

Б.С. Білобран

д-р. техн. наук

А.Р. Дзюбик

канд. техн. наук

Національний університет

«Львівська політехніка»

С.Р. Яновський

канд. техн. наук

Філія «МН «Дружба»

ПАТ «Укртрансфата»

Вплив монтажного пружного згину на напружено-деформований стан надземних переходів магістральних нафтопроводів у горах

УДК 622.692.4

Наведено розрахунково-експериментальну методичку діагностування напружено-деформованого стану надземних балкових переходів магістральних трубопроводів. На прикладі надземного переходу нафтопроводу в Карпатах досліджено вплив монтажного пружного згину на його напружено-деформований стан.

Приведена расчетно-экспериментальная методика диагностирования напряженно-деформированного состояния надземных балочных переходов магистральных трубопроводов. На примере надземного перехода нефтепровода в Карпатах исследовано влияние монтажного упругого изгиба на его напряженно-деформированное состояние.

The experiment-calculated methods of diagnosing stress-strain state of the pipeline aboveground beam passages are shown. By the example of pipeline aboveground passage in the Carpathians the influence of installation elastic bending on its stress-strain state was studied.

Надземні переходи через різні природні та штучні перешкоди (ріки, яри, зрошувальні канали тощо), а також відкопані для виконання ремонтних робіт відрізки підземних трубопроводів належать до особливо відповідальних ділянок магістральних нафтогазопроводів. Кожна така ділянка складається з прямих лінійних і криволінійних елементів (труб).

У багатьох випадках на переходах через перепони порівняно невеликої ширини застосовують балкові переходи без компенсації поздовжніх деформацій та без спеціальних опор на краях. Характерною особливістю таких переходів є їх підвищена чутливість до добових та сезонних коливань температури повітря, до змін режимів роботи трубопровідної магістралі, до осідання опор та впливів зміщень ґрунту на суміжних підземних ділянках.

Одним із основних параметрів, що визначає міцність, стійкість та експлуатаційну надійність відкритих ділянок, як і всієї лінійної частини магістрального трубопроводу, є напружено-деформований стан (НДС). Визначення напруженого стану та його аналіз потрібно здійснювати як на етапах проектування та спорудження магістрального трубопроводу, так і під час його експлуатації.

Слід зазначити, що визначення НДС матеріалу труб є важливою складовою діагностування загального технічного стану магістральних трубопроводів [1], прогнозування міцності та довговічності їх лінійної частини [2], вирішення питання можливості продовження безпечної експлуатації чи потреби проведення ремонтно-профілактичних заходів та їх конструктивної реалізації.

Потреба визначення напружень у стінці трубопроводу на експлуатаційному етапі виникає здебільшого на так званих «потенційно небезпечних ділянках», що працюють у складних умовах і зазнають дії значних навантажень, пов'язаних зі змі-



Рис. 1. Загальний вигляд надземних переходів нафтопроводів «Дружба» через р. Орява

ною їх розрахункового просторового розташування.

Одним із основних навантажень, на дію якого розраховують трубопроводи на стадії проектування під час визначення товщини стінки, є внутрішній тиск. Під дією внутрішнього тиску в матеріалі стінки труби виникають кільцеві і поздовжні нормальні напруження.

Відповідно до чинних норм [3], кільцеві напруження обчислюють на підставі безмоментної теорії циліндричних оболонок за відомою з опору матеріалів «котельною» формулою. Величина обумовлених внутрішнім тиском поздовжніх напружень значною мірою залежить від конструктивної схеми ділянки та умов її закріплення і може становити від 30 до 50 % кільцевих напружень.

На відміну від складових напружень, які залежать від внутрішнього тиску і, певною мірою, у процесі експлуатації можуть регулюватися його зміною, впливати на складові напружень від інших навантажувальних факторів досить важко. Це стосується передусім нормальних і дотичних напружень, що виникають у поперечних перерізах трубопроводу, які взаємно пов'язані з внутрішніми зусиллями поздовжньою і поперечною силами, згинальним і крутним моментами і є результатом роботи ділянки трубопроводу як стрижневої конструкції.

Виникнення цих напружень найчастіше зумовлено відхиленнями поздовжньої осі трубопроводу від передбачуваного проектом розташування під час спорудження або в процесі експлуатації.

Якщо викривлена вісь ділянки трубопроводу є плоскою кривою, то в загальному випадку така ділянка зазнає плоского згину, і в її поперечних перерізах виникають два основні внутрішні силові фактори: поздовжня сила та згинальний момент. Щодо поперечної сили, то під час аналізу напружено-деформованого стану магістральних трубопроводів її впливами як другорядного внутрішнього силового фактора переважно нехтують. У випадку просторової ділянки у її поперечних перерізах також виникає крутний момент.

Стосовно розрахунку на міцність надземна ділянка магістрального трубопроводу являє собою в окремих випадках багатократно статично невизначувану систему. Тому визначення внутрішніх силових факторів пов'язано з розкриттям статичної невизначеності конструкції, що потребує розгляду геометричної сторони задачі – деформацій осі трубопроводу як стрижневої конструкції. Крім цього, потрібно також враховувати взаємодію трубопроводу з ґрунтом на суміжних із надземним переходом підземних ділянках.

Специфіка статичного розрахунку надземних трубопроводів визначається передусім особливостями конструктивних схем укладання та умов роботи та значною мірою залежить від наявності проміжних опор, компенсатора і труб великої кривини (відводів).

Для переходів, укладених на схилах гір, властивим є виникнення в стінці труб підвищених рівнів поздовжніх напружень, пов'язаних із надмірним пружним згином труб за рахунок профілювання під час спорудження нафтопроводів.

Для контролю напружено-деформованого стану потенційно небезпечних надземних ділянок магістральних нафтопроводів «Дружба» використовують розрахунково-експериментальні підходи з урахуванням основних вимог і рекомендацій чинних нормативних документів [2, 3].



Рис. 2. Руйнування опорного вузла другої опори нафтопроводу $D = 720$ мм

Глобальні напруження, що діють у металі труб, визначають розрахунковим шляхом за лінійно-пружною математичною моделлю з урахуванням результатів вимірювання під час натурних обстежень фактичних довжин прогонів, стрілок прогину початково прямолінійних ділянок, товщини стінки труб та їх температури, твердості металу, навантажень на опори. При цьому прийнято, що питома вага нафти $\gamma_n = 8,76$ кН/м³, модуль пружності трубної сталі $E = 2,0 \cdot 10^5$ МПа, питома вага $\gamma_{ст} = 8,76$ кН/м³, а коефіцієнт лінійного розширення від температури $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/°С.

Величину робочого тиску на контрольованій ділянці визначають за результатами вимірювання тиску на сусідніх насосних станціях із урахуванням перепаду висот та гідравлічних втрат за довжиною.

За температурний перепад приймають різницю між вимірюваною температурою труби та її температурою під час монтажу, яку встановлюють за журналами на виконання робіт на трасі: замиканням зварних стиків та укладанням суміжних із надземними переходами ділянок у траншею.

В основу математичної моделі покладено розрахункову схему, згідно з якою надземний трубопровід вважається багатопрогоною балкою-оболонкою з недеформованим контуром поперечного перерізу, що знаходиться під дією внутрішнього тиску, поперечних зосереджених сил і розподіленого навантаження та поздовжньої сили. Взаємодію труби з ґрунтом на прилеглих до надземного переходу ділянках представлено за допомогою моделі ідеального пружно-пластичного тіла. Для розкриття статичної невизначеності системи використано метод сил. Для визначення переміщень надземну ділянку розбито на скінченні прямолінійні елементи. Геометрія поздовжньої осі задається дискретно координатами вузлових точок.

Для розрахунку з використанням персонального комп'ютера надземних балкових переходів магістральних трубопроводів стосовно діагностування напруженого стану і оцінки міцності в процесі експлуатації розроблено програми мовою ТУРБОПАСКАЛЬ. Основою для формування вихідних даних служать результати вимірювань відповідних параметрів



Рис. 3. Загальний вигляд першої (за течінням нафти) опори після ремонту

надземного переходу під час натурних обстеженнях та інформация, одержана у ході вивчення проектно-технічної документації.

Викладену вище розрахунково-експериментальну методику застосовано для дослідження впливу монтажного пружного згину на напружено-деформований стан конструктивних елементів надземних переходів нафтопроводів «Дружба», укладених на схилах Карпат. Проведення цих досліджень є продовженням робіт [4–6], що виконують спеціалісти НДЛ НУ «Львівська політехніка» та філії «МН «Дружба» ПАТ «Укртранснафта», та які спрямовані на створення методик моніторингу технічного стану надземних переходів магістральних нафтогазопроводів.

Для прикладу розглянемо результати аналізу напружено-деформованого стану надземних переходів нафтопроводів «Дружба» через р. Оряву в Карпатах, що тривалий час експлуатувалися за непередбачених проектом перевантажень опор.

Надземні переходи обох ниток нафтопроводів споруджено за балковою схемою з двома проміжними залізобетонними опорами, розташованими недалеко від країв переходу (рис. 1). На краях трубопроводу опираються безпосередньо на ґрунт.

Правий берег річки достатньо стрімкий, відкритий, заввишки близько 5 м. Із цього боку траса перетинає невисокий пагорб, підходячи до ріки з нахилом близько 5°. Згідно з проектом, ухил дна траншеї відносно горизонтальної надземної ділянки становить 0,051. Лівий берег пологий, із кутом підняття від ріки близько 2°, а ухил дна траншеї відповідно дорівнює 0,021. Перекриття обох ухилів запроектовано пружним згином.

Надземний перехід нафтопроводу «Дружба-2» споруджено із безшовних труб 720 × 10 мм, сталь марки «Ц» СР, робочий тиск 2 МПа.

Згідно з сертифікатами на ці труби, найменше значення границі текучості дорівнює 370 МПа, а границі міцності – 510 МПа. Загальна довжина надземного трубопроводу $L = 34,4$ м, а довжини прогонів (за течінням нафти) відповідно становлять $l_1 = 4$; $l_2 = 22,4$; $l_3 = 8$ м.

Після тривалої експлуатації (33 роки) було виявлено руйнування залізобетонного ригеля та вузла його кріплення до стояка другої (за течінням нафти) П-подібної залізобетонної опори (рис. 2), встановленої 1961 р. під час спорудження нафтопроводу «Дружба-1». Надземну ділянку нафтопроводу «Дружба-2» укладено на цю опору у серпні 1969 р.

Унаслідок цього руйнування утворився зазор між опорним столиком та низом труби нафтопроводу діаметром 529 мм, що призвело до збільшення прогону від 22,4 до 31,4 м (8 м від опори до краю ґрунту плюс 1 м шпари між дном траншеї та низом труби). При цьому трубопровід діаметром 720 мм ще частково підтримувався зруйнованим опорним вузлом.

Аналіз результатів візуальних обстежень та вимірювання висотних відміток верхньої твірної обох надземних трубопроводів дає змогу зробити такі висновки.

Основною причиною руйнування несучих елементів опор згадуваних об'єктів стало їх надмірне навантаження силами, які спричиняє пружне згинання труби у вертикальній площині внаслідок істотного перевищення опорних точок від проектного під час спорудження нафтопроводу «Дружба-2». Про це свідчить пов'язане з руйнуванням опорних вузлів зміщення вниз опорного столика трубопроводу діаметром 720 мм відносно початкового після монтажного положення приблизно на 180 мм.

Руйнування опори внаслідок поступового розвитку тріщин відбувалося протягом тривалого часу і розпочиналося розривом зварних швів, виконаних із кутника оголовків стояків, до яких було приварено опорні плити столиків надземних трубопроводів. Підростання тріщин можна пояснити насамперед сезонними змінами температури труб зі збільшенням діючого на опору навантаження за екстремальних температур, особливо під час зупинки перекачування нафти.

Наявне викривлення за першою опорою з опуклістю вгору в надземному трубопроводі діаметром 720 мм вказувало на істотне перевантаження першої опори, яке через два тижні призвело до руйнування консольного виступу правого за течінням нафти залізобетонного стояка цієї опори.

Для відновлення несучої здатності опор верхні частини залізобетонних стояків обшито листовим металом завтовшки 12 мм, зруйновані залізобетонні ригелі замінено металевими із труби і швелера, які встановлено нижче попереднього розташування залізобетонних ригелів (рис. 3), що дало можливість значно зменшити робочі навантаження на опори. Результати вимірювань навантаження на ригель першої і другої опор трубопроводу діаметром 720 мм показали, що вони відповідно становили 90,5 і 99,0 кН.

Порівняння основних параметрів надземного переходу нафтопроводу «Дружба-2» до руйнування опор та після ремонту наведено у таблиці, а відповідні епюри зігнутої осі другого прогону показано на рис. 4. Також у таблиці подано результати розрахунків для раціонального варіанта, що відповідає рівності найбільших значень згинальних напружень у опорних перерізах, посередині другого прогону та відсутності пружного згину труб на суміжних підземних ділянках.

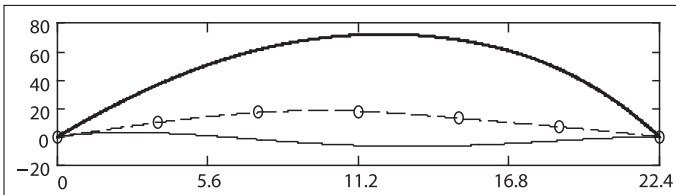


Рис. 4. Епюра зігнутої осі у вертикальній площині другого прогону надземного переходу нафтопроводу $D = 720$ мм (точки – експериментальні дані, суцільні лінії за результатами розрахунків: товста – до руйнування, тонка – після ремонту)

Аналізуючи одержані результати (таблиця, рис. 4), бачимо, що важливим визначальним параметром напруженого стану надземного переходу з двома проміжними опорами та відсутністю гнутих елементів на другому прогоні є стріла прогину цього прогону. Зазначимо, що згідно з проектом другий прогін розглядуваного переходу є прямолінійним.

Таблиця

Стан	Опорні зусилля, кН		Перевищення на опорах, мм		Стріла прогину, мм		Напруження, МПа $\max \sigma_{зг}$	Положення небезпечного перерізу
	R_I	R_{II}	Δ_I	Δ_{II}	розрахункова	фактична		
До руйнування опор	121,6	225,1	90	219	-72	—	194,4	II опора
Після ремонту	90,5	99,0	11	9	6	-18	90,2	I опора
Раціональний	93,1	89,9	-6	-8	26	—	43,6	I-II опори

Для раціонального технічного стану такого надземного переходу характерна порівняно невелика стріла прогину вниз та достатньо невеликі значення максимальних згинальних напружень. Опуклість угору зігнутої осі початково прямолінійного другого прогону свідчить про перевантаження опор та перенапруження трубопроводу в опорних перерізах. Максимальні згинальні напруження до початку руйнування опорних вузлів у 4,46 раза більші від їх значень порівняно з раціональним варіантом, після реконструкції вони зменшилися у 2, 15 раза.

Як уже зазначалося, спричинене перевищенням опорних точок відносно проектного надмірне перевантаження другого опорного вузла нафтопроводу $D = 720$ мм стало основною причиною його руйнування. У таблиці наведено значення перевищення опорних точок на проміжних опорах відносно прямої лінії, що з'єднує опорні точки трубопроводу на початку суміжних підземних ділянок.

Розбіжність між експериментальними та розрахунковими значеннями прогинів на другому прогоні після ремонту (рис. 4) можна пояснити початковими відхиленнями від прямої лінії, пов'язаними з виконанням монтажних зварних стиків, а також із повзучістю, спричиненою тривалою дією високих рівнів згинальних напружень. Труби горобоподібної форми, з яких споруджено нафтопровід, мають глибину впадин до 2 мм.

За результатами обстежень установлено, що на деяких надземних переходах такого типу з двома проміжними опорами та початково прямолінійним згідно з проектом другим прогоном



Рис. 5. Загальний вигляд опорного вузла нафтопроводу $D = 720$ мм, стілик якого опирається на сток і ригель

також наявні значні від'ємні стріли прогину (100–200 мм), а визначені з їх урахуванням максимальні розрахункові сумарні поздовжні розтягальні напруження близькі за значеннями до мінімальної границі текучості. Хоча незважаючи на довготривалу експлуатацію нафтопроводу (42 роки), ознак руйнування опорних вузлів тут не виявлено.

Це можна пояснити розташуванням значної частини опорного столика безпосередньо над стояком (рис. 5), і, відповідно, опорний вузол ригеля зазнає значно менших навантажень порівняно з розташуванням столика лише над ригелем, як це бачимо у випадку з досліджуваним надземним переходом (див. рис. 3). Крім цього, зазначимо, що на цій ділянці траси нафтопроводу працює за порівняно невисоких тисків ($< 1,5$ МПа).

Отже, наявний монтажний пружний згин трубопроводу у вертикальній площині на окремих надземних переходах нафтопроводу «Дружба-2», що пов'язаний із істотним перевищенням опорних точок від проектного, спричинює суттєве перевантаження опор та перенапруження труб в опорних перерізах.

Список літератури

1. **Правила** технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1979. – 159 с.
2. **ДСТУ-НБВ.2.3.-21:2008**. Визначення залишкової міцності магистральних трубопроводів з дефектами // Мінрегіонбуд України. – К., 2008. – 87 с.
3. **СНИП 2.05.06-85**. Магистральные трубопроводы // Минстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 60 с.
4. **Білобран Б.С.** Діагностика напруженого стану надземного переходу нафтопроводу в зоні зсуву / Б.С. Білобран, В.М. Василюк, О.Б. Кінаш // Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів і конструкцій. – Львів: Каменяр, 1998. – Вип. 3. – С. 580–584.
5. **Bilobran B.** Diagnostyka stanu naprezen odkrytych odcinkow ropociagow eksploatowanych w warunkach skomplikowanych / B. Bilobran, W. Wasyluk // Materiały II Krajowej Konferencji Technicznej «Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji rurociagow». – Plock. – 1999. – S. 129–132.
6. **Білобран Б.С.** Напружено-деформований стан надземного балкового переходу в кожусі магистрального нафтопроводу / Б.С. Білобран, А.Р. Дзюбик, С.Р. Яновський // Нафт. і газова пром-сть. – 2010. – № 1. – С. 50–52.