

Разработка программного продукта для оценки малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещины

Р.В. Беляков, И.А. Томарева

*Институт архитектуры и строительства (ИАиС)
Волгоградского государственного технического университета (ВолгГТУ)*

Аннотация: Одной из актуальных задач эксплуатации линейной части магистральных трубопроводов является адекватная оценка степени опасности дефектов труб. Существуют несколько подходов к ее решению и комплекс расчетных методик, учитывающих специфику эксплуатации магистральных нефтегазопроводов. Одним из основных критериев работоспособности трубопроводов является их долговечность. В статье дано описание разработанного программного продукта, который позволяет автоматизировать расчет предельного срока службы трубопровода с дефектом по выбранной методике.

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, надежность, дефектность, прочность, долговечность, программа, методика расчета, срок службы.

На протяжении жизненного цикла магистрального нефтегазопровода (МНГП) происходит снижение его эксплуатационной надежности, что может привести к отказам и аварийным ситуациям [1, 2]. Происходит это за счет возникновения и развития различных видов дефектов. В связи с этим остро встает вопрос об адекватной оценке степени опасности дефектов, способов их устранения и определения срока службы МНГП [3, 4].

Повреждения МНГП вызываются действием двух групп факторов. Первая группа связана со снижением несущей способности трубопровода, вторая - с увеличением нагрузок и воздействий.

Проанализировав данные Управления Ростехнадзора РФ по надзору в нефтяной и газовой промышленности, можно утверждать, что причины отказов на магистральных трубопроводах напрямую связаны с условиями и особенностями их проектирования и эксплуатации, в частности, из-за ошибок в расчетах, монтаже и за счет естественного старения конструкции. Большинство аварий на трубопроводных системах происходит из-за дефектов изоляции, металла труб и сварных швов.

Вопросам обеспечения надежности трубопроводных систем на этапах сооружения и эксплуатации посвящены значительное количество работ [5-7]. Общие теоретические предпосылки исследования прочности и долговечности трубопроводов заложены работами [1, 2, 8].

Однако необходимо отметить, что нормативная база, обеспечивающая безопасность и долговечность МНПП, находится в состоянии постоянных изменений, нет единообразия в нормативно-технических документах, а сложность расчетных методик требует автоматизации процесса.

Авторами статьи были проанализированы нормативно-методические документы (НМД) крупных российских организаций: ОАО «АК «Транснефть» (ОСТ 23.040-00-КТН-574-06 «Нефтепроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами»; РД 16.01-60.30.00-КТН-085-1-05 «Методика диагностики и аттестации технологических нефтепроводов НПС»; РД-39-1-62-78 «Методика определения показателей надежности магистрального нефтепровода»; «Методические рекомендации по выполнению вероятностного анализа безопасности (ВАБ) объектов МН») и ОАО «Газпром» (ВРД 39-1.10-004-99 «Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжированию по степени опасности и определению остаточного ресурса»). Проведенный анализ показал, что используемые в настоящее время НМД имеют ограниченную область применения. Та же ситуация и с зарубежными нормативными документами. Например, при определении статических разрушающих давлений в условиях зависимости от ориентации и вида дефектов, документ PDAM (Pipeline Defect Assessment Manual), разработанный специалистами компании «Penspen Integrity» [9] предлагает использовать тринадцать различных

методов расчетов (документов), имеющих ограниченные области действия и не согласованных между собой.

Для обеспечения надежности сооружения при выявлении дефектных участков трубопровода эксплуатирующей организации необходимо принять обоснованное решение по срокам проведения ремонтных работ. Основные критерии, влияющие на принятие решения, - допустимое рабочее давление на дефектном участке и срок гарантируемой целостности и безопасной работы МНГП.

Задача, которую ставили перед собой авторы статьи, - это создание программы для автоматизации расчетов основных параметров работоспособности трубопроводов с дефектами, в частности, определение срока безаварийной эксплуатации при заданных условиях эксплуатации и параметров дефекта.

За основу разработки программного продукта взят такой дефект, как зарождение трещины. На основании анализа НМД базовой, в данной работе принята методика из нормативного документа РД-23.040.00-КТН-115-11 «Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами», поскольку в нем регламентируются расчеты труб со всеми распространенными видами дефектов.

Для выполнения функций, присущих программному продукту «Расчет предельного срока службы трубопровода с дефектом» используется математическое обеспечение по расчету указанных формул и вывод на экран полученного результата.

Входными данными являются диаметр трубопровода D_n , толщина стенки δ , рабочее давление в трубопроводе P , длина дефектного участка L , глубина каверны t_k , количество циклов N , механические характеристики металла трубы, тип прокладки трубопровода и т.д.

Выходными данными является экранная форма, содержащая информацию о результатах расчета по заданному дефекту.

В качестве языка для программирования исходного кода был применен известный язык C#, как один из наиболее многозадачных и гибких языков, позволяющих создавать программы для широчайшего спектра задач [10].

Первым шагом в реализации программы является ее схематическая структуризация. Представим её в виде блок-схемы (рис.1).

Расчетные формулы, используемые данной программой:

1. Первоначальная площадь поперечного сечения прокорродированного участка:

$$S_0 = L \cdot \delta, \quad (1)$$

Площадь поперечного сечения прокорродированного участка:

$$S = \frac{2}{3} L \cdot t_k \quad (2)$$

2. Поправочный коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{1 + \frac{0,8 \cdot L^2}{D \cdot \delta}} \quad (3)$$

3. Предел текучести:

$$\sigma_T = 1,1 \cdot \sigma_T^H \quad (4)$$

где σ_T^H - нормативный предел текучести по спецификации.

Кольцевые напряжения в трубе:

$$\sigma_{кц} = \frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M} \cdot \sigma_T \quad (5)$$

Поскольку напряжение $\sigma_{кц}$ не должно превышать напряжение предела текучести, определяемого при напряжении σ_T^H :

$$\sigma_T = \frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M} \cdot \sigma_T^H \quad (6)$$

то проведем расчет трубопровода на малоцикловую прочность.



Рис. 1. - Блок-схема программного продукта «Расчет предельного срока службы трубопровода с дефектом»

4. Коэффициент концентрации:

$$\alpha_{\sigma} = \frac{\alpha_{\sigma 1} + \alpha_{\sigma 2}}{2} \quad (7)$$

Коэффициент концентрации напряжений для каверны полуэллиптической формы:

$$\alpha_{\sigma 1} = 1 + \frac{2 \frac{t_k}{\delta} \left(1,12 - 0,48 \frac{t_k}{L} + 0,19 \left(\frac{2\varphi}{\pi} \right)^2 \cdot \frac{t_k}{L} - 2 \frac{t_k}{\delta} \right)}{1 - \frac{t_k}{\delta} \left(1 - 0,75 \frac{t_k}{L} \right)} \quad (8)$$

Коэффициент концентрации напряжений для каверны треугольной формы:

$$\alpha_{\sigma 1} = \left(1 + 2 \frac{t_k}{L} \right) \cdot \left(\frac{\delta}{\delta - t_k} \right) \quad (9)$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\bar{\sigma}}{E} \quad (10)$$

$$K_s = \frac{2 \cdot \bar{\sigma}}{\sigma} \quad (11)$$

Упругопластический коэффициент деформации:

$$K_{\varepsilon} = \frac{\alpha_{\sigma}^2}{K_s} \quad (12)$$

$$\varepsilon_p = \varepsilon_1 \cdot K_{\varepsilon} \quad (13)$$

$$\varepsilon_0 = \varepsilon + \varepsilon_p \quad (14)$$

$$\varepsilon = 2 \cdot \varepsilon_0 \quad (15)$$

5. Срок службы:

$$i = \frac{N}{360} \quad (16)$$

При разработке программы строился исходный код с возможностью изменения объектов программы и исходных данных. Исходный код позволяет настраивать этот продукт под любые данные и формулы для дальнейшего расчета, что существенно расширяет функционал программы.

Для пользователя программа представлена в виде компактной формы с полями для ввода исходных данных. Все, что требуется, это ввести имеющиеся данные в эту форму и нажать кнопку «рассчитать».

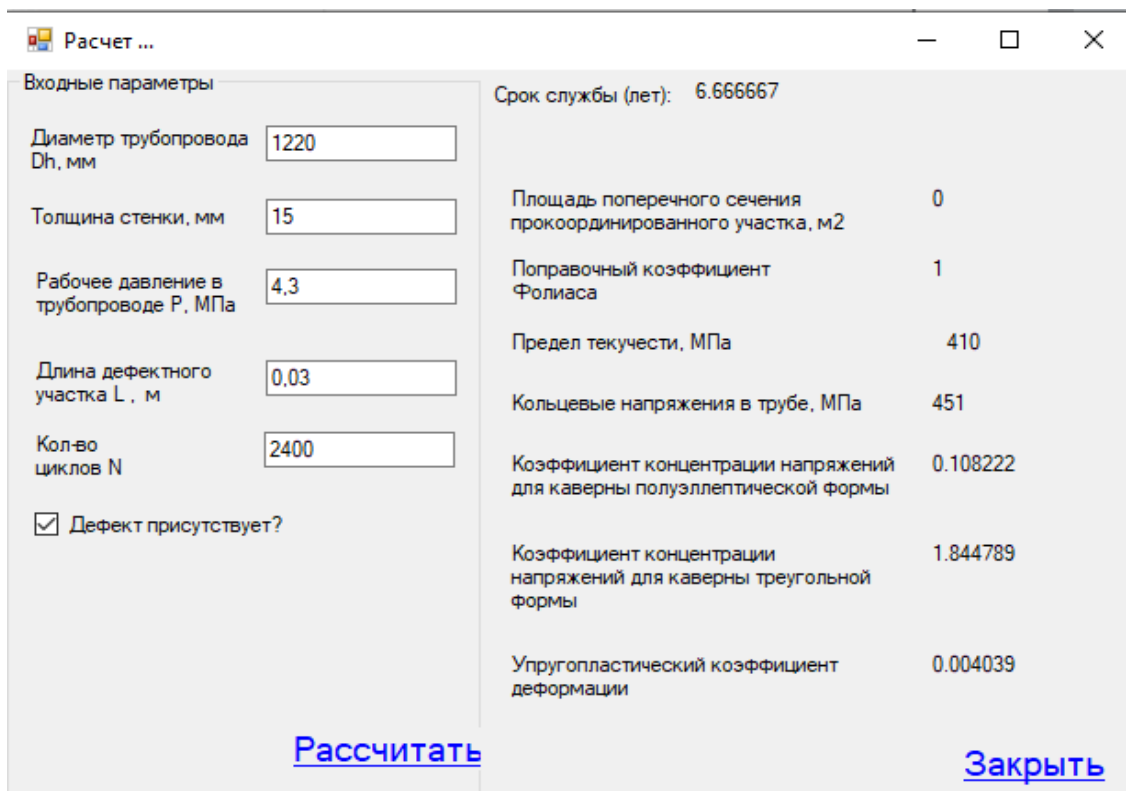
Внешний вид программы для расчета предельного срока службы при заданных условиях эксплуатации трубопровода и параметров дефекта по критерию зарождения трещины на момент запуска показан на рис. 2.

The screenshot shows a window titled "Расчет ..." with a standard Windows title bar (minimize, maximize, close). The window is divided into two main sections. The left section, titled "Входные параметры", contains five input fields: "Диаметр трубопровода Dh, мм", "Толщина стенки, мм", "Рабочее давление в трубопроводе P, МПа", "Длина дефектного участка L, м", and "Кол-во циклов N". Below these fields is a checkbox labeled "Дефект присутствует?". The right section, titled "Срок службы (лет):", is currently empty. At the bottom of the window, there are two buttons: "Рассчитать" (highlighted in blue) and "Заккрыть" (highlighted in blue).

Рис. 2. - Внешний вид программы в момент запуска

В соответствующие поля вводятся исходные данные. На этом этапе присутствует условие «Дефект присутствует?». В случае отсутствия дефекта программа показывает средний срок службы трубопровода. В случае, если дефект присутствует, отмечается соответствующее поле и производятся все необходимые расчеты для определения срока службы с учетом дефекта.

Следующий рисунок (рис. 3) показывает результаты расчетов с учетом присутствия дефекта. В данной экранной форме представлены результаты расчетов на основании полученных программой данных. Все расчеты уже записаны в исходном коде и для простоты понимания и сбора необходимой информации представлены только конечные значения.



Входные параметры		Срок службы (лет): 6.666667	
Диаметр трубопровода Dh, мм	1220	Площадь поперечного сечения прокоординированного участка, м ²	0
Толщина стенки, мм	15	Поправочный коэффициент Фолиаса	1
Рабочее давление в трубопроводе P, МПа	4,3	Предел текучести, МПа	410
Длина дефектного участка L, м	0,03	Кольцевые напряжения в трубе, МПа	451
Кол-во циклов N	2400	Коэффициент концентрации напряжений для каверны полуэллиптической формы	0.108222
<input checked="" type="checkbox"/> Дефект присутствует?		Коэффициент концентрации напряжений для каверны треугольной формы	1.844789
		Уругопластический коэффициент деформации	0.004039

[Рассчитать](#) [Закреть](#)

Рис. 3. - Результаты расчета предельного срока службы трубопровода с дефектом

Программа носит универсальный характер и проста в освоении. Позволяет, в зависимости от характера дефекта, изменять вводимые исходные данные и расчетные формулы и получать достоверный результат.

Программный продукт был опробован на объекте АО «РИТЭК» для определения срока службы участка нефтепровода с выявленным дефектом типа «каверна». Получены удовлетворительные результаты, что позволяет сделать выводы, что разработанная программа может быть востребована в практической деятельности.

Литература

1. Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1984. 245 с.
2. Гумеров А.Г. и др. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов. М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2003. 310 с.
3. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. М.: Недра, 1998. 240 с.
4. Кочергина А.В., Томарева И.А., Беляков Р.В. Перспективный метод ремонта нефтепроводов с помощью усиливающей композиционной муфты // Инженерный вестник Дона, 2020, №4. URL: ivdon.ru/magazine/arhive/n4y2020/6397.
5. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов. СПб: Недра, 2005. 248 с.
6. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. М.: Недра, 1991. 287 с.
7. Томарева И.А. Проектирование подводных нефтегазопроводов: учеб. пособие // ВолгГАСУ. Волгоград:, 2016. 91 с.
8. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М.: Недра, 2000. 486 с.
9. Cosham, A., Hopkins, P. The Pipeline Defect Assessment Manual, IPC02-27067, Proceedings of IPC 2002, International Pipeline Conference, American Society of Mechanical Engineers, Calgary, Alberta, Canada, 2002.
10. Bjarne Stroustrup: The C++ Programming Language. Addison-Wesley. 1986.

References

1. Borodavkin P.P., Sinjukov A.M. Prochnost' magistral'nyh truboprovodov. [Strength of main pipelines]. M.: Nedra, 1984. 245 p.
 2. Gumerov A.G. i dr. Bezopasnost' dlitel'no jekspluatiruemyh magistral'nyh truboprovodov. [Safety of long-term main pipelines]. M.: ООО «Nedra - Biznescentr», 2003. 310 p.
 3. Gumerov A.G., Jamaleev K.M., Gumerov R.S., Azmetov H.A. Defektnost' trub nefteprovodov i metody ih remonta. [Defectiveness of oil pipeline pipes and methods of their repair]. M.: Nedra, 1998. 240 p.
 4. Kochergina A.V., Tomareva I.A., Beljakov R.V. Inzhenernyj vestnik Dona, 2020, №4. URL: ivdon.ru/magazine/arhive/n4y2020/6397.
 5. Azmetov H.A., Matlashov I.A., Gumerov A.G. Prochnost' i ustojchivost' podzemnyh truboprovodov. [Strength and stability of underground pipelines]. SPb: Nedra, 2005. 248 p.
 6. Ajnbinder A.B. Raschet magistral'nyh i promyslovyh truboprovodov na prochnost' i ustojchivost': Spravochnoe posobie. [Calculation of main and field pipelines for strength and stability: Reference guide]. M.: Nedra, 1991. 287 p.
 7. Tomareva I.A. Proektirovanie podvodnyh neftegazoprovodov [Design of underwater oil and gas pipelines]: ucheb. Posobie. VolgGASU. Volgograd: 2016. 91 p.
 8. Harionovskij V.V. Nadezhnost' i resurs konstrukcij gazoprovodov. [Reliability and service life of gas pipeline structures]. M.: Nedra, 2000. 486 p.
 9. Cosham A., Hopkins P. The Pipeline Defect Assessment Manual, IPC02-27067, Proceedings of IPC 2002, International Pipeline Conference, American Society of Mechanical Engineers, Calgary, Alberta, Canada, 2002.
 10. Bjarne Stroustrup: The C++ Programming Language. Addison-Wesley. 1986.
-