

**Загнетов В. А., Бахматов П. В.**  
**V. A. Zagnetov, P. V. Bakhmatov**

**ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КАВИТАЦИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ  
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ. МЕТОДЫ, ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, КОНСТРУКЦИОННЫЕ  
ОСОБЕННОСТИ**

**PREVENTION OF CAVITATION DAMAGE TO OIL REFINING EQUIPMENT. METHODS,  
TECHNICAL SOLUTIONS, DESIGN FEATURES**

**Загнетов Валентин Александрович** – студент Комсомольского-на-Амуре государственного университета (Россия, Комсомольск-на-Амуре). E-mail: mim@knastu.ru.

**Valentin A. Zagnetov** – Student, Komsomolsk-na-Amure State University (Russia, Komsomolsk-on-Amur). E-mail: mim@knastu.ru.

**Бахматов Павел Вячеславович** – кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Технологии сварочного и металлургического производства им. В. И. Муравьева» Комсомольского-на-Амуре государственного университета (Россия, Комсомольск-на-Амуре); тел. 8(914)160-76-54. E-mail: mim@knastu.ru.

**Pavel V. Bakhmatov** – PhD in Engineering, Associate Professor, Head of the Department «Technologies of Welding and Metallurgical Production named after V. I. Muravyev», Komsomolsk-na-Amure State University (Russia, Komsomolsk-on-Amur); tel. 8(914)160-76-54. E-mail: mim@knastu.ru.

**Аннотация.** Актуальность данной работы состоит в том, что кавитация как один из способов коррозионно-эрозионного процесса нефтепереработки имеет высокие эксплуатационные риски по причине своей малоизученности и отсутствия эффективных способов диагностирования. При своевременном выявлении и контроле коррозионно-эрозионных процессов кавитации на действующем оборудовании возрастает возможность прогнозирования и определения безопасного срока эксплуатации, своевременного планирования и производства ремонтных работ, снижения возможного внепланового ремонта, финансовых потерь по причине внепланового выхода из строя действующего оборудования, нанесения ущерба оборудованию и эксплуатационному персоналу. В данной работе рассмотрены опыт нефтеперерабатывающих предприятий по предотвращению кавитационного разрушения оборудования, способы неразрушающего контроля и прогнозные исследования по безопасному эксплуатационному ресурсу.

**Summary.** The relevance of this work consists in the fact that cavitation as one of the ways of corrosion-erosion process of oil refining has high operational risks due to its poor knowledge and lack of effective methods of diagnostics. At timely detection and control of corrosion-erosion processes of cavitation on the operating equipment the possibility of forecasting and determination of safe operation period, timely planning and production of repair works, reduction of possible unscheduled repairs, financial losses due to unscheduled failure of the operating equipment, damage to equipment and operating personnel increases. This paper considers the experience of oil refineries in preventing cavitation destruction of equipment, methods of nondestructive testing and forecast studies on safe operational life.

**Ключевые слова:** коррозия, кавитация, оборудование нефтепереработки, повышение надёжности и безопасности оборудования, неразрушающий контроль, прогнозирование.

**Key words:** corrosion, cavitation, oil refining equipment, improving the reliability and safety of equipment, non-destructive testing, forecasting.

УДК 532.528

**Введение.** Нефтеперерабатывающее производство – сложный производственный комплекс, состоящий из большого числа оборудования и систем, связанных технологическими трубопроводами с постоянным потоком продукта, находящимся под давлением и в условиях повышенных температур. Установки нефтепереработки эксплуатируются в сложных климатических и техноло-

гических условиях. От состояния трубопровода зависит работоспособность предприятия. В работах [1; 2] указано, что до 40 % аварий на трубопроводных системах связано с коррозионными разрушениями. В общем технологическом цикле переработки продуктов наиболее часто встречаются случаи коррозионного разрушения переходников в трубопроводных системах переработки нефтепродуктов (ТСПН).

Из всего многообразия локальных видов разрушения материалов можно сделать вывод, что в агрессивных жидкостях повреждения происходят особенно быстро в результате двойного воздействия как кавитационной эрозии, так и коррозии. Эрозия разрушает поверхность металла и способствует удалению с неё защитной окисной плёнки, создавая тем самым идеальные условия для коррозии.

До настоящего времени нет единого мнения о механизмах локального разрушения трубопроводных систем в процессе переработки нефтепродуктов, а отсюда и единого мнения по устранению причин данного явления. Поэтому материаловедческое обоснование и исследование эволюции структурных изменений при локальном разрушении трубных элементов с целью обеспечения их эксплуатационной надёжности являются актуальными задачами современной нефтеперерабатывающей промышленности.

Цели данной работы: установление природы локальных разрушений реальных трубопроводов нефтепереработки и анализ эффективности методов обнаружения и контроля локализованных очагов разрушений.

**Методика экспериментального исследования.** Для оценки влияния коррозионных процессов предоставлены образцы разрушенного трубопровода теплообменного аппарата на установке первичной переработки нефти (см. рис. 1).



Рис. 1. Внешний вид исследуемых образцов

Ультразвуковая толщинометрия проводилась дефектоскопом EPOCH LTC (OLYMPUS) прямым пьезоэлектрическим преобразователем (ПЭП).

Микроструктурные исследования проводили на микроскопе Nikon MA200. Пробоподготовку для микроструктурного анализа проводили с помощью шлифовально-полировального станка Buehler AutoMet 250 с последующим травлением в 5%-м спиртовом растворе азотной кислоты 10-20 секунд до проявления микроструктуры. Фрактография образцов проводилась на растровом электронном микроскопе Hitachi S-3400N. Для проведения фрактографии образцы подвергали очистке спиртом в ультразвуковой ванне BST-200.

Профилометрию рентгеноскопией проводили с использованием Стапель 5 Ir 192, цифрового детектора DXR250C-W с программным обеспечением Rhythm и фильтром улучшения изображения на технологическом трубопроводе диаметром до 159×8 мм с продуктом и через изоляцию.

**Результаты исследований.** По внешнему виду атмосферная коррозия трубопроводных систем не приводит к существенному изменению макрорельефа поверхности, на которой сохраняются следы механической обработки и опескоструивания.

Коррозионное разрушение характеризуется локальностью на входном и выходном патрубках прохождения головного отводного продукта и отвода печного змеевика. Локально неравномерное разрушение наблюдается и в самих поражённых коррозией участках. Неравномерное коррозионное разрушение в виде сферических лунок, образующих цепочки, распространяется в направлении движения рабочей жидкости. Глубина и размеры сферических лунок различны и могут быть как поверхностными, так и сквозными, последние являются зародышами образования трещин.

Общая зона повышенного коррозионного износа неравномерна и по окружности патрубка – сохранение исходной толщины патрубка с одной стороны и утонения с другой стороны вплоть до разрушения стенки.

На внутренней поверхности змеевика чётко видны чёрные отложения, характерные для сульфидного металла. Толщина плёнки незначительна, она хорошо сцеплена с основным металлом и не имеет рыхлости. Локальные участки коррозионного повреждения характеризуются неравномерным распределением вдоль оси патрубков вытянутых лунок диаметром 5...7 мм и глубиной 0,1...2,0 мм, образующих как бы вытянутые бороздки. Характер распределения глубины поражений на исследуемых образцах виден на профилограммах толщины стенки, полученных методом ультразвукового сканирования с наружной стороны трубы (см. рис. 2).

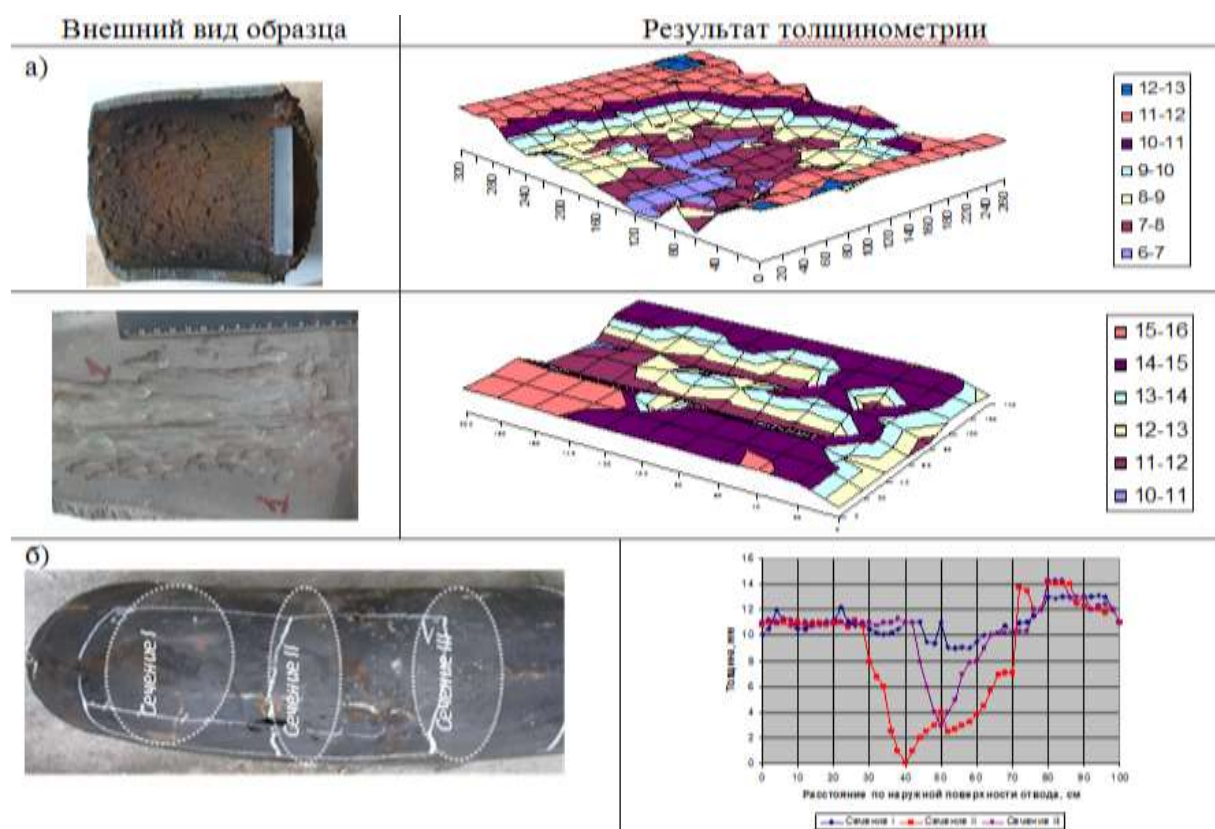


Рис. 2. Профилограммы распределения глубины поражений линейные (а) и объёмные в развёртке трубы (б)

Зона повышенного коррозионного износа характеризуется неравномерностью по окружности, т. е. сохранение исходной толщины в одном месте и уменьшение толщины вплоть до нулевой – в другом.

Результаты ультразвуковой толщинометрии методом сплошного сканирования (см. рис. 2) по трём сечениям отвода показали, что в сечении I толщина остаётся практически одинаковой во всех точках (на уровне 10 мм), а в местах турбулизации потока на радиусе изгиба (сечения II и III) – интенсивный местный коррозионный износ. Если для сечения I на всех зонах турбулизации потока расчётная скорость коррозии за 7-летний период эксплуатации составила около 0,3 мм/г, то в зоне турбулизации (сечения II и III) – 1,7 мм/г. Объёмный характер распределения глубины поражений в развёртке трубы свидетельствует о локализации поражений в определённой зоне (см. рис. 2, б).

Монтажные сварные кольцевые швы по концам отвода, выполненные, согласно технической документации, аустенитными электродами марки ЭА-395/9, в том числе то соединение, которое попало в зону воздействия турбулентных потоков, не имеют следов коррозии, что указывает на их высокую коррозионную стойкость.

Электронная микроскопия поверхности коррозионного разрушения показывает (см. рис. 3), что характер разрушения металла под продуктами коррозии (см. рис. 3, б, в) и самих продуктов коррозии (см. рис. 3, г, д) различается размерами трещин и микротрещин на несколько порядков. Отделение продуктов коррозии происходит целыми конгломератами (рис. 3, а). На поверхности металла в первоначальный момент формируются вздутия величиной в 15...25 мкм с последующим образованием микротрещин (см. рис. 3, в).

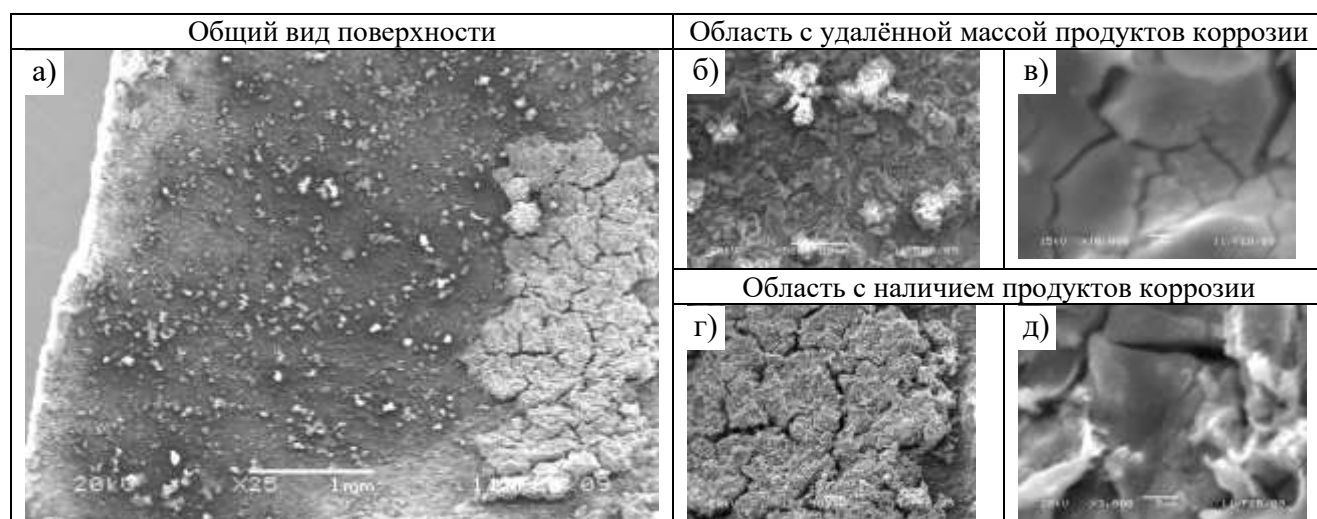


Рис. 3. Фрактограмма поверхности разрушения патрубка ТСПН

Как видно из рис. 4, разрушение происходит как вдоль, так и поперёк ферритно-перлитных полос, совпадающих с направлением прессования. Максимальная глубина трещин, заполненных продуктами коррозии, наблюдается в зонах углублений. Разрушение носит межкристаллитный и транскристаллитный характер. Чётко прослеживается образование: локальных коррозионных разрушений и субмикротрещин по границам перлитных зёрен (см. рис. 4, а); отслаивающихся коррозионных разрушений вдоль полосчатой структуры по границам ферритных скоплений (см. рис. 4, б); субмикروпузырей, вздутий, предшествующих разрушению (см. рис. 4, в). Наблюдаются характерные участки продуктов локальной коррозии с формированием коксовых отложений (см. рис. 4, г, д).

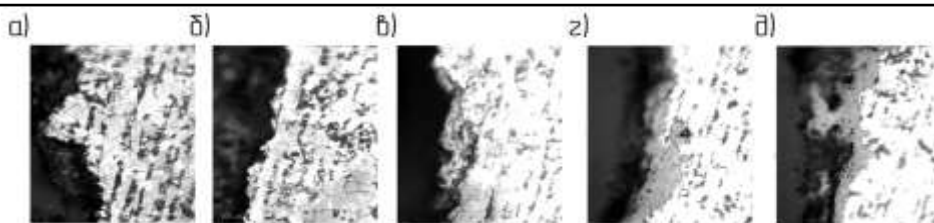


Рис. 4. Микроструктура ( $\times 400$ ) в зоне локально-катастрофического разрушения ТСПН: а – субмикротрещины по границам перлитных зёрен; б – отслаивающиеся разрушения; в – субмикробузыри; г, д – коксовые отложения

Наибольший интерес вызывают образцы, разрушение поверхности которых происходит либо сразу после встречи потока продукта с усилением корневого валика кольцевого шва, либо по линии продольного шва (см. рис. 5).

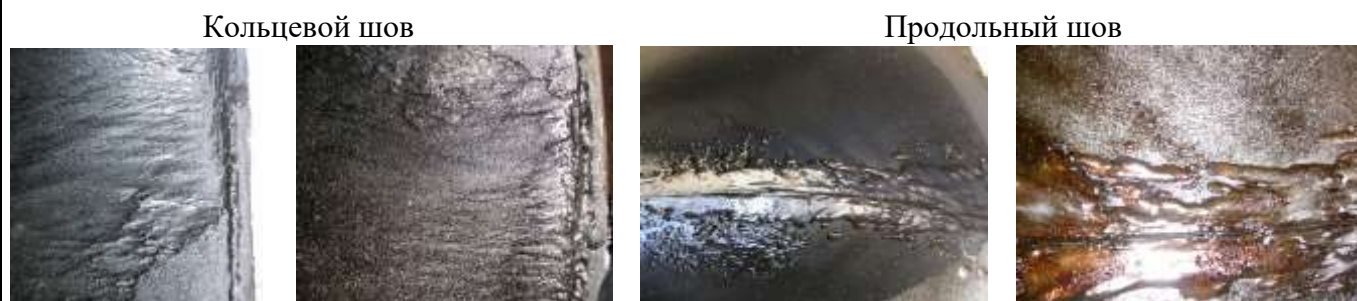


Рис. 5. Вид участков кавитационного разрушения внутренней поверхности трубопровода

Внешний вид участков разрушения говорит о прохождении кавитационного разрушения, при этом характерна сохранность внутренней поверхности стенки трубы до усиления корневого валика кольцевого шва и разрушение корневого валика продольного шва и его зоны термического влияния.

Известно [3–9], что при встрече с препятствием в ламинарном потоке жидкого вещества, транспортирующегося по технологическому трубопроводу, возникает срыв потока, его турбулизация и образование кавитационных пузырьков, приводящих к нарушению защитных сульфидных плёнок и ускоряющих процессы локальной эрозии стенки трубы за сварным швом по направлению потока продукта. Также известно, что в условиях ООО «Комсомольский НПЗ» стальные технологические трубопроводы собираются с применением ручной дуговой сварки (РДС), монтажные стыковые сварные соединения регламентируются ГОСТ 16037-80, преимущественно типом С17, не нормирующим высоту и ширину обратного валика. При этом величина зазора при сборке составляет 1,5...2,0 мм, а СТ ЦКБА 025-2006 допускает величину зазора до 3,5 мм, что гарантирует наличие усиления обратного валика. Величина усиления обратного валика (его ширина, а особенно высота) влияет на изменение проходного сечения трубопровода и вероятность образования кавитации, как местной (при наличии отдельных участков шва с завышенной высотой усиления), так и общей, по всему периметру шва (в случае равномерного завышения усиления).

Естественно, что при отсутствии усиления (нулевая высота) обратного валика кавитация не возникает, но при применении РДС в неповоротных стыках технологического трубопровода усиление валика гарантировано, особенно при наложении валика в нижнем положении.

Нахождение минимальной допустимой величины усиления, гарантирующей отсутствие кавитации, является актуальной задачей, требующей проведения как натурных экспериментов, так и нахождения математических расчётов, способствующих прогнозированию возникновения кавитации в конкретных условиях работы трубопровода и сформированного сварщиком обратного валика.

В настоящее время процесс изменения толщины стенки технологических трубопроводов преимущественно определяют ультразвуковой толщинометрией, имеющей ряд недостатков:

- требует снятия теплоизоляции;
- точечный контроль;
- отсутствие визуализации результатов контроля в объёме исследуемого участка;
- точность измерения зависит от человеческого фактора и рабочего состояния трубопровода.

В настоящее время рентгеноскопия уже применяется в производственных условиях ООО «Комсомольский НПЗ» для объёмной профилометрии с целью определения очагов коррозионного разрушения технологических трубопроводов нефтеперерабатывающего оборудования. Этот метод пришёл на смену ультразвуковой толщинометрии, которая требовала снятия теплозащитного покрытия и кожуха, точного определения места контроля и не гарантировала обнаружения очагов образования сквозных дефектов вблизи контрольного места.

Профилометрия рентгеноскопией также намного предпочтительней рентгенографии [10], т. к. не требует использования рентгенографической плёнки, а изображение может быть обработано в цифровом формате с увеличением чувствительности в 10 раз (см. рис. 6).

В отличие от плёнки, качество изображения улучшается по мере увеличения времени экспозиции детектора.

В большинстве практических случаев качество изображения лучше, чем на плёнке, получается при времени экспозиции детектора в несколько секунд. Длительные экспозиции позволяют получать изображения сверхвысокого качества.

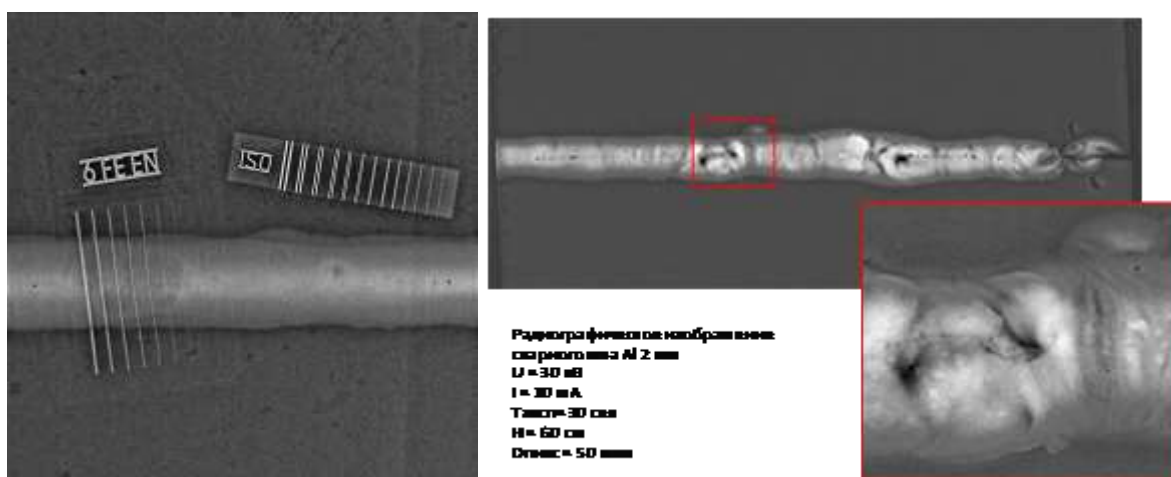


Рис. 6. Изображения, полученные рентгеноскопией

Полученное изображение имеет чёткие границы профиля стенки трубы и сварных швов. Наличие продукта позволяет просмотреть границы сварного шва. Визуально наличие следов коррозии можно оценить по состоянию профиля стенки трубы, а также по оттенкам градиентов серого. Контрастность изображения увеличивается со временем захвата изображения (см. рис. 7).

В ходе проведения работ были получены удовлетворительные результаты на действующих трубопроводах с параметрами контроля труб с диаметром до 219 мм и толщиной стенки до 8 мм. Для определения профилометрии с большими диаметром или толщиной стенки было недостаточно мощности используемого источника.

Основными недостатками при проведении работ были отмечены:

1. невозможность установки оборудования по причине отсутствия доступа к месту контроля, попадания дефектоскописта в зону облучения (отсутствие площадок обслуживания, лесов, мест подхода);
2. наличие сильной вибрации на трубопроводах, а также площадках обслуживания;
3. необходимость универсального приспособления для закрепления источника излучения;

4. большое время экспозиции (10...120 с) для получения профилометрии;
5. большое фокусное расстояние для получения полного изображения на экране детектора (возможности угла раскрытия коллиматора), что увеличивает время экспонирования;
6. отсутствие методик проведения контроля (с различными источниками излучения);
7. невозможность получения результатов на трубопроводах с водой.

Схема процесса



Результат рентгеноскопии



Рис. 7. Схемы процесса и результаты рентгеноскопии технологических трубопроводов

Основными преимуществами данного оборудования можно отметить:

1. работу на трубопроводах без снятия изоляции, с продуктом, на рабочем режиме, под высокой температурой;
2. визуализацию контролируемых мест с имеющимися дефектами, коррозией и эрозией;
3. возможность использования различных источников ионизирующего излучения в зависимости от поставленных задач;
4. получение результатов контроля и возможность их корректировки (изменение ракурса изображения) непосредственно на месте в процессе проведения работ для лучшей визуализации контролируемого участка.

**Выводы:**

1. Кавитационные процессы усиливают эрозию внутренней стенки технологического трубопровода, сокращают межремонтный период. Причиной возникновения кавитации может послужить усиление корневого валика. Нахождение минимальной допустимой величины усиления, гарантирующей отсутствие кавитации, является актуальной задачей, требующей как проведения натурных экспериментов, так и разработку математических методов расчёта, способствующих прогнозированию возникновения кавитации в конкретных условиях работы трубопровода и сформированного сварщиком обратного валика.
2. Использование цифровой радиографии даёт большие возможности в визуализации и понимании происходящих процессов в местах, где невозможно использовать стандартные методы контроля без дополнительных мероприятий, а также выполнении основных задач по контролю сварных соединений.
3. Использование Стапель 5 Ir 192, цифрового детектора DXR250C-W с программным обеспечением Rhythm и фильтром улучшения изображения позволяет проводить контроль сварных швов и коррозионного состояния технологического трубопровода диаметром до 159×8 мм с продуктом и через изоляцию.
4. Оценка геометрических параметров корневого валика, а также профилометрия (толщинометрия) возможны по профилю стенки трубы и центральной части снимка по градиенту серого.

5. Требуется автоматизация процесса профилометрии рентгеноскопией (создание мобильного комплекса) с возможностью проведения томографии объекта контроля.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Влияние структурных изменений металла труб на повреждения трубопроводных систем переработки нефтепродуктов / В. И. Муравьев, П. В. Бахматов, А. В. Фролов и др. // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2011. – № 9. – С. 42-46.
2. Аналитическая оценка и разработка методов повышения коррозионной стойкости конструкционных сталей ТСПН / В. И. Муравьев, А. А. Евстигнеев, П. В. Бахматов, А. В. Бутин // Учёные записки Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета. Науки о природе и технике. – 2011. – № IV-1 (8). – С. 58-70.
3. Чернов, А. А. Кавитация высоковязкого газонасыщенного расплава / А. А. Чернов, А. А. Пильник // Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. – 2012. – № 2 (10). – С. 239-245.
4. Винокурова, И. М. Коррозия и защита оборудования от коррозии. Т. 1 / И. М. Винокурова. – Воронеж: Воронежский государственный технический университет, 2016. – 246 с.
5. Полякова, М. А. Теория коррозии и методы защиты от коррозии: учеб. пособие / М. А. Полякова, В. Г. Мустафина. – Магнитогорск: МГТУ, 2008. – 139 с.
6. Пронк, Д. Коррозия и защита от коррозии фланцевых соединений трубопроводов / Д. Пронк // Арматуростроение. – 2023. – № 1 (142). – С. 32-34.
7. Коррозия и защита от коррозии конструкционных материалов и сооружений: учеб. пособие / сост.: С. Б. Бурлуцкий, А. А. Еремеева. – СПб.: Изд-во «ЛЕМА», 2021. – 38 с.
8. Яковлева, И. В. Продление срока эксплуатации гидротурбин, подверженных кавитации / И. В. Яковлева, Д. А. Максимова, А. Р. Халиуллина // Актуальные проблемы науки в студенческих исследованиях: сборник материалов VIII Всерос. студенческой науч.-практ. конф., Альметьевск, 21-22 ноября 2018 г. – Альметьевск: Изд-во «Перо», 2018. – С. 135-139.
9. Габец, В. С. Применение полиуретана для защиты от коррозии, кавитации, абразивного износа / В. С. Габец, А. А. Асламов, С. В. Габец // Вестник Ангарской государственной технической академии. – 2009. – Т. 3. – № 1. – С. 23-27.
10. РДИ 38.18.001-83. Инструкция по радиографической профильной толщинометрии технологических трубопроводов. – Волгоград: ВНИКТИнефтехимоборудование, 1983. – 47 с.