

$$\hat{m}^{(+)} = \Delta m \left[\left(\frac{\hat{\omega}_o^+}{\hat{\omega}_o^+} \right)^2 - 1 \right]^{-1}; \quad \hat{m}^{(-)} = \Delta m \left[\left(\frac{\hat{\omega}_o^-}{\hat{\omega}_o^-} \right)^2 - 1 \right]^{-1}, \quad (42)$$

$$\hat{c}^{(+)} = \Delta m \left[\left(\frac{\hat{\omega}_o^+}{\hat{\omega}_o^+} \right)^{-2} - \left(\hat{\omega}_o^+ \right)^{-2} \right]^{-1}; \quad \hat{c}^{(-)} = \Delta m \left[\left(\frac{\hat{\omega}_o^-}{\hat{\omega}_o^-} \right)^{-2} - \left(\hat{\omega}_o^- \right)^{-2} \right]^{-1}. \quad (43)$$

Таким чином, в роботі отримані нові аналітичні співвідношення для визначення інерційно-жорсткісних і дисипативних параметрів коливальної системи, математична модель якої моделюється диференціальним рівнянням другого порядку у випадку, якщо права частина рівняння відповідає синусоїдальному сигналу, частота якого змінюється по лінійному закону. Отримано регресійні залежності. Застосовано критерій, що базується на мінімізації суми квадратів відносних відхилень.

В подальших дослідженнях варто приділити увагу отриманню відповідних аналітичних співвідношень у випадку застосування математичної моделі у вигляді диференціального рівняння, що відповідає коливальній системі із N ступенями вільності із зосередженими параметрами, а також проведенню комп'ютерного моделювання систем такого класу.

Висновки. Отримані нові аналітичні співвідношення для визначення інерційно-жорсткісних параметрів коливальних систем при реалізації режимів сканування частоти сигналу збуджувальної дії. Отримано регресійні залежності і застосовано критерій, що базується на мінімізації суми квадратів відносних відхилень.

Література.

1. Добровольский А.В. К вопросу о расчете теоретической линии регрессии при обработке статистической информации. / А.В.Добровольский // Проблемы машиностроения и надежности машин. 2004, № 2, - С. 85-87.
2. Харкевич А.А. Спектры и анализ. / А.А. Харкевич / М.: Физматгиз. – 1962. – 236 с.

УДК 621.9.048.4

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ, ИХ СВАРНЫХ СТЫКОВ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ШЕЛЬФАХ МОРЕЙ

Павлюченко А.М.

Постановка проблемы в общем виде. Современные магистральные и промышленные нефте- и газопроводы являются энергоемкими и дорогостоящими объектами, работают в различных климатических условиях, транспортируют нефть и газ при наличии в них агрессивных составляющих, подвергаются знакопеременным нагрузкам и разнообразным напряжениям, коррозии. Это приводит к возникновению многочисленных дефектов в трубопроводах, к их преждевременному разрушению [1]. Важное значение имеют методы контроля дефектов, автоматизированные методы сбора и обработки информации о техническом состоянии действующих нефте- и газопроводов, прогнозирования их надежности и долговечности, методы ремонта трубопроводов [2, 3, 4].

В очень сложных условиях работает нефтегазовое оборудование в шельфовых зонах добычи нефти и газа и при добыче природного газа с содержащимися в нем газов H_2S и CO_2 .

Трубопроводы, их сварные стыки при транспортировке нефти и газа, нефтегазопромысловое оборудование на морских шельфах подвергаются различным видам коррозии, вызывающей трещины и сквозную перфорацию. Это приводит к

преждевременному износу и разрушению трубопроводного транспорта и нефтегазопромыслового оборудования на шельфах морей с тяжелыми последствиями для экосистемы и к экономическим потерям.

Защита от коррозии нефте- и газопроводов и их сварных стыков, нефтегазового оборудования является актуальной проблемой в масштабах страны и ее решение направлено на повышение надежности нефтегазового комплекса и его экологической безопасности. Методы решения этой сложной проблемы основаны на разработке и применении новых технологий и материалов, методов диагностики. При этом на основе анализа эффективности многообразия технологий и материалов необходимо выделить из них наиболее перспективные для практического использования.

Решению этой проблемы посвящена настоящая работа.

Анализ последних достижений и публикаций. Различные типы коррозии, включая точечную, общую, стресс-коррозионные трещины, влияют на долговечность магистральных и промысловых нефте- и газопроводов, нефтегазопромыслового оборудования на шельфах морей. По данным работы [1] среди аварий трубопроводов 23,5 % занимают аварии, связанные с коррозией. В связи с этим устранение коррозии за счет применения новых технологий и материалов является важным направлением увеличения надежности и экологической безопасности нефте- и газопроводов, объектов нефте- и газодобычи в шельфах морей.

Защита трубопроводного транспорта и оборудования в местах нефте- и газодобычи на шельфах морей на основе новых технологий и материалов будет наиболее эффективной при ее объединении с методами диагностики дефектов. Различные методы диагностики дефектов в нефте- и газопроводах получили большое развитие и обсуждение в [2, 4].

В последние годы созданы и внедрены в нефтегазовом комплексе новые материалы и уникальные технологические процессы для защиты от коррозии трубопроводного транспорта и нефтегазового оборудования на шельфах морей. С практической точки зрения особый интерес представляют новые технологии антикоррозионных покрытий нефте- и газопроводов от коррозии: 1) плазменный метод нанесения алюмокерамического покрытия на наружную поверхность труб диаметром $D \leq 720$ мм и технология нанесения на внутреннюю поверхность труб силикатоэмалевое покрытие [5]; 2) применение полимерного покрытия на основе полиамидных групп «RILSAN», обладающего уникальными антикоррозионными свойствами, химической стойкостью, износостойкостью, низким коэффициентом трения, эластичностью [6]; 3) технологии использования тонких вязкоупругих покрытий, являющихся одновременно и антикоррозионными и снижающими сопротивление трения в турбулентных пристеночных течениях в трубах и при внешнем обтекании тел [7, 8, 9, 10]; в [9, 10] приведены данные о снижении в натуральных нефте- и газопроводах коррозии, об увеличении их пропускной способности; 4) методы нанесения антикоррозионных и уплотняющих покрытий такие, как газопламенный, электродуговой, высокоскоростной газоплазменный, изменяющие структуру материала порошков и материала, на который напыляется порошок [11-13]; 5) метод холодного газодинамического напыления, разработанный в ИТПМ Сибирского отделения РАН, для нанесения антикоррозионных и упрочняющих покрытий [14-16]; покрытия из алюминия, алюминоцинка и цинка обладают повышенной коррозионной стойкостью, в 10-30 раз превышающую в кислотных и соляных средах; метод [14-16] не влияет на структуру порошков и металла, на который наносится тонкое покрытие.

Каждый из методов [5-16] нанесения антикоррозионных и упрочняющих покрытий имеет преимущества и недостатки. Перспективы их реализации в

трубопроводном транспорте требует анализа с точки зрения использования для трубопроводов, включая трубы диаметром D=1200-1400 мм.

В [17,18] приведена информация об антикоррозионной защите сварных швов.

Проблемам комплекса защитных мер от коррозии нефтегазового оборудования для добычи нефти и газа на шельфах морей и при добычи высокосернистого газа посвящены работы [19,20]. Рассмотрены оборудование и трубы на основе титана и титановых сплавов.

Таким образом, в настоящее время имеются большие достижения в разработке методов защиты нефте- и газопроводов, нефтегазового оборудования от коррозии, направленных на повышение их срока службы и экологической безопасности. Необходимо дать анализ возможности их практической реализации для магистральных и промысловых нефте- и газопроводов, нефтегазового оборудования на шельфах морей.

Формулирование целей статьи (постановка задачи). В настоящее время разработаны технологии защиты нефте- и газопроводов, нефтегазового оборудования на шельфах морей [5-20]. Их многообразие свидетельствует как о сложности проблемы антикоррозионной защиты в нефтегазовом комплексе, так и об отсутствии универсального метода защиты от коррозии. Нет достаточной информации о применении этих технологий для натуральных условий, особенно для магистральных нефте- и газопроводов, кроме магистрального газопровода «Голубой поток» [6].

Цель работы состоит в проведении анализа имеющихся достижений в разработке методов и технологий для антикоррозионной защиты нефте- и газопроводов, их сварных стыков, нефтегазового оборудования на шельфах морей.

На основе анализа ставится задача определения перспектив практического применения новых технологий антикоррозионной защиты магистральных нефте- и газопроводов и нефтегазового оборудования для повышения их надежности, увеличения срока службы, достижения экологической безопасности.

Изложение основного материала исследования.

I. Анализ новых методов защиты от коррозии объектов нефтегазового комплекса.

Различные типы коррозии, включая стресс-коррозионные трещины, влияют на долговечность нефте- и газопроводов. По данным [1] среди аварий трубопроводов 23,5% занимают аварии, связанные с коррозией. В связи с этим устранение коррозии за счёт применения новых технологий является важным резервом увеличения надежности и экологической безопасности нефте- и газопроводов.

1) Применение современных технологий и материалов для нанесения покрытий нефте- и газопроводов как средства защиты от коррозии.

В стратегии защиты трубопроводов в нефтегазовой отрасли от коррозии перспективное направление связано с использованием различных материалов и технологий для нанесения защитных покрытий. Практический интерес представляют методы, представленные в [5, 6]. В России (г.Ульяновск) разработана технология, оборудование и рецептура антикоррозионной защиты наружной и внутренней поверхностей стальных трубопроводов под руководством Центра высокотемпературных покрытий ВНИИСТА [5]. В г.Ульяновске работают 5 технологических участков по нанесению антикоррозионных покрытий. Особый интерес представляет линия плазменного нанесения алюмокерамического покрытия на наружную поверхность труб для диаметров 273÷720 мм и на фасонные изделия, технология нанесения на внутреннюю поверхность труб силикатозмалевого покрытия.

Методы плазменного напыления относятся к числу наиболее активно развивающихся направлений за рубежом в области защитных покрытий. Они заняли

место в группе промышленно развитых методов и характеризуются высокой универсальностью, производительностью, легкостью в автоматизации, высокой скоростью физических процессов без ограничения размеров поверхностью. Использование плазменной технологии позволяет создавать покрытия различного назначения (коррозионностойкие, износостойкие). Температура плазменной струи достигает $5\ 000\div 10\ 000^{\circ}\text{C}$, а скорость истечения $1\ 000\div 3\ 000\ \text{м/с}$. В плазменной струе частицы порошка с грануляцией $20\div 150\ \mu\text{м}$ расплавляются и приобретают скорость $300\ \text{м/с}$ и выше. В результате формируется композиционное покрытие, которое состоит из алюминиевой матрицы с равномерно распределенными в ней и металлургически связанными с ней частицами керамики. Последние хорошо сцеплены с основой, а прочность на отрыв $35\ \text{МПа}$. Плазменная струя создается плазмотроном. В качестве плазмообразующего газа используется сжатый очищенный от влаги и масла воздух с давлением до $0,3\ \text{МПа}$ и метан или пропан-бутан. Скорость перемещения струи относительно изделия составляют $3\div 15\ \text{м/мин}$, скорость вращения изделия $10\div 15\ \text{м/мин}$.

Технология плазменного нанесения алюмокерамических покрытий имеет следующие особенности: 1) отсутствие ограничений по толщине покрытия, наносимого за один проход; 2) грануляция напыляемого порошка до $150\ \mu\text{м}$; 3) возможность нанесения покрытия на наружные поверхности тел вращения. Для данного покрытия характерна стойкость к воздействию агрессивных сред с водородным показателем $\text{pH}=2\div 12$. Алюмокерамическое покрытие под воздействием температуры, температуры и влаги, агрессивных сред, электрических потенциалов не изменяет своих первоначальных свойств и выполняет роль протекторной защиты. Выдерживает нагрев до 450°C .

При напылении алюмокерамического покрытия на сварные швы оно не только защищает шов от коррозии, но и придает сварному соединению повышенную сопротивляемость зарождению коррозионно-усталостных трещин, в том числе иницируемых в линии сплавления при повторном статическом нагружении. Наличие алюмокерамического покрытия защищает также участки с частичными отслоениями покрытия.

Алюмокерамическое покрытие не требует дополнительной прокатки, превосходит алюминиевое покрытие по коррозионной стойкости в 2 раза, а по износостойкости в $6\div 8$ раз. Защитные свойства этого покрытия не зависят от его толщины в пределах $150\div 400\ \mu\text{м}$.

Многочисленные исследования и достаточный опыт эксплуатации стальных труб с силикатноэмалевым покрытием доказали эффективность этого покрытия. Срок службы 50 лет. Скорость коррозии стали под покрытием уменьшается в $10^5\div 10^6$ раз в сравнении с коррозией незащищенного металла [5].

При использовании внутреннего силикатноэмалевого покрытия гидравлическое сопротивление снижается в 4,8 раза, а потери давления по сравнению с трубой без покрытия уменьшаются в 1,5 раза [5]. Это позволяет уменьшить диаметр трубопроводов и снизить металлоёмкость в 1,2 раза, снизить мощность перекачивающих агрегатов. Покрытие не подвергается абразивному износу, не допускает парафино- и солеотложения на стенках, характеризуется высокой химической стойкостью.

Комбинированное покрытие (внутреннее – силикатноэмалевое, наружное – алюмокерамическое) позволяет защитить стальную трубу практически от всех видов как внутренней, так и внешней коррозии, позволяет исключить применение ингибиторов коррозии. Исчезает необходимость использования труб с увеличенной толщиной стенки и из специальных сталей, снижаются затраты электроэнергии на перекачку сред, увеличиваются надежность трубопроводов и их экологическая безопасность [5]. Резко

возрастает срок службы трубопроводов. Всё это сильно снижает затраты на приобретение и эксплуатацию труб с защитными антикоррозионными покрытиями.

В [5] приведено сравнение различных технико-экономических характеристик плазменной технологии нанесения алюмокерамического покрытия с газопламенным напылением, электро-дуговой металлизацией, традиционным плазменным напылением.

Учитывая высокие показатели применения алюмокерамического покрытия и комбинированного покрытия (наружного алюмокерамического и внутреннего силикатноэмалевого) стальных труб, приведенные выше, их необходимо использовать для магистральных и промысловых нефте- и газопроводов, продуктопроводов (транспортировка бензина, керосина и т.д.) с целью значительного повышения их надежности, срока эксплуатации, экологической безопасности, энергосбережения.

В [6] анализируются современные материалы и технологии для защиты промысловых и магистральных трубопроводов нефтегазового комплекса от коррозии путем повышения коррозионной стойкости и износостойкости в агрессивных средах. Исследования, проведенные в России с 2005 г. в лаборатории научно-производственного объединения «Защита», по защите нефтепромыслового оборудования от коррозии показали, что перспективным является покрытие на основе полиамидного порошка (полиамид 11) с торговым названием «RILSAN». В лабораторных опытах и в полупромышленных экспериментах, приближенных к реальным, решались задачи определения адгезионных свойств покрытия, определение стойкости покрытия в различных средах (химической и коррозионной), в том числе содержащих H_2S , износостойкости и способа нанесения покрытия на стальную поверхность, определяя тем самым эффективность технологии. Полимерное покрытие на основе полиамидных групп полностью сохраняло адгезию в экспериментах даже после выдержки образцов в большинстве агрессивных сред и противостояло катодному отслаиванию при $20^{\circ}C$ и $80^{\circ}C$ в 3%-м растворе $NaCl$. При исследовании границы «металл-покрытие» в граничной области присутствие продуктов коррозии не наблюдалось.

Полиамидный порошок (полиамид 11) с торговым названием «RILSAN» представляет собой порошок термопластичного происхождения (сырьем для него служит касторовое масло), что обуславливает его нетоксичность. Его уникальный химический состав, отсутствие отвердителей, растворителей и катализаторов, термопластические свойства обеспечивают уникальные свойства покрытий на его основе (отличная устойчивость к коррозии, хорошие химическая стойкость и атмосферостойкость, сопротивление износу и истиранию, ровная поверхность, эластичность, нетоксичность) [6].

Покрытие «RILSAN» принадлежит к группе конструкционных пластмасс и по своим физическим и химическим свойствам превосходит такие материалы, как эпоксидные, полиэфирные, полиолефины [6]. Его уникальные свойства достигаются сразу после охлаждения изделий.

Ударопрочность покрытия «RILSAN» около 3 Дж, что почти в 2 раза превышает этот показатель для стандартных эпоксидных покрытий и на 50% выше, чем для стандартных полиэфирных покрытий.

Важными преимуществами «RILSAN» являются: 1) низкий коэффициент трения покрытий ($0,15 \pm 0,3$ статический и $0,05 \pm 0,2$ динамический), что важно для снижения сопротивления в нефте- и газопроводах; 2) очень высокая эластичность и удлинение пленок; высокая эластичность позволяет рассматривать этот материал для нанесения тонких упруго деформируемых (эластичных) покрытий для снижения сопротивления трения в нефте- и газопроводах; применение с этой целью тонких эластичных покрытий других типов в лабораторных условиях [7,8] и в натуральных нефтепроводах позволило

установить эффект снижения сопротивления трения, привело к уменьшению потерь напора в нефтепроводах [9].

Трубы и другие изделия могут быть изогнуты на 90° или 180° без повреждения покрытия. Возможен изгиб труб до кривизны $30 D$ без растрескивания покрытия.

Выдающиеся свойства полиамидного покрытия «RILSAN», в частности, хорошая химическая стойкость и отличная устойчивость к коррозии дают возможность выполнить покрытия рильсаном трубопроводов для транспортировки агрессивных сред. Для газопровода «Голубой поток» (ОАО «Газпром»), пролегающего по горной местности и по дну Черного моря на глубине 2150 м в условиях сероводородной морской воды, применялись при строительстве трубы с внутренним и внешним полиамидным покрытием «RILSAN».

Сооружение «Голубого потока» открыло новую страницу в истории развития современных газотранспортных технологий.

Учитывая большую эластичность полиамидного покрытия «RILSAN» и уникальные антикоррозионные свойства, его можно использовать не только как средство защиты против коррозии, особенно в агрессивных средах, но и в качестве тонкого упруго деформируемого покрытия (эластичного, вязкоупругого) внутренних стенок прежде всего нефтепроводов, а также и газопроводов. Результаты обширных лабораторных испытаний эффективности упруго деформируемых (эластичных) покрытий для снижения гидродинамического сопротивления тел в жидкостях приведены в обзорной работе [7]. По данным [7] гидродинамическое сопротивление при турбулентном режиме движения тел в воде уменьшается до 40%. А при турбулентном обтекании пластины с тонким упруго деформируемым покрытием в малотурбулентной аэродинамической трубе сопротивление трения уменьшается на 7% [8]. В газовых средах эффект снижения сопротивления трения за счет эластичных покрытий, как известно, значительно ниже, чем в жидкостях.

В работах [9, 10] приведены данные натуральных испытаний влияния тонких эластичных покрытий на внутренних стенках нефтепровода [9] и газопровода [9, 10]. В [9] установлено, что покрытие на основе эпоксидной смолы на внутренней поверхности трубопроводов в Северном море дало следующий эффект: 1) продлевается срок службы трубопровода из-за уменьшения воздействия коррозии; 2) увеличилась пропускная способность трубопровода в связи с уменьшением сопротивления трения; 3) снизились эксплуатационные расходы. В этой работе приведен пример нанесения внутреннего покрытия в трубопроводе длиной $L=17,6$ км, диаметром $D=152; 254$ мм, по которому транспортировались нефть и попутный газ, отличающийся высокой коррозионной активностью. Авторами [9] разработаны технологические операции нанесения покрытий на эпоксидной основе, механической и химической очистки поверхности трубопровода, его осушку.

В [9] представлены натурные данные применения порошковых покрытий на основе эпоксидных смол, фенолалдегидных смол, новолаков, наносимых на вращающуюся трубу при строго контролируемой температуре. Толщина наносимого покрытия составляла от 150 мкм до 250 мкм при допуске 10%. Каждая труба с внутренней изоляцией проверялась на отсутствие точечных дефектов при напряжении 62,5 В и на величину адгезии, которая не должна быть ниже 20 Н/мм^2 . Наносимое тонкое покрытие дало следующий эффект: 1) обеспечивается защита от коррозии; 2) значительно снижаются потери напора на трение; 3) почти на 90% сокращаются расходы на очистку трубопроводов в процессе их эксплуатации; 4) мощность, необходимая для перекачки нефтепродуктов, снижается до 35%.

Таким образом, в связи с антикоррозионными свойствами и эластичностью покрытия «RILSAN» его целесообразно применять не только для защиты нефтепроводов, а также газопроводов от коррозии, но и испытать в лабораторных, полупромышленных и натуральных условиях с целью достижения энергосберегающего эффекта за счёт снижения сопротивления трения прежде всего в нефтепроводах, а также в газопроводах при турбулентном режиме течения нефти и газа.

Применяемые в настоящее время методы нанесения антикоррозионных и уплотняющих покрытий такие, как газоплазменный в диапазоне температур $T \leq 2800^\circ\text{K}$, электродуговой при $T \leq 2800^\circ\text{K}$, плазменный при $T \leq 16500^\circ\text{K}$, детонационный при $T \leq 4200^\circ\text{K}$, высокоскоростной газоплазменный при $T \leq 4200^\circ\text{K}$ [11-13] отличаются тем, что при таких температурах изменяется структура материала, подвергающегося напылению, и порошков. В связи с этим наряду с технологиями плазменного нанесения алюмокерамического покрытия труб [5] и нанесения полиамидного покрытия «RILSAN» [6], отличающихся уникальными антикоррозионными, химическими свойствами, эластичностью и др., обсужденными выше, с практической точки зрения интерес представляет метод холодного газодинамического напыления, разработанный в Сибирском отделении Российской Академии наук (г.Новосибирск) [14-16]. В этом технологическом процессе температура рабочего газа составляет $100 \div 200^\circ\text{C}$ и не влияет на структуру объектов напыления и порошков, что важно для обеспечения надежности покрытия.

Нанесение антикоррозионных и упрочняющих покрытий осуществляется при воздействии на обрабатываемое изделие высокоскоростным потоком относительно холодных частиц порошка, ускоряющихся сверхзвуковой струей газа при температуре, существенно меньшей температуры плавления мелкодисперсных частиц. Метод холодного газодинамического напыления позволяет получать покрытия из большинства металлов и сплавов (Al, Zn, Cu, Fe, Ti, V, Co, Ni, Sn и др.) на различные изделия из металлов и диэлектриков. Характерное значение адгезии составляет $30 \div 80$ МПа, толщины слоя $10 \div 10^4$ мкм, коэффициента использования порошка $50 \div 80\%$, уровня шума установки $70 \div 90$ dB. Скорость рабочего газа превышает в $2 \div 3$ раза скорость звука при истечении из сверхзвукового сопла.

Важными преимуществами холодного газодинамического напыления являются:

- 1) возможность получения покрытий со свойствами, близкими к свойствам материала исходных частиц;
- 2) возможность получения композиционных покрытий из механической смеси порошков, значительно различающихся по физико-механическим свойствам;
- 3) возможность получения покрытий из порошков с размерами частиц $1 \div 50$ мкм;
- 4) отсутствие значительного термического воздействия на напыляемое изделие и т.д.

Технические решения этого метода напыления запатентованы в России, США, Канаде. Он прошел всестороннюю проверку в лабораторных условиях. На одном из предприятий г.Новосибирска на опытно-промышленном стенде отработана технология нанесения алюминиевых, алюмоцинковых и цинковых покрытий на полномерные трубы длиной 12 м и диаметром от 42 мм до 220 мм. Нет принципиальных ограничений для труб большого диаметра. Разработана иглофрезерная технология очистки поверхности труб перед напылением.

Показано, что покрытия из алюминия, алюмоцинка и цинка повышает коррозионную стойкость в $10 \div 30$ раз в кислотных и соляных средах.

Имеющийся в настоящее время научно-технический задел в области холодного газодинамического напыления позволяет утверждать о перспективности его использования для антикоррозионных и упрочняющих покрытий в трубопроводном

транспорте нефти газа, для магистральных и промысловых нефте- и газопроводов. Метод обеспечивает качество покрытий, экологическую чистоту, производительность, безопасность в эксплуатации, относительно низкие эксплуатационные расходы.

В связи с технологическими преимуществами холодного газодинамического напыления с практической точки зрения целесообразно исследовать возможность нанесения с помощью этого метода алюмокерамических покрытий, реализованных в [5] и покрытий из полиамидного порошка «RILSAN» [6], отличающиеся высокими антикоррозионными свойствами.

Рассмотренные выше новые технологии нанесения антикоррозионных покрытий открывают большие возможности для защиты магистральных и промысловых нефте- и газопроводов от коррозии с целью повышения их надежности и экологической безопасности.

2) Технологии защиты сварных швов нефте- и газопроводов от коррозии.

В настоящее время освоены методы нанесения антикоррозионных покрытий на нефте- и газопроводы: внутреннего эпоксидного покрытия и наружного – полиэтиленового или полиуретанового [17]. Для создания полностью защищенной от коррозии трубопроводной системы необходимо решить проблемы защиты сварных стыков. В настоящее время применяются следующие методы защиты от коррозии сварных стыков трубопроводов [17]:

1) шликерный; 2) протекторный; 3) на основе подкладных колец; 4) путем металлизации концов труб коррозионностойкими металлами и сплавами; 5) нанесения покрытия на внутреннюю поверхность соединений труб после сварки; 6) установки защитной втулки. В [17] проведен анализ этих методов.

Наносится шликер (специальная паста) на внутреннюю поверхность труб в зоне торцов непосредственно перед сваркой. При выполнении сварного кольцевого шва шликер расплавляется и в зоне сварного шва формируется коррозионностойкий защитный слой. Этот метод дешевый, практичен и технологичен, но имеет ряд недостатков и ограничений. Он не применим для трубопроводов с внутренним полимерным покрытием, так как при контакте с расплавленным шликером полимерное покрытие разрушается. Основным недостатком шликерного метода является отсутствие управляемости и контроля формирующегося защитного покрытия и отсутствие гарантии полной защиты сварного шва. Наибольшее развитие этот метод получил при сварке трубы со стекломалевым покрытием. В этой связи интерес представляет шликерный метод защиты сварных швов для сварки трубопроводов с комбинированным антикоррозионным покрытием, достоинства которого обсуждены в [5], – с внутренним силикатномалевым и наружным алюмокерамическим покрытиями. Но это требует дополнительных испытаний.

При протекторном методе защиты сварных стыков трубопроводов на внутреннюю поверхность концов труб устанавливается жертвенный материал-протектор, например из алюминиевого сплава перед нанесением покрытия на внутреннюю поверхность труб. Однако места контакта с трубой не были изолированы и протекторный материал из алюминиевого сплава разрушался под влиянием контактной, а также электро-химической коррозии. Модификации этого метода защиты сварных швов показали себя дорогостоящими.

Одним из простых и недорогих способов защиты сварных стыков трубопроводов с покрытием является установка подкладных колец, изготавливаемых из обычной углеродистой стали, из обычной углеродистой стали с внутренним полимерным покрытием, из обычной углеродистой стали, плакированной нержавеющей сталью, из нержавеющей стали. Так как герметичности соединения кольцо-труба добиться

практически невозможно, даже с помощью опрессовки, долговечность данной защиты сравнительно невысока и не поддается прогнозированию.

Способ металлизации концов свариваемых труб коррозионностойкими металлами и сплавами состоит в том, что внутреннее антикоррозионное покрытие из эпоксидной порошковой краски наносится в заводских условиях по всей длине труб за исключением концевых участков (зон термического влияния), на которые напыляется металлизационное покрытие из хромоникелевого сплава. Защитное покрытие сварного шва формируется при сварке труб в плетть за счет растекания расплава самофлюсующегося порошка по поверхности корня сварного шва с дополнительным слоем стеклообразных шлаков. Этот метод не получил массового внедрения, так как формирование защитного покрытия стыка труб в процессе сварки носит случайный характер и не поддается управлению, а при наличии даже небольшого незащищенного участка сварного шва имеется большая вероятность возникновения электрохимической коррозии. Метод, таким образом, требует дополнительных научных исследований и инженерных решений.

Метод нанесения антикоррозионных покрытий непосредственно на внутреннюю поверхность стыка трубопроводов после сварки связан, с одной стороны, с большими техническими сложностями подготовки поверхности и нанесения антикоррозионного покрытия на сварной шов трубопроводов диаметром до 820 мм, с другой стороны, с отрицательным влиянием многих факторов на качество покрытия, начиная от подготовки внутренней поверхности околшовной области сварного шва стыка и заканчивая погодными условиями и условиями местности, даже если есть возможность проведения этих работ человеком в трубопроводах диаметром 1020мм и выше. Применение специальных роботов пока экономически неоправданно. Перспективность этого метода защиты сварных стыков зависит от преодоления упомянутых выше технических сложностей его реализации.

Таким образом, обсужденные в [17] пять методов защиты внутренних сварных стыков трубопроводов от коррозии обладают рядом недостатков, снижающих надежность трубопроводов и их экологическую безопасность.

Начиная с конца 1990 г. XX века для защиты внутренних сварных швов применяется метод установки защитной втулки [17, 18]. Метод ранее был разработан американской компанией «Tubescop Vetco» [17]. В настоящее время этот метод применяется в России [18]. Втулка устанавливается внутри трубы в зоне сварного шва и прихватывается по упорам сваркой. Резиновые манжеты при установке втулки в трубу формируют герметичный валик из предварительно нанесенной специальной мастики. Далее трубы свариваются. При этом образуется кольцевой сварной шов, полностью защищенный от контакта с агрессивной средой. Этот метод применяется в России более 10 лет для промышленных и технологических трубопроводов, является одним из самых простых, технологичных и надежных способов защиты внутреннего сварного шва, что позволяет его рекомендовать также для испытаний на магистральных нефте- и газопроводах. Однако необходимо учитывать возможность потери герметичности околшовной зоны при давлении более 10 МПа и определенные сложности с диагностикой сварного шва в процессе эксплуатации трубопроводов.

Метод защиты внутренних сварных швов нефте- и газопроводов, основанный на установке защитной втулки [17, 18], несмотря на некоторые недостатки, в настоящее время наиболее широко применяется и является перспективным в будущем.

Применение средств защиты от коррозии внутренних сварных швов нефте- и газопроводов с внутренними полимерными покрытиями, обеспечивающими повышение надежности трубопроводов, снижение энергозатрат на транспортировку сред, снижение

затрат на обслуживание системы в процессе эксплуатации, позволяет достичь одинаковых сроков эксплуатации сварных стыков и основных труб.

При этом нефте- и газопроводы при наличии внутреннего двухслойного эпоксидного покрытия могут функционировать без капитального ремонта 15÷20 лет [17]. В работе [17] изложены основные критерии выбора способа защиты от коррозии внутреннего сварного шва. Среди них важными являются отсутствие существенного влияния каких-либо устройств в зоне сварного шва на повышение гидравлического сопротивления, защита не должна влиять на прочность и чистоту сварного шва, способ защиты не должен влиять на технологию монтажа трубопровода и увеличивать допустимый радиус изгиба трубопровода при укладке в грунт.

В [17, 18] сделан вывод о том, что максимально критериям выбора защиты от коррозии внутреннего сварного шва удовлетворяет способ на основе стальной втулки с полимерным покрытием:

- 1) технология установки втулки в трубопровод одинакова в заводских и полевых условиях; только работа при минусовых температурах требует приготовления эпоксидной мастики в отапливаемом помещении;
- 2) втулка не препятствует прохождению в трубопроводе специальных средств очистки и диагностики;
- 3) втулка хорошо работает на изгиб в трубе;
- 4) втулка хорошо сопротивляется горизонтальному сдвигу в трубе под действием движущегося потока;
- 5) втулка не влияет на прочность и чистоту сварного кольцевого шва и на технологию монтажа трубопровода.

Следует подчеркнуть, что по данным ВНИИСТ (Россия) гидравлические потери в трубопроводах с внутренним полимерным покрытием уменьшается в 1,45÷1,54 раза в сравнении с трубопроводами без покрытия, а относительная величина гидравлических потерь от втулок составляет 2÷3 % [17].

II. Применение титана и его сплавов в установках шельфовой добычи нефти и газа и при добычи газа с содержанием H_2S и CO_2 .

В настоящее время широким фронтом ведутся работы по освоению труднодоступных месторождений шельфовой зоны Баренцева и Каспийского морей, Обско-Тазовской губы, Черного моря и др. Применяемые для добычи нефти и газа технологические установки являются наукоемкими и энергоемкими и их эксплуатационный ресурс должен быть не менее 60 лет [19]. Это требование распространяется на конструкционные материалы такие, как титан и его сплавы. В [19] обсуждены перспективы применения титана для объектов нефтедобычи на шельфе. Титан востребован для нефтегазодобывающих систем континентального шельфа в связи с его уникальной стойкостью к разрушению в среде сероводорода, который в определенной концентрации всегда присутствует в смеси нефтегазовых продуктов, получаемых из пласта. ОАО «Корпорация ВСМПО – АВИСМА» совместно с ДООО «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры» проведены экспериментальные исследования в лабораторных и промышленных условиях коррозионной устойчивости серийных сплавов титана в сероводородсодержащих средах нефтегазодобычи. Сплавы ПТ-38, Вt1-0, ОТ-4 не были подвержены поверхностному коррозионному разрушению по общей и питтинговой коррозии. Была установлена исключительная стойкость титановых сплавов в повышенных концентрациях хлор-иона, концентрация которого в пластовой воде в 2 раза выше, чем в заборной морской воде [19].

Титан не требует припуска на коррозию. Благодаря исключительно высокой коррозионной стойкости поверхность титана не подвержена коррозии в условиях, которые вызывают быстрое разрушение других материалов и сплавов. Титан устойчив к щелевой коррозии в морской воде при температуре до 80°C, в то время как для некоторых нержавеющей сталей пределом является 10°C.

При шельфовой нефтегазодобыче замена компоненты оборудования стоит в несколько раз выше, чем на суше. Простои при аварии морской платформы приносят убытки, несопоставимые с кажущейся экономией при применении менее дорогостоящих материалов [19].

Выбор титана для оборудования при шельфовой нефтегазодобыче в сочетании с высококачественным проектированием, изготовлением, монтажом и эксплуатацией обеспечат безопасную и надежную работу оборудования на плановый период эксплуатации, что для морских платформ составляет 70 лет.

В России налажен выпуск титана и титановых сплавов, разработаны новые технологии механической обработки заготовок, серийно изготавливаются ответственные детали для авиа- и двигателестроения, судостроения, выпускаются сотни единиц оборудования из титановых сплавов для объектов энергетики, химической и металлургической отраслей промышленности. Машиностроительным комплексом России в 2005-2006 г. поставлен в серийное производство выпуск титановых труб большого диаметра и фасонных изделий для строительства морской ледостойкой платформы «Приразломное». ОАО «Корпорация ВСМПО – АВИСМА» – единственный в России и крупнейший в мире производитель титана и изделий из него.

В работе [20] приведена информация об использовании титановых сплавов для выпускаемого в России оборудования, предназначенного для добычи газа. Оборудование из титановых сплавов выпускается для нужд предприятий ОАО «Газпром», в частности для ООО «Газпром – добыча Астрахань», которое ведет добычу высокосернистого газа с содержанием H₂S и CO₂ до 25% по объему каждого и газоконденсата [20]. Разработаны и испытаны титановые сплавы, отвечающие условиям коррозионностойкости, в частности отсутствию электрохимической коррозии между титановыми сплавами, входящими в образование, условиям прочности и долговечности [19, 20].

Таким образом, перспективы применения титана и титановых сплавов в нефтегазовом комплексе обусловлены необходимостью создания надежного, с высоким сроком эксплуатации, экологически безопасного оборудования для шельфовой нефтегазодобычи [19], для добычи высокосернистого газа и конденсата [20], нефтепромысловых трубопроводов, подвергающихся воздействию коррозии при контакте с коррозионноопасной средой [21].

В работе [22] приведены данные о производстве труб из различных марок сталей, отличающихся коррозионной стойкостью и высокими прочностными характеристиками для эксплуатации в нефтепромыслах при наличии в пластовой воде и нефти сероводорода и сернистых соединений, хлористых солей. Можно полагать что в таких условиях применение труб из титановых сплавов имеет преимущества в сравнении с остальными трубами с точки зрения надежности и долговечности.

Выводы.

1. Коррозия, занимающая около 25% в разрушении нефте- и газопроводов и их сварных швов, нефтегазопромыслового оборудования, является актуальной сложной проблемой и требует защиты от ее воздействия путем комплексного применения новых технологий и материалов, проведения научных исследований, принятия инженерных решений.

2. Эффективным методом защиты от коррозии нефте- и газопроводов является нанесение покрытий:

а) плазменный метод нанесения алюмокерамического покрытия на наружную поверхность труб, включая трубы диаметром 720 мм; силикатноэмалевое покрытие внутренних поверхностей труб путем нанесения на трубу в электростатическом поле подготовленного силикатного порошка из безгрунтовой эмали и последующего индукционного отжига покрытия;

б) комбинированное покрытие (внутреннее – силикатноэмалевое, наружные – алюмокерамическое) позволяет защитить стальную трубу от всех видов коррозии как внутренней, так и внешней, исключает применение ингибиторов коррозии, исключает необходимость использования труб с увеличенной толщиной стенки и труб из специальных сталей, снижает затраты энергии на транспортировку нефти и газа, увеличивает экологическую безопасность [5];

в) при использовании внутреннего силикатноэмалевого покрытия гидравлическое сопротивление снижается в 4,8 раза, потеря давления по сравнению с трубой без покрытия уменьшается в 1,5 раза, снижаются мощности нефтеперекачивающих станций; силикатноэмалевое покрытие не подвергается абразивному износу, не допускает отложения парафина и солей на стенках [5];

г) применение полиамидного покрытия «RILSAN», имеющего высокую устойчивость к коррозии, хорошую химическую устойчивость, сопротивление износу и старению, эластичность, нетоксичность, ровную поверхность и т.д., превосходящего по физическим и химическим свойствам такие материалы, как эпоксидные, полиэфирные, полиолефины, отличающегося высокой ударной стойкостью и очень низким коэффициентом трения (0,05 – 0,2 динамический), возможностью изгибать трубы на 90° и 180° без повреждения покрытия; при реализации газопровода «Голубой поток» ОАО «Газпром», проходящего по горной местности и акватории Черного моря при глубине залегания 2150 м в условиях агрессивной сероводородной среды, для повышения надежности газопровода применялись трубы с внутренним и внешним полиамидным покрытием «RILSAN», что открыло новое направление в развитии современных газотранспортных технологий [6].

3. Для предотвращения различных видов коррозии нефтепроводов, работающих в сероводородсодержащих средах, за последнее десятилетие в России создано производство труб нефтяного сортамента повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из сталей как бесшовных, так и сварных, например, 20ФА, 09СФ, 09ГСФ, 8ХМФЧА и др., имеющих высокую величину ударной вязкости при температуре испытаний минус 60°C , высокую стойкость к водородному растрескиванию, к сульфидному коррозионному растрескиванию, к локальной язвенной коррозии, обладающих широким спектром прочностных свойств, вязкости разрушения и коррозионной стойкости, применяемых с учётом состава нефтепромысловой среды и парциальных давлений H_2S и CO_2 , рабочих давлений трубопроводов и т.д.; эти технологии предназначены для нефтепромысловых труб при наличии в пластовой воде и нефти сероводорода, сернистых соединений и хлористых солей [22].

4. Для повышения надежности нефте- и газопроводов важное значение, особенно для магистральных трубопроводов, имеет защита сварных швов от коррозии; в настоящее время разработано шесть основных методов их защиты: 1) шликерный; 2) протекторный; 3) на основе подкладных колец; 4) путем металлизации концов труб коррозионностойкими металлами и сплавами; 5) нанесение покрытия на внутреннюю поверхность соединений труб после сварки; 6) установка защитной втулки [17]; в [17] сделан вывод о том, что максимально критериям выбора защиты от коррозии

внутреннего сварного шва удовлетворяет способ установки стальной втулки с полимерным покрытием, эффективно защищающей сварной стык от контакта с нефтью или газом, содержащими во многих случаях агрессивные компоненты, вызывающие различные типы коррозии; этот метод разработан ранее в США компанией «Tubescorpe Vetco» [17] и далее совершенствовался в России [17, 18].

5. С практической точки зрения перспективным методом защиты нефте- и газопроводов от коррозии является метод холодного газодинамического напыления, разработанный в Сибирском отделении РАН (г.Новосибирск), в котором температура рабочего газа составляет $\leq 200^{\circ}\text{C}$ и не влияет на структуру объектов напыления и порошков [14-16]; нанесение антикоррозионных и упрочняющих покрытий осуществляется при воздействии на обрабатываемое изделие из металлов ускоряемых сверхзвуковой струей при температуре, существенно меньшей температуры плавления, мелкодисперсных частиц размером $1\div 50$ мкм из большинства металлов, сплавов (Al, Zn, Cu, Fe, Ti, V, Co, Ni, Sn и др.) и их металлических смесей; покрытия из алюминия, алюмоцинка и цинка повышает коррозионную стойкость в $10\div 30$ раз в кислотных и соляных средах; проведенный комплекс лабораторных и полупромышленных испытаний метода холодного газодинамического напыления применительно к трубам позволяет утверждать о его перспективности для нанесения антикоррозионных, а также упрочняющих покрытий на внешние и внутренние поверхности магистральных и промышленных нефте- и газопроводов.

6. Важное значение имеет создание надежного и экологически безопасного со сроком эксплуатации не менее 60 лет оборудования для добычи нефти и газа из труднодоступных месторождений шельфовой зоны Баренцова и Каспийского морей, Обско-Тазовской губы, Черного моря и др. с использованием титана и его сплавов, обладающих уникальной коррозионной стойкостью к разрушению в среде сероводорода, при повышенной концентрации хлор-иона, которая в пластовой воде в 2 раза выше, чем в морской воде; титан и его сплавы не подвержены общей и питтинговой коррозии, устойчив к щелевой коррозии в морской воде при температуре до 80°C [19]; в [20] приведена информация об эффективном использовании оборудования из титана для предприятия ОАО «Газпром» при добыче высокосернистого газа с содержанием H_2S и CO_2 до 25% по объему каждого и газоконденсата на континенте.

7. Комплексное практическое использование новых технологий для защиты нефте- и газопроводов и их сварных стыков от различных видов коррозии путем применения новых рассмотренных технологий, использование титана и титановых сплавов для оборудования, предназначенного для добычи нефти и газа в шельфовых зонах морей и для добычи высокосернистого газа в зонах его залегания, позволит значительно увеличить надежность, экологическую безопасность, срок безаварийной эксплуатации трубопроводного транспорта при транспортировке нефти и газа, оборудования в зонах нефтегазодобычи в шельфовых зонах морей и при добыче высокосернистого газа на континенте.

Литература.

1. Иванцов О.М. Высоконадежный трубопроводный транспорт./О.М. Иванцов // Трубопроводный транспорт (теория и практика). - 2006.- №4.- С.14-22.
2. Васин Е.С., Сачков А.Б., Мартынов В.О. Информационно-аналитический комплекс для мониторинга технического состояния нефтепроводов / Е.С. Васин , А.Б. Сачков , В.О. Мартынов // Трубопроводный транспорт (теория и практика).- 2007.- №3. - С.94-100.
3. Усовершенствование технологий диагностики и восстановления трубопроводов // Трубопроводный транспорт (теория и практика). - 2006. - №4. - С.92-96 (по материалам журнала "Oil and Gas Journal". - 2003).

4. Гиллер Г.А. Опыт ЗАО «ВНИИСТ- Диагностика» по обеспечению и повышению надежности трубопроводности нефти /Г.А. Гиллер // Трубопроводный транспорт (теория и практика). - 2007. - №7. - С.85-93.
5. Лизогубов А.Н. Высокотемпературная антикоррозионная «Броня» для стальных трубопроводов / А.Н. Лизогубов , А.Н. Пигилов , А.А. Сиротинский // Нефть и газ.- 2008.- №64. - С.86-89.
6. Иванцова Н. Применение современных материалов и технологий для защиты нефтегазового оборудования от коррозии (новизна, актуальность, эффективность) /Н. Иванцова // Нефть и газ. - 2008. - №64. - С.83-85.
7. Мальцев Л.И. Некоторые вопросы морской гидродинамики / Л.И. Мальцев , Л.Г. Гузевский, В.М. Кулик , А.Г. Малюга , Б.Г. Новиков , Б.Н. Семенов // Теплофизика и аэромеханика. 2000. - Том 7. - №3. - С.319-337.
8. Павлюченко А.М. Влияние вязкоупругого покрытия на сопротивление трения плоской пластины в потоке воздуха / А.М. Павлюченко, В.И. Корнилов, А.В. Соболев // Теплофизика и аэромеханика. - 2004. - Том 11. - №3. - С.417-428.
9. Bryant P.J. et all. Опыт нанесения внутреннего покрытия / P.J. Bryant et all // Pipeline and Gas. - 1987. - Vol. 214. - №2. - P. 8-17.
10. Schemberger D. Порошковые покрытия для изоляции внутренней поверхности труб / D. Schemberger et all. // Proc.7th Int. Conf. Int. and Estern. Prot. Pipes. London. 21-23 Sept. -1987. - Grandfield. - 1987. – P. 107-111 .
11. Жуков М.Ф. Высокоэнергетические процессы обработки материалов / М.Ф.Жуков. – Новосибирск: Наука, 2000. - 210 с.
12. Кудинов В.В. Нанесение покрытие плазмой / В.В. Кудинов , П.Ю. Пекшеев , О.П. Солоненко и др. - М.: Наука, 1990. - 408 с.
13. Шоршоров М.Х. Физико-химические основы детонационно-газового нанесения покрытий / М.Х. Шоршоров, Ю.А. Харламов. - М.: Наука, 1978. - 224 с.
14. Алхимов А.П. Метод холодного газодинамического напыления. / А.П. Алхимов, В.Ф. Косарев, А.Н. Папырин // Доклады АН СССР. - 1990. - Том 315. - С.1062-1063.
15. Алхимов А.П. Газодинамическое напыление. Состояние и перспективы / А.П. Алхимов , С.В. Клинков , В.Ф. Косарев и др. // Труды 5-ой Международной конференции «Пленки и покрытия 98», Санкт-Петербург. - 1998. - С. 20-25.
16. Алхимов А.П. Установка для напыления на внутреннюю поверхность труб / А.П. Алхимов , А.Ф. Демчик , В.Ф. Косарев и др. // Труды 5-ой Международной конференции «Пленки и покрытия 98», Санкт-Петербург. - 1998. - С. 25-28.
17. Новиков С.В. Проблемы защиты сварных стыков трубопроводов с покрытием и способы их решения / С.В. Новиков // Нефть и газ. - 2008. - №64. - С.91-94.
18. Гродеев Ю.А. Опыт защиты сварного стыка труб с внутренним антикоррозионным покрытием защитной втулкой / Ю.А. Гродеев //Труды конференции «Состояние и перспективы применения полимерных покрытий для повышения эффективности работы и сроки службы нефтегазопроводов». Москва. – 2005. – С. 53-57.
19. Шашкова Ю. Применение титановых полуфабрикатов при изготовлении современных установок шельфовой нефтедобычи и энергоустановок. / Ю. Шашкова // Нефть и газ. - 2008. - №64. - С.36-39.
20. Ильин С.В. Применение титановых сплавов и оборудования для добычи газа /С.В. Ильин // Нефть и газ. - 2008. - №64. - С. 9-10.
21. Куренкова Н.Г. Повышение эксплуатационной надежности нефтегазопроводных труб, эксплуатирующихся в коррозионно-активных средах / Н.Г. Куренкова , А.Д. Медведев // Нефть и газ. - 2008. - №64. - С.108-110.

УДК 519.330.115

УМОВИ ІСНУВАННЯ ГРАНИЧНОГО ЦИКЛУ В МОДЕЛІ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ

Коваленко Г.П., Баталова А.Б.

Постановка проблеми у загальному вигляді. Нові види ґрунтообробних механізмів, енергетичних джерел, мінеральні добрива та використовувані інсектициди, нові прийоми агротехніки значно підсилили біологічну продуктивність штучних біоценозів