

## **АНАЛІЗ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ТРУБОПРОВІДІВ ПІД ЧАС ПІДСАДЖУВАННЯ**

**В. Б. Запужляк, Ю. Г. Мельниченко, В. Я. Грудз, Л. Я. Побережний, Я. В. Дорошенко**

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
e-mail: drill@nuing.edu.ua*

*Останнім часом виникла необхідність у проведенні робіт із заглиблення трубопроводу (підсаджування) на окремих ділянках, де була виявлена невідповідність глибини його залягання проекту та відповідним нормам. Тобто, трубопроводи під час експлуатації можуть бути частково розкриті внаслідок ерозії ґрунтів, а також вони мають властивість втрачати стійкість під дією різних факторів (тиск, температура, водонасиченість ґрунту та ін.) і піднімаються вгору (випинатися чи спливати). Також відомими є факти прокладання трубопроводів не на проектні позначки через "низьку культуру" ведення будівництва, тобто, коли трубопровід на окремих ділянках укладався в траншею, глибина якої не відповідала проекту. Подальша експлуатація таких трубопроводів загрожує виходом трубопроводу на поверхню й механічним пошкодженням ізоляції та тіла труби. З метою забезпечення надійної роботи такого трубопроводу підняті ділянки необхідно опустити на проектні позначки. Для цього необхідно розробити техніку та технологію виконання відповідних ремонтних робіт. У статті розглянуто два варіанти підсаджування трубопроводів: опускання під власною вагою без підтримування та опускання з утримуванням трубопроводу підтримуючою машиною. Для обидвох методів підсаджування проведено моделювання напружено-деформованого стану трубопроводу під час опускання його на проектну позначку на створеній математичній моделі. Наведено алгоритм розрахунку геометричних параметрів виконання робіт, визначено напружений стан та проведено перевірку міцності трубопроводу.*

**Ключові слова:** трубопровід, підсаджування, напруження, міцність, глибина залягання.

*В последнее время возникла необходимость в проведении работ по углублению трубопровода (подсадке) на отдельных участках с обнаруженным несоответствием глубины залегания проекта и соответствующим нормам. То есть трубопроводы при эксплуатации могут быть частично раскрыты в результате эрозии почв, а также имеют свойство терять устойчивость под действием различных факторов (давление, температура, водонасыщенность почвы и др.) и поднимаются вверх (вспучиваться или всплывать). Также известны факты прокладывания трубопроводов не в проектные отметки из-за "низкой" культуры ведения строительства, то есть, когда трубопровод на отдельных участках заключался в траншею, глубина которой не соответствовала проекту. Дальнейшая эксплуатация таких трубопроводов угрожает выходом трубопровода на поверхность и механическим повреждением изоляции и тела трубы. С целью обеспечения надежной работы такого трубопровода приподнятые участки следует опустить на проектные отметки. Для этого необходимо разработать соответствующую технику и технологию выполнения ремонтных работ. В статье рассмотрены два варианта подсадки трубопроводов: опускание под собственным весом без поддержки и опускание с поддержкой трубопровода поддерживающей машиной. Для обоих методов подсадки проведено моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода при опускании его на проектную отметку на созданной математической модели. Приведен алгоритм расчета геометрических параметров выполнения работ, определено напряженное состояние и проведена проверка прочности трубопровода.*

**Ключевые слова:** трубопровод, подсадки, напряжения, прочность, глубина залегания.

*Recently, there has been a need to carry out work on deepening the pipeline (plunging) in some areas, where the depth of pipeline location was found to be inconsistent with the relevant standards. That is, pipelines during operation can be partially opened as a result of soil erosion, and they also tend to lose stability as a result of various factors (pressure, temperature, soil water content, etc.) and rise up (float). Also, the facts of laying pipelines in the process of their construction not to the design marks are known, due to the "low" construction conduct, that is, when the pipeline in some sections was in a trench, the depth of which did not correspond to the project. Further operation of such pipelines may be under the threat of the pipeline coming to the surface and mechanical damage to the insulation and the pipe body. Therefore, to ensure reliable operation of the pipeline, which has got raised sections, it is necessary to lower these sections to the design marks. To do this, it is necessary to develop equipment and technology for repair work of this type. Therefore, the article considers two options for post-trenching*

*pipelines: lowering under its own weight without supporting and lowering with the maintenance of the pipeline by a supporting machine. For both methods of plunging, the stress-strain state of the pipeline was simulated during its lowering to the design level on the created mathematical model. An algorithm for calculating the geometric parameters of work performance, determining the stress state and checking the strength of the pipeline has been proposed.*

Key words: pipeline, plunging, tension, strength, depth.

### **Вступ**

Відповідно до нормативних документів існують підземна, напівпідземна, наземна і надземна схеми прокладання трубопроводів. Підземна схема прокладання нафтогазопроводів є найрозповсюдженішою (біля 98 % від загальної довжини лінійної частини). Підземна схема прокладання характеризується тим, що верхня твірна труби розміщена нижче позначок денної поверхні ґрунту. За такої схеми прокладання після закінчення будівництва сільськогосподарські землі відновлюються, трубопровід знаходиться в стабільних температурних умовах, відсутні впливи сонячної радіації і атмосферних опадів, унеможливується механічні пошкодження від дії сільськогосподарської техніки та від впливу вибухової дії боєприпасів у випадку військової агресії.

Проте відомо, що магістральні газонафтопроводи під час експлуатації можуть бути частково розкриті внаслідок ерозії ґрунтів (рис. 1, а), а також втрачати стійкість під дією різних природних чинників (тиск, температура, водонасиченість ґрунту тощо) і підніматись вгору (випинатись чи спливати) (рис. 1, б, в), змінюючи своє положення. Також трапляються випадки прокладання трубопроводів не на проектні позначки через “низьку культуру” ведення будівництва (рис. 1, г). За результатами внутрішньотрубної діагностики встановлено, що майже на кожній ділянці інспектованих магістральних газопроводів наявні місця, де глибина залягання трубопроводу не відповідає проекту та нормативним документам [1-3].

Подальша експлуатація таких трубопроводів загрожує виходом трубопроводу на поверхню та механічним пошкодженням ізоляції та тіла труби.

Слід зауважити, що механічне пошкодження може відбутися і внаслідок влучання в трубопровід бойового снаряду. Справа в тому, що станом на сьогодні в зоні ОСС перебуває Вергунське підземне сховище, майже 2000 км газопроводів, 3 компресорних станції (КС Вергунка, КС Луганськ, КС Новодар'івка з 35-ма ГПА), 70 газорозподільчих станцій, які належать ПАТ “Укртрансгаз”. Найбільш вразливі до дії артилерійських та інших боєприпасів та диверсійно-терористичних актів вважаються

наземні та надземні об'єкти газопроводів (компресорні станції, переходи різного типу тощо). Впливу піддається і лінійна частина газопроводів, прокладена під землею (рис. 2).

Підземний газопровід може бути пошкоджений боєприпасами, діаметром понад 152 мм (рис. 3). Вважається, що боєприпаси, які не утворюють вирви глибиною, більшою за глибину закладання газопроводів, не можуть пошкодити газопровід, якщо він закладений на проектну позначку.

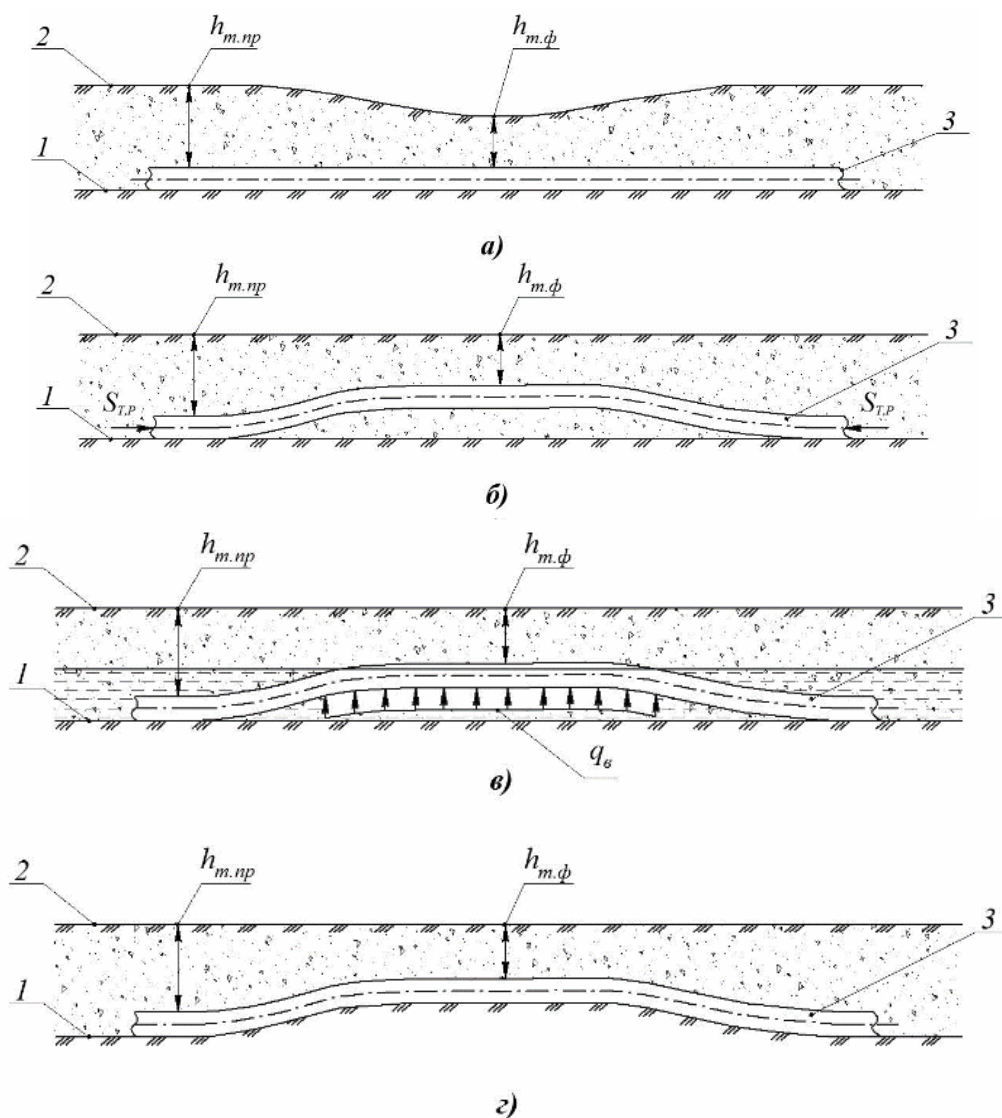
З метою забезпечення надійної роботи трубопроводу з піднятими ділянками, необхідно ці ділянки опустити на нормативну глибину. Тобто, виникає необхідність у проведенні робіт із підсаджування (заглиблення) трубопроводу на ділянках, де була виявлена невідповідність глибини його залягання проекту та відповідним нормам.

### **Огляд літературних джерел**

В існуючій технічній літературі, що стосується ремонту магістральних трубопроводів, зазвичай розглядаються проблеми підсаджування трубопроводів на переходах через водні перешкоди, де відбувається водяна ерозія ґрунту. При цьому капітальний ремонт методом підсаджування рекомендується проводити при розмивах і провисаннях берегової частини підводного переходу або на значній частині русла, які виникли в результаті змін гідрологічних умов, помилкового прогнозу переформувань русла або переміщення трубопроводу після укладання [4-7]. Проте, проблемам підсаджування лінійної частини в нормальних умовах експлуатації приділяється недостатня увага [8-11].

Ремонт ділянок лінійної частини магістрального трубопроводу з ненормативною глибиною залягання, які не відносяться до переходів через водні перешкоди та болота, проводиться наступними способами:

- 1) ремонт без підсаджування трубопроводу – підсіпання ґрунтом із закріпленням підсіпаного ґрунту;
- 2) ремонт із підсаджуванням – при одночасній заміні ізоляції;
- 3) ремонт із підсаджуванням, перекладанням в паралельну траншею;



1 – дно траншеї; 2 – поверхня ґрунту; 3 – трубопровід;  
 $h_{m,пр}$ ,  $h_{m,ф}$  – відповідно проектна (нормативна) та фактична глибина залягання трубопроводу;  
 $S_{T,P}$  – зусилля від температури і тиску;  $q_e$  – виштовхувальна сила водонасиченого ґрунту

**Рисунок 1 – Причини невідповідності глибини залягання трубопроводу проектній та нормативній глибині**

4) ремонт із підсаджуванням трубопроводу з використанням ґрунтових перемичок (опор);

5) ремонт із підсаджуванням із випорожненням трубопроводу.

Дані способи виконання ремонтних робіт на лінійній частині магістрального трубопроводу з ненормативною глибиною залягання детально описані в праці [10].

#### Постановка задачі

В працях [8-11] зазначено, що технологічні операції під час підсаджування трубопроводу виконуються в такій послідовності:

- уточнення положення трубопроводу;
- зняття родючого шару ґрунту, переміщення його в тимчасовий відвал, планування смуги траси в зоні руху ремонтних машин;

- розробка траншеї відповідно до схеми позначок, що забезпечують заглиблення трубопроводу відповідно до робочого проекту;

- перевірка технічного стану трубопроводу, контроль поперечних зварних стиків, посилення їх в разі потреби;

- підіймання і підтримування трубопроводу трубоукладачами;

- очищення трубопроводу від старого ізоляційного покриття;

- нанесення нового ізоляційного покриття;

- контроль якості ізоляційного покриття;

- переміщення і укладання трубопроводу в нову траншею;

- присипання і остаточне засипання траншеї;

- рекультивация родючого шару ґрунту.



Рисунок 2 – Пожежа на ділянці газопроводу “Новопсков – Краматорськ” 17.02.15 р.

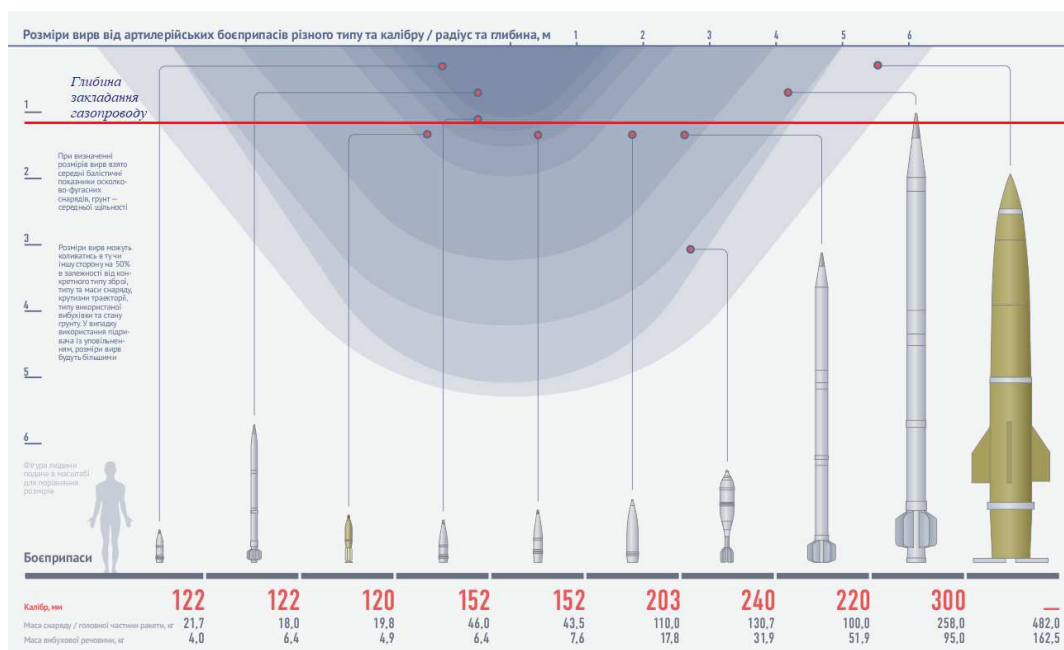


Рисунок 3 – Розміри вивр від артилерійських снарядів різного типу та калібру

Проте не наводиться (або наведено тільки для симетричних схем підіймання) математичні моделі напружено-деформованого стану трубопроводу під час ремонту, яке б дозволило встановити такі параметри ремонтних робіт, як: довжина ділянки, що ремонтується; допустимі відстані між трубоукладачами, машинами для ремонту ізоляційного покриття та координати їх розміщення; допустима глибина підсаджування. При цьому відомо, що саме дотримання цих параметрів є запорукою забезпечення надійності та безпеки проведення ремонтних робіт.

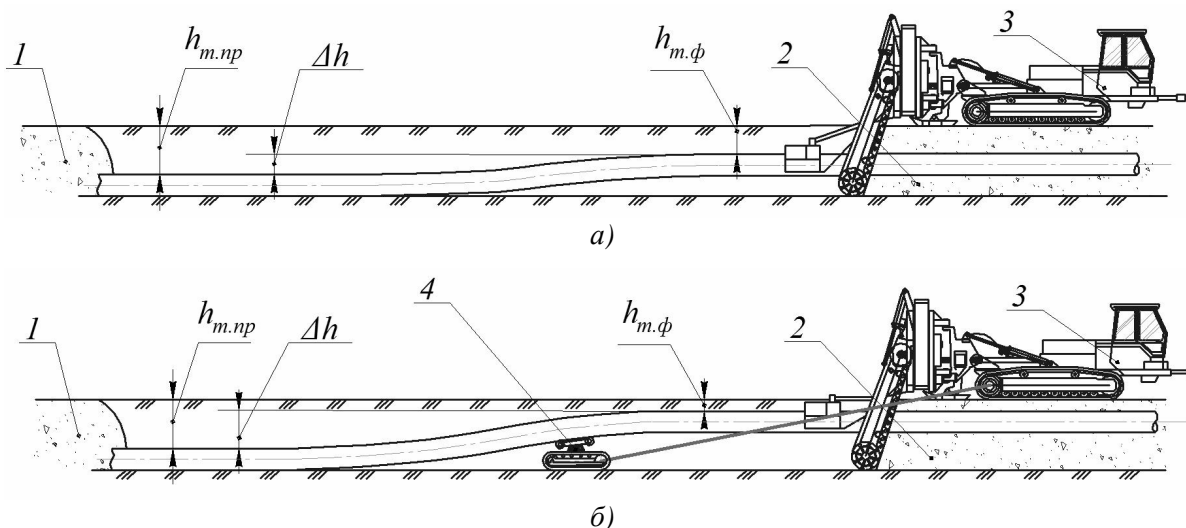
Отже, необхідність розробки уніфікованого способу підсаджування трубопроводів різного діаметру в нормальних умовах та методу оцінки напружено-деформованого стану трубопроводу є очевидною.

### Викладення основного матеріалу

Враховуючи причини невідповідності глибини залягання трубопроводу проектній та нормативній глибині та той факт, що не завжди такі ділянки магістрального трубопроводу потребують заміни ізоляції, нами запропоновано дещо інший перелік способів виконання ремонтних робіт, які не передбачають повного випорожнення трубопроводу:

1) якщо причиною недостатньої глибини залягання є ерозія ґрунту (рис. 1, а), то доцільним буде додаткове засипання трубопроводу привізним ґрунтом, оскільки так не порушуватиметься напружений стан трубопроводу;

2) якщо причиною випинання трубопроводу є зусилля, що виникають у ньому від температури та від внутрішнього тиску (можуть бути пов'язані з попереднім фактором) (рис. 1, б), то



1 – зона, в якій трубопровід перебуває в проектному положенні;  
 2 – зона, в якій проводиться розробка ґрунту та підкопування під трубопроводом;  
 3 – машина для розробки траншеї та підкопування під трубою;  
 4 – підтримуючий механізм;  $h_{m.np}$ ,  $h_{m.ф}$  – проектна (нормативна) та фактична глибина залягання трубопроводу відповідно;  $\Delta h$  – різниця проектної та фактичної глибини залягання трубопроводу

**Рисунок 4 – Схеми виконання робіт з підсаджування трубопроводу під власною вагою (а) та з підтримуванням (б)**

заглиблення можна проводити з підкопуванням під трубою та встановленням трубопроводу на проектну позначку під власною вагою, а при технологічному розрахунку необхідно врахувати попередній напружений стан;

3) якщо причиною спливання є вплив водонасиченого ґрунту (рис. 1, в), то заглиблення слід проводити з підкопуванням під трубою та встановленням трубопроводу на проектну позначку за допомогою привантажувачів, а під час розрахунку необхідно встановити їх необхідну кількість. Також можливий варіант підкопування під трубою з одночасним відкачуванням води з траншеї, що призведе до повільного опускання трубопроводу на проектну позначку;

4) якщо причиною недостатньої глибини залягання є “низька культура” будівельних робіт (рис. 1, г), тобто коли трубопровід під час спорудження укладався в траншею із різною глибиною на окремих ділянках, то заглиблення можна проводити з підкопуванням під трубою та встановленням трубопроводу на проектну позначку під власною вагою.

Отже, у трьох останніх випадках заглиблення можна проводити з підкопуванням під трубопроводом. Розглянемо четвертий спосіб виконання робіт, який може бути базовим і для двох інших випадків (крім першого). Схеми виконання робіт наведені на рисунку 4. Очевидно, що трубопровід, під час розробки траншеї

та підкопування під ним, може під власною вагою опускатися на нормативну глибину (рис. 4, а). Проте, залежно від  $\Delta h$  можливий випадок, коли міцність трубопроводу не буде забезпечена за такої схеми. Тож у цьому випадку необхідно підтримувати трубопровід за допомогою підтримуючого механізму, який рухається позаду підкопуючої машини і приводиться в рух методом буксирування (рис. 4, б). В якості підтримуючої машини може бути використано один чи декілька трубоукладачів.

Спочатку змодельємо напружено-деформований стан трубопроводу для схеми на рисунку 4, а. При цьому, необхідно перевіряти міцність трубопроводу з урахуванням тиску та температури перекачуваного продукту.

Розрахункова схема напруженого стану трубопроводу зображена на рисунку 5.

За цією схемою попередньо необхідно встановити відстань розкритої ділянки  $l$ , на якій трубопровід під дією власної ваги почне опускатися на проектну позначку, тобто почне укладатися на дно траншеї [7, 12-14]

$$l = \sqrt[4]{\frac{72EI\Delta h}{q_{mp}}}, \quad (1)$$

де  $E$  – модуль Юнга;

$I$  – момент інерції трубопроводу;

$q_{mp}$  – розподілене розрахункове навантаження від власної ваги металу труби, ваги транспортованого продукту та ваги ізоляції.

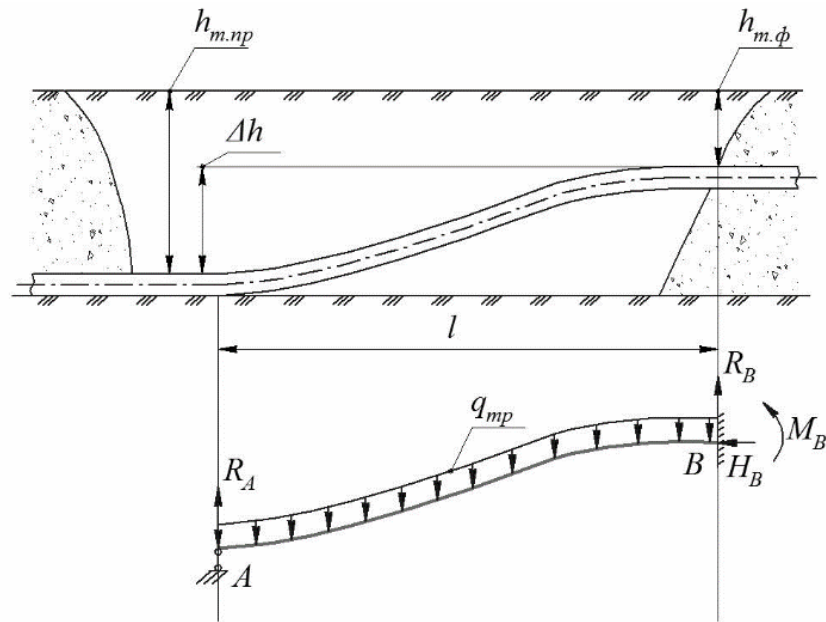


Рисунок 5 – Розрахункова схема укладання трубопроводу на проєктну позначку

Тепер можна записати рівняння для визначення поперечних сил, моментів та прогинів в кожному перерізі трубопроводу

$$Q(x) = R_A - q_{мп}x, \quad (2)$$

$$M(x) = R_A \cdot x - \frac{q_{мп}x^2}{2}, \quad (3)$$

$$\theta(x) = \frac{R_A x^2}{2EI} - \frac{q_{мп}x^3}{6EI}, \quad (4)$$

$$y(x) = -\Delta h + \frac{R_A x^3}{6EI} - \frac{q_{мп}x^4}{24EI}. \quad (5)$$

Після визначення реакції  $R_A = q_{мп}l/3$  із застосуванням рівняння (2–5), будуються епюри відповідно поперечних сил, моментів, кутів повороту площин та переміщень. Далі, аналізуючи епюри моментів і поперечних сил на рисунку, визначається максимальний момент та максимальне значення реакції опори, відповідно  $M_{\max}$  і  $R_{\max}$  та перевіряється виконання умови міцності [1, 13]

$$\frac{M_{\max}}{W} \leq \psi_4 R_2 - |\sigma_{нов(t,P)}|. \quad (6)$$

Очевидно, що в деяких випадках можливе невиконання умови (6). Тоді розглянемо схему, де застосовується підтримуюча машина, як це показано на рисунку 4, б, причому, трубопровід піднятий на певну висоту, не більшу за  $\Delta h$ . Розрахункова схема трубопроводу зображена на рисунку 6.

Для розрахунку напружено-деформованого стану трубопроводу за наведеною схемою необхідно задаватись такими параметрами, як:

- значення відстані розміщення підтримуючої машини від точки B, причому  $b < l$  ( $l$  – довжина трубопроводу визначена з рівняння (1));

- значення висоти підіймання трубопроводу над дном траншеї  $h_p = h(a) + h_{нід}$ , причому  $h_p < \Delta h$  ( $h(a)$  – висота розміщення трубопроводу над дном траншеї на відстані  $a = l - b$ ,  $h(a) = \Delta h - y(a)$  ( $y(a)$  – прогин трубопроводу визначений за рівнянням (5)),  $h_{нід}$  – висота припіднімання трубопроводу.

Слід відмітити, що  $y_p(a) = y(a) + h_{нід}$ .

Далі необхідно встановити такі параметри  $b$  і  $h_p$ , при яких згинаючі моменти в трубопроводі будуть допустимими. Допустиме значення моменту можна визначити з умови (6)

$$M_{доп} \leq (\psi_4 R_2 - |\sigma_{нов(t,P)}|) \cdot W. \quad (7)$$

Запишемо рівняння прогинів і кутів повороту пружної лінії балки, враховуючи зусилля підйому  $P$  [15]

$$\begin{cases} y(x) = y_0 + \theta_0 x + \frac{R_A x^3}{6EI} - \frac{q_{мп} x^4}{24EI} + \frac{P(x - a_p)^3}{6EI}, \\ \theta(x) = \theta_0 + \frac{R_A x^2}{2EI} - \frac{q_{мп} x^3}{6EI} + \frac{P(x - a_p)^2}{2EI}, \end{cases} \quad (8)$$

де  $y_0 = -\Delta h$ ;  $\theta_0 = 0$  – геометричні початкові параметри.

Відомо, що  $y(a_p) = y_p(a)$ ;  $y(L_p) = 0$ ;  $\theta(L_p) = 0$ . Тоді з системи (8) матимемо систему з трьох рівнянь

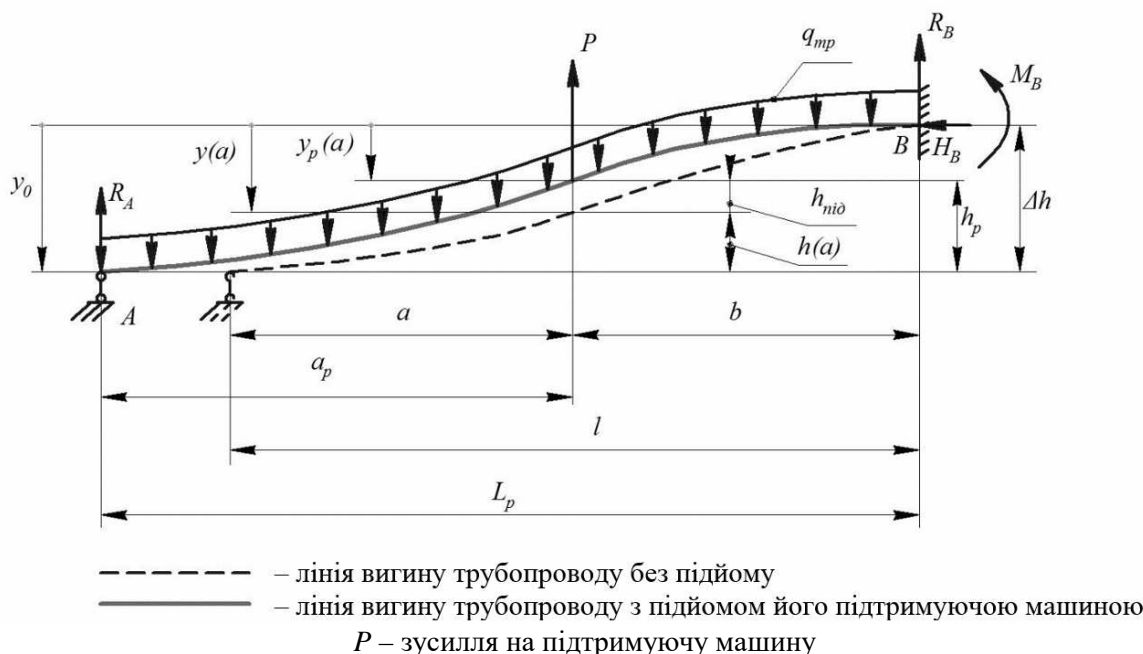


Рисунок 6 – Розрахункова схема трубопроводу при заглибленні його із використанням підтримуючого механізму

$$\begin{cases} y_p(a) = -\Delta h + \frac{R_A a_p^3}{6EI} - \frac{q_{mp} a_p^4}{24EI}, \\ 0 = -\Delta h + \frac{R_A L_p^3}{6EI} - \frac{q_{mp} L_p^4}{24EI} + \frac{P b^3}{6EI}, \\ 0 = \frac{R_A L_p^2}{2EI} - \frac{q_{mp} L_p^3}{6EI} + \frac{P b^2}{2EI}. \end{cases} \quad (9)$$

З третього рівняння системи (9) маємо

$$P = -\frac{R_A L_p^2}{b^2} + \frac{q_{mp} L_p^3}{3b^2}, \quad (10)$$

Підставивши рівняння (10) в друге рівняння системи (9), отримаємо

$$R_A = \frac{6EI \Delta h + \frac{q_{mp} L_p^3}{3} \left( \frac{3}{4} L_p - b \right)}{L_p^2 (L_p - b)}. \quad (11)$$

Враховуючи, що  $L_p = a_p + b$ , (11) матиме вигляд

$$R_A = \frac{6EI \Delta h}{a_p (a_p + b)^2} + \frac{q_{mp} \left( \frac{3}{4} a_p^2 + \frac{1}{2} a_p b - \frac{1}{4} b^2 \right)}{3 a_p}. \quad (12)$$

Нехай  $y_p(a) = -k \Delta h$ , де  $0 < k < \frac{y(a)}{y(0)}$ , тоді,

підставивши рівняння (12) в перше рівняння системи (9), отримаємо

$$72EI \Delta h = \frac{q_{mp} a_p^2 b (2a_p - b) (a_p + b)^2}{(1-k)(a_p + b)^2 - a_p^2}. \quad (13)$$

Величину  $a_p$  з рівняння (13) можна визначити графоаналітичним методом.

Тепер можна записати рівняння для визначення поперечних сил, згинальних моментів, кутів поворотів та переміщень в кожному перерізі трубопроводу

$$Q(x) = R_A - q_{mp} x + P; \quad (14)$$

$$M(x) = R_A x - \frac{q_{mp} x^2}{2} + P x; \quad (15)$$

$$\theta(x) = \frac{R_A x^2}{2EI} - \frac{q_{mp} x^3}{6EI} + \frac{P x^2}{2EI}, \quad (16)$$

$$y(x) = -\Delta h + \frac{R_A x^3}{6EI} - \frac{q_{mp} x^4}{24EI} + \frac{P x^3}{6EI}. \quad (17)$$

Використовуючи рівняння (14–17), будуються епюри, відповідно, поперечних сил, моментів, кутів поворотів та переміщень.

Далі, аналізуючи епюри моментів і поперечних сил на рисунку, визначаємо максимальний згинальний момент та максимальне значення реакції опори, відповідно,  $M_{\max}$  і  $R_{\max}$ . Проте тепер достатньо щоб виконувалась умова

$$M_{\max} \leq M_{\text{дон}}. \quad (18)$$

Апробацію приведеної моделі можна провести за наступним алгоритмом:

1) розрахунок основних параметрів трубопроводів (площа поперечного перерізу, момент інерції, момент опору поперечного перерізу) та навантаження від власної ваги та інших впливів (ваги продукту та ізоляції);

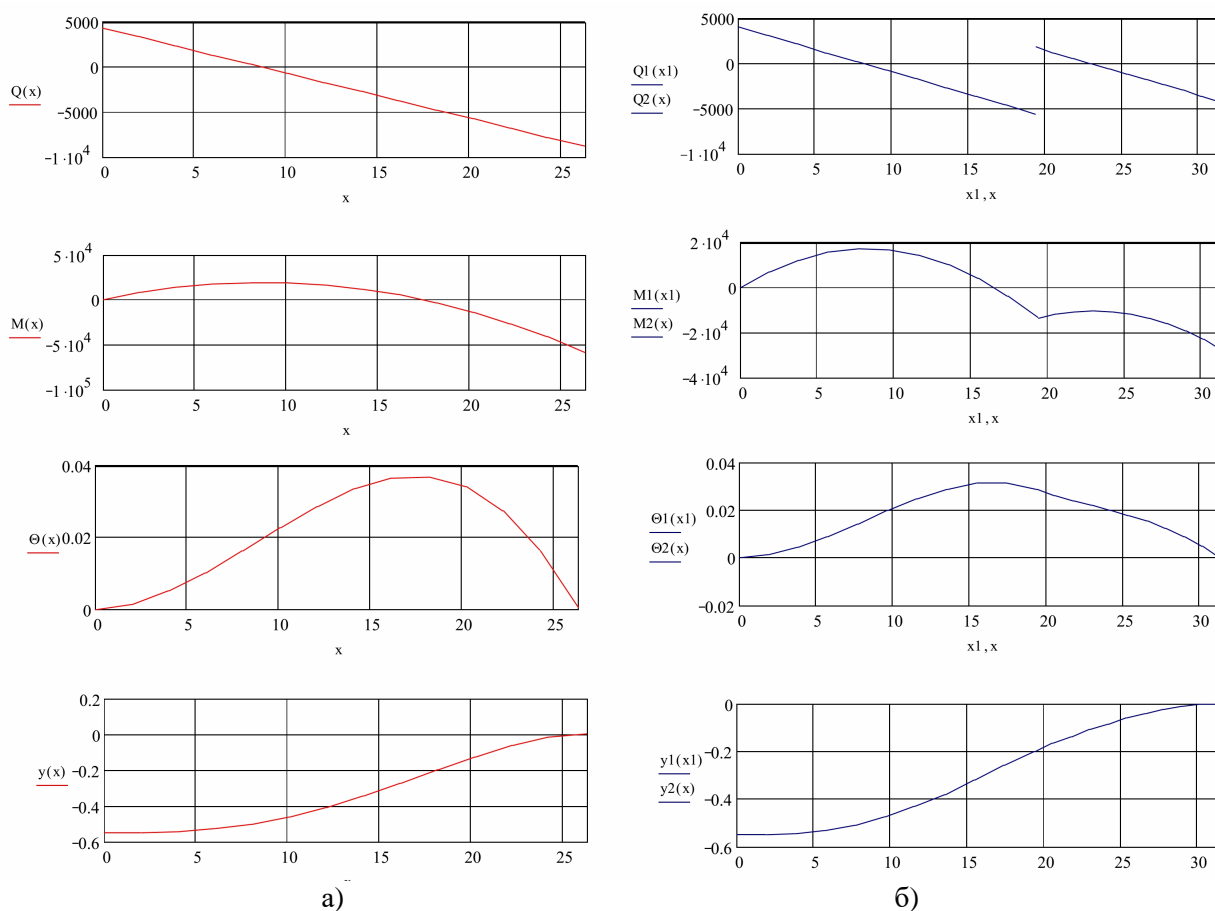


Рисунок 7 – Епюри поперечних сил, моментів, кутів поворотів та переміщень для схеми виконання робіт без підтримування (а) та з підтримуванням (б)

2) визначення максимального зміщення трубопроводу від проєктної позначки  $\Delta h$ ;

3) визначення довжини розкритої ділянки, на якій трубопровід опускається на дно траншеї під власною вагою  $l$  за формулою (1) та реакції  $R_A$ ;

4) розрахунок поперечних сил, згинальних моментів, кутів поворотів та переміщень відповідно за формулами (2), (3), (4) і (5) та побудова епюр.

5) перевірка умови міцності за нерівністю (6) або (7). Якщо умова виконується, то розрахунок завершено. У випадку невиконання умови приймається рішення про необхідність виконання робіт з підсаджування із використанням підтримуючої машини.

6) методом послідовних наближень визначають  $b$  і  $h_p$ , за яких умова (7) виконується. Величина  $a_p$  визначається з рівняння (13) графоаналітичним методом;

7) визначення реакції  $R_A$  та зусилля на підтримуючій машині  $P$ , відповідно, з рівнянь (11) та (10);

8) з рівнянь (14), (15), (16) і (17) визначаються поперечні сили, згинальні моменти, кути

поворотів та переміщень в кожному перерізі трубопроводу і будуються відповідні епюри;

9) перевірка умови міцності за нерівністю (7).

### Результати розрахунку

Проведемо розрахунок для уявного газопроводу з такими технічними параметрами:

- діаметр і товщина стінки газопроводу –  $D_3 \times \delta_n = 219 \times 8$  мм; матеріал – сталь 20; робочий тиск –  $75,0$  кгс/см<sup>2</sup> (7357500 Па); тиск при виконанні заглиблення –  $15$  кгс/см<sup>2</sup> (1471500 Па);

- проєктна глибина закладання трубопроводу  $h_{m,np} = 0,8$  м;

- фактична глибина залягання газопроводу  $h_{m,\phi} = (0,35; 0,4; 0,55; 0,65; 0,25; 0,6)$  м.;

- механічні властивості сталі трубопроводу:  $\sigma_T = 437$  МПа,  $\sigma_{пл} = 295$  МПа.

Розрахунок можна виконати в середовищі *Mathcad*. На рисунку 7 наведено епюри для двох варіантів підсаджування при найгіршому, з точки зору забезпечення міцності, випадку, коли  $h_{m,\phi} = 0,25$  м. Враховуючи, що допустимий момент  $M_{дон} = 44071$  Н·м, то з епюри моментів (рис. 7, а) видно що умова міцності не викону-



Таблиця 1 – Рекомендаційні параметри виконання робіт з підсаджування

№ ділянки	$h_{mf}$ , м	$h_{mnp}$ , м	$\Delta h$ , м	Схема виконання робіт	$b$ , м	$h_p$ , м	Довжина ділянки, м	$P$ , кН	$ M_{max} $ , кН·м	$M_{oon}$ , кН·м
1	0,35	0,8	0,45	№2	7÷20	0,35	26,9÷41,2	5,5÷12,3	31,7÷28	44,07
2	0,4	0,8	0,4	№2	7÷20	0,3	25,8÷40,4	4,4÷11,8	33,5÷25,8	44,07
3	0,55	0,8	0,25	№1	-	-	21,63	-	39,05	44,07
4	0,65	0,8	0,15	№1	-	-	19,04	-	30,24	44,07
5	0,25	0,8	0,55	№2	7÷20	0,45	28,6÷42,6	7,6÷13	28,6÷31,9	44,07
6	0,6	0,8	0,2	№1	-	-	20,5	-	34,92	44,07

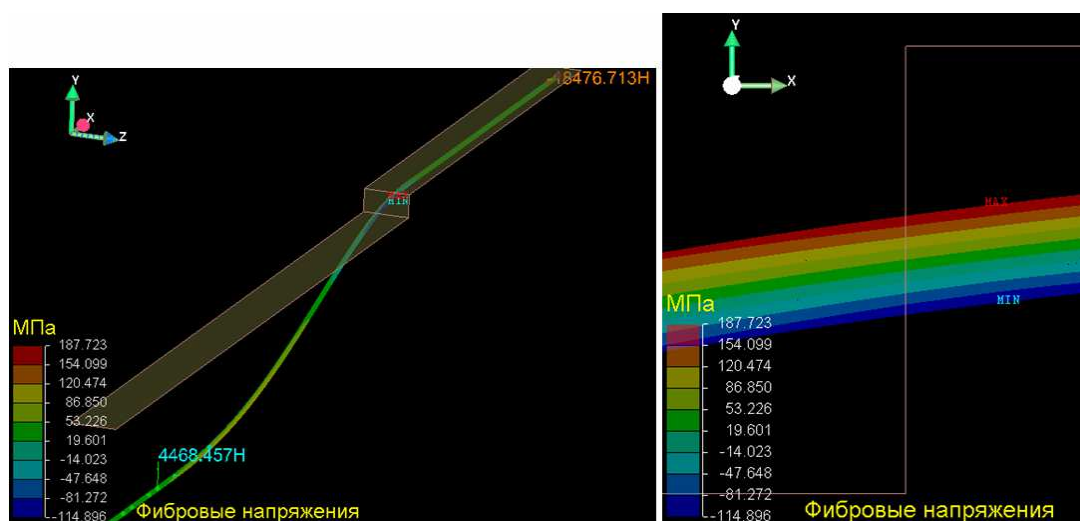


Рисунок 8 – Розрахунок напружень на ділянці трубопроводу, що підсаджується та защемлена одним кінцем у ґрунті

ється для схеми без підтримуючого механізму ( $M_{max}=-51913$  Н·м), а для схеми з підтриманням – виконується ( $M_{max}=-27581$  Н·м) (рис. 7, б).

Результат розрахунку зведемо в таблицю 1 у вигляді рекомендаційних параметрів виконання робіт з підсаджування. В таблиці: №1 – схема виконання робіт без підтримування; №2 – схема виконання робіт з підтримуванням.

Слід відмітити, що результат розрахунку для схеми виконання робіт без підтримування було підтверджено за допомогою програми *Ciripe* методом кінцевих різниць. Відповідно до розрахунку в *Mathcad* максимальні напруження в газопроводі склали

$\sigma_{max}=|M_{max}|/W=-51913/2,69 \cdot 10^{-4}=192 \cdot 10^6$  Па, що відповідає різниці в 2,4% від максимальних напружень, визначених в програмі *Ciripe* (рисунок 8).

### Висновки

- встановлено, що до початку виконання робіт з підсаджування трубопроводу необхідно, обов'язково визначити причини втрати стійкості, і тільки після цього вибирати схему виконання робіт;
- розроблено математичні моделі для розрахунку напружено-деформованого стану та міцності трубопроводу під час його підсаджування без підтримування та з використанням підтримуючого механізму;
- апробовані дані моделі на уявному газопроводі DN 200;
- перевірено створену модель із використанням програми *Ciripe* і перевірка дала позитивний результат;
- надано рекомендації щодо заглиблення трубопроводу DN 200.

Література

1. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы [Текст]: нормативно-технический материал. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. 52 с.
2. Строительные нормы и правила: СНиП Ш-42-80\* Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы [Текст] : нормативно-технический материал. М.: Стройиздат, 1985. 80 с.
3. Gregory C. Sarvanisa, Spyros A. Karamanos Analytical model for the strain analysis of continuous buried pipelines in geohazard areas. *Engineering Structures*. Vol. 152, 1 December 2017, P. 57-69.
4. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С. Техническая эксплуатация подводных переходов трубопроводов / Под общ. ред. А. Г. Гумерова. М.: Недра, 2003. 299 с.
5. Филатов А.А., Никоненко А.Д., Велиюлин И.И., Поляков В.А., Александров Д.В., Велиюлин Э.И. Формирование напряженно-деформированного состояния трубопровода подводного перехода МГ на этапах ремонта методом "подсадки". *Газовая промышленность*. 2015. Т. 2 (724). С. 6-9.
6. Инструкция по технологическому процессу капитального ремонта подводных нефтепроводов методом подсадки на грунтах I-III категории с использованием существующих технических средств : РД 39-0147103-358-89. Уфа : ВНИИСПТнефть, 1991.
7. Технология ремонта трубопроводов в местах недостаточной глубины залегания. Методика расчета технологических параметров заглубления трубопроводов : РД-75.200.00-KTN-015-09. М. : ОАО «ВНИИСТ», 2009.
8. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов: РД 39-00147105-015-98. Уфа : ИПТЭР, 1998.
9. Спириденко Л. М., Киселев Д. А., Гриневич А. А. Анализ способов восстановления нормативной глубины залегания магистральных трубопроводов. *Вестник Полоцкого государственного университета. Серия F, Строительство. Прикладные науки*. 2016. № 8. С.114
10. Инструкция на технологический процесс капитального ремонта нефтепроводов с заменой изоляционного покрытия и одновременным заглублением путем переукладки в новую траншею. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.
11. Запужляк В. Б., Мельниченко Ю. Г., Кузь А. Р. Проблемы опускания действующего трубопровода на проектную отметку при ремонте. *Материалы XI международной учебно-*

научно-практической конференции "Трубопроводный транспорт - 2016". Уфа. 2016. С. 244.

12. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учебное пособие / Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков [и др.]. Санкт-Петербург: Недра, 2006. 824 с. ISBN 5-94920-038-1.
13. Сооружение и ремонт газонефтепроводов: учебник для вузов / [В. Л. Березин, Н. В. Бобрицкий, П.П. Бородавкин и др.]. М. : Недра, 1972. 352 с.
14. Писаренко Г. С., Квітка О. Л., Уманський Е. С. Опір матеріалів: підручник / за ред. Г. С. Писаренка. К. : Вища школа, 2004. 655 с.

References

1. Stroitelnyie normyi i pravila: SNiP 2.05.06-85 Magistralnyie truboprovodyi: normativno-tehnicheskii material. M.: TsITP Gosstroya SSSR, 1988. 52 p. [in Russian]
2. Stroitelnyie normyi i pravila: SNiP Sh-42-80\* Pravila proizvodstva i priemki rabot. Magistralnyie truboprovodyi : normativno-tehnicheskii material. M.: Stroyizdat, 1985. 80 p. [in Russian]
3. Gregory C. Sarvanisa, Spyros A. Karamanos Analytical model for the strain analysis of continuous buried pipelines in geohazard areas. *Engineering Structures*. Vol. 152, 1 December 2017, P. 57-69.
4. Gumerov A. G., Azmetov H. A., Gumerov R. S Tehnicheskaya ekspluatatsiya podvodnyih perehodov truboprovodov / Pod obsch. red. A. G. Gumerova. M.: Nedra, 2003. 299 p. [in Russian]
5. Filatov A.A., Nikonenko A.D., Veliyulin I.I., Polyakov V.A., Aleksandrov D.V., Veliyulin E.I. Formirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya truboprovoda podvodnogo perehoda MG na etapah remonta metodom "podsadki". *Gazovaya promyshlennost*. 2015. T. 2 (724). P. 6-9. [in Russian]
6. Instruktsiya po tehnologicheskomu protsessu kapitalnogo remonta podvodnyih nefteprovodov metodom podsadki na gruntah I-III kategorii s ispolzovaniem suschestvuyuschih tehniceskikh sredstv : RD 39-0147103-358-89. Ufa : VNIISPTneft, 1991. [in Russian]
7. Tehnologiya remonta truboprovodov v mestah nedostatochnoy glubiny zaleganiya. Metodika rascheta tehnologicheskikh parametrov zaglublaniya truboprovodov: RD-75.200.00-KTN-015-09. M.: ОАО «VNIIST», 2009. [in Russian]

8. Pravila kapitalnogo remonta magistralnyih nefteprovodov: RD 39-00147105-015-98. Ufa : IPTER, 1998. [in Russian]
9. Spiridenok L. M., Kiselev D. A., Grinevich A. A. Analiz sposobov vosstanovleniya normativnoy glubiny zaleganiya magistralnyih truboprovodov. *Vestnik Polotskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya F, Stroitelstvo. Prikladnyie nauki*. 2016. No 8. P. 114 [in Russian]
10. Instruktsiya na tehnologicheskiiy protsess kapitalnogo remonta nefteprovodov s zamenoy izolyatsionnogo pokryitiya i odnovremennym zaglubleniem putem pereukladki v novuyu transheyu. Ufa: VNIISPTneft, 1989. [in Russian]
11. Zapuhlyak V. B., Melnichenko Yu. G., Kuz A. R.. Problemyi opuskaniya deystvuyuschego truboprovoda na proektnuyu otmetku pri remonte: *Materialy XI mezhdunarodnoy uchebno-nauchno-prakticheskoy konferentsii "Truboprovodnyiy transport – 2016"*. Ufa. 2016. P. 244. [in Russian]
12. Tipovyye raschetyi pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov: Uchebnoe posobie / L. I. Byikov, F. M. Mustafin, S. K. Rafikov [i dr.]. Sankt-Peterburg: Nedra, 2006. 824 p. [in Russian]
13. Sooruzhenie i remont gazonefteprovodov: uchebnik dlya vuzov / [V. L. Berezin, N. V. Bobritskiy, P.P. Borodavkin i dr.]. M. : Nedra, 1972. 352 p. [in Russian]
14. Pysarenko H. S., Kvitka O. L., Umanskyi E. S. Opir materialiv: pidruchnyk / Za red. H. S. Pysarenka. K. : Vyshcha shkola, 2004. 655 p. [in Ukrainian]