

УДК 622.691.4

*С.Ф. Пичугін, д.т.н., професор
О.В. Семко, д.т.н., професор
Ж.Ю. Бескровна, аспірант*

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ НА НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН СТАЛЕВИХ ТРУБ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ ШЛЯХОМ МОДЕЛЮВАННЯ МЕТОДОМ СКІНЧЕННИХ ЕЛЕМЕНТІВ

Розглянуто вплив основних геометричних параметрів корозійних пошкоджень на напружено-деформований стан сталевих труб магістрального нафтопроводу шляхом моделювання методом скінченних елементів.

Ключові слова: *сталева труба, магістральний нафтопровід, напружено-деформований стан, корозійні пошкодження.*

УДК 622.691.4

*С.Ф. Пичугин, д.т.н., профессор
А.В. Семко, д.т.н., профессор
Ж.Ю. Бескровная, аспирант*

Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ СТАЛЬНЫХ ТРУБ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПУТЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Рассмотрено влияние основных геометрических параметров коррозионных повреждений на напряженно-деформированное состояние стальных труб магистрального нефтепровода путем моделирования методом конечных элементов.

Ключевые слова: *стальная труба, магистральный нефтепровод, напряженно-деформированное состояние, коррозионные повреждения.*

UDC 622.691.4

*S. Pichugin, ScD, Professor
O. Semko, ScD, Professor
Zh. Beskrovna, post-graduate*

Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

THE INVESTIGATION OF CORROSION DAMAGES INFLUENCE ON STRESS-STRAIN STATE OF STEEL PIPES OF MAIN OIL PIPELINE THROUGH THE FINITE ELEMENT MODELING

The influence of the main geometrical parameters of corrosion damages on the stress-strain state of the steel pipes of main oil pipeline through the finite element modeling was considered.

Keywords: *steel pipe, the main oil pipeline, the stress-strain state, corrosion damage.*

Вступ. Для безпечної та ефективної роботи магістрального нафтопроводу необхідний якісний моніторинг його технічного стану, в якому важливу роль відіграє достовірне визначення напружено-деформованого стану (НДС) його лінійної частини. Розрахунок може виконуватись аналітичним і чисельним методом. Однак перший практично неможливо використовувати для реальних об'єктів через складні граничні умови. Для моделювання подібних задач слід використовувати чисельні методи, а саме метод скінченних елементів (МСЕ), що широко розповсюджений для розрахунку різного роду конструкцій [1].

Огляд останніх джерел досліджень і публікацій. Питанням дослідження впливу дефектів на НДС магістральних нафтопроводів займалися ряд авторів: О.Є. Андрейніков [2], С.Б. Киченко [3], А.Я. Красовський, І.В. Ориняк [4] та інші.

Виділення не розв'язаних раніше частин загальної проблеми. Аналіз аварій, котрі виникали на магістральних нафтопроводах останнім часом, показує, що їх причиною є дефекти різних типів, серед яких частіше за все зустрічається корозія [5]. Тому задача розрахунку НДС нафтопроводів з корозійними дефектами є актуальною.

Основний матеріал і результати. Для розрахунку НДС було створено графічну модель у тривимірній системі автоматизованого креслення, в якій задавалися геометричні розміри моделі та корозійних дефектів. Довжина досліджуваної частини труби приймалась 1 м, яка дає змогу отримати достовірні результати при суттєвому зменшенні кількості скінченних елементів і відповідно часу розрахунку. Діаметр 1020 мм і товщина стінки труби 9 мм були обрані відповідно до реально існуючих конструкцій лінійної частини магістрального нафтопроводу. Матеріал труби – сталь 17Г1С з відповідними фізико-механічними характеристиками. Передбачалося, що при дослідженні НДС розглядувана модель буде працювати в пружно-пластичній стадії. Тому при заданні фізико-механічних характеристик сталі було враховано криволінійну залежність між навантаженнями – деформаціями.

Передбачалося, що модель труби знаходиться під дією внутрішнього тиску $P=5,4$ МПа, який було прикладено рівномірно по всій внутрішній поверхні труби. У зв'язку з тим, що досліджуваний об'єкт – труба, яка має дві площини симетрії – поздовжню і поперечну, надалі розглядалася тільки $\frac{1}{4}$ частина труби. Щоб отримати результати, що найбільш точно описують реальний НДС труби в місці розташування дефекту, граничні умови накладалися з одного кінця досліджуваної частини моделі. При цьому поступальні та обертальні переміщення відносно головних осей перерізу заборонялися, імітуючи абсолютно жорстке затиснення труби. На інший кінець моделі, на якому розміщений дефект, граничні умови не накладалися для детального аналізу напружень та переміщень у місці послаблення перерізу труби.

З метою створення сітки скінченних елементів (СЕ) було прийнято використовувати тривимірні об'ємні елементи типу solid – тетраедри. Цей вибір пояснюється тим, що такий тип СЕ найбільш точно описує криволінійність конструкції та дефекту.

Основні результати розрахунку. Першочергово був виконаний аналітичний і скінченноелементний розрахунок труби без дефекту. Результати розрахунків порівнювалися між собою. Цей порівняльний аналіз був необхідний для визначення початкової точки відліку і для тестування створеної скінченноелементної моделі.

Аналітичний розрахунок виконувався, виходячи з таких передумов. У зв'язку з тим, що при завантаженні внутрішнім тиском у трубі формується плоский деформований стан, передбачається, що найбільші напруження будуть виникати в стінці циліндричної частини труби. Такі напруження можна знайти, використавши формулу кільцевих напружень,

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2t}, \quad (1)$$

де p – внутрішній тиск, МПа; $D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр нафтопроводу, м; t – товщина стінки труби, м.

Підставивши чисельні значення в розрахункову формулу (1), отримали максимальні напруження, що виникають під дією внутрішнього тиску,

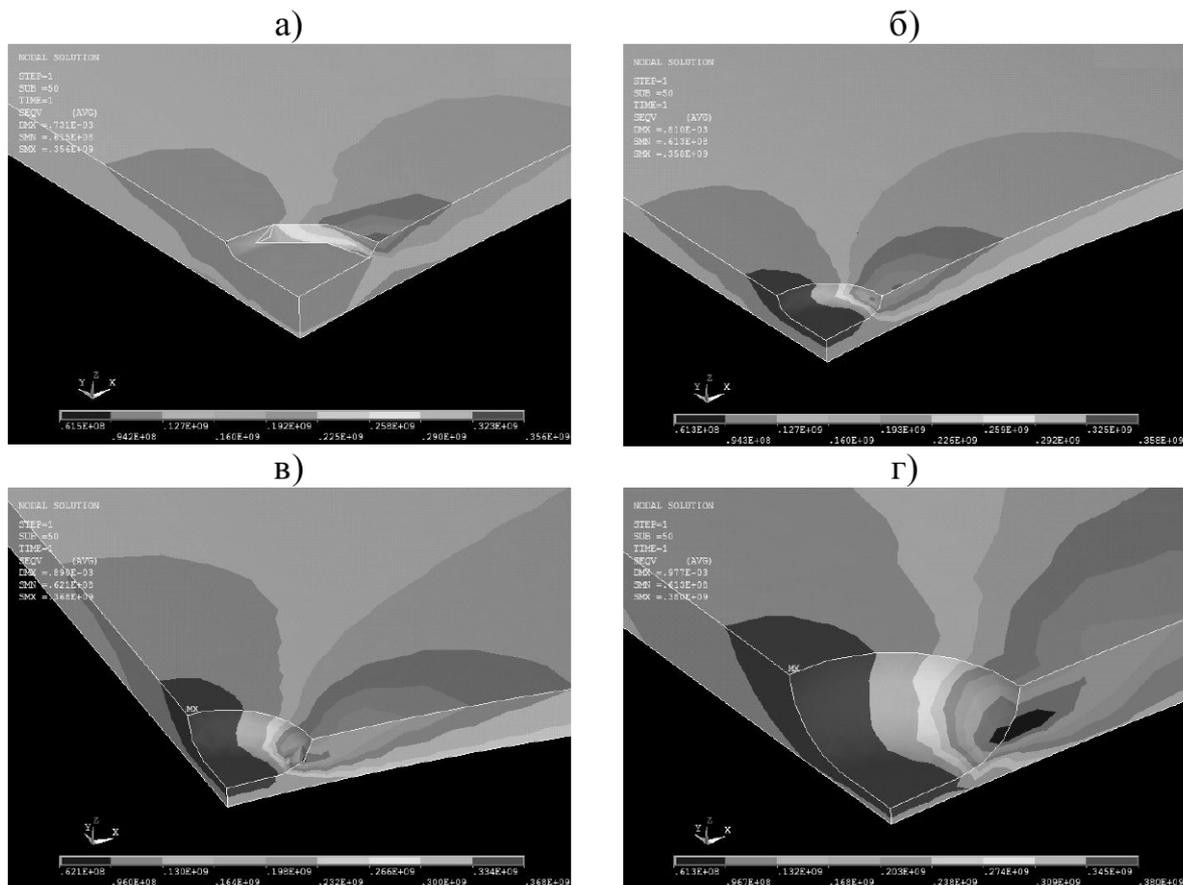
$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2t} = \frac{5,4 \cdot 1,002}{2 \cdot 0,009} \approx 300 \text{ МПа.}$$

Результат скінченноелементного аналізу непошкодженої моделі труби практично збігається з аналітичним розрахунком і становить 304 МПа, що підтверджує адекватність створеної моделі труби, яка може бути використана для подальших досліджень впливу дефектів на НДС труби.

Спочатку проводився аналіз впливу глибини корозійного пошкодження на НДС труби, для чого було змодельовано чотири різні моделі з різною відносною глибиною пошкодження (20, 40, 60, 80% від товщини стінки труби). Результати розрахунків показали, що залежність максимальних значень інтенсивності напружень від глибини дефектів носить нелінійний характер. Зі збільшенням глибини дефекту від 0,0 до 7,2 мм (при товщині стінки труби 9 мм) максимальні розрахункові значення напружень змінюються від 304 до 380 МПа (табл. 1). Також можна зробити висновок, що вже при величині пошкодження від 20%, у місці дефекту напруження майже досягають межі текучості, що для сталі 17Г1С складає 343 МПа. На рис. 1 відображено характер зміни напружень у перерізі стінки труби залежно від глибини дефекту.

**Таблиця 1. Результати чисельного моделювання
напружено-деформованого стану сталевих труб
з різною глибиною корозійних пошкоджень**

Модель	Довжина дефекту L, м	Ширина дефекту В, м	Глибина дефекту h, м	Відносна глибина пошкодження d/t	Максимальні напруження σ , МПа
Д-0-0-0	0	0	0	0%	304
Д-30-30-20	0,03	0,03	0,0018	20%	323
Д-30-30-40	0,03	0,03	0,0036	40%	358
Д-30-30-60	0,03	0,03	0,0054	60%	368
Д-30-30-80	0,03	0,03	0,0072	80%	380



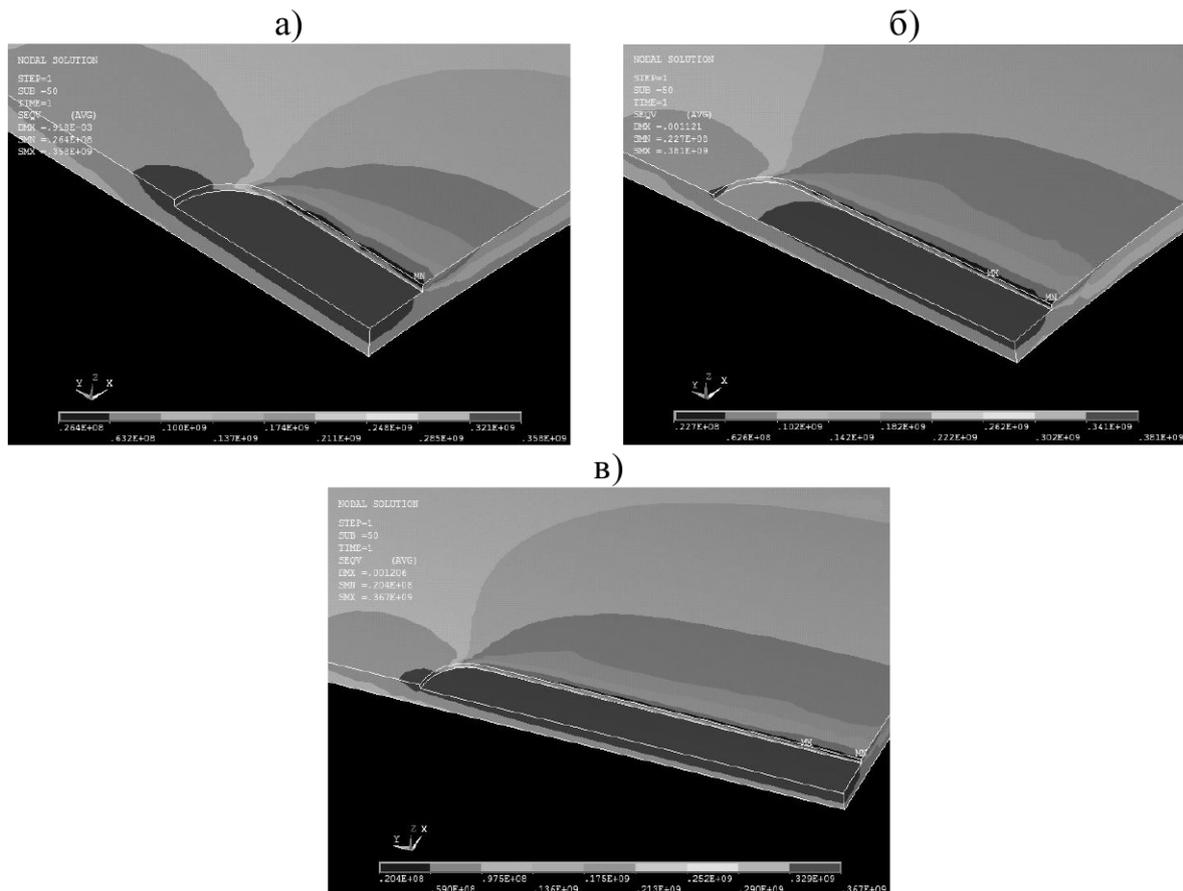
**Рис. 1. Зміна напружень у перерізі стінки труби
в залежності від глибини дефекту для моделі:
а – Д-30-30-20; б – Д-30-30-40; в – Д-30-30-60; г – Д-30-30-80**

Надалі було проаналізовано вплив довжини корозійного дефекту на НДС сталевих труб магістральних нафтопроводів. Для цього аналогічним чином було створено три моделі з різною довжиною дефекту при сталій глибині, що становить 20% від товщини стінки труби, та ширині, яка

дорівнює 30 мм (табл. 2). Виходячи з результатів розрахунку, можна зробити висновок, що при збільшенні довжини дефекту відповідно збільшуються напруження в місці пошкодження з подальшим збільшенням відносних деформацій (рис. 2).

Таблиця 2. Результати чисельного моделювання напружено-деформованого стану сталевих труб з різною довжиною корозійних пошкоджень

Модель	Довжина дефекту L, м	Відносна глибина пошкодження d/t	Максимальні напруження σ , МПа	Відносні деформації ϵ , мм
Д-100-30-20	0,10	20%	354	9,2
Д-200-30-20	0,20	20%	360	11,25
Д-300-30-20	0,30	20%	365	12,0



**Рис. 2. Залежність зміни напружень у перерізі стінки труби залежно від довжини дефекту для моделі:
а – Д-100-30-20; б – Д-200-30-20; в – Д-300-30-20**

Також досліджувався вплив ширини корозійного пошкодження на НДС сталевих труб магістральних нафтопроводів. Так, як і для дослідження довжини дефекту, було розроблено три моделі зі сталою глибиною (20% товщини стінки труби) і довжиною (30 мм) пошкодження (табл. 3). Результати розрахунку показали, що навіть при збільшенні ширини дефекту в 10 разів зміна напружень є несуттєвою та не перевищує 0,8%, що наочно продемонстровано на рис. 3.

Таблиця 3. Результати чисельного моделювання напружено-деформованого стану сталевих труб з різною глибиною корозійних пошкоджень

Модель	Довжина дефекту L, м	Ширина дефекту В, м	Глибина дефекту h, м	Відносна глибина пошкодження d/t	Максимальні напруження σ , МПа
Д-30-100-20	0,03	0,10	0,0018	20%	321
Д-30-200-20	0,03	0,20	0,0018	20%	322
Д-30-300-20	0,03	0,30	0,0018	20%	323

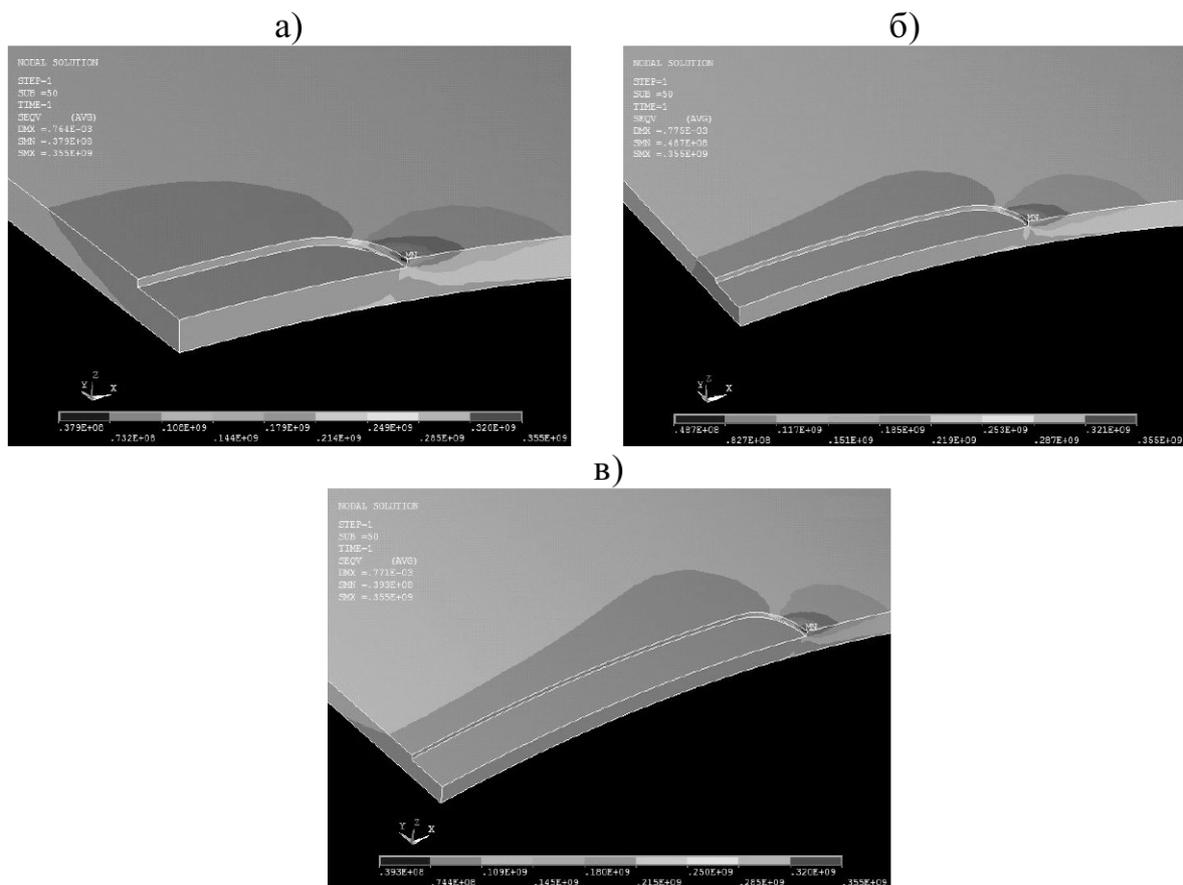


Рис. 3. Залежність зміни напружень у перерізі стінки труби залежно від ширини дефекту для моделі: а – Д-30-100-20; б – Д-30-200-20; в – Д-30-300-20

Висновки. Отже, аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок, що на НДС сталевій трубі магістрального нафтопроводу, яка знаходиться під внутрішнім тиском і має корозійні пошкодження, суттєво впливають такі розміри дефекту, як довжина та глибина. Вплив ширини на напруження в місці дефекту є незначним, і відповідно в аналітичних розрахунках може не враховуватись. Також слід відмітити, що при глибині дефекту, більшій ніж 20% товщини стінки труби в перерізі напруження досягають межі текучості, що внаслідок чого подальшу експлуатацію конструкції.

Література

1. Селезнёв, В.Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / В.Е. Селезнёв. – М.:Недра, 2000. – 272 с.
2. Андрейніков, О.Є. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації / О.Є. Андрейніков, Р.М. Кушнір, О.Т. Цирульник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / за заг. ред. Б. Є. Патона. – Київ: Інститут електрозварки ім. Є. О. Патона НАН України, 2006. – С. 328 – 331.
3. Киченко, С.Б. Метод оценки степени опасности локальных дефектов на поверхности трубопроводов / С.Б. Кириченко // Безопасность труда в промышленности. – 2001. – № 6. – С. 9 – 11.
4. Красовський, А.Я. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стрес-корозією / А.Я. Красовський, І.В. Ориняк, І.В. Лохман // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 2(68). – С. 18 – 21.
5. Обеспечение надёжности магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев. – Уфа: Фонд содействия развитию научных исследований, 2003. – 190 с.

Надійшла до редакції 16.09.2013

© С.Ф. Пічугін, О.В. Семко, Ж.Ю. Бескровна