

УДК 620.191.33: 620.193

ПРОГНОЗУВАННЯ ВЕЛИЧИНИ ДІЮЧИХ НАПРУЖЕНЬ У СТІНЦІ ТРУБИ З ДЕФЕКТАМИ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ВНУТРІШНЬОТРУБНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ

В. Т. Болонний¹, Л. І. Мельник²

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано – Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)

e-mail: public@nung.edu.ua

² УМГ “Львівтрансгаз”, 79053, м. Львів, вул. І. Рубчака, 3

e-mail: documents@ltg.lviv.ua

Проведено аналіз великої кількості статистичних даних зміни тиску в неізотермічному нафтопроводі з дефектами в процесі його експлуатації. Одержано аналітичні залежності зміни тиску від терміну експлуатації трубопроводу. Розроблено наукову методологію обчислення загальних приведених напружень з врахуванням коефіцієнта експлуатації нафтопроводу з дефектами та режимних параметрів перекачування зі змінною величиною показника режиму руху рідини. За результатами багатоваріантних розрахунків встановлено залежності загальних приведених напружень та коефіцієнта експлуатації від глибини дефекту і досліджено вплив величини показника, що залежить від режиму руху рідини, на величину коефіцієнта експлуатації нафтопроводу та загальних при ведених напружень в трубопроводі з дефектами.

Ключові слова: робочий тиск, напруження в стінці труби, коефіцієнт експлуатації трубопроводу.

Произведён анализ большого количества статистических данных изменения давления в неизо-термическом нефтепроводе с дефектами в процессе его эксплуатации. Получены аналитические зависимости изменения давления от срока эксплуатации трубопровода. Разработана научная методология расчета общих приведённых напряжений с учётом коэффициента эксплуатации нефтепровода с дефектами и режимных параметров перекачивания со сменной величиной показателя режима движения жидкости. По результатам многовариантных расчётов установлены зависимости общих приведённых напряжений и коэффициента эксплуатации от глубины дефекта и исследовано влияние величины зависящего от режима движения жидкости показателя на величину коэффициента эксплуатации нефтепровода и общих приведённых напряжений в трубопроводе с дефектами.

Ключевые слова: рабочее давление, напряжения в стенке трубы, коэффициент эксплуатации трубопровода.

The analysis of a large number of statistics pressure changes in non-isothermal pipeline from defects during its operation. The analytical dependence of pressure on the life of the pipeline. Developed scientific methodology of calculating the total stress resulted from taking into account the coefficient of operating the pipeline with defects and operating conditions of the transfer variable rate regime of the fluid. As a result of multivariant calculations are set according to the general stress and resulted factor operating on the depth of the defect and investigated the influence of parameter values, depending on the mode of the fluid on the value of the coefficient of operating the pipeline and in general led by stresses in the pipeline with defects.

Keywords: working pressure, tension in the wall of the pipe, the rate of the pipeline operation.

Нафтотранспортна система ПАТ «Укртрансгаз» знаходиться в експлуатації в середньому від 20 до 42 років, в залежності від терміну вводу в дію її складових. За час експлуатації значна частина магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання вичерпала свій ресурс, неодноразово підлягала поточному та капітальному ремонтам і застаріла морально. Вказані терміни експлуатації нафтопроводів та об'єктів нафтотранспортної системи вимагають вкладення значних коштів для підвищення надійності і підтримки їх в технічному справному стані, виконання технологічних регламентів з перекачування нафти при її перекачуванні і при зупинці нафтопроводу.

На сьогоднішній день питання експлуатаційної надійності і довговічності роботи нафтопроводів є досить значимим і важливим. Вагомий науковий внесок у вирішення цього питання внесли такі вчені, як А.Б. Айбиндер, П.П. Бородавкін, А.А. Коршак, В.В. Курочкін, Н.А. Малюшин, В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, Л. С. Шлапак, В.М. Івасів, Є.І. Крижанівський, Б.С. Білобран.

Слід відзначити, що в наукових роботах [1,2] досліджено вплив режимних параметрів роботи неізотермічного нафтопроводу на його пропускну здатність, роботи [3,4] характеризують напружено – деформований стан лінійної частини нафтопроводів, розглянуті проблеми прогнозування довговічності трубопроводів з врахуванням мало циклових навантажень.

В даній роботі автором досліджено вплив коливань тиску і напружень на експлуатаційну надійність лінійної частини неізотермічних нафтопроводів, встановлені залежності робочого тиску від терміну експлуатації в різних точках лінійної частини, розраховані загальні приведені напруження в найбільш небезпечних ділянках нафтопроводу з врахуванням розробленої авторами формули для визначення коефіцієнта експлуатації.

В подальшому одержані результати можуть бути використані для розробки технологічних карт уставок експлуатації неізотермічного нафтопроводу, покращення технології циклічного перекачування високов'язкої, швидкозастигаючої нафти з точки зору забезпечення ефективної та безаварійної експлуатації лінійної частини трубопроводу, оптимізації параметрів технічного діагностування внутрішньої порожнини даного класу нафтопроводів.

Об'єктом дослідження виступає нафтопровід Долина – Дрогобич. Він призначений для перекачування високов'язкої швидкозастигаючої нафти Долинського родовища від НГВУ “Долинанафтогаз” на нафтопереробний завод ВАТ “НПК – Галичина”. Основні технічні параметри нафтопроводу зведені у таблиці 1.

Таблиця 1 – Основні технічні характеристики нафтопроводу Долина – Дрогобич

Найменування технічного параметра	Величина параметра
Довжина трубопроводу, км	58,6
Зовнішній діаметр і товщина стінки, мм	Ділянка 0-40 км 273x9 ділянка 40-58,6 км 273x8
Різниця геодезичних позначок кінця і початку трубопроводу, м	-117
Кількість нафтоперекачувальних станцій	1
Геометричний об'єм порожнини трубопроводу, м ³	2994
Тиск випробування, МПа	8,5
робочий, МПа	4,1
Проектна пропускну здатність, млн.т/рік	1,8

Нафтопровід Долина – Дрогобич є частиною складної нафтотранспортної системи, яка окрім зазначеного трубопроводу включає нафтопровід Орів – Дрогобич (довжиною 23,5 км і діаметром 219x7 мм), нафтопровід Борислав – Дрогобич (довжиною 8,3 км і діаметром 168x7 мм), нафтопровід Жулин – Дрогобич (довжиною 44,5 км і діаметром 530x8 мм) та новозбудований нафтопровід Долина – Надвірна (довжиною 78 км і діаметром 530 мм).

У зв'язку із тим, що обсяги видобутку долинської нафти недостатні для безперервного транспортування, на нафтопроводі Долина – Дрогобич реалізується складна технологія циклічного перекачування. Після перекачування партії підігрітої долинської нафти проводиться процес витіснення високов'язкої нафти малов'язкою російською нафтою.

Остання заповнює порожнину трубопроводу до наступного циклу перекачування партії долинської нафти. Перед закачуванням партії долинської нафти передбачається розігрівання трубопроводу шляхом перекачування партії підігрітої російської нафти (див. рис. 1).

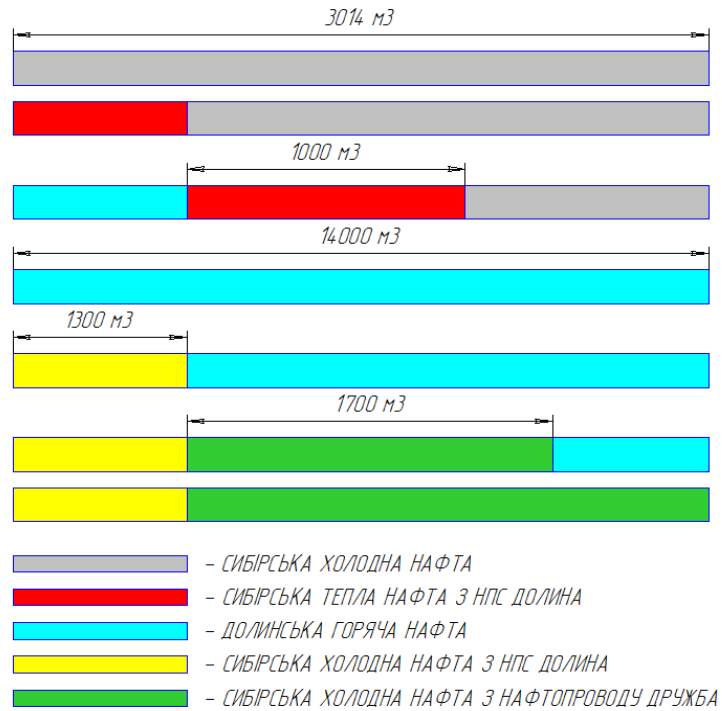


Рисунок 1 – Реалізація технології циклічного перекачування

Реалізація складної циклічної технології перекачування долиньської нафти супроводжується суттєвими коливаннями тиску з моменту запуску до моменту зупинки. Розподіл тисків в процесі перекачування нафти і в процесі зупинки нафтопроводу Долина – Дрогобич характеризується відповідними графіками зміни тиску по лінійній частині трубопроводу (див. рис. 2 та рис. 3).

Дані графічні залежності отримані нами в результаті обробки статистичних даних режимів роботи даного нафтопроводу в період роботи з 2001 по 2010 роки диспетчерської служби ЛВДС «Дрогобич».

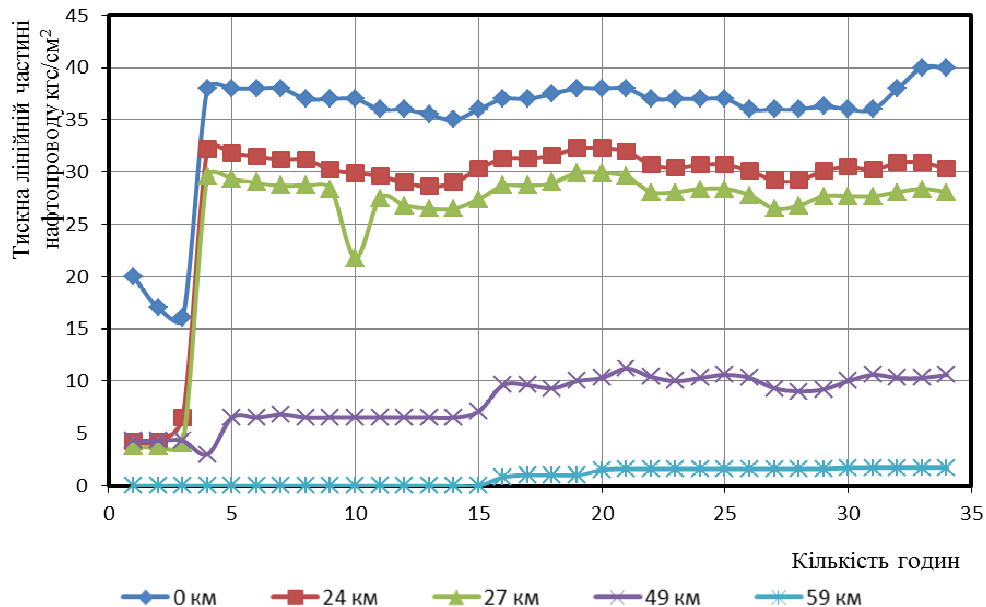


Рисунок 2 – Розподіл тисків на лінійній частині нафтопроводу Долина-Дрогобич при циліндричному перекачуванні долиньської нафти

Як видно з графічних залежностей (рис. 3), у неізотермічному нафтопроводі в процесі циклічного перекачування долиньської нафти і під час зупинки нафтопроводу спостерігаються значні хвильові процеси, що приводять до значної зміни напружень в стінці трубопроводу в залежності

від терміну його експлуатації. В результаті одержані такі аналітичні вирази для характеристики зміни тиску від тривалості експлуатації лінійної частини.

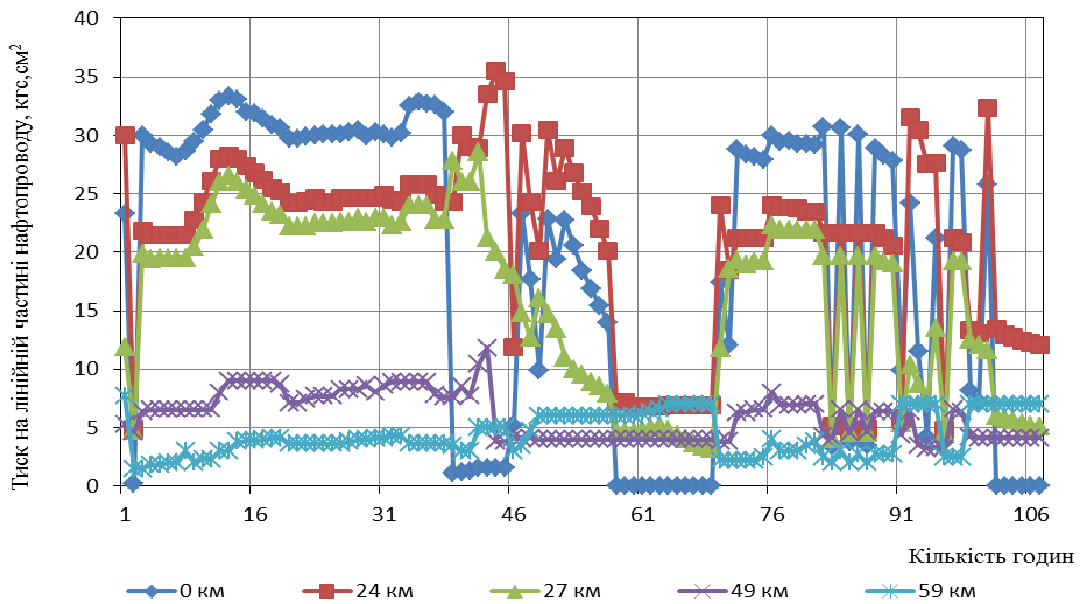


Рисунок 3 – Розподіл тисків на лінійній частині нафтопроводу Долина-Дрогобич при перекачуванні волинської нафти і при його зупинці

- на 0 км нафтопроводу Долина – Дрогобич

$$P = 20,42 + 0,396 \cdot t + 0,108 \cdot t^2 - 0,007 \cdot t^3;$$

- на 24 км нафтопроводу Долина – Дрогобич

$$P = 21,06 - 0,123 \cdot t + 0,040 \cdot t^2 - 0,001 \cdot t^3;$$

- на 27 км нафтопроводу Долина – Дрогобич

$$P = 15,62 - 0,299 \cdot t + 0,127 \cdot t^2 - 0,006 \cdot t^3;$$

- на 49 км нафтопроводу Долина – Дрогобич

$$P = 6,395 - 0,333 \cdot t + 0,06 \cdot t^2 - 0,002 \cdot t^3;$$

- на 59 км нафтопроводу Долина – Дрогобич

$$P = 1,920 + 0,397 \cdot t + 0,040 \cdot t^2 + 0,001 \cdot t^3.$$

В процесі експлуатації нафтопроводу між циклами перекачування долиньської нафти диспетчерським персоналом підтримується тиск в окремих ділянках вище величини мінімального статичного тиску з метою контролю за герметичністю і цілісністю тіла труби. Зміна значень цього параметру характеризується відповідною діаграмою – рисунок 4.

Представлені дані зміни тиску доводять, що трубопровід Долина – Дрогобич експлуатується в складних напружених умовах, розрахунок яких будемо проводити за енергетичною теорією міцності

$$\sigma_{пр} = \sqrt{\sigma_{кн}^2 - \sigma_{кн} \cdot \sigma_{пов} + \sigma_{пов}^2}, \quad (1)$$

де $\sigma_{кн}$ – кільцеві напруження в трубопроводі, величина яких характеризується таким аналітичним виразом

$$\sigma_{кн} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \delta}, \quad (2)$$

$\sigma_{нов}$ – величина поздовжніх напружень

$$\sigma_{нов} = \mu \frac{P \cdot D}{2 \cdot \delta} - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t, \quad (3)$$

де μ – коефіцієнт Пуассона, $\mu = 0,3$ [5].

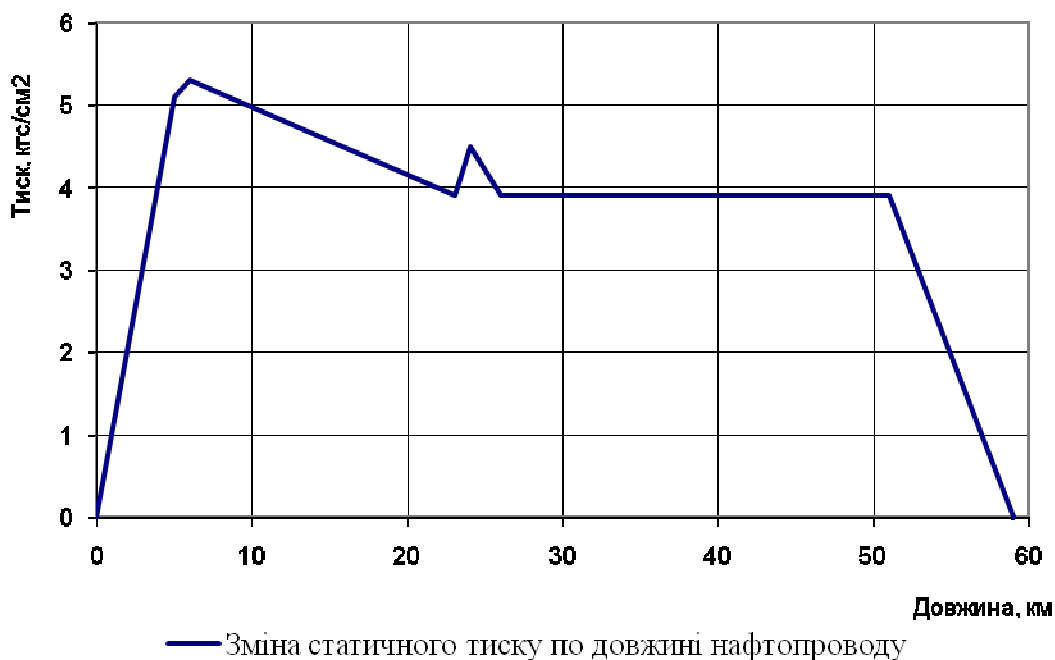


Рисунок 4 – Діаграма статичних тисків по довжині лінійної частини нафтопроводу
Долина - Дрогобич

В теоретичному та практичному сенсі є цікавим вплив спрацювання стінки труби нафтопроводу на його довговічність та надійність роботи, який можна охарактеризувати для неізотермічних нафтопроводів коефіцієнтом експлуатації нафтотранспортної мережі.

Величина даного параметра достатньо ефективно може бути обчислена за формулою

$$k_e = \left(\frac{\delta_e}{\delta_n} \right)^m, \quad (4)$$

де δ_e – значення товщини стінки експлуатованого нафтопроводу, мм; δ_n – номінальне значення товщини стінки нафтопроводу, що задається технічними умовами при спорудженні цього ж нафтопроводу, мм; m показник, що залежить від режиму руху нафти [5,6].

Показник m фігурує у ряді формул [6-9] для визначення коефіцієнта гідравлічного опору і за даних умов виступає величиною, яка не тільки характеризує режим руху рідини, а є характерним параметром, що показує реальний вплив режимних параметрів перекачування на експлуатаційну надійність і діагностування нафтотранспортних комунікацій. Адже з викладених математичних формул (8) та (9) видно, що його зміна впливає на зміну коефіцієнта експлуатації та загальних приведених напружень відповідно.

Для коефіцієнта гідравлічного опору в неізотермічному нафтопроводі використаємо узагальнену математичну модель Лейбензона [10-15]

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (5)$$

де A, m - коефіцієнти універсальної моделі, значення яких залежать від режиму руху рідини в нафтопроводі.

При перекачуванні ньютонівської рідини при ламінарному режимі

$$A = 64, \quad m = 1. \quad (6)$$

При перекачуванні ньютонівської рідини у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму для діапазону чисел Рейнольдса, в якому адекватно працює модель Блазіуса для коефіцієнта гідравлічного опору [13]

$$A = 0,3164, \quad m = 0,25. \quad (7)$$

Для обчислення величини коефіцієнта гідравлічного опору в неізотермічному нафтопроводі застосовуємо степеневу формулу Альтшуля, яка, як показали наші дослідження, забезпечує [11,12,13] достатньо високу точність обчислень коефіцієнта гідравлічного опору

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_e}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (8)$$

Після диференціювання виразу (5) одержуємо

$$d\lambda = -\lambda \frac{m}{Re} d Re. \quad (9)$$

Розв'язуємо (9) відносно коефіцієнта режиму руху рідини m

$$m = -\frac{d\lambda}{d Re} \frac{Re}{\lambda}. \quad (10)$$

Вираз (10) з врахуванням (8) після диференціювання і математичних перетворень приймає вигляд

$$m = \frac{17}{Re \frac{k_e}{D} + 68}. \quad (11)$$

Формула (4) вперше одержана автором в результаті проведених промислових досліджень внутрішньотрубного діагностування неізотермічних нафтопроводів України та на основі зібраних статистичних даних їх режимів роботи. Вона є універсальною з точки зору вирішення завдань діагностування внутрішньої порожнини сучасних неізотермічних нафтопроводів, а також може використовуватись при характеристиці задач напружено – деформованого стану [16,17,18] з врахуванням режиму руху рідини та зміни реологічних параметрів нафти в процесі її транспортування по лінійній частині трубопроводу.

Для характеристики діагностичного стану [19-22] внутрішньої поверхні трубопроводу формула (4) в результаті математичних перетворень на основі технологічних міркувань багатосерійних промислових експериментів може бути представлена такою математичною залежністю

$$k_e = \left(1 - \frac{t_e}{\delta} \right)^m, \quad (12)$$

де t_e – глибина дефекту експлуатованого неізотермічного нафтопроводу, мм.

Загальні приведені напруження з врахуванням параметра k_e з достатньою точністю для проведення технологічних розрахунків характеризуються таким аналітичним виразом:

$$\sigma_{np}^* = k_e \cdot \sigma_{np} . \quad (13)$$

Подальші розрахунки величини загальних приведених напружень з врахуванням параметра k_e будемо проводити для ділянки лінійної частини з 45 по 58,5 км нафтопроводу Долина – Дрогобич, оскільки тут спостерігаються дефекти з глибиною 20,40, 60 та 80 % від товщини стінки. Товщина стінки нафтопроводу на розрахунковій ділянці становить $\delta_n = 8$ мм. Передбачається, що по нафтопроводу буде здійснюватись перекачування ньютонівської рідини в зоні гідравлічно гладких труб турбулентного тертя і тому для проведення розрахунків приймаємо величину параметра $m = 0,25$.

Покажемо приклад розрахунку при найбільшій глибині дефекту 80% від товщини стінки труби.

За формулою (5) обчислюємо коефіцієнт експлуатації:

$$k_e = \left(\frac{4,8}{8}\right)^{0,25} = 0,880.$$

Розраховуємо величину кільцевих напружень за математичним виразом (2) при двох значеннях тиску на 49 км нафтопроводу Долина – Дрогобич (див. рис. 3)

$$\sigma_{кв1} = \frac{0,48 \cdot 0,257}{2 \cdot 0,008} = 7,71 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{кв2} = \frac{1,2 \cdot 0,257}{2 \cdot 0,008} = 19,28 \text{ МПа}.$$

Знаходимо повздовжні напруження, що діють в місці виникнення дефекту при експлуатації лінійної частини неізотермічного нафтопроводу за формулою (3)

$$\sigma_{нов1} = 0,3 \frac{0,48 \cdot 0,257}{2 \cdot 0,008} - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 206000 \cdot 40 = -96,567 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{нов2} = 0,3 \frac{1,2 \cdot 0,257}{2 \cdot 0,008} - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 206000 \cdot 40 = -93,096 \text{ МПа}.$$

За енергетичною теорією міцності (1) розраховуємо приведені напруження

$$\sigma_{np1} = \sqrt{7,71^2 - 7,71 \cdot (-96,567) + (-96,567)^2} = 100,644 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{np1} = \sqrt{19,28^2 - 19,28 \cdot (-93,096) + (-93,096)^2} = 104,084 \text{ МПа} .$$

Загальні приведені напруження з врахуванням коефіцієнта експлуатації обчислюємо за формулою (6)

$$\sigma_{np1}^* = 0,6687 \cdot 100,644 = 67,301 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{np2}^* = 0,6687 \cdot 104,084 = 69,601 \text{ МПа}.$$

Результатами розрахунків представлені у вигляді графічної залежності (рис. 5).

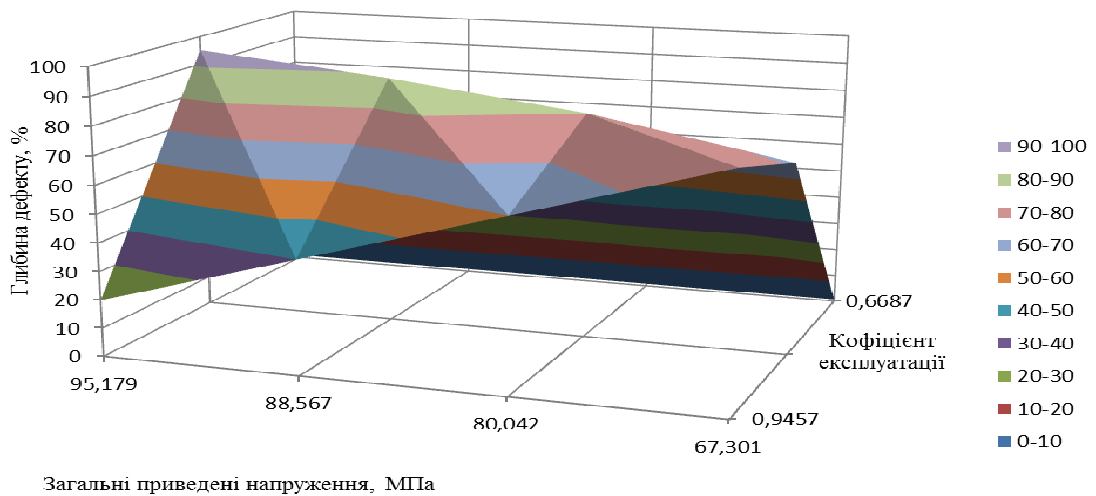


Рисунок 5 – Графічна залежність розрахункових параметрів від глибини дефекту

Література

1. Середюк М.Д. Дослідження особливостей гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу/ Середюк М.Д., Болонний В.Т.// Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ . – 2003. - №1 (6). – С. 96 – 100.
2. Курочкін В.В. Експлуатаційна довговічність нафтопроводів / [Курочкін В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А., Мороз А.А.] – М.: ООО «Недра - Бізнесцентр», 2001. – 231 с.
3. Мартинюк Р.Т. Дослідження тренду втомної міцності з метою оцінки залишкового ресурсу нафтопроводу «Одеса – Броди»/ Мартинюк Р.Т., Твердушко Т.І. // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. - № 2(28). – С. 40 – 43.
4. Грудз В.Я. Типові розрахунки показників надійності систем газонафтопостачання . Комплексна галузева методика [Грудз В.Я., Гораль Л.Т., Степ'юк М.Д. та ін.] // Прогнозування росту втомних тріщин в зварних з'єднаннях трубопроводів під тиском з урахуванням залишкових напружень. – Івано-Франківськ , Факел, 2009. – 76 с.
5. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: [підручник для студ. вищ. навч. закл.] / [Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П.] – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.
6. Dolge D.W. Turbulent Flow of Non-Newtonian Systems // Dolge D.W., Metzner A .B./ - AIChE Journal, №2. - p.189-204.
7. Francis K . Gip. New operation strategies in heavy crycle pipeline will increase profit margin // Oil S Gas journal. – 2003. – № 10. – p. 60-64.
8. N.El – Emam. New egnation galgulates friction factor for turbulent flow of non-newtonian fluidols /N.El – Emam, A.H.Kamel., M.II-Shafei., A-El Batrawy. // Oil S Gas journal. – 2003. – № 22. – p. 74-82.
9. Fun Chen. New approach dewloped for estimating pour points of grucle oil blend /Fun Chen, Jin-jun Zhang, Fan Zhang. // Oil S Gas Journal . – 2003. – №11. – p. 60-64.
10. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. / Лойцянский Л.Г. /– М.: Наука. – 1973. – 771с.
11. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти , нефтепродуктов и газа. /Лурье М.В. / - М. : Нефть и газ. – 2003. – 335 с.
12. Нечваль М.В. Последовательная перекачка жидкостей при неизотермическом режиме /Нечваль М.В., Чанышев Э.И.// Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1970. - № 12. – С.11-12.
13. Болонний В.Т. Методика теплогідравлічного розрахунку неізотермічного нафтопроводу при послідовному перекачуванні не ньютонівських рідин /Болонний В.Т., Середюк М.Д. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №1(11). – С. 90-92.

14. Пристрій для утворення пристінного шару рідини низької в'язкості при транспортуванні нафти трубопроводом: Патент 75265 Україна, МПК 7 B08B9/04, F17D1/08 / М.Д. Середюк, Я.Д. Климишин, В.Т. Болонний – № 2004076119. Заявлено 22.07.04. Опубліковано 15.03. 2006. Бюл. № 3.

15. Навроцький Б.І. Гідравліка, гідравлічні машини та гідравлічні приводи у розв'язаних задачах / Б.І. Навроцький, В.Т. Болонний– Дрогобич : ФОП Пристай Б.Р. (ВПЦ «Наш Друк»), 2012. – 271с.

16. Дорошенко Я.В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник / Я.В. Дорошенко. – Івано – Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 563 с.

17. Крижанівський Є.І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: науково-технічний посібник: у 3-х томах / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; за ред. В.В. Панасюка. – Івано- Франківськ : вид – во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2011 . – 447 с. – Т.2: Деградація нафтопроводів і резервуарів та її запобігання.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
10.06.12*

*Рекомендована до друку оргкомітетом
міжнародної науково-технічної конференції
“Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу”,
яка відбулася 15-18 травня 2012 р.*