

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-94-103

УДК 621.644.07

Проведение ремонтно-восстановительных работ на основании данных эксплуатации нефтегазопроводов

Е. С. Торопов^{1*}, С. М. Дорофеев², Т. Г. Пономарева¹, С. Ю. Торопов¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Тюменское высшее военно-инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А. И. Прошлякова, г. Тюмень, Россия

*e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Аннотация. Поддержание системы трубопроводного транспорта в работоспособном состоянии не может быть обеспечено без решения проблемы их защиты от внутренней коррозии как основного фактора, приводящего к многочисленным авариям. В условиях ограниченного финансирования создание научно обоснованных методик, регламентирующих проведение ремонтных работ на труднодоступных участках [1] или не ремонтпригодных «классическими» методами, является весьма актуальной задачей. Применение в этой связи методов ремонта без остановки перекачки продукта, в части обоснования расстановки технологического оборудования, еще более повышает значимость решаемой задачи.

Методы исследования носят экспериментально-теоретический характер и базируются на анализе и обработке статистических данных, полученных в ходе экспериментальных исследований натуральных объектов.

Результатом работы стало создание методики, позволяющей определить очередность проведения ремонтных работ на трубопроводах, имеющих различную степень и скорость коррозионного поражения на различных участках трассы [2]. И, как следствие, обоснованную расстановку вдоль трассы трубопровода технологического оборудования для внутритрубного ремонта трубопроводов, без остановки перекачки транспортируемого продукта.

Ключевые слова: внутритрубный ремонт; трубопровод; прогнозирование ремонта; устранение дефектов

Repair-and-renewal operations of pipelines from the data on their maintenance

Evgeny S. Toropov^{1*}, Sergey M. Dorofeev², Tatyana G. Ponomareva¹,
Sergey Yu. Toropov¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Higher Military Engineering Command School named after Marshal of Engineering Troops A. I. Proshlyakov, Tyumen, Russia

*e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Abstract. Maintaining of the pipeline system in an operational condition can't be achieved without solving the problem of their protection from internal corrosion as the main factor that leads to numerous accidents. In conditions of limited funding, the creation of scientifically based methods that regulate repair work on difficult areas [1] or those that are not repairable using "classical" methods is a very urgent task. In this way, the use of repair methods without stopping product pumping, in terms of justifying the placement of technological equipment, even more increase the importance of the problem being solved.

Research methods are experimental and theoretical character and based on the analysis and processing of statistical data received during the experimental studies of field objects.

The result of this work was the creation of a methodology that allows determining the order of repair work on pipelines with different degrees of corrosion damage and its speed on different sections of the route [2]. And as a result, reasonable placement of technological equipment along the pipeline route for in-line pipeline repair, without stopping the pumping of the transported product.

Key words: in-line repair; pipeline; repair forecasting; elimination of defects

Введение

Продолжительные сроки эксплуатации системы транспорта углеводородных ресурсов, а также внедрение прогрессивных методов строительства [3, 4], требуют внедрения новых технологий поддержания необходимого уровня технологической надежности трубопроводов. В частности, применение метода наклонно направленного бурения привело к появлению целого сегмента трубопроводов, не ремонтируемых «классическими» методами. Большие проблемы возникают и при ремонте трубопроводов, выполненных в одноструйном исполнении. В этом случае для ремонта внутренних дефектов требуется остановка перекачки, что ведет к большим экономическим потерям. Таким образом, для обеспечения бесперебойной эксплуатации и поддержания работоспособности необходимы разработка и внедрение новых технологий и оборудования внутритрубно ремонта без остановки перекачки транспортируемого продукта. Исследования в данной области и практика их применения связаны в основном с самотечными трубопроводами и направлены на обеспечение их герметичности. Для ремонта напорных трубопроводов без остановки перекачки продукта одной из основных задач является расстановка технологического оборудования по трассе ремонтируемого трубопровода¹. Особенно значимым становится этот фактор при ограниченном объеме финансирования ремонтных работ.

¹Разработка технических решений по ремонту участков магистральных трубопроводов и схем базирования ремонтных служб на трассе. Гос. регистрация № 187.0049106.

Объект и методы исследования

Ремонт внешних дефектов трубопроводов, связанных с потерей металла, может проводиться как с остановкой перекачки (при врезке катушки), так и без остановки перекачки (при установке наружных муфт).

При ремонте внутренних коррозионных дефектов, без остановки перекачки, возможно применение технологии T. D. Williamson (технология stopple) или использование внутренних изолирующих элементов.

Все существующие в настоящее время технологии предусматривают установку ремонтных элементов открытым способом, то есть с раскачкой трубопровода и резкой трубы. Так как длина дефектных участков может изменяться от нескольких сантиметров до десятков и сотен метров [5, 6], в качестве ремонтных изолирующих элементов используются короткие внутренние металлические или пластиковые гильзы или длинномерные полимерные рукава.

Технология проведения ремонтных работ без остановки перекачки предусматривает установку изолирующих элементов с помощью пусковых камер — фитингов, выполненных в виде косых тройников (ПК) с углами наклона до 70 градусов. При этом в качестве оборудования для доставки и установки в рабочее положение внутренних ремонтных элементов используются установки наклонно направленного бурения (ННБ). Применение данного оборудования позволяет проводить ремонтные работы без остановки перекачки транспортируемого продукта; многократно использовать оборудование (ПК), обеспечивающее периодичность и плановость проведения диагностических и ремонтных работ; проводить локальную диагностику проблемных участков; снизить затраты на ремонтные работы; использовать установки ННБ, выработавшие свой ресурс по основному виду работ, в качестве комплектующего оборудования для установки ремонтных элементов в рабочее положение.

Камеры пуска устанавливаются на линейной части трубопроводов как в период строительства, так и во время проведения ремонтных работ. В первом случае местами установки могут быть подводные переходы, где ПК будут являться элементами перехода наряду с камерами приема-пуска. Наличие пусковых камер позволяет проводить более эффективную диагностику состояния труб перехода, так как позиционирование диагностического оборудования и его перемещение не зависят от скорости перекачки и могут регулироваться с точностью до сантиметра. Кроме того, наличие камер пуска дает возможность использовать «нестандартное» диагностическое оборудование.

Внутритрубный ремонт линейной части трубопроводов можно рассматривать как герметизацию трубопровода, так и восстановление его первоначальных прочностных характеристик [7, 8] при сохранении существующего безопасного уровня эксплуатации. Установка внутритрубных ремонтных элементов останавливает дальнейший рост коррозионных дефектов и позволяет эксплуатировать трубопровод в прежнем режиме. Так как позиционирование дефектов по длине трубопровода в процессе эксплуатации постоянно изменяется, одной из основных задач применения данной технологии является обоснованный выбор мест врезки ПК. Разработанная методика прогнозирования положения дефектных зон по длине трубопровода с учетом временного фактора позволяет планировать места врезки ПК для их дальнейшего эффективного использования.

В рамках применения данной технологии, для поддержания работоспособного состояния конкретного трубопровода, необходимо решить следующие задачи:

- установить, на основании существующей статистики положения дефектов и скорости коррозии, на каких участках требуется первоочередная установка пусковых камер;

- определить периодичности проведения ремонтных работ;
- установить объемы ремонтных работ.

Исходя из конструктивных особенностей оборудования ННБ, «плечо ремонта» или длина ремонтируемого участка может достигать нескольких километров по направлению перекачки продукта от точки врезки ПК до ремонтируемого дефекта. Исходя из этого, устанавливается максимальный шаг врезки в действующий трубопровод. При этом количество дефектов на «плече ремонта» при использовании данной технологии не имеет практического значения. Таким образом, решающим фактором для определения мест врезки в трубопровод является статистика положения дефектов и скорости коррозии на всем протяжении трубопровода.

Результаты

Согласно аварийной статистике по промышленным трубопроводам, установлено следующее:

- большая часть аварий с выходом нефти на дневную поверхность происходит при обводненности нефти более 50 % и скорости потока менее 1 м/с;
- абсолютное большинство порывов имели расслоенный режим течения;
- аварийные участки в области порывов свободны от внутренних отложений.

Необходимо отметить, что большинство порывов возникают в результате воздействия различных факторов [9], и выделение какого-либо одного из них не представляется возможным.

Расстановка технологического оборудования вдоль трассы трубопровода для проведения превентивного и текущего ремонта должна опираться на прогноз развития коррозионных дефектов на различных участках трассы. Так как участки имеют различные условия прокладки и, соответственно, режимы течения, скорости коррозии и их позиционирование в пределах выделенных участков будут различны. Разработанная методика позволяет согласовать очередность ремонта коррозионных дефектов и расстановку оборудования вдоль трассы трубопровода.

При разработке методики расчета приняты следующие допущения:

- 1) воздействие перекачиваемого продукта на внутреннюю поверхность трубопровода на всех его участках одинаково и синхронно изменяется при изменении внутренних или внешних воздействий, действующих на весь трубопровод;
- 2) вид дефекта зависит от условий прокладки конкретного участка трубопровода и состава перекачиваемой смеси;
- 3) вид дефекта (питтинги, язвы, ручейковая коррозия и пр.) характерного для данного участка, не меняется в течение всего срока эксплуатации трубопровода;
- 4) коррозионные процессы на внутренней поверхности начинаются с момента пуска трубопровода в эксплуатацию;
- 5) скорость коррозии постоянна и неизменна в течение всего периода эксплуатации [2];
- 6) пренебрегаем изменением скорости коррозии от напряжений, вызванных сезонными температурными перепадами.

Принятые допущения позволяют существенно упростить теоретические выкладки при оценке скорости коррозии на различных участках с большой долей неопределенных параметров. Методика представляет собой ряд последовательных операций, результатом которых являются очередность проводимых ремонтов и схема расстановки технологического оборудования.

Последовательность операций по определению очередности ремонта коррозионно-опасных участков трубопровода при планировании внутритрубных ремонтно-восстановительных работ

1. На основе внутритрубной диагностики провести идентификацию коррозионных дефектов по их видам согласно существующей классификации.
2. Определить остаточную толщину стенки трубопровода для всех видов дефектов.
3. Разбить всю длину трубопровода на участки равной протяженности.
4. Сгруппировать в пределах каждого участка коррозионные дефекты с близкой скоростью коррозии.
5. Определить скорости коррозии в каждой группе исходя из срока эксплуатации трубопровода [10].
6. Провести оценочный расчет скорости коррозии наиболее опасного на выбранном участке трубопровода дефекта по методике, соответствующей данному коррозионному поражению.
7. Сравнить скорость коррозии по результатам расчета по методике, соответствующей данному виду дефекта и расчету, исходя из сроков эксплуатации трубопровода. Выбрать максимальное значение скорости коррозии.
8. Каждой группе присвоить коэффициент концентрации напряжений по наиболее опасному дефекту.
9. Провести прочностной расчет [11] безопасной остаточной толщины стенки при данном концентраторе напряжений с учетом рабочего давления и толщины стенки трубы.
10. Суммировать глубину коррозионного дефекта, полученную по результатам прогона внутритрубного снаряда, и безопасную толщину стенки, полученную по результатам прочностных расчетов, с учетом концентраторов напряжений. Разница толщины стенки и данной величины является базовой остаточной толщиной для последующих расчетов очередности ремонта участков трубопровода.
11. Выбрать периодичность и количество участков, подлежащих ремонту (километраж).
12. Выбрать участки (по количеству подлежащих ремонту), имеющие минимальную остаточную толщину стенки.
13. Провести ремонт данных участков в соответствии с принятой периодичностью.
14. Установить скорость коррозии на отремонтированных участках равной скорости на этих участках до проведения ремонта.
15. Провести расчет по разработанной программе. Полученные в результате расчета данные показывают зависимость минимальной интегральной остаточной толщины стенки на всем протяжении трубопровода от количества участков ремонта (километража).

Полученные результаты позволяют провести обоснованную расстановку пусковых камер для превентивного ремонта промышленного трубопровода в зависимости от принятой концепции поддержания рабочего состояния трубопровода, то есть либо сохранение текущих фактических значений остаточной

толщины стенки, либо увеличение ее толщины за счет увеличения числа подлежащих ремонту участков. При этом длина участков замены будет изменяться, что, соответственно, влечет за собой изменение шага врезки пусковых камер.

Обсуждение

Вопросы защиты трубопроводов от коррозии — одно из актуальных направлений исследований в области транспорта и хранения нефтепродуктов. Для обеспечения безопасной и стабильной работы трубопроводов необходим инструмент оценки текущего состояния объекта и обоснованный прогноз развития возможных дефектов [12, 13]. Появление новых методик, решающих конкретные задачи в этом направлении, безусловно, является определенным шагом в решении более глобальных проблем, стоящих перед нефтегазовой отраслью. Данная работа направлена на координацию двух направлений в ремонте трубопроводов: определение очередности ремонта отдельных критических участков, подверженных коррозионному поражению, и расстановка технологического оборудования для ремонта трубопроводов без остановки перекачки. Данные вопросы, безусловно, являются актуальными и требующими практической реализации.

Выводы

В работе показано практическое применение данной методики на примере магистрального продуктопровода «Сургутский ЗСК — Южно-Балыкский ГПЗ» 0,6–75 км. На всем своем протяжении продуктопровод был разбит на километровые отрезки, на каждом из которых пропуском внутритрубных снарядов фиксировалась остаточная толщина стенки. Для каждого участка максимальное утончение стенки трубопровода принималось за максимально опасное на данном участке и отмечалось на гистограмме высотой столбца (рис. 1).

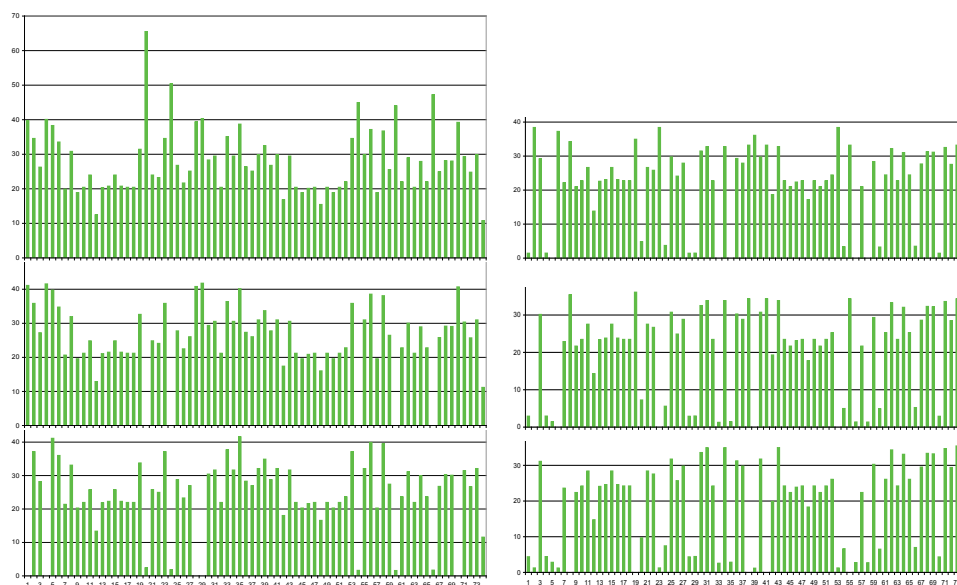


Рис. 1. Динамика остаточной толщины стенки продуктопровода в % при шаге разбивки 1 км (при ремонте 5 км в год)

Так как трубопроводу более 34 лет, коррозионное поражение на некоторых участках трубопровода достигало 63,1 % от общей толщины стенки. Необходи-

димо отметить, что толщина стенки при коррозионном поражении не является единственным определяющим фактором при разрушении трубопровода. Не менее значимым фактором является характер коррозионного поражения [13], так как положение зон концентрации напряжений в стенке трубопровода напрямую зависит от вида коррозии [14–16].

Каждый из участков трубопровода имеет свою скорость как внешней, так и внутренней коррозии [10, 17, 18]. По мере эксплуатации изменяется остаточная толщина стенки, которая фиксируется при каждом пропуске внутритрубных снарядов.

Представленные графики были построены на основании анализа и обработки данных внутритрубной диагностики, проведенной на трубопроводе Сургутского филиала ООО «Газпром переработка» в 2007 году. Длина участка магистрального трубопровода (Ду 500 мм) составила 75,7 км.

При расчете остаточной толщины стенки помимо допущений, оговоренных в разработанной методике, скорость коррозии на каждом участке определялась исходя из периода эксплуатации трубопровода, а уменьшение остаточной толщины стенки не корректировалось по результатам прочностных расчетов.

Разбиение на участки проведено с километровым шагом. Временной интервал составил один год (рис. 2).

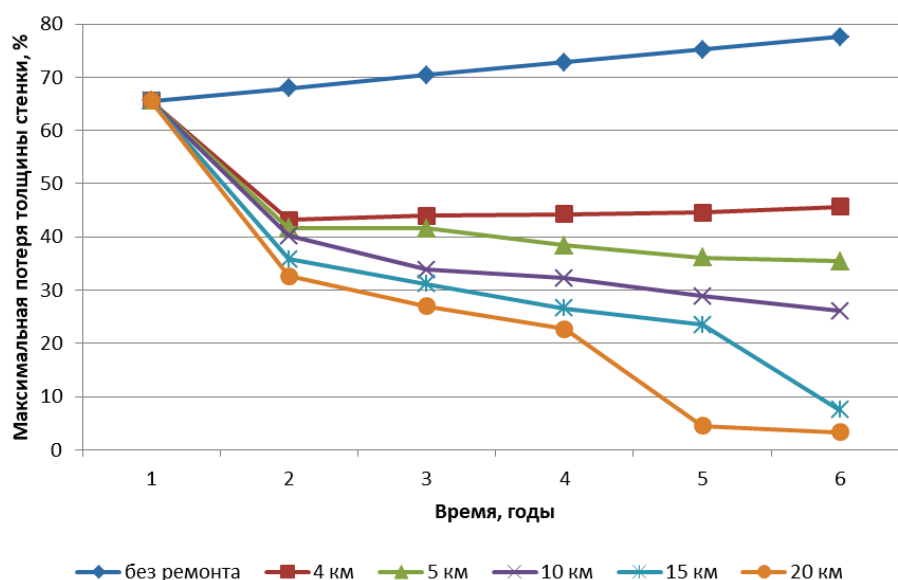


Рис. 2. Данные остаточной толщины стенки при общей длине ремонта трубопровода до 20 км в год

Как видно из рисунка 2, по мере эксплуатации трубопровода при отсутствии ремонтов (участков без ремонта) толщина стенки, в связи с ростом дефектов, будет постоянно уменьшаться. За начальную точку выбрана величина, соответствующая максимальной потере толщины стенки, которая при первом же ремонте должна быть устранена. Задавая темп ремонта по 4 км в год, тенденция к уменьшению толщины стенки во времени будет сохраняться, так как наиболее опасные дефекты будут отремонтированы, а менее опасные зоны коррозионного поражения успеют вырасти за год меньше, чем ранее отремонтированные. Соответственно, на вновь отремонтируемых участках начнется

рост коррозионных дефектов с нуля. При этом скорость коррозии, как отмечалось ранее, будет соответствовать скорости коррозии на данном участке до ремонта.

По мере увеличения объемов ремонта максимальная потеря толщины стенки будет уменьшаться, а при максимальных объемах (20 км) — быстро приближаться к околонулевым значениям.

Из графика следует, что данная трубопроводная система будет сохранять работоспособное состояние при общей длине отремонтированных участков не менее 5 км в год. При этом максимальная потеря толщины металла после шести лет эксплуатации не превысит 35 %. То есть, рассчитывая ежегодные объемы ремонта, можно контролировать остаточную толщину стенки трубопроводов, а соответственно, поддерживать трубопровод в работоспособном состоянии.

Библиографический список

1. Лыщенко, Л. З. Технические средства ремонта подводных нефтепроводов / Л. З. Лыщенко, О. М. Бисярина. — Москва : ВНИИОЭНГ, 1986. — 45 с. — Текст : непосредственный.
2. Защита от коррозии промышленных сооружений в газовой и нефтедобывающей промышленности / Н. Е. Легезин, Н. П. Глазов, Г. С. Кессельман, А. А. Кутовая. — Москва : Недра, 1973. — 168 с. — Текст : непосредственный.
3. Бобылев, Л. М. Современное оборудование для бестраншейного ремонта трубопроводов / Л. М. Бобылев, А. Л. Бобылев. — Текст : непосредственный // РОБТ. — 1999. — № 2. — С. 17–21.
4. Бобылев, Л. М. Оборудование для бестраншейной прокладки коммуникаций / Л. М. Бобылев, А. Л. Бобылев. — Текст : непосредственный // РОБТ. — 1996. — № 1. — Текст : непосредственный.
5. Определение положения ремонтного оборудования во внутренней полости трубопровода / С. Ю. Торопов, С. М. Дорофеев, В. М. Качур, Т. Г. Пономарева. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2005. — № 4. — С. 67–71.
6. Торопов, С. Ю. Оборудование для аварийного ремонта газонефтепроводов / С. Ю. Торопов, С. М. Дорофеев, И. В. Прокопьев. — Текст : непосредственный // Труды международной научно-технической конференции. — Тюмень, 2005. — Часть II. — С. 170–172.
7. ANSVASME B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. — Текст : электронный. — URL: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/asme.b31g.1991.pdf>.
8. CEPA Stress Corrosion Cracking Recommended Practices. — 2nd edition. — 2007. — 205 p. — Текст : непосредственный.
9. Jones, D. Inspection: the key to a reliable future. Part 1 / D. Jones. — Текст : электронный // Pipes & Pipelines international. — 1997. — Vol. 42, Issue 2. — P. 32–43. — URL: <https://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=2667713>.
10. Внутренняя коррозия и защита трубопроводов на нефтяных месторождениях Западной Сибири / Ф. Н. Маричев, М. Д. Гетманский, О. П. Тетерина [и др.]. — Москва : ВНИИОЭНГ. — 1981. — 44 с. — (Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности; Вып. 8). — Текст : непосредственный.
11. Kiefner, J. F. A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe / J. F. Kiefner, P. H. Vieth. — Текст : электронный. — URL: <https://www.osti.gov/biblio/7181509>. — Дата публикации: 22 декабря 1989.
12. Абдуллин, И. Г. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем : диагностика и прогнозирование долговечности / И. Г. Абдуллин, А. Г. Гареев, А. В. Мостовой. — Уфа : Гилем, 1997. — 177 с. — Текст : непосредственный.
13. Dai, Y. Calculation of the stress intensity factor for a partial circumferentially cracked tube loaded in bending by using the shell line-spring model / Y. Dai, M. Rödig, J. Altes. — DOI 10.1111/j.1460-2695.1991.tb00639.x. — Текст : непосредственный // Fatigue & Fracture of Engineering Materials and Structures. — 1991. — Vol. 14, Issue 1. — P. 11–23.
14. Левитин, Ю. И. Бестраншейный ремонт местных повреждений подземных трубопроводов / Ю. И. Левитин. — Текст : непосредственный // РОБТ. — 1997. — № 8. — С. 37–39.

15. Механизм канавочного разрушения нижней образующей нефтесборных коллекторов / И. Г. Абдуллин, С. Н. Давыдов, М. А. Худяков [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 3. – С. 51–53.
16. Гоник, А. А. Причины и механизм локальной коррозии внутренней поверхности нефтесборных трубопроводов на месторождениях Западной Сибири / А. А. Гоник, Г. Г. Корнилов. – Текст : непосредственный // Защита металлов. – 1999. – Т. 35, № 1. – С. 83–87.
17. Каган, Я. М. Влияние режима течения среды на развитие коррозионных процессов в промысловых нефтепроводах / Я. М. Каган, О. П. Кузьмичева, В. Н. Кушнир. – Текст : непосредственный // РНТС Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – 1981. – № 5. – С. 7–10.
18. Ларичев, Ф. Н. Роль фактора трассы в развитии процесса внутренней коррозии нефтесборных трубопроводов / Ф. Н. Ларичев, О. П. Тегерана, В. Ф. Соколов // РНТС Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – 1979. – № 11. – Текст : непосредственный.

References

1. Lyshenko, L. Z. & Bisyarina, O. M. (1986). Tekhnicheskie sredstva remonta podvodnykh nefteprovodov, Moscow, VNIIOENG Publ., 45 p. (In Russian).
2. Legezin, N. E., Glazov, N. P., Kessel'man, G. S., & Kutovaya, A. A. (1973). Zashchita ot korrozii promyslovyykh sooruzheniy v gazovoy i nefte dobyvayushchey promyshlennosti. Moscow, Nedra Publ., 168 p. (In Russian).
3. Bobylev, L. M., & Bobylev, A. L. (1999). Sovremennoe oborudovanie dlya bestransheynogo remonta truboprovodov. ROBT, (2), pp. 17-21. (In Russian).
4. Bobylev, L. M., & Bobylev, A. L. (1996). Oborudovanie dlya bestransheynoy prokladki kommunikatsiy. ROBT, (1). (In Russian).
5. Toropov, S. Yu., Dorofeev, S. M., Kachur, V. M., & Ponomareva, T. G. (2005). Opredelenie polozheniya remonnogo oborudovaniya vo vnutrenney polosti truboprovoda. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (4), pp. 67-71. (In Russian).
6. Toropov, S. Yu., Dorofeev, S. M., & Prokop'ev, I. V. (2005). Oborudovanie dlya avariynogo remonta gazonefteprovodov. Trudy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Chast' II. Tyumen, pp. 170-172. (In Russian).
7. ANSVASME B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. (In English). Available at: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/asm.b31g.1991.pdf>
8. CEPA Stress Corrosion Cracking Recommended Practices (2007). 2nd edition. 205 p. (In English).
9. Jones, D. (1997). Inspection: the key to a reliable future. Part 1. Pipes & Pipelines international, 42 (2), pp. 32-43. (In English). Available at: <https://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=2667713>
10. Marichev, F. N., Getmanskii, M. D., Teterina, O. P., Vaver, V. I., Yarmizin, V. G., Eygenson, S. A., & Red'ko, V. P. (1981). Vnutrennyaya korroziya i zashchita truboprovodov na neftyanykh mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Seriya "Korroziya i zashchita v neftegazovoy promyshlennosti", (8). Moscow, VNIIOENG Publ., 44 p. (In Russian).
11. Kiefner, J. F., & Vieth, P. H. (1989). A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe. (In English). Available at: <https://www.osti.gov/biblio/7181509>
12. Abdullin, I. G., Gareev, A. G., & Mostovoy, A. V. (1997). Korroзионno-mekhanicheskaya stoykost' neftegazovykh truboprovodnykh sistem: diagnostika i prognozirovaniye dolgovechnosti. Ufa, Gilem Publ., 177 p. (In Russian).
13. Dai, Y., Rödiger, M., & Altes, J. (1991). Calculation of the stress intensity factor for a partial circumferentially cracked tube loaded in bending by using the shell line-spring model. Fatigue & Fracture of Engineering Materials and Structures, 14(1), pp. 11-23. (In English). DOI: 10.1111/j.1460-2695.1991.tb00639.x
14. Levitin, Yu. I. (1997). Bestransheynyy remont mestnykh povrezhdeniy podzemnykh truboprovodov. ROBT, (8), pp. 37-39. (In Russian).
15. Abdullin, I. G., Davydov, S. N., Khudyakov, M. A., Marichev, F. N., & Gataullin, Sh. G. (1984). Mekhanizm kanavochnogo razrusheniya nizhney obrazuyushchey neftesbornykh kollektorov. Neftyanoe khozyaystvo, (3), pp. 51-53.

16. Gonik, A. A., & Kornilov, G. G. (1999). Prichiny i mekhanizm lokal'noy korrozii vnutrenney poverkhnosti neftesbornykh truboprovodov na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Zashchita metallov, 35(1), pp. 83-87. (In Russian).
17. Kagan, Ya. M., Kuz'micheva, O. P., & Kushnir, V. N. (1981). Vliyanie rezhima techeniya sredy na razvitiye korrozionnykh protsessov v promyslovyykh nefteprovodakh. RNTS Korroziya i zashchita v neftegazovoy promyshlennosti, (5), pp. 7-10. (In Russian).
18. Larichev, F. N., Tegerana, O. P., & Sokolov, V. F. (1979). Rol' faktora trassy v razvitiy protsessa vnutrenney korrozii neftesbornykh truboprovodov. RNTS Korroziya i zashchita v neftegazovoy promyshlennosti, (11). (In Russian).

Сведения об авторах

Торопов Евгений Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта и технологий нефтегазового комплекса, филиал Тюменского индустриального университета, г. Ноябрьск, e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Дорофеев Сергей Михайлович, к. т. н., доцент кафедры естественно-научных и общепрофессиональных дисциплин, Тюменское высшее военно-инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А. И. Прошлякова, г. Тюмень

Пономарева Татьяна Георгиевна, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Торопов Сергей Юрьевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Evgeny S. Toropov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transport and Technology of Oil and Gas Complex, Industrial University of Tyumen (Noyabrsk branch), e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Sergey M. Dorofeev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Natural Science and General Professional Disciplines, Tyumen Higher Military Engineering Command School named after Marshal of Engineering Troops A. I. Proshlyakov, Tyumen

Tatyana G. Ponomareva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Sergey Yu. Toropov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen