

ТРАНСПОРТ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

УДК 622.692.24

РОЗРАХУНОК ДОВГОВІЧНОСТІ ПІДВОДНИХ ТРУБОПРОВОДІВ З УРАХУВАННЯМ ВПЛИВУ ВЕРТИКАЛЬНОЇ СКЛАДОВОЇ ХВИЛЬОВОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Р.О. Дейнега

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 40089,
e-mail: deynega2004@rambler.ru*

Розроблено методику, яка дає змогу прогнозувати довговічність розмитих ділянок морських трубопроводів з урахування вертикальної складової хвильового навантаження. Показано необхідність урахування вертикальної складової при хвильовому навантаженні під час розрахунку довговічності.

Ключові слова: коливання, розмита ділянка, морський трубопровід, довговічність

Разработана методика, позволяющая прогнозировать долговечность размываемых участков морских трубопроводов с учетом вертикальной составляющей волновой нагрузки. Показана необходимость учета вертикальной составляющей при волновой нагрузке при расчете долговечности.

Ключевые слова: колебание, размываемый участок, морской трубопровод, долговечность

The technique which gives the chance to predict durability of dim sites of sea pipelines taking into account vertical making wave loading is developed. Necessity of the account of a vertical component is shown at wave loading during durability calculation.

Keywords: oscillation, washed out area, marine pipeline, longevity

В умовах зростання цін на нафту і газ забезпечення енергетичної безпеки України можливе тільки шляхом збільшення власного видобутку вуглеводнів. Надзвичайно перспективним для вирішення цього завдання є освоєння морського шельфу. Видобуток нафти та природного газу в світі давно перемістився на морський шельф. За оцінками експертів, потенційні вуглеводні запаси шельфу Чорного та Азовського морів – від 1,5 до 2,3 млрд. тонн умовного палива. З цих ресурсів видобуто менше 4%, в той час як на материковій частині – 67%. На сьогодні шельфовий видобуток не перевищує 3% від розвіданих запасів [1].

Для транспортування видобутих вуглеводнів з родовищ, розміщених у морі, необхідне спорудження і ефективне експлуатування морських трубопроводів.

При цьому слід враховувати небезпеку виникнення аварій з причини руйнувань трубопроводу внаслідок вібраційного навантаження, пошкодження ізоляційного покриття, просідання у результаті послаблення несучих властивостей ґрунту, виникнення розмитих ділянок тощо.

Огляд стану підводної траси проводиться водолазами та має періодичний характер. Виникнення аварій між оглядами призводить до значних економічних втрат і забруднення навколишнього середовища [2], тому актуальною стає проблема забезпечення надійності прокладених на шельфі морських трубопроводів.

Дослідженню проблеми надійності морських трубопроводів приділялась значна увага науковців [2-11]. Навантаження, що діють на підводний трубопровід у процесі експлуатації, прийнято поділяти на декілька груп [3]: гравітаційні; гідродинамічні; інерційні.

Навантаження, що діють на підводний трубопровід, змінюються за величиною, напрямом, частотою та інтенсивністю у значному діапазоні. Можлива їх одночасна дія в найрізноманітніших комбінаціях. Деякі навантаження можуть бути визначені з достатньою точністю, інші – наближено. Зокрема, це стосується навантажень, що залежать від зовнішніх впливів на трубопровід і є непостійними навіть на дуже коротких його ділянках. Зауважимо, що перелічені навантаження та зовнішні впливи не представляють усю сукупність взаємодії морського

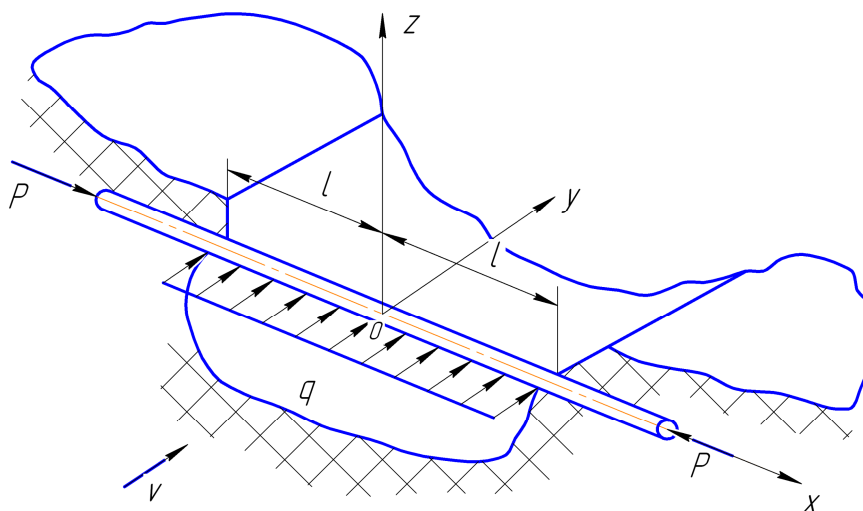


Рисунок 1 – Розрахункова схема відкритої ділянки підводного трубопроводу

середовища з трубопроводом. У процесі експлуатації проявляється вплив такої великої кількості статичних та динамічних силових чинників, зумовлених специфікою морського середовища та умовами роботи трубопроводу, що прогнозування їх величини та діапазону зміни сучасними методами може виявитися недостатньо достовірним.

Найбільш небезпечним чинником для підводного трубопроводу є вплив хвильового навантаження, що викликає його коливання та може призвести до корозійно-втомного руйнування.

Метою даної роботи є дослідження впливу вертикальної складової хвильового навантаження на довговічність розмитої ділянки підводних трубопроводів.

Розглянемо питання коливання розмитої ділянки трубопроводу.

Під час розрахунку морських трубопроводів важливо вірно вибрати розрахункову схему, яка давала б змогу достатньо повно та реалістично описувати умови експлуатації трубопроводу.

У роботі Шадріна О.Б. [4] розглядається розрахунок коливань ділянок підводних трубопроводів, розміщених у перпендикулярному відносно вектора швидкості потоку напрямку. Коливання ділянок трубопроводів у потоці води відносяться до вимушених коливань. Диференціальне рівняння пружної осі підводного трубопроводу записують у вигляді

$$EI \frac{\partial^4 y}{\partial x^4} + m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} + S \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} + \beta \frac{\partial y}{\partial t} + ky = q(x) \sin(\omega t),$$

де: E – модуль пружності матеріалу труби; I – осьовий момент інерції перерізу труби; m – маса одиниці довжини труби з врахуванням приєднаної маси води m' ; β – коефіцієнт опору коливанням; $k = k_0 \cdot D$ – коефіцієнт, що характеризує пружність основи, де D – діаметр труби; k_0 – коефіцієнт піддатливості ґрунту; $q(x) = q_0$ інтенсивність зовнішньої сили по до-

вжині трубопроводу, ω – колова частота зовнішньої сили; S – статичне поздовжнє зусилля.

У роботі [5] розглядають прямолінійний підводний трубопровід з відкритими ділянками, не засипаними ґрунтом; довжина розмитої ділянки $2l$ (рис. 1).

З навантажень, що діють на відкриту ділянку трубопроводу враховують стискаюче зусилля p та розподілене навантаження q . Загалом до величини навантаження q входить погонна вага трубопроводу, підймальна та виштовхуюча сили. Зазначені навантаження діють у вертикальній площині та частково взаємокомпенсуються, тому надалі під q розуміють сили від швидкісного напору потоку, що діє у горизонтальному напрямі:

$$q = \frac{1}{2} c_x \rho v^2 D,$$

де: c_x – коефіцієнт лобового опору; ρ – густина води; v – швидкість течії; D – діаметр трубопроводу.

У даному випадку диференціальне рівняння пружної осі матиме вигляд [5]:

$$EI \frac{d^4 \omega_1}{dx^4} + p \frac{d^2 \omega_1}{dx^2} = q, \quad 0 < x < 2l;$$

$$EI \frac{d^4 \omega_2}{dx^4} + p \frac{d^2 \omega_2}{dx^2} + c \omega_2 = 0, \quad 0 < x, x > 2l.$$

Початок координат розташовано посередині відкритої ділянки, що уможливило врахування симетрії задачі відносно перерізу $x = l$. Функції $\omega_1(x)$ та $\omega_2(x)$ повинні задовольняти умовам:

$$\begin{aligned} \frac{d\omega_1}{dx} &= \frac{d^3 \omega_1}{dx^3} = 0, \quad x = l; \\ \omega_1 &= \omega_2, \quad \frac{d\omega_1}{dx} = \frac{d\omega_2}{dx}, \quad \frac{d^2 \omega_1}{dx^2} = \frac{d^2 \omega_2}{dx^2}, \\ \frac{d^3 \omega_1}{dx^3} &= \frac{d^3 \omega_2}{dx^3}, \quad x = 0. \end{aligned}$$

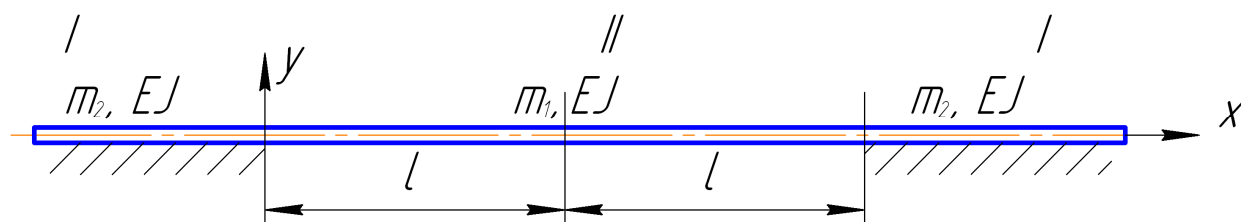


Рисунок 2 – Розрахункова схема трубопроводу[7]

Окрім того, прогин трубопроводу, що лежить у ґрунті $\omega_2(x)$, повинен задовольняти умовам обмеженості при $x \rightarrow \pm\infty$.

У роботах [6, 7] запропоновано схему розрахунку відкритої ділянки підводного трубопроводу, наведену на рис. 2.

Диференціальне рівняння прогину трубопроводу має вигляд:

$$EI \frac{d^4 \omega_1}{dx^4} + m_1 \frac{d^2 \omega_1}{dt^2} = 0;$$

$$EI \frac{d^4 \omega_2}{dx^4} + m_2 \frac{d^2 \omega_2}{dt^2} + c \omega_2 = 0,$$

де: EI – жорсткість трубопроводу на згин; m_1 – погонна вага відкритої ділянки трубопроводу, що повинна враховувати приєднану масу води; $2l$ – довжина відкритої ділянки; $\omega_1(x, t)$ – прогин трубопроводу на відкритій ділянці, $\omega_2(x, t)$ – прогин трубопроводу, що лежить у ґрунті.

У роботі [8] описано коливання трубопроводу, змодельоване за методом «гнучка нитка». Для опису цих коливань використовується рівняння:

$$-EI \frac{d^4 y}{dx^4} + H \frac{d^2 y}{dx^2} + q = 0,$$

де: H – натяг трубопроводу; EI – жорсткість трубопроводу; q – вага одного метра труби.

В даному випадку нехтують впливом горизонтальних сил інерції на поперечні коливання та розглядають такі відхилення трубопроводу від початкового положення, з яких він продовжує бути гнучкою ниткою.

Отримане рівняння поперечних коливань провисаючого трубопроводу з урахуванням нелінійного члена має вигляд:

$$-EI \frac{\partial^4 v}{\partial x^4} + \Delta H \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + H \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} \Delta H \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = \frac{q}{g} \frac{\partial^2 v}{\partial t^2},$$

де: v – приріст координати y в разі відхилення трубопроводу після отримання статичної рівноваги; ΔH – збільшення натягу під час коливань; g – прискорення вільного падіння; t – час.

При проектуванні підводних трубопроводів вводиться обмеження на довжину вільної ділянки з умови невиникання коливання. Однак ця умова не завжди виконується через обмеження технічного характеру.

У зазначених вище працях навантаження на вільну ділянку трубопроводу розглядають тільки у горизонтальній площині відносно напрямку поширення потоку. Навантаження у вертикальній площині не розглядають через їх взаємну компенсацію [5].

Розглянемо коливання розмитої ділянки підводного трубопроводу у двох площинах – горизонтальній та вертикальній.

Вимушені коливання розмитої ділянки трубопроводу в горизонтальній площині під впливом морських хвиль записується у вигляді [11]:

$$EI \frac{\partial^4 x(z, t)}{\partial z^4} + m \frac{\partial^2 x(z, t)}{\partial t^2} + \frac{1}{4} C_i \rho \pi D^2 \left(\frac{\partial^2 x(z, t)}{\partial t^2} - a_x(t) \right) + \frac{1}{2} C_v \rho D \left(\frac{\partial x(z, t)}{\partial t} - v_x(t) \right) \left(\left| \frac{\partial x(z, t)}{\partial t} - v_x(t) \right| \right) = 0$$

з відповідними граничними умовами $x(z, 0) = 0; x(-L, 0) = x(L, t) = 0;$

$$\frac{\partial x(-L, 0)}{\partial z} = \frac{\partial x(L, 0)}{\partial z} = 0.$$

Перший та другий доданки – це реакція трубопроводу на одиницю довжини

$$f = EI \frac{\partial^4 x(z, t)}{\partial z^4} + m \frac{\partial^2 x(z, t)}{\partial t^2},$$

де: E – модуль пружності трубної сталі; I – момент інерції поперечного перерізу труби; m – маса труб з урахуванням транспортованого продукту; ρ – густина води, кг/м^3 ; v_x і v_y – складові швидкості частинок рідини; a_x і a_y – складові прискорення частинок рідини (складові швидкості та складові прискорення визначаємо за теорією хвиль Дж. Г. Стокса [9]); D – зовнішній діаметр трубопроводу, m ; C_i, C_v – відповідні інерційний, швидкісний коефіцієнти. Для практичних розрахунків приймаємо $C_i=1,0, C_v=2$ [9].

З урахуванням горизонтальних коливань підводного трубопроводу рівняння вимушених коливань розмитої ділянки трубопроводу під впливом морських хвиль у вертикальній площині має вигляд:

$$EI \frac{\partial^4 y(z,t)}{\partial z^4} + m \frac{\partial^2 y(z,t)}{\partial t^2} + \frac{1}{4} C_i \rho \pi D^2 \left(\frac{\partial^2 y(z,t)}{\partial t^2} - a_y(t) \right) + \frac{1}{2} C_v \rho D \left(\frac{\partial y(z,t)}{\partial t} - v_y(z,t) \right) \left(\left| \frac{\partial y(z,t)}{\partial t} - v_y(z,t) \right| \right) - \frac{1}{2} C_x \rho D \left(\frac{\partial x(z,t)}{\partial t} - v_x(t) \right)^2 = 0. \quad (2)$$

Граничні умови рівняння (2) аналогічні граничним умовам рівняння (1).

У рівнянні (2) C_v – підйомний коефіцієнт. Для практичних розрахунків приймаємо $C_v=0,8$ [10].

Проаналізуємо коливання підводного трубопроводу за різних параметрів хвиль та для різної довжини розмиті ділянки. Прийmemo довжини розмитих ділянок 5 метрів та від 10 до 110 метрів з кроком 10 метрів. Параметри хвиль, відповідають хвилям Чорного моря: висота хвилі – 3 метри з періодом проходження 7 с (I випадок) та висота хвилі 6 метрів з періодом проходження 10 с (II випадок).

Як було вказано вище, коливання розмиті ділянки підводного трубопроводу представляємо як коливання у двох площинах, від сил що діють у вертикальному і горизонтальному напрямі відносно вектора поширення хвиль. У ході проведення розрахунків із зазначеними вище параметрами було виявлено появу гармонік: у I випадку – за довжини розмиті ділянки 70 метрів, у II випадку – 90 метрів.

Рівняння коливань розмиті ділянки підводного трубопроводу з врахуванням дії хвиль не розв'язуються в аналітичному вигляді. За результатами чисельного розв'язку рівнянь вимушених коливань трубопроводу (1, 2) визначаємо дискретні значення координат пружної осі $x(z_i, t_i)$, $y(z_i, t_i)$. Потім визначаємо амплітуду напруження σ_a та коефіцієнт асиметрії циклу напружень R в небезпечному перерізі за спеціально розробленою програмою.

1. Визначення часів t_j , за яких прогини на вільному прогоні набувають екстремального значення.

2. Поліноміальна апроксимація пружної лінії трубопроводу при $t=t_j$ у вигляді $x = f_1(z)$, $x = f_2(z)$.

Напруження в точці у кожний момент часу визначають, виходячи з поліноміальної апроксимації осі коливання розмиті ділянки підводного трубопроводу.

Для розрахунків використано апроксимацію поліномом десятого порядку, яка виправдана тим, що є простою для обробки, оскільки математичний апарат для поліномів добре розвинений.

3. Визначення функції екстремальних напружень згину в даному перерізі z площині xy

$$\text{у вигляді } \sigma_{extr} = \frac{1}{2} \cdot E \cdot D \cdot f''(z).$$

Коефіцієнт асиметрії циклу напруження у небезпечному перерізі визначаємо з відомого

$$\text{рівняння } R = \frac{\sigma_m - \sigma_a}{\sigma_m + \sigma_a},$$

де: σ_m – статичне напруження у небезпечному перерізі, визначається за формулою:

$$\sigma_m = \sqrt{\sigma_{кц}^2 + \sigma^2} - \sigma_{кц} \cdot \sigma;$$

$$\sigma_{кц} = \frac{(p_i - p_0) \cdot D}{2 \cdot \delta} - \text{кільцеве напруження, МПа;}$$

МПа;

p_i – внутрішній тиск, МПа;

$p_0 = \rho \cdot g \cdot h \cdot 10^{-6}$ – гідростатичний тиск, МПа;

де ρ – густина води, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

h – глибина моря, м;

$$\sigma = \frac{4}{3} \cdot \frac{q \cdot L}{\pi \cdot D^2 \cdot \delta} - \text{максимальне статичне}$$

напруження згину в небезпечному перерізі, МПа [11];

q – розподілене навантаження по довжині розмиті ділянки підводного трубопроводу МПа;

L – довжина розмиті ділянки підводного трубопроводу, м;

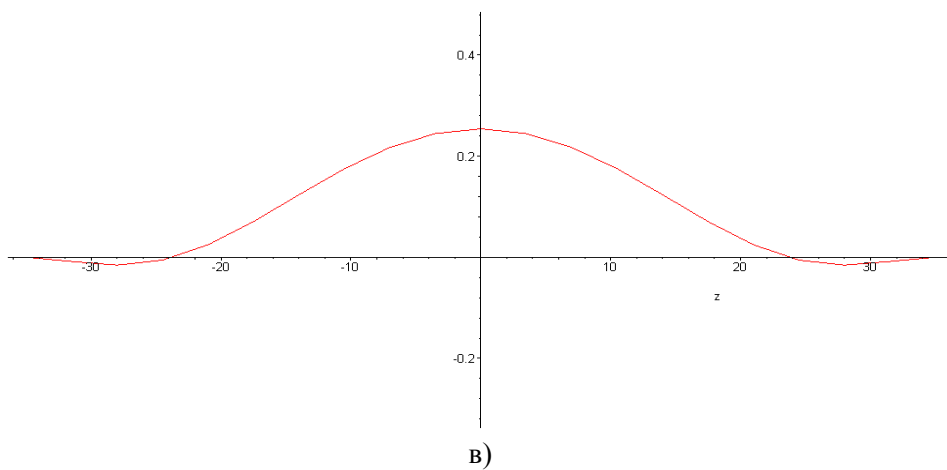
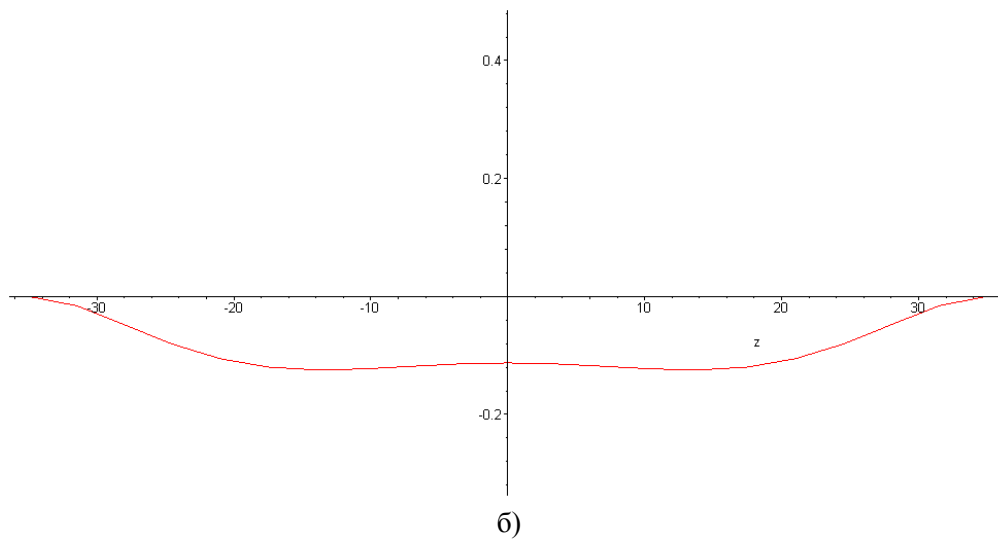
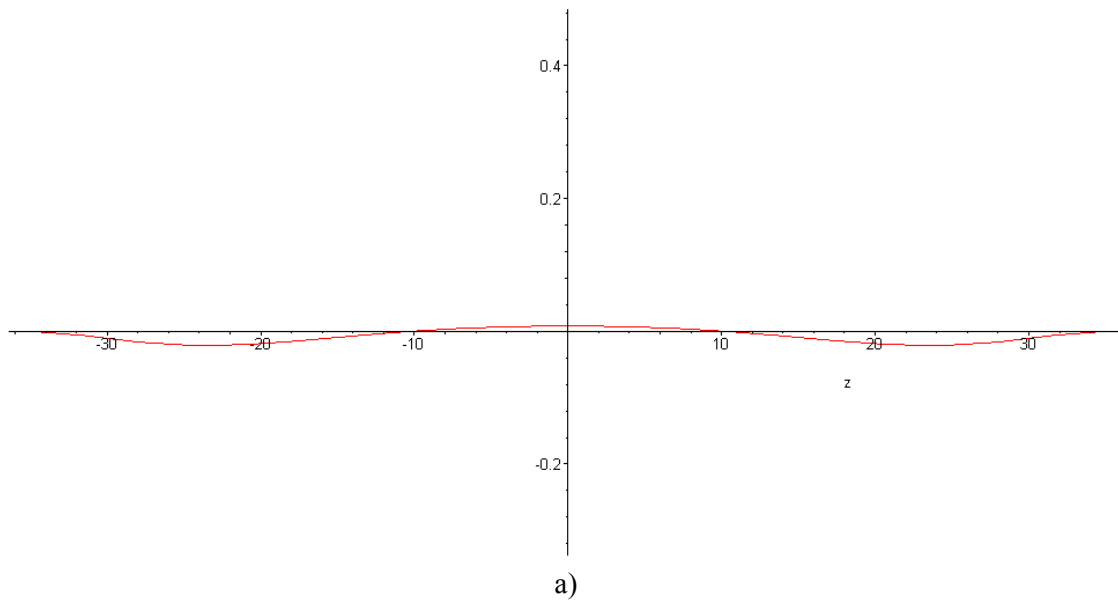
D – діаметр підводного трубопроводу, м;

δ – товщина стінки підводного трубопроводу, м.

Апробацію методики оцінки довговічності розмитих ділянок морських трубопроводів під впливом морських хвиль з урахування вертикальної складової хвильового навантаження було проведено для трубопроводу діаметром 325 мм з товщиною стінки 16 мм на розмитій ділянці довжиною 50 м на глибині 20 м. Розрахунки засвідчили, що довговічність розмиті ділянки під впливом хвильових навантажень без урахування напружень у вертикальній площині складає приблизно 25,01 років, а з їх урахуванням – 12,82 років.

Висновок

Розроблено методику оцінки довговічності розмитих ділянок морських трубопроводів під впливом морських хвиль з урахування вертикальної складової хвильового навантаження. Моделювання розмиті ділянки та розрахунок довговічності проводиться за допомогою розробленої програми у пакеті *Maple*. Аналіз результатів досліджень коливань розмиті ділянки морського трубопроводу вказав на необхідність урахування вертикальної складової хвильового навантаження під час розрахунку довговічності. Подальші дослідження будуть спрямовані на апробацію даної методики для умов параметрів хвиль Чорного та Азовського морів.



а) час t_1 б) час t_2 в) час t_3

Рисунок 3 – Фрагменти форми коливання осі розмитої ділянки підводного трубопроводу у різний момент часу (ділянка 70 м, I випадок)

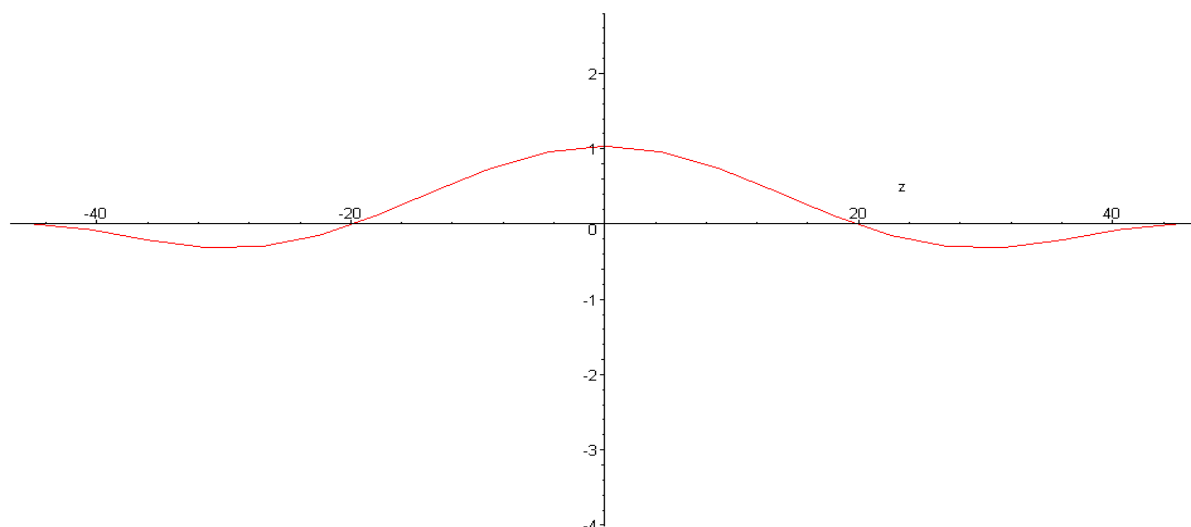


Рисунок 4 – Фрагмент коливання осі розмитої ділянки підводного трубопроводу у момент часу t_i (ділянка 90 м, II випадок)

Література

1 Михайлик О. Видобуток енергоносіїв на шельфі Чорного та Азовського морів / Ольга Михайлик //

<http://nomos.com.ua/content/view/142/86/>

2 Семенова И.И. Математические модели в описании колебаний и разрушения подводных трубопроводов: обзор / И.И. Семенова // Омский науч. вестн. – 2000. – Вып. 13. – С. 121–122.

3 Ибрагимов А.М. Нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения для освоения шельфа / А.М. Ибрагимов. – М.: Недра, 1992. – 263 с.

4 Шадрин О.Б. Динамический расчет подводного трубопровода / О.Б.Шадрин // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 1967. – №9. – С. 75–79.

5 Окопный Ю.А. Исследование напряженно-деформированного состояния подводного газопровода / Ю.А. Окопный, В.П. Радин // Конструктивная надежность газопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – С. 53–62.

6 Радин В.П. О собственных частотах подземных и подводных трубопроводов с открытыми участками / В.П. Радин, И.А. Саликов // Конструктивная надежность газопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – С. 102–108.

7 Крижанівський Є.І. Передумови втрат руйнування морських нафтогазових трубопроводів / М.К. Ільницький, Л.Є. Шкіца // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Нафтопромислове обладнання. – Івано-Франківськ, 1999. – № 35. – Т. 4. – С. 3-10.

8 Покровский Л.Н. Приложение теорий пологих арок и пологих жестких нитей к исследованию колебаний самонесущих провисающих трубопроводов / Л.Н. Покровский // Известия ВУЗов Нефть и газ. – 1966. – №12. – С.87–90.

9 Доусон Т. Проектирование сооружений морского шельфа пер. с англ. / Т. Доусон, – Л.: Судостроение, 1986. – 288 с.

10 Ибрагимов А.М. Нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения для освоения шельфа / А.М. Ибрагимов. – М.: Недра, 1992. – 263 с.

11 Оцінка фактичної навантаженості та довговічності підводного трубопроводу під впливом хвиль / В.М. Івасів, В.І. Артим, Р.О. Дейнега [та ін.] // Проблеми нафтогазової промисловості: – 2006. – Вип. 3. – С. 284-293.

Стаття надійшла до редакційної колегії
20.10.10

Рекомендована до друку професором
В.М.Івасівим