

**КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ
РАЗЛИЧНЫХ РАЗМЕРОВ ПРИ ДЕЙСТВИИ
ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ**

¹Подгайская Д. А., ¹Щербаков С. С., ¹Суденко Н. А.,
¹Кисельков А. Л., ¹Кумар П., ²Поляков П. О.

¹*Объединенный институт машиностроения НАН Беларуси*

²*Московский авиационный институт*

Введение. Трубопроводный транспорт имеет, как известно, огромное экономическое значение для государств Центральной и Восточной Европы. При этом он оказывает минимальное, по сравнению с другими видами транспорта, вредное воздействие на окружающую среду. Срок эксплуатации большинства магистральных нефтегазопроводов Беларуси и значительная часть в России или приближается к плановому, или уже исчерпан, поэтому большое значение имеет их сохранение в работоспособном состоянии. Возможные эксплуатационные повреждения труб ведут к снижению производительности нефтепровода, что обуславливает соответствующий экономический ущерб. А возможные аварии дополнительно приводят к нарушению гарантий безопасности для людей и нежелательным экономическим последствиям. Поэтому проблема обеспечения работоспособности системы в безаварийном режиме весьма актуальна. В процессе длительной эксплуатации труб в результате физико-химических воздействий перекачиваемого продукта и внешней среды происходит изменение структурного состояния металла, деградация его физико-механических свойств [1–3]. Процесс деградации сталей магистральных нефтегазопроводов ускоряют жесткие условия эксплуатации – длительное взаимодействие напряженного металла с коррозионно-наводороживающими средами, циклические изменения давления и температурные колебания [3–5]. Известно большое число работ, посвященных исследованиям труб, в том числе и нефтепроводных, по критерию отдельных повреждений (например, трещина или коррозионная язва) [6]. Развитие подобных локальных повреждений и может инициировать аварию.

Несмотря на многочисленные исследования, задача оценки эксплуатационной деградации свойств магистральных нефтегазопроводов остается актуальной, но нерешенной задачей. Весьма важным является установление влияния длительной эксплуатации нефтегазотранспортной системы на изменение коррозионной стойкости, электрохимического поведения, сопротивления коррозионно-механическому разрушению и циклической

трещиностойкости сталей магистральных нефтегазопроводов, что будет способствовать выяснению механизма деградации трубных сталей от действия коррозионных сред [7–12].

Механико-математическая модель. Были проанализированы данные по 233 км трубопровода расположенного на участке ННС Пинск нефтепровода Мозырь – Брест 3 [14; 15] и получены распределения внутренних и внешних дефектов в зависимости от угла их расположения, от их площади и глубины и от толщины стенки секций. Распределение дефектов внутри секций трубопровода, представленные на рисунке 1, показывают, что наибольшая концентрация дефектов имеет место в окрестности нижней образующей трубы расположения. Количество внешних повреждений превышает количество внутренних примерно в 2 раза, соответственно, при этом, как предельные, так и медианные значения глубины повреждений для внутренних и внешних дефектов являются практически равными.

Статические расчеты в упругой постановке проводились из предположения об эллипсоидальной форме дефекта.

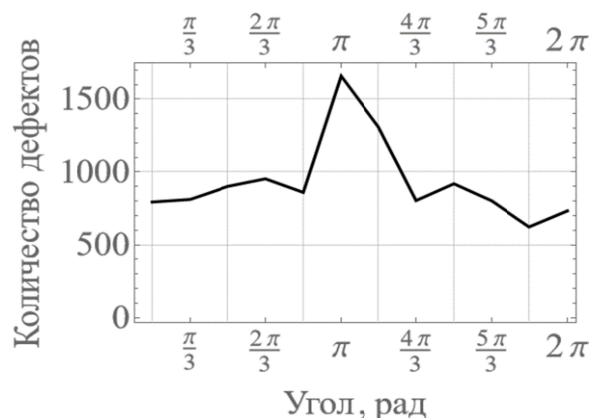


Рис. 1. Распределение дефектов внутри секций трубопровода с толщиной стенки 8,8 мм в зависимости от углового расположения

В таблице 1 представлены значения выбранных на основе статистических данных параметров внутреннего коррозионного повреждения, где значение a – меньшая полуось эллипса, а b – соответственно большая полуось. В данной работе рассматривались дефекты глубиной 1,7 мм.

Таблица 1 – Параметры внутреннего коррозионного повреждения

Параметр коррозионного повреждения	Значения параметров		
	для полуосей 5 % квантиль	для полуосей медиана	для полуосей 95 % квантиль
Полуось a (мм) (вдоль оси трубы)	30	157,4	454
Полуось b (мм) (в окружном направлении трубы)	26	62,1	134

При исследовании напряженно-деформированного состояния моделей неповрежденных участков трубопровода достаточно гипотезы о большой длине трубопровода для перехода к двумерной постановке, в которой поперечное сечение моделируют кольцом. В качестве нагрузки, приложенной к трубе, обычно рассматривается внутреннее давление или температура. Решение поставленных таким образом задач дает приемлемые результаты при сравнительно несложной процедуре расчета как аналитического, так и численного [13]. Для учета влияния коррозионного дефекта на напряженно-деформированное состояние чаще всего необходим переход к трехмерной постановке, после чего возникает задача определения геометрии и характера повреждения. В данной работе рассматривается только внутреннее повреждение стенки трубы внешним диаметром 720 мм под воздействием внутреннего давления 4,5 МПа. Для анализа напряженно-деформированного состояния в силу симметрии модели было достаточно рассмотреть четверть секции трубы.

Таблица 2 – Механические характеристики материалов системы

Название материала	Механические характеристики		
	E , ГПа	ν	σ_T , МПа
17ГС	210	0,3	360

Для случая расчета трубы с коррозионным дефектом в трехмерной постановке (см. рисунок 2) на воздухе граничные условия определяются соотношениями:

$$\sigma_r|_{r=r_1} = -p_1, \sigma_r|_{r=r_2} = 0. \quad (1)$$

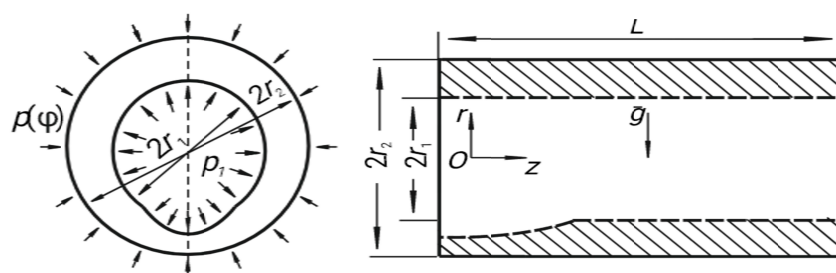


Рис. 2. Расчетная схема трубы с коррозионным повреждением

В двумерном случае, при моделировании плоского деформированного состояния, нормальные напряжения в окружном сечении σ_φ и в радиальном сечении σ_r секции трубы определяются по формулам [2]:

$$\begin{aligned}\sigma_r(r) &= \frac{p_1 r_1^2 - p_2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} - \frac{(p_1 - p_2) r_1^2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \frac{1}{r^2}, \\ \sigma_\phi(r) &= \frac{p_1 r_1^2 - p_2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} + \frac{(p_1 - p_2) r_1^2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \frac{1}{r^2},\end{aligned}\quad (2)$$

где r_1 – внутренний радиус трубы,
 r_2 – внешний радиус трубы,
 p_1 – давление на внутреннюю поверхность трубы,
 p_2 – давление на внешнюю поверхность трубы.

Таким образом была проведена верификация конечно-элементной модели посредством сравнения радиальных и окружных напряжений по толщине стенки для неповрежденной части секции с аналитическими решениями при одинаковом внутреннем давлении, показавшее их хорошее соответствие. Полученные распределения напряжений по толщине трубы представлены на рисунке 3.

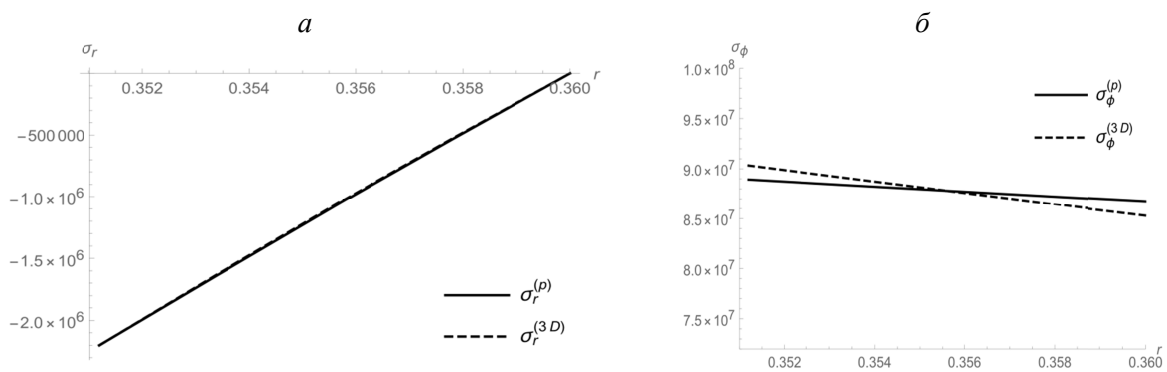


Рис. 3. Распределение для аналитического расчета ($\sigma^{(p)}$) и для трехмерной компьютерной модели ($\sigma^{(3D)}$): *a* – радиальных напряжений; *б* – окружных напряжений

На рисунке 4 представлены графики относительной погрешности ε , которая вычислена по формуле:

$$\varepsilon = \frac{|\sigma^{(p)} - \sigma^{(3D)}|}{\sigma^{(p)}} \cdot 100 \%, \quad (3)$$

где $\sigma^{(p)}$ – напряжения, полученные численно-аналитическим методом,
 $\sigma^{(3D)}$ – напряжения, полученные при расчете трехмерной конечно-элементной модели.

Максимальное значение относительной погрешности по модулю составляет 1,1 % для радиальных напряжения и 1,5 % для окружных напряжений, среднее – 0,6 % и 0,8 % соответственно.

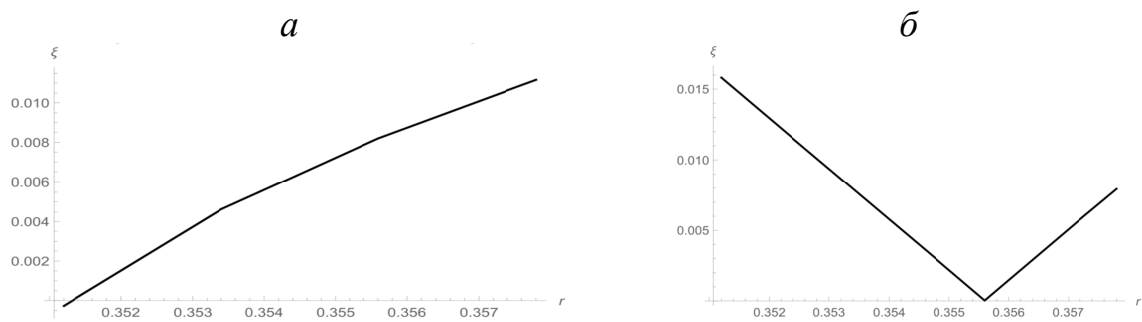


Рис. 4. Графики распределения относительной погрешности ε вдоль толщины стенки трубопровода при расчете:
a – радиальных напряжений σ_r ; *б* – окружных напряжений σ_ϕ

Распределение напряжений. При оценке полученных результатов напряженно-деформированного состояния наиболее значимыми являются распределения интенсивности напряжений и деформаций, характеризующие состояние материала в целом. На рисунке 5 представлены распределения интенсивности напряжений участка секции нефтепровода для каждого из единичных дефектов глубиной 1,7 мм.

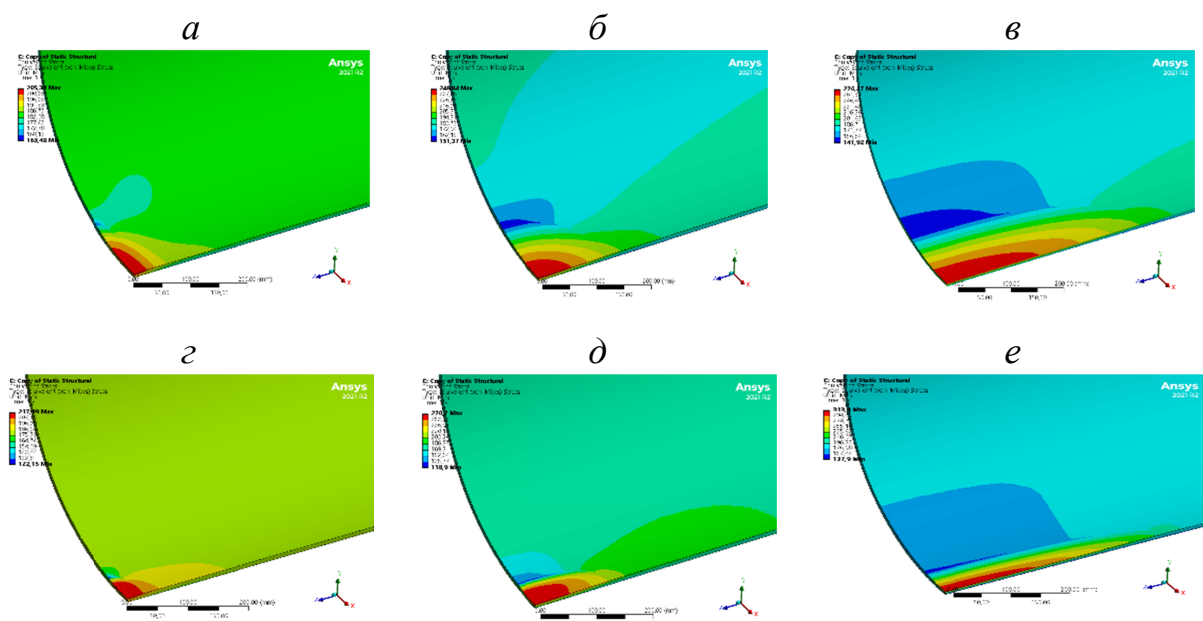


Рис. 5. Распределение интенсивности напряжений для участка секции нефтепровода с единичным дефектом глубиной 1,7 мм:

- a* – полуось *a* 30 мм, полуось *b* 134 мм; *б* – полуось *a* 157,4 мм, полуось *b* 134 мм;
- в* – полуось *a* 454 мм, полуось *b* 134 мм; *г* – полуось *a* 30 мм, полуось *b* 62,1 мм;
- д* – полуось *a* 157,4 мм, полуось *b* 62,1 мм; *е* – полуось *a* 454 мм, полуось *b* 62,1 мм;
- ж* – полуось *a* 30 мм, полуось *b* 26 мм; *з* – полуось *a* 157,4 мм, полуось *b* 26 мм;
- и* – полуось *a* 454 мм, полуось *b* 26 мм

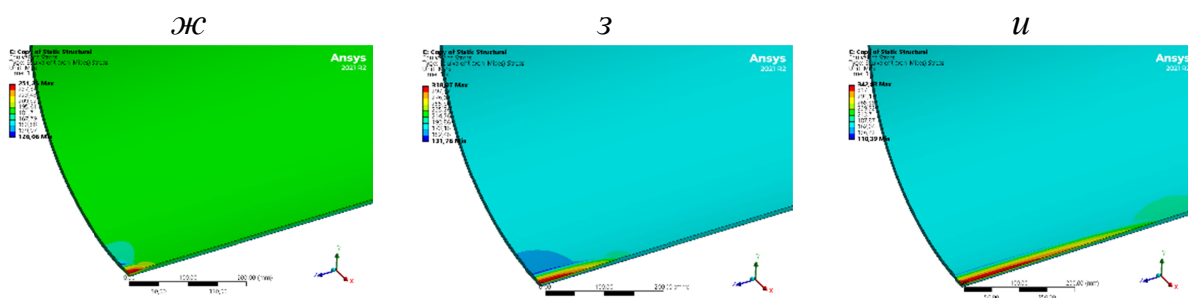


Рис. 5. Окончание

Как видно из рисунка 5, для участка секции нефтепровода с дефектом шириной 26 мм и длиной 30 мм максимальное значение интенсивности напряжений составляет 251,2 МПа, а увеличение длины до 157,4 мм и до 454 мм увеличивает максимальное значение интенсивности напряжений до 318,1 МПа и 342,8 МПа, то есть на увеличивает напряжения на 26,6 % и 36,5 % соответственно.

Для участка секции нефтепровода с дефектом шириной 62,1 мм и длиной 30 мм максимальное значение интенсивности напряжений составляет 218 МПа, а увеличение длины до 157,4 мм и до 454 мм увеличивает максимальное значение интенсивности напряжений до 270,7 МПа и 313,8 МПа, то есть на увеличивает напряжения на 24,2 % и 43,9 % соответственно.

Для участка секции нефтепровода с дефектом шириной 134 мм и длиной 30 мм максимальное значение интенсивности напряжений составляет 205,3 МПа, а увеличение длины до 157,4 мм и до 454 мм увеличивает максимальное значение интенсивности напряжений до 248,4 МПа и 276,3 МПа, то есть на увеличивает напряжения на 20,9 % и 34,6 % соответственно.

Для участка секции трубопровода с дефектом шириной 26 мм и длиной 30 м увеличение значения ширины до 61,2 мм и 134 мм приводит к уменьшению максимальных значений интенсивности напряжений на 13,2 % и 18,3 % соответственно. Для участка секции трубопровода с дефектом шириной 26 мм и длиной 157,4 м увеличение значения ширины до 61,2 мм и 134 мм приводит к уменьшению максимальных значений интенсивности напряжений на 14,9 % и 22 % соответственно. Для участка секции трубопровода с дефектом шириной 26 мм и длиной 454 м увеличение значения ширины до 61,2 мм и 134 мм приводит к уменьшению максимальных значений интенсивности напряжений на 8,5 % и 20 % соответственно.

На рисунке 6 представлены графики распределения максимальных значений интенсивности напряжений для различных параметров дефекта трубопровода. Среди рассматриваемых повреждений трубопровода

наибольшую опасность представляет собой глубокий узкий протяженный дефект длиной 454 мм и шириной 26 мм.

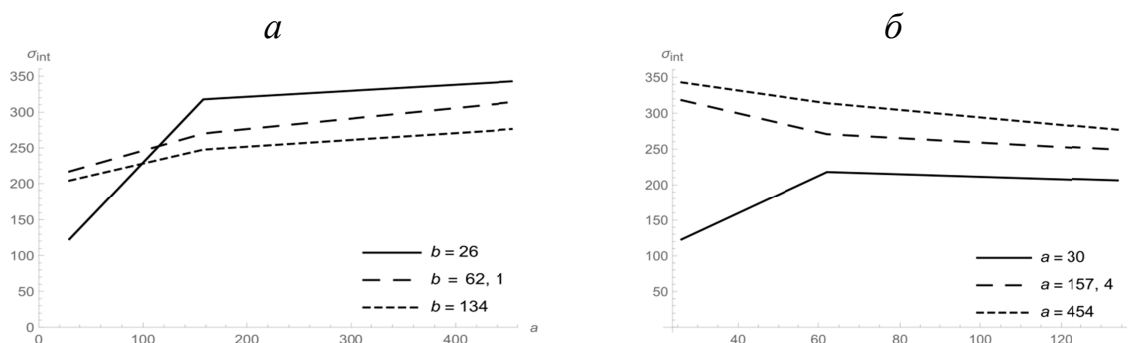


Рис. 6. Графики: *a* – зависимости интенсивности напряжений от значений длины дефекта для различных значений ширины; *б* – зависимости интенсивности напряжений от значений ширины дефекта для различных значений длины

Заключение. Разработаны 9 компьютерных моделей и соответствующих программных модулей в пакете ANSYS для конечно-элементного расчета напряженно-деформированного состояния секции труб магистрального нефтепровода «Дружба» диаметром 720 мм после длительной эксплуатации. Установлено, что наибольший рост максимальных значений интенсивности напряжений возникает при увеличении длины дефекта вдоль оси, чуть меньший при увеличении значения ширины повреждения. При этом наибольшую опасность представляет собой глубокий узкий протяженный дефект. Полученные данные являются основой для создания оперативного прогнозирования наиболее опасных дефектов нефтепровода при помощи нейронных сетей.

Благодарность. Работа выполнена при поддержке Белорусского фонда фундаментальных исследований (проект № Т23РНФ-125).

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванцов, О. М. Надежность магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М. : Недра, 1978. – 166 с.
2. Анучкин, М. П. Трубы для магистральных трубопроводов / М. П. Анучкин, В. Н. Горицкий, Б. И. Мирошниченко. – М. : Недра, 1986. – 231 с.
3. Старение труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров [и др.]. – М. : Недра, 1995. – 218 с.
4. Гумеров, А. Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Р. С. Гумеров, К. М. Гумеров. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 310 с.
5. Курочкин, В. В. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов / В. В. Курочкин [и др.]. – М. : «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231 с.

6. Красовский, А. Я. Трещиностойкость сталей магистральных трубопроводов / А. Я. Красовский, В. Н. Красико; отв. ред. В. Т. Трощенко / АН УССР. Ин-т проблем прочности. – Киев : Наукова думка, 1990. – 176 с.

7. Оценка состояния материала продуктопровода после его длительной эксплуатации / Н. А. Махутов, В. Н. Пермяков, Ю. А. Кравцова, Л. Р. Ботвина // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2007. – Т. 73, № 2. – С. 54–59.

8. Krasowsky, A. Y. Charpy testing to estimate pipeline steel degradation after 30 years of operation / A. Y. Krasowsky, A. A. Dolgiy, V. M. Torop // From Charpy to Present Impact Testing (Proc. of the Charpy Centenary Conference). – France, Poitiers. – 2001. – P. 89–95.

9. Effect of the long-term service of the gas pipeline on the properties of the ferrite-pearlite steel / H. Nykyforchyn, E. Lunarska, O. Tsyulnyk [et al.] // Materials and Corrosion. – Vol. 60, N. 9. – 2009. – P. 716–725.

10. Kryzhanivs'kyi, E. I. Specific features of hydrogen-induced corrosion degradation of steels of gas and oil pipelines and oil storage reservoirs / E. I. Kryzhanivs'kyi, H. M. Nykyforchyn // Materials Science. – 2011. – Vol. 47, № 2. – P. 127–138.

11. Environmentally assisted “in-bulk” steel degradation of long term service gas trunkline / H. Nykyforchyn, E. Lunarska, O. Tsyulnyk [et al.] // Engineering Failure Analysis. – 2010. – N. 4. – P. 624–632.

12. Bogdanovich, A.V. Cyclic crack resistance of the steel of oil mains after long periods of operation / A. V. Bogdanovich, V. M. Veselukha // Materials Science. – July 2011 – Vol. 47, N. 1. – P 70–75.

13. Щербаков, С. С. Напряженно-деформированное состояние и повреждаемость линейного участка нефтепровода с учетом коррозионных дефектов / С. С. Щербаков, О. А. Насань, А. Н. Козик // Актуальные вопросы машиноведения. – 2016 – Вып. 5. – С. 223–227.

14. Технический отчет по диагностическому обследованию нефтепровода внутритрубными инспекционными приборами «Многоканальный профилемер ПРН», «Дефектоскоп внутритрубный магнитный МСК», «Комбинированный ультразвуковой дефектоскоп ДКУ» / И. Г. Тюрин, В. П. Авдеев, М. В. Масленников, А. Б. Гавришин. – 2013. - 326 с.

15. Расчеты на прочность в машиностроении / С. Д. Пономарев [и др.]. – М. : Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1958. – Т. 2. – 974 с.

Поступила: 18.03.2024