

АНАЛІЗ РОЗРАХУНКУ НАПРУЖЕНОГО СТАНУ ТРУБОПРОВІДІВ ПІД ЧАС КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ

В.Б. Запухляк¹, О.М. Марчук², А.В. Грицанчук¹

¹ІФНТУНГ; 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ, 76019. srgg@nung.edu.ua

²ПрАТ “ПВІ ЗІТ “Нафтогазбудізоляція”; 14, вул. М. Гречки, м. Київ, 04136. ngsi@ukr.net

It is proposed to apply a three-step method when calculating the stressed state of the pipeline during pipeline impermeability. The analysis of existing methods of calculating the stress state is carried out. A comparison of the calculation results using the basic methods and the method of three points was made and the corresponding conclusions were made.

Вступ. Газотранспортна система України включає понад 34 тис. км магістральних газопроводів і за протяжністю займає друге місце на планеті. Стан української ГТС можна характеризувати як цілком надійний. Регулярно виконуються роботи щодо моніторингу лінійної частини газогонів із застосуванням сучасних технологій, відновлюються, за необхідності, її ділянки, ремонтується компресорне обладнання та замінюється на новіше.

У структурі газопроводів суттєво переважають трубопроводи великого діаметру. Так, газопроводи діаметром 1420 мм складають 15,82 %, діаметром 1020–1220 мм – 23,34 %; 720–820 мм – 14,93 % (рис. 1) [1, 2].

Водночас ГТС має у своєму складі 59,43 % газопроводів з терміном експлуатації від 15 до 50 років, 5,8 тис. км газопроводів відпрацювали свій амортизаційний строк – 33 роки, більш третини газопроводів мають антикорозійне покриття з полімерних плівок холодного нанесення. Це вимагає щорічного виконання значних обсягів капітального ремонту та реконструкції газопроводів.

Серед газотранспортних магістралей України 17,27 % експлуатуються вже понад 33 роки, а 13,66 % до вказаної границі залишилось менше 10 років. Отже, 30,33 % газопроводів від загальної їх протяжності вимагають невідкладних заходів не тільки для підвищення експлуатаційної надійності, але й забезпечення живучості.

Розвинута газотранспортна система України не вимагає на даний час збільшення її пропускної здатності шляхом будівництва нових газових магістралей. Основною проблемою є підвищення надійності існуючих газопроводів шляхом їх оптимального обслуговування та реконструкції.

Нафтотранспортна система України включає в себе 18 нафтопроводів діаметром до 1220 мм включно, загальною довжиною нафтопроводів 4569,4 км в одну нитку, 51 нафтоперекачувальну станцію (НПС), 11 резервуарних парків з 80 резервуарами загальною ємністю 1010 тис. куб. метрів, систем електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку, протипожежні споруди. Роботу НПС забезпечують 176 насосних агрегатів, загальною потужністю електродвигунів 356,9 тис. кВт. Існуюча система нафтопроводів 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. Підвищення надійності експлуатації і обслуговування об'єктів нафтопроводів для забезпечення нормального безаварійного функціонування нафтопровідної системи досягається за рахунок постійного виконання комплексу робіт, основними з яких є виконання планово-попереджувальних ремонтів обладнання об'єктів магістральних нафтопроводів.

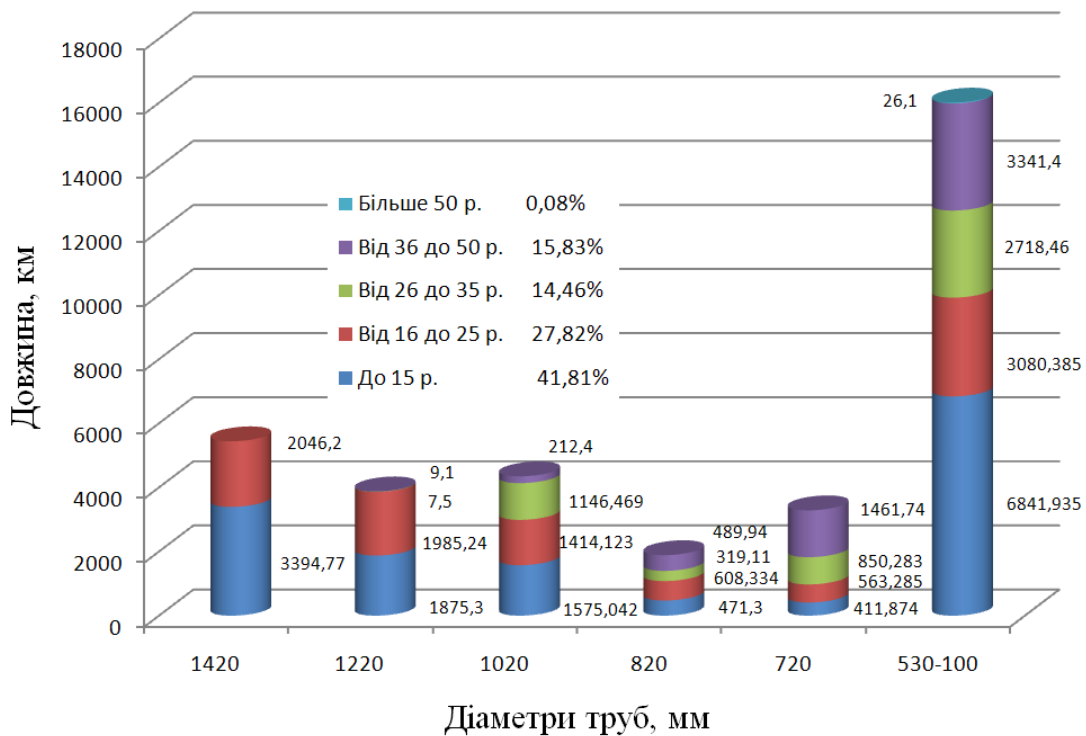


Рисунок 1 – Структура ГТС та термін експлуатації газопроводів відповідно за діаметрами і довжиною

Мета роботи. Вивчення закономірностей зміни напруженого стану трубопроводів під час капітального ремонту

Методика дослідження. Важливу роль у захисті трубопроводів від корозії відіграє ізоляційне покриття. Магістральні газопроводи з плівковим ізоляційним покриттям складають (70-80)відсотків від загальної протяжності газових магістралей, а діаметрами 1220 і 1420 мм - 95 відсотків. Біля 20 відсотків магістральних газопроводів за протяжністю мають бітумну ізоляцію.

Для того часу матеріали покриття мали задовільні ізолюючі властивості. Однак сама конструкція покриття, методи підготовки поверхні та нанесення ізоляції в трасових умовах не забезпечували необхідної якості та довговічності ізоляційного захисту. Фактичний ресурс служби полімерних плівкових ізоляційних матеріалів становить близько 11 років. Проведені обстеження показали невідповідність стану стрічкової ізоляції вимогам протикорозійного захисту більшості магістральних газопроводів. Нещільності та “кишені”, що виникли при нанесенні плівкових покриттів, ушкодження їх при укладанні, а також розтріскування полімерної основи плівок є центрами, з яких активно розповсюджується корозія.

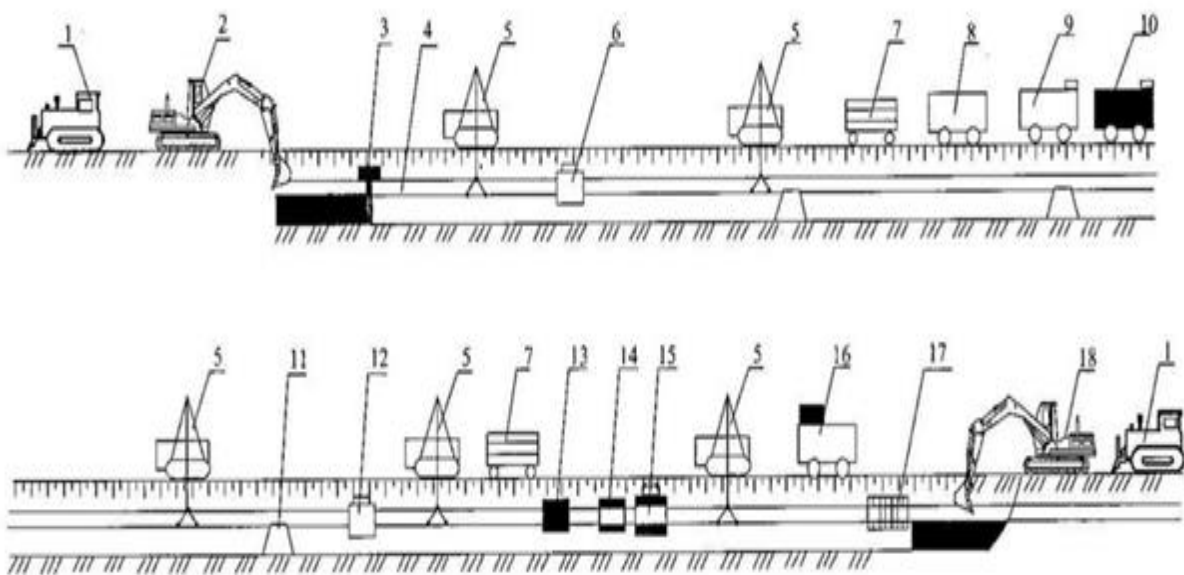
Досвід показує також, що відносна зовнішня цілісність бітумної ізоляції, її задовільний зовнішній вигляд після нанесення також не гарантував надійний захист трубопроводу від корозії. Це підтверджується результатами перевірки багатьох діючих магістральних трубопроводів. Змінювалась конструкція покриття, але навіть при дотриманні всіх вимог стандартів бітумна ізоляція була не довговічна. Термін її експлуатації складав (8-9) років.

Отже, зі сказаного вище, зрозуміло, що підвищення надійності експлуатації трубопроводів для забезпечення нормального безаварійного їх функціонування досягається за рахунок виконання капітального ремонту.

Капітальний ремонт лінійної частини магістральних трубопроводів полягає в заміні старої і дефектної ізоляції, у відновленні пошкодженої корозією стінки труби або повній заміні дефектної ділянки. Причому, найбільш економним та ефективним ремонтом є ремонт без зупинки транспортування продукту. Тому, у статті розглядатимемо актуальні питання ремонту діючих трубопроводів із заміною ізоляційного покриття.

Потреба в капітальному ремонті газопроводів проявилася пізніше, ніж нафтопроводів, на (10-20) років, тому досвід ремонту нафтопроводів був використаний і в газотранспортній галузі.

Діаметри нафтопроводів, на яких відпрацьовувалася технологія капітального ремонту, за сучасними поняттями були відносно невеликими (200-500 мм), в якості основної технологічної схеми ремонту була прийнята схема з підйомом «нескінченної» трубної секції трубоукладачами. Основи першої методики розрахунку НДС викладено в роботі [3]. На відміну від будівництва нафтопроводу, коли в траншею з берми траншеї укладається незаповнена труба, ремонтні роботи проводяться без зупинки перекачування (рис. 2). Це означає, що технологічні параметри ремонтної колони повинні забезпечити розрахункові напруження в трубопроводі, значення яких не більші за нормативні. При цьому слід зазначити, що трубопровід, заповнений нафтою важчий за порожній, що впливає не тільки на НДС ділянки, але і на зусилля підйому трубопроводу, а значить на технічні характеристики трубоукладачів.



1 - бульдозер; 2 - розкривний екскаватор; 3 - підкопуюча машина; 4 - трубопровід; 5 - трубоукладачі; 6 - машина попереднього очищення; 7 - електростанції; 8 - пост відбракування труб; 9 - зварювальний пост; 10 - лабораторія контролю якості зварних з'єднань; 11 - інвентарні опори; 12 - машина остаточного очищення; 13 - обладнання підігріву трубопроводу; 14 - ґрунтувальна машина; 15 - ізоляційна машина; 16 - лабораторія контролю якості ізоляційного покриття; 17 - машина для підсипки та підбиття ґрунту під трубопровід; 18 - екскаватор засипки

Рисунок 2 - Принципова технологічна схема капітального ремонту трубопроводу в траншеї

Результати та обговорення. Таким чином, ставиться завдання знайти залежності для визначення технологічних параметрів ремонтної рухомий колони при підйомі трубопроводу n трубоукладачами (n залежить від діаметра трубопроводу).

Розрахунок НДС проводиться при виконанні наступних умов:

1) для рівномірного завантаження трубоукладачів зусилля на гаках задаються однаковими, тобто $P_1 = P_2 = P_i = P$.

2) для забезпечення симетричності навантажень, відстані між трубоукладачами приймаються рівними довжинами крайніх ділянок прольотів для піднятого трубопроводу, тоді довжина l піднятої ділянки трубопроводу складе $(n+1)l_0$.

І, якщо друга умова ще може бути реалізована, то з приводу першої є деякі питання. Відомо, що розрахунок НДС трубопроводів при ізоляційно-укладальних роботах за класичною схемою і за рівнянням трьох моментів відрізняються. [4]

Параметри розраховуються відносно симетричної схеми і засновані на рівності відстаней між трубоукладачами l_0 і величин зусиль підйому P . Розрахунок за цими критеріями показує, що для нафтопроводу діаметром 1020x16 міліметрів, при використанні чотирьох трубоукладачів, оптимальна відстань $l_0 = 23,9$ м при величині зусилля $P = 250,3$ кН. Якщо проводити розрахунок за методом трьох моментів для даного трубопроводу, то оптимальна відстань становить $l_0 = 20,3$ м, а величини зусиль на трубоукладачах будуть відповідно складати $P_1 = 256,7$ кН, $P_2 = 178,6$ кН, $P_3 = 210,1$ кН, $P_4 = 308,4$ кН. При цьому, максимальні напруження в трубопроводі становитимуть $\sigma_{max} = 242$ МПа.

З проведеного аналізу методики розрахунку НДС при ремонті нафтопроводів з підйомом в траншеї зазначимо, що:

- обов'язкова вимога симетричності схеми підйому при роботі ремонтної колони може забезпечуватися тільки теоретично;

- через симетричність схеми підйому в методиці багато припущень рівності (висоти підйому, зусиль підйому, згинальних напружень, відстаней між трубоукладачами). Слід зазначити, що в трасових умовах забезпечити виконання таких умов неможливо;

- крім того, при використанні способу розрахунку НДС наведеного в [3], встановлено що зусилля на гаках трубоукладачів при ремонті трубопроводів не будуть рівними між собою і, в окремих випадках, матимуть значення на 20-25 відсотків більші ніж розраховані за способом наведеним в [4]. З цього випливає, що при виборі трубоукладачів потрібно обчислювати інші значення перекидальних моментів.

- також великі зусилля на гаках трубоукладачів при ремонті вимагають використання трубоукладачів з великим значенням вантажопідйомності.

Виходячи з таких висновків, автори ставлять перед собою такі завдання:

- розробити нову технологію ремонту трубопроводів, яка б мінімізувала використання трубоукладачів;

- використовувати нові підходи для розрахунку НДС газонафтопроводів при заміні ізоляції, з урахуванням внутрішнього тиску і впливу температури продукту;

- провести відповідні експериментальні дослідження для підтвердження або спростування підходів розрахунку НДС трубопроводів.

Література

1. Бабиєв Г. М. Транзитные возможности газотранспортной системы Украины : нынешнее время и перспективы [Текст] / Г. М. Бабиєв // Вестник национального газового союза Украины. - 2005. - № 2. - С. 12-15.

2. НАК Нафтогаз України[Електронний ресурс] / <http://www.naftogaz.com>

3. Березин В. Л. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов [Текст]/ В. Л. Березин, К. Е. Ращепкин, Л. Г. Телегин. – М.: Недра, 1978. – 301 с.

4. Запхляк В. Б. Аналіз розрахунків напружено-деформованого стану трубопроводу під час виконання ізоляційно-укладальних робіт[Текст] / В. Б. Запхляк // Прикарпатський вісник НТШ. Число. - 2014. - № 1 (25). - С. 186-202.