

Прогнозирование срока эксплуатации газопровода после ремонтно-восстановительных работ с применением полимерных материалов

И.А. Томарева, А.А. Голубев, А.С. Дудников, Г.С. Еремин

Волгоградский государственный технический университет

Аннотация: Проблема обеспечения надежности и долговечности эксплуатации восстановленных трубопроводов является задачей актуальной, особенно в связи с применением новых материалов в ремонтной практике. В последние годы в ремонтно-восстановительных работах на трубопроводах стали широко использовать полимерные материалы. Исследования в этом направлении в основном направлены на технологические процессы, разработку оборудования и конструктивных элементов из композитных материалов. В нашем исследовании мы ставили перед собой задачу с помощью математического моделирования оценить работу конструкции «сталь+полимерная оболочка» после ремонтных работ на газопроводе, а именно, динамику изменения реактивного давления и максимальных напряжений в зонах питтинговой коррозии в зависимости от грунтовых условий. Были получены результаты, которые позволяют спрогнозировать сроки эксплуатации данной конструкции в грунтах с различной коррозионной активностью. Доказано существенное увеличение несущей способности изношенного трубопровода, восстановленного полимерными вставками, в грунтах с высокой активностью коррозионных процессов.

Ключевые слова: газопровод, коррозия металла, ремонтно-восстановительные работы, полимерные материалы, коррозионный грунт, долговечность, прогнозирование срока эксплуатации.

Высокая частота отказов и аварий в системе газопроводов обусловлена сложным комплексом инженерно-геологических и климатических факторов, длительным сроком их эксплуатации.

Исследование аварий на газопроводах позволяет точно оценить вероятность их возникновения и предсказать возможные последствия [1-3]. Этот подход также помогает выявить, как различные факторы влияют на частоту и характер отказов (рис. 1). На основании проведенного статистического анализа было установлено, что коррозия представляет собой наиболее распространенный дефект металлических труб. На данный момент разработана обширная база данных, предназначенная для прогнозирования коррозии стальных трубопроводов. Эта база данных базируется на

междисциплинарных исследованиях, которые объединяют физико-химические принципы и результаты полевых и лабораторных испытаний. Важный вклад в создание этой базы внесли работы [4-6], предложив методологические подходы и эмпирические данные.



Рисунок 1. Соотношение вероятности отказа и его причин

В рамках коррозионных повреждений наибольшую угрозу для безопасной эксплуатации линейной части газопроводов представляют следующие типы:

- питтинговое и язвенное коррозионное растрескивание, характеризующееся значительной деградацией металла в центральной части. Потеря массы металла в этом месте может достигать 80-85% [7];

- коррозия под воздействием усталостных нагрузок;
- общая коррозия, протекающая в условиях механических напряжений.

Систематический анализ статистических данных помогает определить частоту аварий по конкретным причинам, что важно для разработки превентивных мер и повышения надежности газотранспортных систем.

В современной практике восстановления эксплуатационной пригодности подземных стальных трубопроводов как в зарубежных странах, так и в Российской Федерации активно применяют метод ремонта «труба в

трубе», основанный на инновационных полимерных технологиях [8, 9]. Смысл данного метода заключается в том, что создается двухтрубная конструкция «сталь+полимерная оболочка», превосходящая по совокупности экономических и эксплуатационных показателей многие дорогие и высокопрочные материалы.

Задача нашего исследования состояла в том, чтобы выявить зависимость совместного действия таких факторов, как глубина коррозионного износа, толщины стенки стальной трубы и полимерной оболочки, давление транспортируемого газа, физические характеристики стали и полимера, коррозионная активность грунта на долговечность эксплуатации трубопровода после ремонтно-восстановительных работ.

Полимерная оболочка, интегрированная в двухтрубную конструкцию, должна компенсировать дефекты изношенной стальной трубы. А так как ее механическая прочность ограничена, то толщина стенки оболочки будет иметь существенное значение. В этом случае, напряженно-деформированное состояние полимерной оболочки будет характеризоваться тремя видами напряжений: кольцевыми σ_x , продольными σ_θ и радиальными σ_r .

В своих расчетах мы использовали ранее предложенные зависимости [10]:

- для полимерной оболочки

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= \frac{r_1^2 p - r_2^2 q}{r_2^2 - r_1^2} + \frac{r_1^2 (q - p) r_2^2}{r_2^2 - r_1^2 r^2}, \\ \sigma_\theta &= \frac{r_1^2 p - r_2^2 q}{r_2^2 - r_1^2} - \frac{r_1^2 (q - p) r_2^2}{r_2^2 - r_1^2 r^2}, \\ \sigma_x &= 2\nu \frac{r_1^2 p - r_2^2 q}{r_2^2 - r_1^2} \end{aligned} \right\}$$

где r_1 и r_2 – внутренний и наружный радиусы полимерной оболочки, p – внутреннее давление, q – реактивное давление;

- для стальной трубы с коррозионным износом в виде питтинга

$$\sigma_1(t) = \frac{q(t) \cdot D}{4h(t)} + \frac{6\beta(k) \cdot q(t) \cdot a^2}{h(t)^2};$$

$$\sigma_2(t) = \frac{q(t) \cdot D}{2h(t)} + \frac{6\gamma(k) \cdot q(t) \cdot a^2}{h(t)^2}.$$

$$\sigma_3(t) = \sqrt{\sigma_1(t)^2 + \sigma_2(t)^2 - \sigma_1(t) \cdot \sigma_2(t)}$$

где $\sigma_1(t)$, $\sigma_2(t)$, $\sigma_3(t)$ – продольные, кольцевые и эквивалентные напряжения соответственно;

- реактивное давление при совместной деформации стальной трубы и полимерной оболочки

$$q(t) = \frac{2(1-\nu^2) \cdot r_1^2 p - \frac{E \cdot \delta \cdot (r_2^2 - r_1^2)}{r_2}}{(1-\nu-2\nu^2) \cdot r_2^2 + (1+\nu) \cdot r_1^2 + \alpha(k) \cdot \frac{E \cdot a^4 (r_2^2 - r_1^2)}{E(t) \cdot h^3(t) \cdot r_2}}$$

В качестве объекта для проведения исследования был выбран магистральный газопровод «Торжок-Минск-Иванцевичи-3» и дублирующая врезка в трубопровод «Торжок-Минск-Иванцевичи-2». Проведенная диагностика выявила на отдельных участках большое количество питтинговой коррозии (до 100 язв) на стальной трубе. Грунты на протяжении трассы газопровода характеризуются различной коррозионной активностью: от низкой ($\beta = 0,1$) до высокой ($\beta = 8$).

Вычисления проводились в программе Mathcad, что позволило детально исследовать динамику изменения реактивного давления и

максимальных напряжений в зонах питтинговой коррозии с наибольшим износом в различных грунтовых условиях с разной коррозионной активностью (рис. 2 – 7).

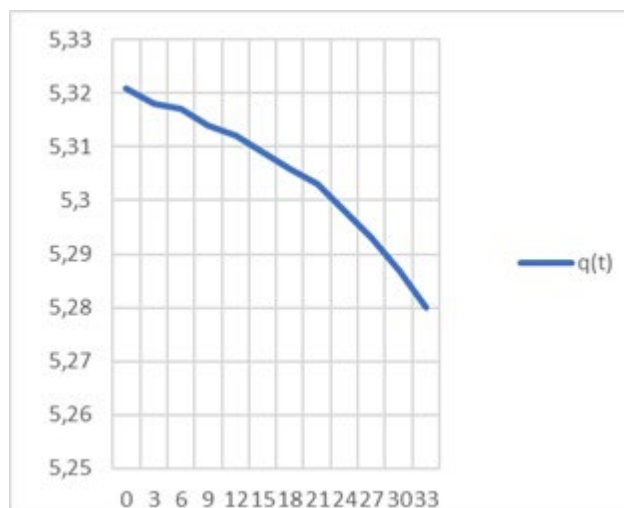


Рисунок 2. Графическая интерпретация расчетов реактивного давления при низкой коррозионности грунта ($\beta = 0,1$)

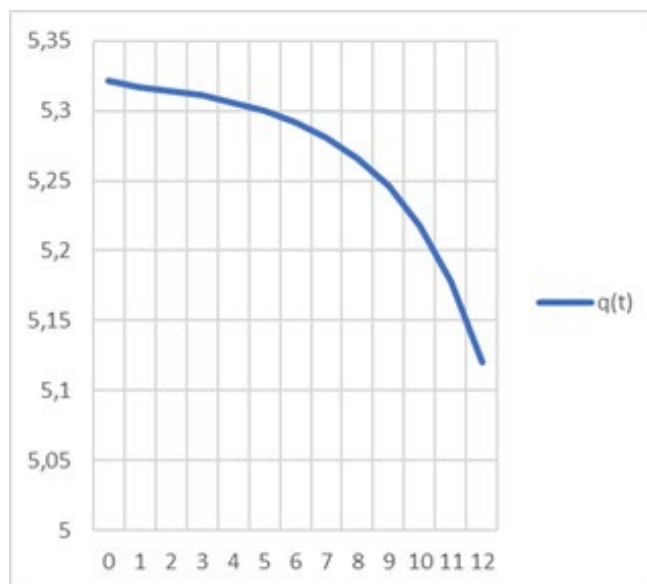


Рисунок 3. Графическая интерпретация расчетов реактивного давления при средней коррозионности грунта ($\beta = 2$)

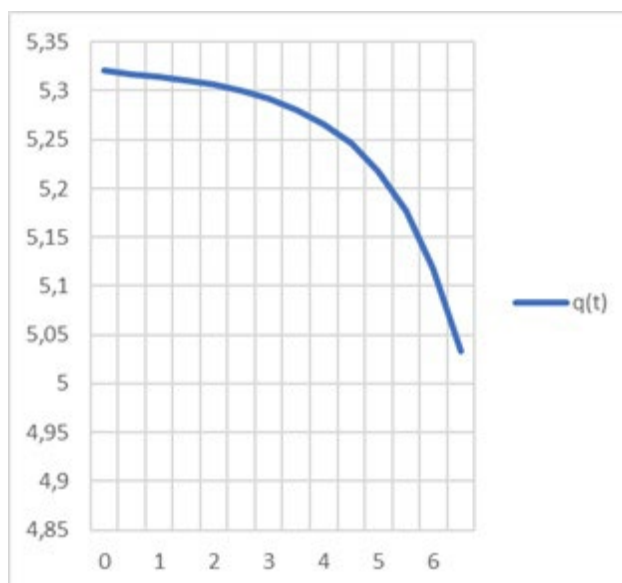


Рисунок 4. Графическая интерпретация расчетов реактивного давления при высокой коррозионности грунта ($\beta = 8$)

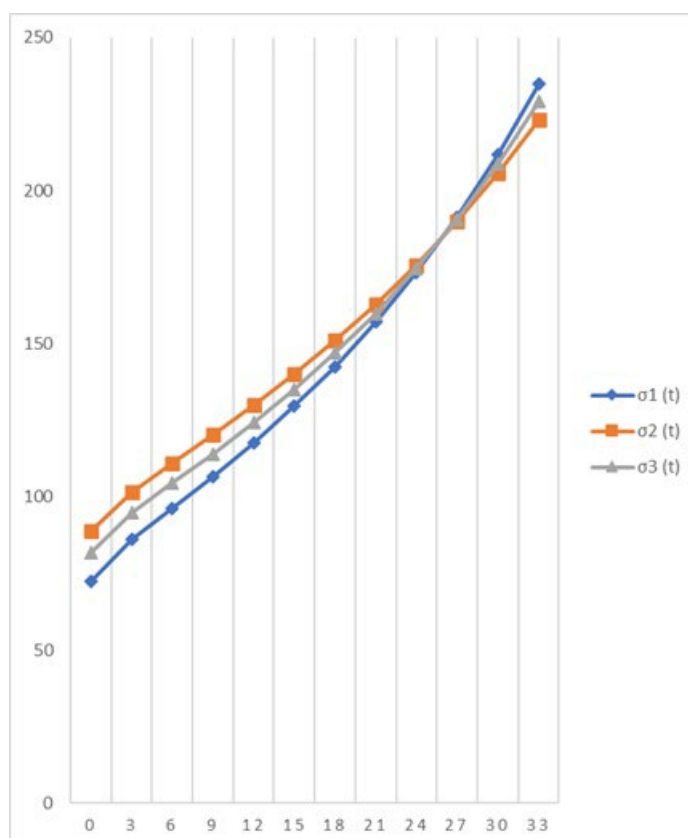


Рисунок 5. Графическая интерпретация расчетов напряжений при низкой коррозионности грунта ($\beta = 0,1$)

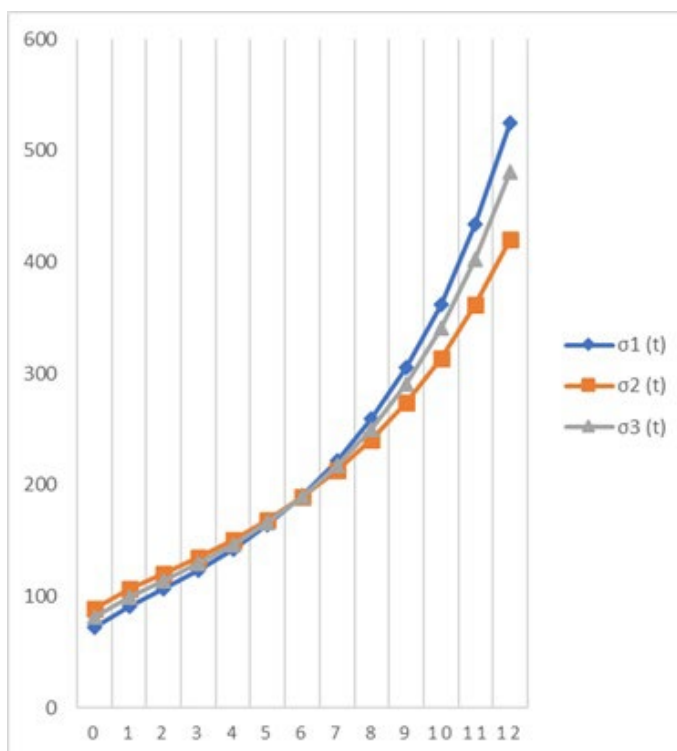


Рисунок 6. Графическая интерпретация расчетов напряжений при средней коррозионности грунта ($\beta = 2$)

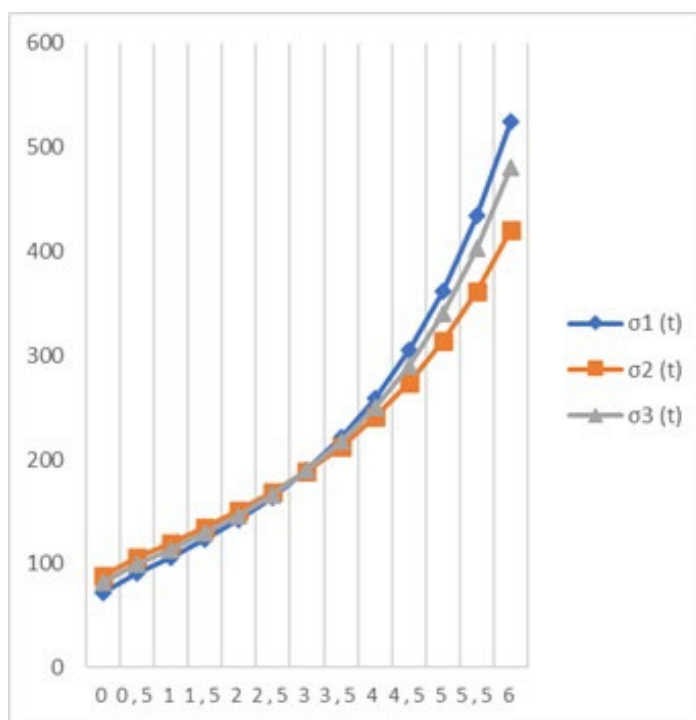


Рисунок 7. Графическая интерпретация расчетов напряжений при высокой коррозионности грунта ($\beta = 8$)

Анализ расчетов показал, что в грунтах с низким уровнем коррозионной активности наблюдается незначительное изменение показателей напряжений вдоль оси и по окружности трубопровода в течение всего периода эксплуатации. По истечении 33 лет работы значения напряжений составили 234,8 МПа и 223 МПа соответственно, что гораздо ниже предельных значений.

При средней коррозионной активности грунта напряжения в питтинге уже через 10 лет эксплуатации трубопровода достигают нижнего предела текучести ($\sigma_T = 350$ МПа), а предела прочности ($\sigma_{пр} = 510$ МПа) через 12 лет.

Еще более ситуация ускоряется в грунтах с повышенной коррозионной активностью. В этих условиях эксплуатации магистрального трубопровода напряжения в питтингах достигают предела текучести стали за пятилетний период, а временного сопротивления на разрыв — за шестилетний.

Относительно полимерной оболочки, исследования показали, что она под действием нагрузки и давления находится в пластическом состоянии по всей толщине стенки, и в результате усадки гидравлическая пропускная способность полимерной трубы увеличивается на 4,7%, а это, в свою очередь, положительно влияет на работу всей двухтрубной системы.

Полученные результаты исследования доказали существенное увеличение несущей способности восстановленного полимерными вставками коррозионно-поврежденного трубопровода и позволили установить срок эксплуатации двухтрубной конструкции в зависимости от коррозионной активности грунта.

Литература

1. Жулин А.А. Прогнозирование ресурса трубопровода на основе методов теории надежности. Молодой ученый. 2016. № 18 (122). С. 78-82.

2. Железняк М.Н., Шац М.М. Геокриологические и геотехнические условия магистрального газопровода «Сила Сибири» на современном этапе завершения строительства. Газовая промышленность, 2018. №8. С. 86–91.
3. Чижов Е.А., Чижов А.Е., Новиков С.Г., Толкачев Ю.А. Перспективы применения полимерных материалов в гидромеханизации. Горный аналитический информационный бюллетень. 2009. № 1. С. 367-383.
4. Hahn G.T., Kanninen M.F., Rosenfield A.R. Fracture toughness of materials. Annual Review of Materials Science. 1972. № 2. Pp. 381-404.
5. Иванов В.А., Пиласевич А.В., Новоселов В.В. Прогнозирование коррозионного износа стали на наружной поверхности подземного трубопровода. Нефть и газ (Известия высших учебных заведений). Тюмень, 2009. № 5. С. 51-56.
6. Кугрышева Л. И., Стахов С.А. Факторы обеспечения надежности и безопасности трубопроводов. Сборник научных трудов СевКав-ГТУ. Серия «Естественнонаучная». 2008. № 4. С. 71–78.
7. Bailey R.W. Creep Relationships and their Application to Pipes, Tubes and Cylindrical Parts Under Internal Pressure. Proceeding of the Institution of Mechanical Engineers (London), vol. 164, 2024.
8. Середёнок В.А., Агинеи Р.В., Савченков С.В. Разработка алгоритма комплексного диагностического обследования трубы-кондуктора при реконструкции магистральных газонефтепроводов большого диаметра на осложненных участках трассы методом «труба в трубе». Наука и техника газовой промышленности. 2020. № 1 (81). С. 58-71.
9. Левкин А.Н., Линьков Н.А., Ожуг М.П., Томарева И.А. Перспективы применения трубопроводов из армированных полимеров в создании нефтепроводных систем на промысле. Инженерный вестник Дона. 2023. №11. URL: ivdon.ru/magazine/archive/n11y2023/8841/.

10. Гаврюшин С.С. Численное моделирование процессов нелинейного деформирования тонких упругих оболочек. Математическое моделирование и численные методы. 2014. № 1. С. 115–130.

References

1. Zhulin A.A. Molodoy uchenyj. 2016. № 18 (122). Pp. 78-82.
2. Zheleznyak M.N., Shats M.M. Gazovaya promyshlennost', 2018. №8. Pp. 86–91.
3. Chizhov E.A., Chizhov A.E., Novikov S.G., Tolkachev YU.A. Gornyy analiticheskiy informatsionnyy byulleten'. 2009. № 1. Pp. 367-383.
4. Hahn G.T., Kanninen M.F., Rosenfield A.R. Annual Review of Materials Science. 1972. № 2. Pp. 381-404.
5. Ivanov V.A., Pilasevich A.B., Novoselov V.V. Neft' i gaz (Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy). Tyumen', 2009. № 5. Pp. 51-56.
6. Kugrysheva L.I., Stakhov S.A. Sbornik nauchnykh trudov SevKav-GTU. Seriya «Yestestvennonauchnaya». 2008. №4. Pp. 71–78.
7. Bailey R.W. Creep Relationships and their Application to Pipes, Tubes and Cylindrical Parts Under Internal Pressure. Proceeding of the Institution of Mechanical Engineers (London), vol. 164, 2024.
8. Seredēnok V.A., Aginey R.V., Savchenkov S.V. Nauka i tekhnika gazovoy promyshlennosti. 2020. № 1 (81). Pp. 58-71.
9. Levkin A.N., Lin'kov N.A., Ozhug M.P., Tomareva I.A. Inzhenernyj vestnik Dona. 2023. № 11. URL: ivdon.ru/magazine/archive/n11y2023/8841/.
10. Gavryushin S.S. Matematicheskoye modelirovaniye i chislennyye metody. 2014. № 1. Pp. 115–130.

Дата поступления: 12.12.2025

Дата публикации: 7.02.2026