

2. Застывание очистного устройства: происходит, если задвижки не полностью открыты (не проведена проверка перед пуском устройства, не подана команда на открытие задвижек), в случае не установки передатчика для скребка проследить на какой именно задвижке застряло устройство не представляется возможным. Последствия – гидравлический удар и разгерметизация трубопровода [9].

3. Неверная последовательность технологических переключений: сначала открывается первая по ходу нефти секущая задвижка. Последствия – задвижки не открываются из-за превышения крутящего момента электропривода задвижки (задвижку зажимает потоком нефти).

4. При открытии концевого затвора не был произведен сброс избыточного давления, а также дренаж нефти из камеры при запусках и приёме [10].

Проведение комплекса действий по решению нештатных ситуаций в виртуальной реальности помогает подготовить сотрудника к непредвиденным обстоятельствам на производственном объекте, позволит обеспечить безопасность.

Таким образом, внедрение на производстве образовательной среды на основе VR технологий поможет решить проблемы подготовки кадров, расширить спектр профессиональных компетенций рабочих и специалистов нефтегазовой сферы, достичь высоких показателей ресурсо- и энергоэффективности.

Литература

1. ГОСТ 34568 – 2019. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования. Общие технические условия.
2. Линовес Д. Виртуальная реальность в Unity. – Litres, 2022.
3. Нелис Л.И., Суровкин С.Н., Чикина К.В. Модернизация КПП СОД, исключая использование запасочных патрубков и тросов / Инновационные научные исследования: теория, методология, практика. – 2017. – С. 107-110.
4. Осипов М. П. Системы виртуальной реальности: учебно-методическое пособие // Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет. – 2012.
5. Смолин А. А. и др. Системы виртуальной, дополненной и смешанной реальности // Учебное пособие. СПб: Университет ИТМО. – 2018. – 2018.
6. Турбаков М. С., Рябоконт Е. П. Совершенствование эффективности очистки нефтепроводов от отложений парафинов // Недропользование. – 2015. – №. 17. – С. 54-62.
7. Трубопроводный транспорт нефти «Инфомакс»/ Цифровой формат и 3D – модель объектов. Январь 2021. стр.
8. Трубопроводный транспорт нефти «Инфомакс»/ Май 2022. стр. 30.
9. Флегентов И. А., Кулешов А. В. Оптимизация конструкции камер пуска-приема средств очистки и диагностики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – №. 4. – С. 460-465.
10. Хасанов И. И., Шамбазов Д. А. Модернизация камеры пуска-приема средств очистки и диагностики // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – №. 5-6. – С. 13-16.

КОРРОЗИИ НА ДЕГРАДАЦИЮ МЕТАЛЛА ТРУБЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА В ОБЛАСТИ ДЕФЕКТА

Вдовин И.Д., Павлюк М.Е.

Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оценка состояния магистральных трубопроводов нефти и газа является одной из важнейших задач диагностики и прогнозирования их ресурса. Особый интерес представляют методики оценки деградации металла и остаточного ресурса трубопроводов на основе неразрушающих методов контроля, в частности с применением методов твердомерии [1, 3]. Как показывают исследования, степень деградации металла можно оценить по результатам статистической обработки данных измерения твердости на поверхности металла трубы с применением портативного твердомера [2]. Наиболее информативными показателями в этом случае являются дисперсия и коэффициент вариации, значения которых тем больше, чем выше степень деградации металла [2].

В представленной работе, для оценки влияния дефекта потери металла на деградацию металла в области дефекта решались следующие задачи: определение значений остаточной толщины металла трубы в области дефекта и их группировка по зонам в зависимости от среднего значения толщины металла; определение значений твердостей на поверхности металла в области дефекта; группировка и статистическая обработка полученных значений твердостей по выделенным зонам; анализ результатов статистической обработки.

Для исследования использовался образец с размерами 500×500 мм, с коррозионным дефектом на поверхности, вырезанный из участка магистрального газопровода «КС Парабель – КС Чажемто км. 0-110». Внешний диаметр – 1020 мм, толщина стенки – 12 мм, марка стали – 17Г1СУ, год выпуска трубы – 1990.

Первоначально была произведена зачистка образца с помощью шлифовальной машины и определены координаты коррозионного дефекта на внешней поверхности. Для визуального контроля контур дефекта по координатам был перенесен и обозначен на внутренней поверхности.

Измерение толщины металла на внутренней поверхности трубы производилось в лаборатории толщиномером ТАУ-538 (рис. 1), в качестве проводящей среды использовалась смазка пластичная Литол-24. По результатам измерений, полученные значения толщины были распределены на равные интервалы со значениями середин интервалов (t_{cp}) равными 10,5 мм 11,0 мм, 11,5 мм, 12,0 мм. Это позволило разделить геометрическую область дефекта на три зоны, которые соответствуют значениям t_{cp} равным: 10,5 мм (красная); 11,0 мм (желтая); 11,5 мм

(зеленая). Кроме того, была выделена придефектная (фиолетовая) зона шириной 3...5 мм от границ дефекта с $t_{cp} = 12$ мм и бездефектная (белая) зона с $t_{cp} = 12$ мм (рис. 2).

На следующем этапе на прямоугольном участке с размерами 73×51 мм внутренней поверхности трубы в области дефекта была проведена сплошная твердометрия динамическим датчиком с применением портативного комбинированного твердомера МЕТ-УДА с шагом измерения 1 мм (рис. 3). Получен массив из 3723 значений твердости, включающий три зоны дефекта, придефектную и бездефектную зоны. Для распределения значений твердости по отдельным зонам на массив значений в масштабе был перенесен графический образ дефекта и придефектной зоны (рис. 4). Для каждой зоны из массива были выделены N соответствующих значений твердости и получены массивы данных для проведения статистической обработки по отдельным зонам.



Рис. 1. Проведение толщинометрии ультразвуковым толщиномером ТАУ-538

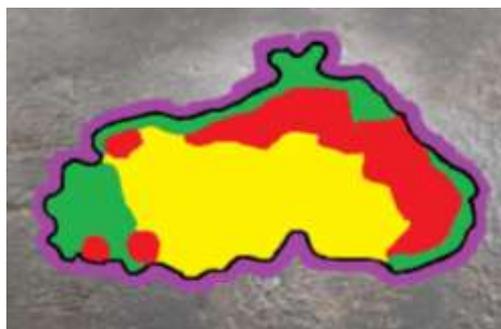


Рис. 2. Разделение дефекта на зоны по показателю толщины



Рис. 3. Проведение твёрдометрии датчиком ударного действия с помощью твердомера МЕТ-УДА

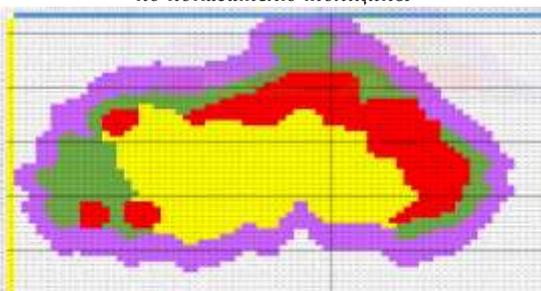


Рис. 4. Нанесение дефекта и зон на массив значений твердости

Для проведения статистической обработки по каждому массиву данных использовалась программа Excel. В таблице приведены значения основных показателей, полученных по результатам статистической обработки массивов данных соответствующих каждой выделенной зоне: количество измерений (N); размах вариации (R); максимальное (Max), минимальное (Min) и среднее (\bar{H}) значения; медиана (Me) и мода (Mo); дисперсия ($D(X)$); среднее квадратичное отклонение (σH), коэффициенты эксцесса (KH), асимметрии (AH), вариации (CV).

Таблица

Оценки показателей твердости

Вид образца	t_{cp}	N	R	Min	Max	\bar{H}	Me	Mo	$D(X)$	σH	KH	AH	CV
Красная зона	10,5	415	163	80	243	150,1	149	147	207,5	8,6	14,9	1,54	9,6
Желтая зона	11,0	698	155	94	249	149,5	149	147	170,5	8,7	9,9	1,19	8,74
Зеленая зона	11,5	408	128	77	205	149,5	149	149	153,2	8,4	6,7	-0,60	8,28
Фиолетовая зона	12,0	707	170	87	257	148,6	148	148	161,1	8,4	11,6	1,12	8,54
Белая зона	12,0	1495	137	79	216	149,2	148	147	147,3	8,2	7,1	0,04	8,13

На рис. 5, 6 представлены зависимости дисперсии ($D(X)$) и коэффициента вариации (CV) от значений середин интервалов толщины (t_{cp}) металла в зонах дефекта, придефектной и бездефектной зонах.

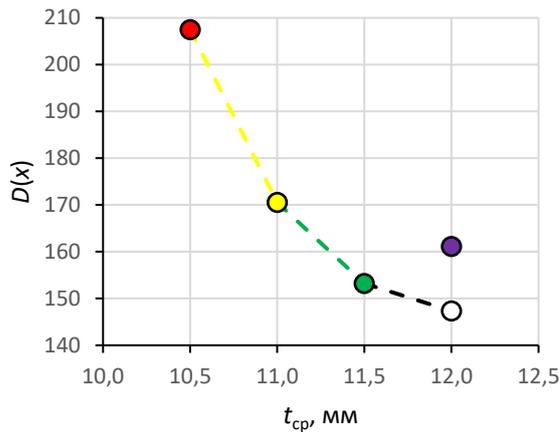


Рис. 5. График зависимости дисперсии от толщины стенки трубы в области дефекта

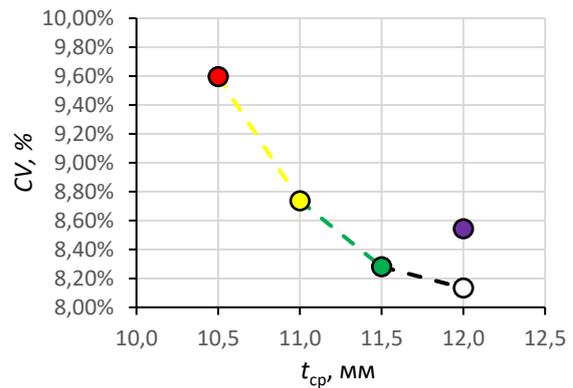


Рис. 6. График зависимости коэффициента вариации от толщины стенки трубы в области дефекта

Анализ результатов показывает, что средние значения твердости (\bar{H}) в каждой из выделенных зон дефекта, придефектной зоне и бездефектной зоне не существенно отличаются друг от друга (находятся в диапазоне 148,6...150,1 НВ), а их отклонения составляют не более 1%. При этом, значения дисперсии ($D(X)$) и коэффициента вариации (CV) по зонам отличаются существенно и с увеличением среднего значения толщины исследуемого образца уменьшаются (рис. 5, 6). Наибольшие значения $D(X)$ и CV выявляются в красной зоне (207,5 и 9,6 соответственно), т. е. в зоне с наименьшим средним значением толщины стенки ($t_{cp} = 10,5$ мм), а наименьшие в бездефектной (белой) зоне (147,3 и 8,13 соответственно) с наибольшим средним значением толщины стенки ($t_{cp} = 12,0$ мм). Более высокие значения ($D(X) = 161,1$; $CV = 8,54$) в придефектной (фиолетовой) зоне, можно объяснить тем, что она граничит с другими зонами и подвержена их влиянию.

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о наличии влияния дефекта потери металла на деградацию металла трубы в области дефекта, что необходимо учитывать при оценке остаточного ресурса трубопровода и назначении метода его ремонта.

Литература

1. Елагина О.Ю. и др. Оценка информативности контроля состояния трубопроводов газораспределительных станций методами твердометрии. // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, № 3(308), 2022 год, 110-122.
2. Косихин З. С., Павлюк М. Е. Исследование текущего состояния металла магистрального трубопровода динамическим методом измерения твердости // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н.М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М. А. Усова, Томск, 4-8 апреля 2022 г. Т. 2. – Томский политехнический университет, 2022. – Т. 2. – С. 242-243.
3. Михалев А. Ю. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металла труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой // Ухта: УГТУ. – 2012.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ОСУШКИ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОИСПЫТАНИЙ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Волков А.В., Самусенко А.С.

Научный руководитель доцент О.В Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день продолжается активное формирование новых центров газодобычи и создание единой системы транспортировки газа, что обеспечит поставки газа потребителям регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока на долгосрочную перспективу. Это послужит развитию нового мощного канала экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Согласно данным ПАО «Газпром», начальные суммарные ресурсы газа суши Востока России — 52,4 трлн куб. м, шельфа — 14,9 трлн куб. м, а запасы газа промышленных категорий (A+B+C1+C2) на лицензионных участках «Газпрома» в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке превышают 5 трлн куб. м. На текущий момент выделены три центра газодобычи: Сахалинский (941 млрд м³), Якутский (1,2 трлн м³), Иркутский (1,8 трлн м³). В 2022 году завершено строительство первой очереди магистрального газопровода «Сила Сибири», введено в эксплуатацию 8 компрессорных станций (первые цеха). Протяженность магистрального газопровода составила более 2000 километров.