика специальными внутритрунными инспекционными приборами (ВИП). При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы: 1) дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб, – расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков; 2) дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровода, – риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков; 3) дефекты, образовавшиеся при эксплуатации – внешняя и внутренняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок. Для определения скорости коррозии проводится повторная диагностика трубопроводов с интервалом в 3–5 лет. Сравнение результатов повторной диагностики с первичной позволяет рассчитать время утонения стенки трубы до критической величины.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ УСТАНОВКЕ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ ТИПА П-1 При установке ремонтной конструкции выполняются следующие технологические операции:

1. Определение места расположения дефекта на основании диагностической информации по данным внутритрунных инспекционных снарядов;
2. Земляные работы при подготовке дефектного участка трубопровода к ремонту;
3. Уточнение места расположения дефекта на трубопроводе с учетом информации о поперечных и продольных сварных швах;
4. Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия;
5. Выявление дополнительных дефектов в зоне ремонта и уточнение геометрических параметров дефектов; 6. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты;
6. Пескоструйная обработка поверхности трубопровода в зоне ремонта, после его очистки от изоляции, и внутренних поверхностей ремонтных полумуфт до требуемого качества;
7. Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе (установка полумуфт, их соединение, подсоединение катодной защиты);
8. Контроль качества сварных швов на муфте;
9. Регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой;
10. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава;
11. Приготовление герметика;
12. Герметизация краев кольцевого зазора; Изм. Лист № докум. Подпись Дата Лист 44 Устранение дефектов на магис.
13. Приготовление композитного состава;

14. Заполнение композитным составом кольцевого зазора;
15. Подготовка ремонтной конструкции к заключительному (приемочному) контролю;
16. Проведение заключительного контроля качества ремонтной конструкции;
17. Подключение катодной защиты к муфте;
18. Нанесение изоляционного покрытия на отремонтированный участок трубопровода. Пооперационный контроль качества выполняется инженером по ремонту трубопроводов (руководителем бригады). [8].

Определение места расположения дефекта по данным внутритрубных инспекционных снарядов
Определение места расположения дефекта проводится на основании информации, содержащейся в «Журнале опасных дефектов трубопровода» и информации, содержащейся в техническом отчете (план расстановки маркерных пунктов, список задвижек и вантузов на трассе). Расположение дефекта на местности определяется при помощи точек ориентиров, приведенных в техническом отчете: – определить координаты маркера, указанного в сертификате на дефект; – обозначить вешками ось нефтепровода; – определить с использованием расстояния в плане от маркера до дефекта место дефекта и обозначить его вешкой. 3.2. Земляные работы Земляные работы дефектного участка трубопровода к ремонту включают:

– вскрытие дефектного участка трубопровода и создание ремонтного котлована; – подготовка рабочей площадки, устройство проездов, переездов и т.п.; – засыпка котлована отремонтированного участка трубопровода. Перед началом работ по созданию ремонтного котлована определяем положение трубопровода в грунте трубоискателем ТИ – 12 или другими методами осуществляется разбивка его границ. Производится оценка размеченного для вскрытия участка на предмет возможного пересечения ремонтного котлована с другими подземными коммуникациями. При наличии таких пересечений принимаются меры к ненарушению этих коммуникаций в ходе работ по вскрытию ремонтного котлована, ремонту трубопровода и его засыпке. Земляные работы проводятся с использованием экскаватора KOMATSU PC200-7. Вскрытие ремонтируемого участка трубопровода и устройство ремонтного котлована производятся с помощью имеющейся в наличии землеройной техники. Не допускаются удары по трубопроводу рабочими органами землеройной техники. Ремонтный котлован должен удовлетворять следующим требованиям: длина котлована должна (как минимум) превышать на 1 м длину ремонтной муфты; глубина котлована должна быть не менее чем на 0.6 м ниже нижней образующей трубы; ширина котлована должна быть не менее четырех наружных диаметров трубы (максимальная ширина котлована определяется количеством используемого технологического оборудования и габаритами укрытия палаточного типа). Разработка ремонтного котлована выполняется в соответствии с требованиями, приведенными в табл. 3. Удаление грунтовых вод, поступающих в котлован, производится открытым водоотливом, а для сбора воды в котловане устраивается приямок. После окончания всех ремонтных работ трубопровод должен быть засыпан грунтом. Засыпку необходимо производить рыхлым грунтом. Грунт должен уплотняться. При отсутствии рыхлого грунта трубопровод должен присыпаться на 10–20 см привозным грунтом и только после этого местным грунтом. По верху засыпанного котлована устраивается валик с учетом последующей осадки грунта. По ширине котлована валик должен перекрывать котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону. В местах пересечения трубопровода с подземными коммуникациями или кабелями, проходящими в пределах глубины котлована, засыпка котлована должна производиться с послойным уплотнением грунта в присутствии представителя организации, эксплуатирующей данную коммуникацию. Сварочные агрегаты, компрессоры и

другие самоходные механизмы должны устанавливаться на спланированные горизонтальные рабочие площадки. Размеры площадок определяются габаритами механизмов, условиями обслуживания и т.д. таким образом, чтобы во всех случаях от крайних габаритных точек до конца площадки со всех сторон было не менее 1 м. [9].

Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия. Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно подготовить металлическую поверхность трубопровода, освободив ее от изоляционного покрытия, кроме эпоксидноокрашенной трубы. В случае с эпоксидноокрашенной трубой очистка участка поверхности трубопровода проводится на этапе пескоструйной обработки. Для выполнения намеченного объема работа выбираем пескоструйный аппарат DBS-100RC с дистанционным управлением [10,11].

Контроль качества сварных швов на муфте. Контроль качества сварных швов на ремонтной муфте производится: – контролем качества используемых материалов; – систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сварки полумуфт; – визуальным осмотром и обмером сварного шва; – проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля. Операционный контроль должен выполняться инженером по ремонту трубопроводов (руководителем бригады), а самоконтроль – исполнителем работ (монтажником-электросварщиком). Готовые сварные швы муфты контролируются по формированию шва на отсутствие трещин, пор, подрезов и других дефектов. Качество сварных швов муфты должно соответствовать требованиям ВСН 006-89. Ремонт сварных швов должен осуществляться до заполнения зазора между трубой и муфтой композитным составом. Ремонт участков сварных швов, имеющих дефекты, осуществляют путем выборки дефекта с помощью шлифовальной машинки с последующей заваркой с помощью электросварки. Заваривать ремонтные участки шва необходимо электродами диаметром 2,5–3,25 мм с предварительным прогревом свариваемых кромок до 1500С. [15].

Литература

1. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Порядок производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»», 2008. – 57;
2. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В., Алимов С.В., Тютнев А.М. / Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов: Учебное пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. / Халлыева Н.Х – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2011. – 148;
3. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В., Алимов С.В., Филатов А.А., Гумеров А.Г., Решетников А.Д. Капитальный ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов: Учебное пособие для ВУЗов / Н.Х. Халлыева – 2-е изд., перераб. и доп. – М: МАКС Пресс, 2011. – 432;
4. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В., Лежнев М.А. / Ремонт линейной части магистральных газопроводов: Учебное пособие; 2-е изд., исправленное и дополненное / Н.Х. Халлыева. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 161;
5. Агапкин, В.М. Тепловые и гидравлические расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов [Текст] / В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин, В.А. Юфин.- М. : Недра, 1981. - 199 с.
6. Алиев, Р.А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз [Текст] / Р.А. Алиев, И.В. Березина, Л.Г. Телегин и др. - М. : Недра, 1987.
7. Березин, В.Л. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов [Текст] / В.Л. Березин, К.Е. Ращепкин, Л.Г. Телегин. - М. : Недра, 1978. - 323 с.

8. Васильев, Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти [Текст] / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др. - М. : Недра - Бизнесцентр, 2002.- 1 т. - 407 с.
9. Воробьев, В.А. Оценка трещиностойкости сварных элементов оборудования газопроводов после ремонта [Текст] / В.А. Воробьев, Р.Р. Гумеров.- Уфа: МНТЦ «БЭСТС», 2003. - 21 с.
10. Гумеров, А.Г. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов [Текст] / А.Г. Гумеров, А.Г. Зубаиров, М.Г. Векштейн и др. - М.: Недра, 1999. - 495 с.
11. Иванов В.А. Надежность и работоспособность конструкций магистральных нефтепроводов [Текст] / В.А. Иванов, К.К. Лысяный.- Тюмень : Нефтегазовый университет, 2003. - 302 с.
12. Иванов, В.А. Разработка новых технологий ремонта и обслуживания стареющих газопроводов [Текст] / В.А. Иванов, Н.С. Яковлева, В.В. Новоселов // Нефть и газ (Известия высших учебных заведений). - 1997. - № 6. - с. 114.
13. Аладинский В.В., Малков А.Г., Ушаков А.В. Метод ремонта газопроводов с использованием труб, бывших в эксплуатации. //Территория НЕФТЕГАЗ. – 2009. № 8 С. 41 – 60.
14. Малков А.Г., Гуслиц В.М. Совершенствование технологий и оборудования для замены покрытий при капитальном ремонте магистральных газопроводов. Материалы Международной научно-технической конференции. – г. Курган, Курганский государственный университет. – 2006. – С. 17–24.