

УДК 621.643:620.17

ТЕХНОЛОГІЯ РЕМОНТУ ОПОРНИХ ВУЗЛІВ НАДЗЕМНИХ ДІЛЯНОК ТРУБОПРОВОДІВ ВЕЛИКОГО ДІАМЕТРУ

Ю.В. Банахевич¹, А.В. Драгілев², А.О. Кичма³

1 – ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», 2 – ПП «Інжинірингові технології»,

3 – Національний університет «Львівська політехніка», ТзОВ НВП «Інтегратор»

Запропонована технологія ремонту опорних вузлів надземних ділянок тривалої експлуатації газопроводів великого діаметру без припинення транспортування газу з використанням мобільних підіймальних пристроїв, яка включає математичне і приладове забезпечення для її реалізації. Розроблена конструкція мобільного підіймального пристрою, в якому елементами, що створюють підіймальну силу, є гідроциліндри. Запропонований підхід дозволяє визначити напружено-деформований стан трубопроводу на ділянках його опорних вузлів за різних експлуатаційних режимів та у процесі проведення ремонтних робіт. Наведений приклад проведення ремонту опорних вузлів надземного переходу магістрального газопроводу Ду 1220 мм.

Ключові слова: транспортування газу, рухома опора, підіймальний пристрій, гідроциліндр, дефекти, надійність, поліуретанове покриття.

Предложенная технология ремонта опорных узлов надземных участков длительной эксплуатации газопроводов большого диаметра без прекращения транспортировки газа с использованием мобильных подъемных устройств, которая включает математическое и приборное обеспечение для ее реализации. Разработанная конструкция мобильного подъемного устройства, в котором элементами, создающими подъемную силу, являются гидроцилиндры. Предложенный подход позволяет определить напряженно-деформированное состояние трубопровода на участках его опорных узлов различных эксплуатационных режимов и в процессе проведения ремонтных работ. Приведенный пример проведения ремонта опорных узлов надземного перехода магистрального газопровода Ду 1220 мм.

Ключевые слова: транспортирование газа, подвижная опора, подъемное приспособление, гидроцилиндр, дефект, надежность, полиуретановое покрытие.

There is proposed the repair technology of support units of overground areas of long operation pipelines of large diameter without gas transportation stopping using the mobile lifting devices. It includes the mathematical and instrumentation software for its implementation. There is designed the mobile lifting device in which hydraulic cylinders create the lift force. The proposed approach allows to determine strained deformed condition of pipeline on support points at various operating conditions and in the repair process. There is shown the example of support units repairing of overground section of main gas pipeline with diameter 1220mm.

Key words: transportation of gas, hinged support, lifting device, hydrocylinder, defect, reliable, coating.

Вступ. Магістральні трубопроводи (МТ) належать до об'єктів підвищеного ризику. Оскільки з кожним роком трубопровідна система старіє, в ній відбуваються кількісні та якісні зміни як з погляду наростання проблем з її надійності, так і ефективності експлуатації трубопроводів. Трапляються й аварійні ситуації, які можуть призвести до великих матеріальних затрат та забруднення довкілля.

Відомо, що у місцях контакту трубопроводів з опорними конструкціями відбуваються корозійні процеси металевої поверхні труб, які спричиняють їхнє поступове руйнування. Це явище характерне як для лінійної частини МТ,

так і для технологічних трубопроводів насосних та компресорних станцій, де в однаковій мірі є велика кількість опорних вузлів. У процесі експлуатації трубопроводів на його окремих ділянках, що пролягають через пойми річок та заболочені місця, можуть проходити інтенсивні корозійні процеси і з'являтися локальні дефекти, в тому числі під хомути опорних вузлів. Тому для трубопроводів тривалої експлуатації необхідно періодично контролювати технічний стан і при необхідності проводити ремонтно-відновлювальні роботи опорних вузлів балкових переходів.

Проблеми ремонту опорних вузлів

магістральних газопроводів (МГ) тривалої експлуатації без припинення транспортування газу на надземних переходах через водні перешкоди чи заболочені ділянки вимагають додаткових теоретичних і експериментальних досліджень. Як показує практика експлуатації, на важкодоступних ділянках надземних переходів трубопроводів через відсутність мобільних підймальних пристроїв такі роботи переважно не проводились. Вантажопідймальна техніка не може переміститися до опори балкового переходу, що знаходиться у важкодоступних місцях, наприклад, безпосередньо у руслі ріки чи на заболочених ділянках без коштовних підготовчих робіт з облаштування під'їзних шляхів і монтажних майданчиків.

Аналіз відомих досліджень і публікацій.

Відомий спосіб ремонту ділянок газопроводів, розташованих на колонах балкових переходів, у якому підняття ділянки трубопроводу відносно сідловини опори здійснюється за допомогою підймального пристрою, що складається з гвинтової пари і двох клинових пластин [1, 2]. Вище описаний спосіб не завжди можливо застосовувати, так як підймальний пристрій встановлюють безпосередньо на бетонну опору балкового переходу строго під трубопроводом, що неможливо здійснити у випадку вузьких залізобетонних ростверків.

Відомі також конструкції підймальних пристроїв [3, 4], що оснащені пневмоподушками фірми "Vetter", що встановлюють на додаткові переносні опорні площадки, які за допомогою спеціальних кронштейнів кріпляться на залізобетонному ростверку. Підняття трубопроводу на необхідну висоту здійснюється за рахунок наповнення пневмоподушок стиснутим повітрям.

Такі підймальні мобільні пристрої із пневмоподушками мають вантажність до 400 кН і можуть використовуватись під час ремонту опорних вузлів трубопроводів з зовнішнім діаметром до 1020 мм.

Особливістю піднімання трубопроводів великого діаметра над опорною плитою є значні зусилля, що виникають при цьому. Причин декілька. Перша – значна маса двох суміжних прогонів трубопроводу біля 250 - 300 кН. Друга причина - висока жорсткість трубопроводів великого діаметра. Сили жорсткості проявляються як при підніманні (згині) трубопроводу, так і при його відхиленні від горизонтального положення в процесі будівництва та експлуатації. Трапляються випадки, коли різниця вертикальних відміток

сусідніх опор становить 250 – 300 мм, що суттєво розвантажує занижену опору та відповідно навантажує завищену опору. Враховуючи це, необхідна проектна вантажність мобільного підймального пристрою для ремонту опорних вузлів трубопроводів великого діаметру (1220 мм та 1420 мм) становить 500 – 700 кН. Тому виникла необхідність розробити конструкцію мобільного пристрою і технологію ремонту опорних вузлів, включаючи математичне і приладове забезпечення для її реалізації.

Виклад основного матеріалу. Один з можливих варіантів такого мобільного підймального пристрою схематично представлений на рис. 1. Конструктивно рухома опора складається із залізобетонного ростверку 1, на якому закріплено металеву опорну плиту 2, по якій може переміщатися каретка з опорними котками 3. Зверху на котки встановлено сідловину 4, до якої з допомогою верхніх 5 і нижніх 6 півхомутів через ізолюючі прокладки закріплено трубопровід 7. Мобільний підймальний пристрій складається із двох гідроциліндрів 8, гнучкого елемента з роликками (тягового ланцюга) 9 і металевої підкладки 10. Такий підймальний пристрій призначений для піднімання, переміщення і центрування трубопроводів в умовах, коли неможливо або недоцільно використовувати автокрани чи трубоукладачі. Основні технічні характеристики запропонованого пристрою: максимальна вантажопідймальність – 700 кН; швидкість піднімання трубопроводу – 0,2 м/хв.; максимальна висота піднімання трубопроводу – 0,15 м.

Піднімання трубопроводу здійснюють таким чином. Спочатку на опорі балкового переходу роз'єднують кріпильні півхомути 5 та 6. Під верхні півхомути 5 підставляють каретки з роликками і монтують верхні півхомути 5 за допомогою болтів більшої довжини. Симетрично, щодо осі трубопроводу 7 встановлюють гідроциліндри 8, після чого подають під тиском робочу рідину в гідроциліндри. Внаслідок цього трубопровід 7 разом з сідловиною опори 4 піднімається на обґрунтовану розрахунком безпечну висоту. За допомогою дерев'яних брусків фіксують піднятий трубопровід в даному положенні. Після чого переміщують сідловину опори 4 разом з верхніми і нижніми півхомутами вздовж осі труби на необхідну величину. Демонтують ізолюючі прокладки, що забезпечує доступ до поверхні трубопроводу 7, яка раніше була закрита нижніми півхомутами 6 і ізолюючими прокладками.

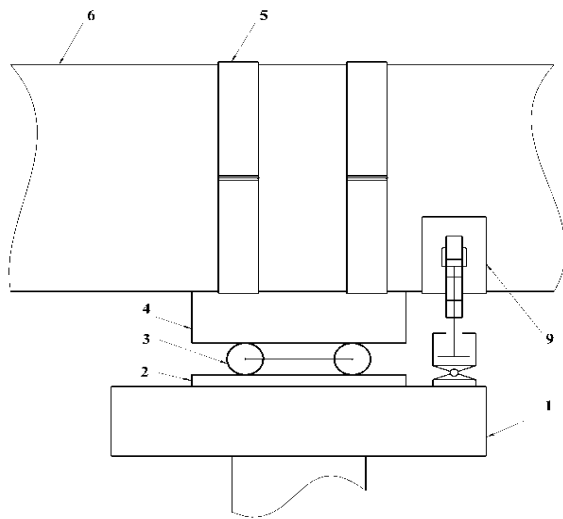


Рисунок 1 – Конструктивна схема рухомої опори з мобільним підймальним пристроєм

Зусилля піднімання визначається шляхом вимірювання тиску рідини в гідроциліндрах манометром та обчислюється за відповідною формулою. Висота піднімання трубопроводу контролюється за допомогою приспособлення контролю висоти переміщення трубопроводів.

Однак, враховуючи велику відповідальність щодо прийняття рішення розглянутої задачі, необхідно забезпечити адекватність розрахункової моделі реальному фізичному процесу, що дозволить отримати необхідну точність результатів. Тому велика увага приділяється процесу підготовки вхідних величин моделі, а саме: визначення реального планово-висотного положення трубопроводу і його опор; тиск газу у трубопроводі; залишкова товщина стінок труби; можлива зміна механічних характеристик металу труби; вологість ґрунту і зміна його коефіцієнту податливості; температура газу та навколишнього середовища в процесі проведення ремонтних робіт та температура, при якій здійснювався замикаючий кільцевий зварний шов під час будівництва; величини напружено-деформованого стану визначені експериментальним шляхом та інше.

На основі реального планово-висотного положення розглянутого МГ проводяться розрахунки напружено-деформованого стану (НДС) тіла труби на різних ділянках переходу. Розрахунки напружено-деформованого стану трубопроводу проводимо методом скінченних елементів з використанням програмного продукту SolidWorks [5]. Для цього модель трубопроводу будувалася в середовищі SolidWorks Simulation.

Статистика стрес-корозійних руйнувань трубопроводів показує, що найбільш часто вони відбуваються в газопроводах великого діаметру (Ду 1200-1400 мм). Як правило, осередок руйнування газопроводу знаходиться поблизу поздовжнього шва труби. Тріщина розвивається на високов'язких ділянках основного металу тіла труби чи металу зони термічного впливу зварного з'єднання. Сукупність таких чинників зумовлює необхідність проведення широкого комплексу експертних досліджень з метою запобігання руйнуванням, локалізації джерела можливого руйнування під час проведення ремонтних робіт.

У зв'язку з цим пропонуємо використовувати наступне математичне і приладове забезпечення під час проведення ремонтних робіт опорних вузлів надземних ділянок тривалої експлуатації трубопроводів великого діаметру. При цьому дотримуємось наступної послідовності виконання робіт (як приклад).

Визначаємо просторове положення надземного балкового переходу магістрального газопроводу Ду 1220 мм. Геодезична база була встановлена на березі річки поблизу виходу трубопроводу з ґрунту. Мішень переміщала з правого берега по трубопроводу проти руху газу. Результати вимірювань показали, що на переході має місце значне зміщення трубопроводу відносно опорних вузлів та суттєва його деформація у вертикальній площині.

Напружено-деформований стан переходу за експлуатаційних умов проводимо при значеннях тиску $p=5,5$ МПа, перепаду температури $\Delta t=20^\circ\text{C}$ та дії сил гравітації. Розрахункові сумарні реакції опор надземної ділянки газопроводу від ваги труби, тиску газу і температурних деформацій зображені на рис. 2.

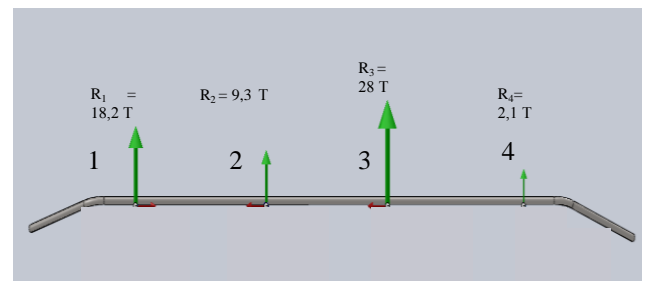


Рисунок 2 – Сумарні реакції опор надземної ділянки газопроводу від ваги труби, тиску газу і температурних деформацій

Проводимо також визначення НДС ділянки трубопроводу під час піднімання його на висоту

(20 – 30) мм за умов пониженого тиску, використовуючи програмний комплекс SolidWorks. Значення пониженого тиску газу під час ремонтних робіт опорних вузлів ділянок трубопроводів вибирали з умови, що сумарні еквівалентні напруження повинні бути на 15 % менші від сумарних еквівалентних напружень, що виникали в МГ під час його експлуатації за останні десять діб. Порівняння значень вертикальних реакцій на опорах отриманих розрахунковим методом і значень визначених на основі тиску в гідроциліндрах дозволило вибрати оптимальне значення вузлів і скінченних елементів математичної моделі в середовищі SolidWorks, що дозволило забезпечувати необхідну точність розрахунку.

Крім цього у процесі проведення ремонтних робіт опорних вузлів проводять безперервний моніторинг зміни НДС ділянки трубопроводу безпосередньо, який піднімається на максимальну висоту за допомогою приладу MESTR-411. Тарування приладу MESTR-411 проводимо на прямолінійній ділянці цього ж газопроводу за різних значень тиску транспортуючого продукту.

Оцінку залишкової міцності ділянок МГ з виявленими тріщиноподібними дефектами проводимо за алгоритмом, який складений на основі критерію статичної міцності, що базується на двокритеріальному підході з застосуванням діаграми оцінки руйнування (ДОР) (рис. 3), за якою можна оцінювати два граничних стани: крихкого та в'язкого руйнування [6]:

$$Y = f(S_r, K_r), \quad (1)$$

де $K_r = K_1 / K_{1c}$ характеризує міру наближення до крихкого руйнування в деякій точці в зоні тріщиноподібного дефекту, K_1 - розрахунковий коефіцієнт інтенсивності напружень (КІН); K_{1c} - критичний КІН; а $S_r = \sigma_{ref} / \sigma_B$ - оцінює міру наближення до в'язкого руйнування, σ_B - границя міцності, σ_{ref} - довідкове напруження.

Існують різні подання функції (1), обґрунтовані головним чином на узагальненні експериментальних даних. Зокрема, в нормативному документі [6] рекомендовано ДОР будувати в координатах $K_r - S_r$ (рис. 3).

Коефіцієнт запасу міцності (K_{3M}) точки Б трубопроводу з дефектом, стан якої обумовлений параметрами S_r^B і K_r^B , визначається графічно як відношення $K_{3M} = OB_1 / OB$, де OB_1 точка перетину

продовження прямої OB з граничною кривою ДОР. Аналітично K_{3M} визначають за формулами $K_{3M} = S_r^{B_1} / S_r^B$ або $K_{3M} = K_r^{B_1} / K_r^B$.

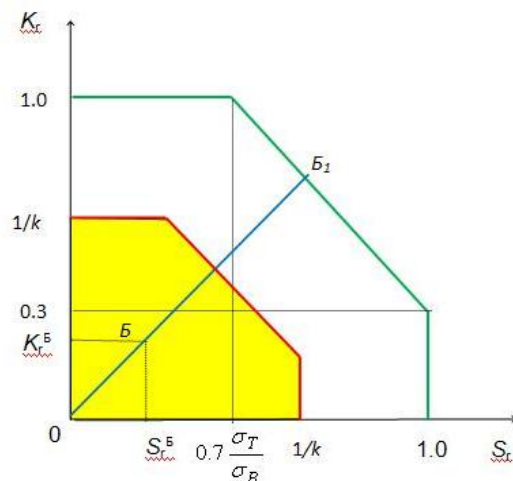


Рисунок 3 – Діаграма оцінки руйнування

Параметри K_r і S_r комплексні і включають характеристики напружено-деформованого стану, форми і розміри дефектів, а також властивості матеріалу, що визначають опір матеріалу відповідно крихкому та в'язкому руйнуванню.

У разі, коли тріщина знаходиться у зоні дії залишкових напружень, коефіцієнт інтенсивності напружень зобразимо у вигляді суми

$$K_1 = K_1^H + K_1^{res}, \quad (2)$$

де K_1^H визначається зовнішнім навантаженням;

K_1^{res} визначається залишковими напруженнями.

Тоді, відповідно:

$$K_r = K_r^H + K_r^{res}. \quad (3)$$

Формули для визначення коефіцієнта запасу міцності n подамо у такому вигляді:

$$n = \frac{1}{1 + \zeta^r K_r^H}, \quad 0 \leq S_r < \frac{0,7\sigma_T}{\sigma_B},$$

$$n = \frac{1 - 0,21\sigma_T/\sigma_B}{1 - 0,7\sigma_T/\sigma_B + \zeta^r K_r^H + 0,7S_r}, \quad \frac{0,7\sigma_T}{\sigma_B} \leq S_r < 1, \quad (4)$$

$$n = \frac{1}{S_r}, \quad 0 \leq K_r < 0,3,$$

де $\zeta^r = K_r^{res} / K_r^H$.

При цьому потрібно відзначити, що

залишкові зварювальні напруження майже повністю встигають релаксувати до появи пластичної нестійкості й не впливають на величину σ_{ref} , тому під час розрахунку параметра S_r залишкові напруження рекомендують не враховувати [7].

Коефіцієнт інтенсивності напружень для зовнішньої осьової поверхневої тріщини у трубопроводі K_1^H , зумовлений дією внутрішнього тиску p , розраховуємо за формулами [7]:

$$K_1^H = \frac{pR_b^2}{R_0^2 - R_b^2} \left[2G_0 + 2G_1 \left(\frac{a}{R_b} \right) + 3G_2 \left(\frac{a}{R_b} \right)^2 + \right. \quad (5)$$

$$\left. + 4G_3 \left(\frac{a}{R_b} \right)^3 + 5G_4 \left(\frac{a}{R_b} \right)^4 \right] \sqrt{\frac{\pi a}{Q}},$$

$$Q = 1,0 + 1,464 a/c^{1,65}, \quad (6)$$

де p – тиск газу у трубопроводі; a – глибина тріщиноподібного дефекту; c – довжина дефекту; R_0 і R_b – відповідно зовнішній і внутрішній радіуси труби; G_i ($i=0,1,2,3,4$) – коефіцієнти впливу.

Числові розрахунки проведено за формулами (2 – 6) для ділянки труби магістрального газопроводу, виготовленої зі сталі марки 17Г1С ($\sigma_B = 510$ МПа, $\sigma_T = 326$ МПа), діаметром $D = 1220$ мм і товщиною стінки $t = 15,1$ мм, яка знаходиться під дією тиску $p = 4,5$ МПа.

При цьому прийнято, що $K_{1C} = 48$ МПа $\cdot\sqrt{м}$. За формулами (4) розраховуємо коефіцієнти запасу міцності n та n_p поздовжнього зварного з'єднання із зовнішньою осьовою тріщиною для різних її геометричних розмірів.

На рис. 4 графічно зображено залежність коефіцієнтів запасу міцності n (криві 2, 3) і n_p (крива 1) від відносної глибини тріщини a/t . Прямая лінія $n = 1,63$ відповідає допустимому значенню коефіцієнта запасу за критерієм статичної міцності $k = 1,63$. Кривою 1 зображена залежність коефіцієнта запасу міцності (КЗМ) n_p від глибини дефекту у разі, коли ділянка труби знаходиться тільки під дією тиску $p = 4,5$ МПа, що у цьому випадку зумовлює експлуатаційні напруження

$\sigma_{\beta\beta}^H = 195$ МПа. Кривою 2 показано зміну величини КЗМ n зі збільшенням глибини тріщини, коли на її береги діють експлуатаційні напруження $\sigma_{\beta\beta}^H$ і залишкові напруження $\sigma_{\beta\beta}^{*r} = 100$ МПа, які знаходяться у межах рівня незрелаксованих напружень після високого відпуску, а кривою 3 – коли $\sigma_{\beta\beta}^{*r} = 152$ МПа. Як зрозуміло з наведених графіків, залишкові напруження в зоні зварного з'єднання істотно знижують коефіцієнт запасу міцності, і в цьому випадку, коли $\sigma_{\beta\beta}^{*r} = 100$ МПа, зменшують його величину на 29 %, а якщо $\sigma_{\beta\beta}^{*r} = 152$ МПа – на 48 %. Критичне значення КЗМ досягається уже за глибини дефекту $a/t = 0,28$.

Ремонт опорних вузлів трубопроводу моделювався процесом піднімання вверх ділянки труби на висоту 30 мм, при зниженому тиску $p = 3,5$ МПа і перепаді температури $\Delta t = 20^\circ\text{C}$.

Результати розрахунків показують, що максимальні еквівалентні напруження виникають при підніманні третьої опори і становлять 196 МПа, при цьому запас за еквівалентним напруженням рівний $n_{\sigma\Sigma} = 220/196 = 1,12$. Тут $\sigma_{екв} = 220$ МПа аналогічне максимальне еквівалентне напруження, що виникає при експлуатації трубопроводу при $p = 5,5$ МПа.

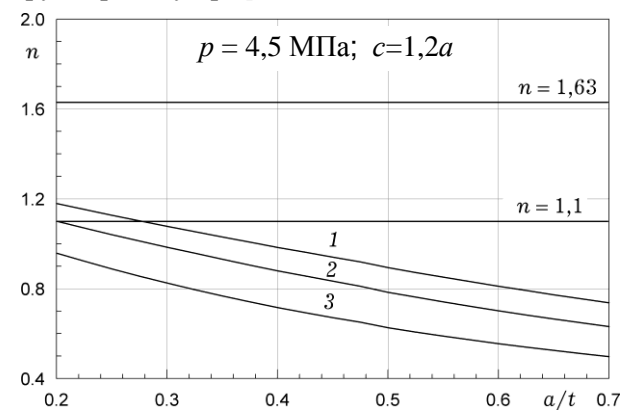


Рисунок 4 – Залежність коефіцієнтів запасу міцності n та n_p від відносної глибини тріщини a/t

Зусилля, які виникають під час почергового піднімання опор, та максимальні еквівалентні напруження трубопроводу, що виникають при цьому, представлено в табл. 1.

Таблиця 1 – зусилля піднімання опор трубопроводу і максимальні еквівалентні напруження

№ опори	Зусилля піднімання, кН	Максимальні еквівалентні напруження, МПа
1	310,0	187,9
2	197,0	152,8
3	335,0	196,0
4	105,0	148,7

Після візуального огляду поверхні трубопроводу, що розміщена під хомутами проводиться визначення залишкової товщини стінки і твердості металу труби та наявність корозійних і тріщиноподібних дефектів. На основі результатів обстежень проводимо згідно вищеприписаного підходу експрес оцінку напруженого стану ділянки труби в зоні опорного вузла. У випадку забезпечення необхідних умов експлуатації приступаємо до ремонтних робіт. Для цього проводимо піскоструменеве очищення ділянки трубопроводу в зоні опорного вузла, а також поверхонь хомутів і сідловини і їх обезжирення. Після цього на поверхню труби, хомутів і сідловини наносимо декілька шарів двокомпонентного поліуретанового покриття типу “УПКЕН”. Всі роботи проводимо без зупинки транспортування газу.

ВИСНОВКИ

Запропоновані конструкція підйимального пристрою. Приладове і математичне забезпечення були використані на об'єктах ПАТ «Укртрансгаз» під час ремонтів опорних вузлів балкових переходів магістральних газопроводів зовнішнім діаметром 1220 мм і 1420 мм. Терміни виконання і вартість вище описаних робіт значно менші у порівнянні з традиційними технологіями ремонту. Досвід виконання ремонту опорних вузлів надземних ділянок газопроводів великого діаметру згідно запропонованої технології показав, що при відповідній попередній підготовці, проведенні необхідних діагностичних обстежень та розрахунків і безперервному контролі технічних

параметрів (висота піднімання ділянки трубопроводу, тиск у гідроциліндрах, зміна напружено-деформованого стану) у процесі піднімання і виконання відновлювальних робіт, можна безпечно їх проводити без припинення транспортування газу магістральними газопроводами.

1. Патент № 68310А України. Спосіб ремонту ділянок газопроводів розташованих на колонах балкових переходів, без припинення перекачування газу / А.С. Мандра, М.В. Беккер, В.О. Ніколаєв, С.В. Ксендзюк, та інші. – Оpubл. 15.07.2004, Бюл. №7. 2. Технологія ремонту повітряних переходів магістральних трубопроводів та методику її застосування / М.В. Беккер, А.С. Мандра, В.О. Ніколаєв, С.В. Ксендзюк // Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». – 2004. - №4 (28). – С. 5 – 6. 3. Патент № 84855 України. Спосіб проведення підготовчих, ремонтно-відновлювальних і заключних робіт при ремонті ділянок газопроводів, розташованих на опорах балкових переходів/ А.І. Лаус, В.М. Коломеєв, С.Ф. Савула, Ю.В. Банахевич, В.К. Дячун. – Оpubл. 10.11.2008, Бюл. №21. 4. Патент № 21540 України. Спосіб ремонту ділянок трубопроводів розташованих на колонах балкових переходів / С.Ф. Савула, Ю.В. Банахевич, Й.Л. Зубик, А.О. Кичма, Я.М. Новіцький. - Оpubл. в Бюл. №3 від 15.03.2007. 2 с. 5. Алямовский А.А. Проектирование SolidWorks/CosmosWorks Инженерный анализ методом конечных элементов / А.А. Алямовский: Москва. – Издательство «ДМК». - 2004. – 432 с. 6. Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. ДСТУ-НБВ.2.3–21:2008. – Київ: Мінрегіонбуд України, 2008. – 88 с. 7. API 579. Fitness-For-Service, API Recommended Practice 579, First Edition, American Petroleum Institute. – 2000. – 625 p.

Поступила в редакцію 01.12.2014р.

Рекомендували до друку: Оргкомітет 7-ої МНТК з НК і ТД обладнання (25 – 28.11.2014р., ІФНТУНГ) та докт. техн. наук, проф. Карпаш О.М.