

В. К. Чибіряков, д.т.н., професор,
В. С. Староверов, канд. техн. наук, професор,
К. О. Нікітенко, асп. кафедри інженерної геодезії
Київський національний університет будівництва та архітектури

МОДЕЛЮВАННЯ ТОЧНОСТІ ГЕОДЕЗИЧНИХ СПОСТЕРЕЖЕНЬ ПРИ ПРОВЕДЕНІ МОНІТОРИНГУ СТАНУ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

У статті виконаю перехід від параметрів напружено-деформованого стану трубопроводу до моделювання точності геодезичних спостережень за переміщенням газопроводу. Запропоновано формули для переходу та для розрахунку середньоквадратичних похибок вертикальних та горизонтальних переміщень трубопроводу.

Встановлено функціональну залежність між значенням середньо квадратичної похибки моделювання величини переміщення та середньо квадратичною похибкою значення приросту моменту при моделюванні напружено - деформованого стану системи. Крім того, проаналізовано літературу, що підтверджує відсутність вітчизняних нормативних документів, що регламентують порядок, склад і точність геодезичних робіт для контролю стану підземних газопроводів.

Експериментально підтверджено вплив ґрунтового масиву на положення трубопроводу. Подібний системний підхід дозволяє виявити, спростувати чи підтвердити характер впливу зміни (варіації) фізико-механічних показників на результати чисельного моделювання, на яких виконується розрахунок точності виконання геодезичних робіт, стосовно виявлення та попередження розвитку деформацій трубопроводів.

Ключові слова: *напружено-деформованого стану, газопровідна система, геодезичний моніторинг, моделювання точності.*

Вступ. Різноманіття експлуатаційних дефектів, що розвиваються внаслідок корозійних процесів, впливу перепадів тиску і температури, переміщень ґрунту і інших динамічних навантажень, призводить, незважаючи на вжиті заходи щодо забезпечення безпечної експлуатації газопроводів, до нештатних ситуацій (витоків газу, вибухів, пожеж і т.п.) Все це вимагає застосування комплексу геодезичних методів і систематичного моніторингу газопровідної системи.

Для оцінки ресурсу газопроводів, які тривалий час перебувають в експлуатації, необхідно достовірно визначити напружено-деформований стан магістрального газопроводу та вдосконалити інженерно-геодезичні методи спостереження за магістральними газопроводами. Тобто, першочерговою задачею є визначення параметрів напружено - деформованого стану трубопроводу, потім виконати перехід до точності геодезичних спостережень як за вертикальними переміщеннями, так і вздовж трубопроводу.

© В. К. Чибіряков, В. С. Староверов, К. О. Нікітенко, 2019

Отже, актуальним завданням є моделювання точності геодезичних спостережень за технічним станом потенційно небезпечних ділянок газопроводу, що є основою їх безпечного функціонування.

Аналіз досліджень та публікацій. Проблематикою контролю деформацій газопроводів геодезичними методами та питаннями, що забезпечують експлуатаційну надійність функціонування газотранспортної системи описані в публікаціях Гуляєва Ю. П., Перовича Л. Н., Перуна Й. В., Хренова Н. Н., Шевердина П., Рудкова В. П., Субботина І. Е та інші автори.

З питань контролю напружено-деформованого стану трубопроводу при зміні його просторового положення, дослідження поздовжньо-поперечного згину та іншим технологічним питанням присвячені роботи Шлапака Л. С., Шацкого І. П., Антановича П.Б., Бородавкіна П. П., Березина В. Л., та ін.авторів. Проте, інформація про визначення точності геодезичних спостережень за переміщенням газопроводу в ґрунтовому масиві, тобто взаємодію ґрунтової основи і характеристиками трубопроводу практично відсутня.

Актуальним залишається вдосконалення методик оцінки технічного стану трубопроводів та моделювання геодезичної точності спостережень при проведенні їх моніторингу.

Постановка завдання. Метою роботи є моделювання точності геодезичних спостережень при проведенні моніторингу стану магістральних газопроводів.

Основна частина. Однією з найважливіших завдань, що виникають при експлуатації таких технічно складних об'єктів, як газопроводи, є управління їх цілісністю, в зв'язку з чим серйозну увагу приділяють обґрунтуванню точності геодезичних спостережень при їх експлуатаційному моніторингу.

Основним методом діагностичного обслуговування лінійної частини магістрального газопроводу є визначення напружено-деформованого стану (НДС) газопроводу. Для обґрунтованого дослідження НДС газопроводу необхідно виконати огляд існуючих методів і програмних забезпечень, приладів для визначення НДС трубопроводів та розробити математичні моделі процесу техногенного впливу (ґрунтового масиву) на трубопровід, що виконано в попередніх статтях [1; 2].

Точність геодезичних робіт встановлюють на основі величини можливих вертикальних зміщень осі газопроводу, при згині. У свою чергу, значення зміщення осі визначають судячи з результатів дослідження НДС газопроводу. Розрахунок НДС магістрального газопроводу в лінійній постановці в загальному випадку складається з двох етапів. На першому етапі розв'язується задача про згин газопроводу під дією поперечного навантаження. На другому етапі проводиться розрахунок газопроводу на поздовжні навантаження.

На основі математичних моделей проведено комплексне (аналітичне та чисельне) дослідження НДС трубопроводу, та визначено величину прогину газопроводу, що характеризує граничний стан конструкції, тобто гранично допустимі деформації положення газопроводу.

Така методологія дозволяє прогнозувати вплив небезпечних геологічних процесів на газопровід і дозволяє розробити рекомендації та обґрунтувати

точність виконання геодезичних робіт, тобто моделювання точності на такому рівні, який забезпечує фіксацію деформацій конструкції та ґрунтового масиву

Для встановлення взаємозв'язку розподілу вертикальних переміщень трубопроводу з ґрунтовим навантаженням по всій обчислювальній ділянці [3] існує функціональна залежність:

$$S = f(x) \quad (1)$$

де S – вертикальне переміщення в точці x .

З рівняння (1), що є результатом взаємодії моделі «трубопровід – ґрунт», можна визначити всі статичні величини, тобто виконати контроль НДС ґрунтового середовища в місці можливого виникнення небезпечних геологічних процесів, таких як просадки, пучення, зрушення ґрунту на зсувних ділянках, можливість обводнення та інші, уздовж траси лінійної частини газопроводу.

Побудуємо криву отриманих результатів переміщень з результатів обчислення за допомогою програми, що реалізує чисельний розрахунок НДС моделі трубопроводу побудованого за допомогою сучасних розрахункових методів будівельної механіки (крива прогину 1) та криву (2), яку б отримали б в результаті геодезичних спостережень за контрольними точками (1, 3, 5, 7, 9, 11, 15, 17, 19, 21), що будуть визначені з похибкою m (рис.1).

Будується теоретична крива переміщення 2 (рис. 1), таким чином, що в кожній точці визначення величини переміщення відкладається похибка моделювання. Вважається, що найгірший варіант розподілу випадкових похибок буде, якщо вони в кожній точці визначення величини переміщення змінюватимуть знак на протилежний (як показано на рисунку 1, $\pm m_w$). Теоретична крива 2 відображає величину гіпотетичного переміщення (прогину 1) з урахуванням похибок моделювання. Теоретична крива 3 – апроксимуюча кривої 1 і вибрана квадратичною параболою.

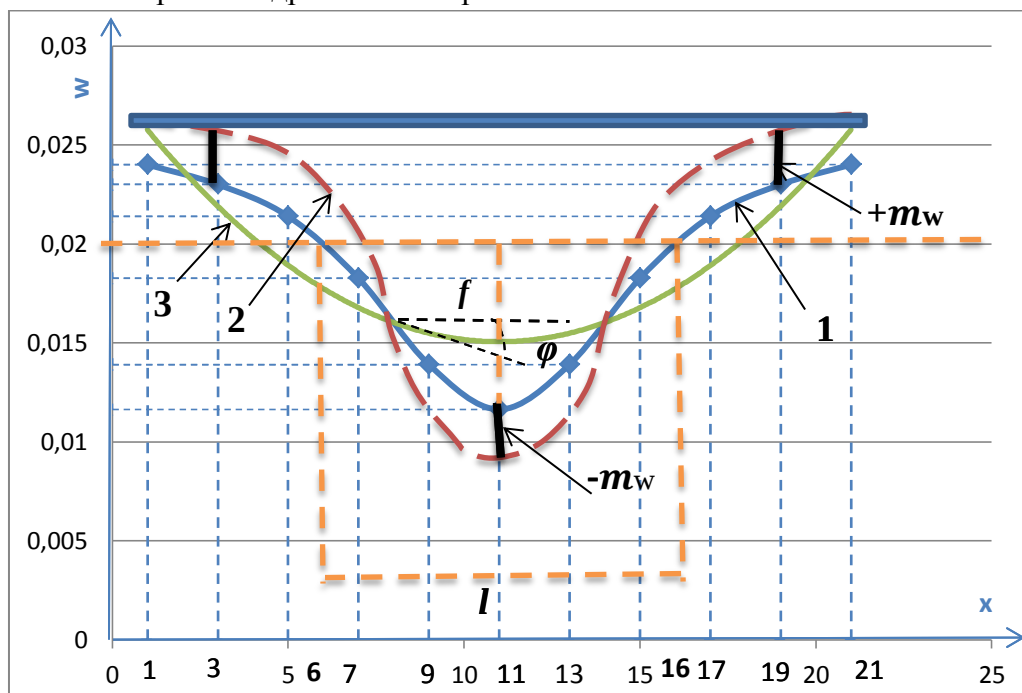


Рис.1. Графік розрахункового прогину та прогину, що спостережено

Пружний вигин газопроводу (зміна геометрії) в результаті впливу зовнішніх сил, в тому числі реакції ґрунту, викликає напруження, які спрямовані вздовж осі споруди і мають різні величини на стінках газопроводу [4].

Поздовжні сили N , $[H]$, визначаються за диференціальними співвідношеннями з урахуванням систематичної похибки:

$$\begin{aligned}\frac{dU}{dx} &= \frac{N}{EF}; \\ N &= EF \frac{dU}{dx}\end{aligned}\quad (2)$$

А згинаючий моменти M , $[кНм]$:

$$\begin{aligned}\frac{dw}{dx} &= \varphi; \\ \frac{d\varphi}{dx} &= \frac{d^2w}{dx^2} = -\frac{M}{EI}; \\ M &= -EI \frac{d^2w}{dx^2},\end{aligned}\quad (3)$$

де E – модуль деформації балки; I – момент інерції площини відповідного поперечного перерізу.

Як бачимо, рівняння (3) описує математичний зв'язок між теоретичною кривою осідання та моментом, тобто величинами відхилення осі газопроводу від проектного положення і величиною зовнішнього навантаження, отриманої з аналізу напружено-деформованого стану вибраної розрахункової моделі.

Очевидно, що похибка згинаючого моменту, отримана в результаті спостережень за марками, має випадковий характер, тобто поява $+m_w$ або $-m_w$ рівно можливі, в зв'язку з цим похибка переміщення трубопроводу буде більшою, якщо відстань між контрольними точками (репери) буде більшою.

Знайдемо першу та другу похідну по x в співвідношеннях (3):

$$\begin{aligned}\frac{d\varphi}{dx} &= \frac{d\varphi}{dx} \frac{dw}{dx} = \cos\varphi \frac{dw}{dx}, \\ \frac{d^2\varphi}{dx^2} &= \frac{d}{dx} \left(\frac{d\varphi}{dx} \right) = \frac{d}{dx} \left(\cos\varphi \frac{dw}{dx} \right),\end{aligned}\quad (4)$$

де φ – кут повороту поперечного перерізу, або кут повороту дотичної до зігнутої осі в даній точці (рис.1):

$$\varphi = \arctg \frac{dw}{dx}; \quad tg\varphi = \frac{dw}{dx}; \quad \cos\varphi = \sqrt{\frac{1}{1 + tg^2\varphi}}. \quad (5)$$

Виконується апроксимація змодельованої кривої переміщення за допомогою косинусоїди.

Оскільки, апроксимуюча крива 3 описується квадратичною параболою в системі координат, яка показана на (рис. 2), то вона буде визначатися таким рівнянням:

$$y = \frac{4f}{l^2} x(l - x) = \frac{4f}{l^2} (xl - x^2); \quad (6)$$

$$\frac{dy}{dx} = \frac{dw}{dx} = \frac{4f}{l^2} (l - 2x). \quad (7)$$

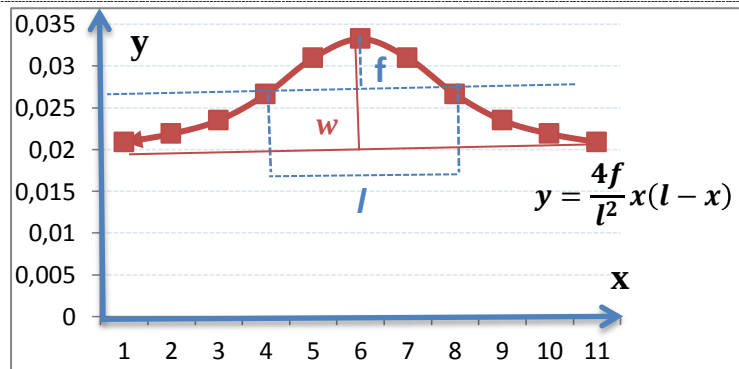


Рис.2. Квадратична парабола

Підставимо рівняння (3.17) у вираз (3.15):

$$\cos\varphi = \sqrt{\frac{1}{1 + \frac{16f^2}{l^4}(l-2x)^2}} \quad (8)$$

Друга похідна рівняння (7) буде мати вигляд:

$$\frac{d^2y}{dx^2} = -\frac{8f}{l^2},$$

тоді

$$\frac{d\varphi}{dx} = \frac{1}{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} \frac{d^2y}{dx^2} = \cos^2\varphi \frac{d^2y}{dx^2} = -\frac{8f}{l^2} \cos^2\varphi, \quad (9)$$

де l – довжина розрахункової ділянки, в межах якої досліджується небезпечний процес. В нашому випадку це довжина між контрольними точками 6 та 16. Оскільки обчислювальна ділянка 50м, а контрольних точок 20, то відстань між ними 2,5м, то будемо мати : $l=10 \cdot 2,5\text{м}=25\text{м}$.

Відповідно рівняння (4) з урахуванням співвідношення (9) буде таким:

$$\begin{aligned} \frac{d^2\varphi}{dx^2} &= \frac{d}{dx} \left(\frac{d\varphi}{dx} \right) = \frac{d}{dx} \left(\cos\varphi \frac{dw}{dx} \right) = \cos\varphi \left(-\sin\varphi \frac{d\varphi}{dx} \frac{dw}{dx} + \cos\varphi \frac{d^2w}{dx^2} \right) = \\ &= \cos^2\varphi \left(\sin 2\varphi \frac{4f}{l^2} \frac{dw}{dx} + \frac{d^2w}{dx^2} \right). \end{aligned} \quad (10)$$

Перейдемо до похідних в рівняннях (2) та (3):

$$N = EF \cos\varphi \frac{dU}{dx}; \quad (11)$$

$$M = -EI \cos^2\varphi \left(\sin 2\varphi \frac{4f}{l^2} \frac{dw}{dx} + \frac{d^2w}{dx^2} \right). \quad (12)$$

Як видно з рис.1 крива прогинів 3 характеризує похибку визначення геодезичних робіт в точках 3,11,19..., а спостережувальна крива $w(x)$ буде апроксимуюча крива 2 (дійсне переміщення) описується функцією косинусів, а саме:

$$w = a \cos b x. \quad (13)$$

Параметри рівняння (13) a і b є коефіцієнтами апроксимуючої кривої, і визначають хід кривої уздовж осі x . Максимальне значення прогину буде в точках 3,11,19 і буде рівним $w_1 = -w_2 = w$.

Знайдемо першу і другу похідні від функції w , буде мати вигляд:

$$\frac{dw}{dx} = -absinbx; \frac{d^2w}{dx^2} = (a \cdot \cos(b \cdot x))' = -b^2w. \quad (14)$$

Оскільки амплітуда кривої апроксимації характеризує величину середньої квадратичної похибки моделювання величини переміщення, то друга похідна від функції $\frac{d^2w}{dx^2}$ буде характеризувати середня квадратична похибка визначення гіпотетичного приросту моменту при моделювання НДС системи (похибці моделювання величини переміщення відповідає конкретний приріст величини моменту).

Підставимо в рівняння (12) значення першої та другої похідної прогинів трубопроводу, і отримаємо приріст моментів:

$$\Delta M = EI \cos^2 \varphi \left(-\sin 2\varphi \frac{4f}{l^2} ab \sin bx - b^2 w \right), \quad (15)$$

де f - прогин трубопроводу.

Якщо $\max \left| \frac{dw}{dx} \right| = a$, а $\sin bx = 1$, то будемо мати найбільший приріст:

$$\Delta M = EI \cos^2 \varphi \left(-\sin 2\varphi \frac{4f}{l^2} wb - b^2 w \right). \quad (16)$$

Параметр b характеризує частоту повторень косинусоїди, і визначається:

$$b = \frac{\pi}{l_s}, \quad (17)$$

де l_s - довжина між контрольними точками.

Найгірший випадок, коли в контрольних точках обчислювання переміщення, прогин дорівнює похибці геодезичних робіт, $w = m_w$.

Точність геодезичного контролю за переміщенням визначатиметься за формулою [5]:

$$m_w = 0,2 \cdot w,$$

де 0,2 – коефіцієнт переходу від величини допустимого переміщення до середньої квадратичної похибки, w – величина допустимого переміщення трубопроводу.

Виконаємо заміну $\frac{m_w}{0,1} = w$, тоді повне рівняння визначення похибки приросту згинаючого моменту буде:

$$m_{\Delta M} = EI \cos^2 \varphi \left(-\sin 2\varphi \frac{4f}{l^2} \frac{m_w}{0,2} \frac{\pi}{l_s} - \frac{\pi^2}{l_s^2} \frac{m_w}{0,2} \right), \quad (18)$$

де $m_{\Delta M} = 0,2 \cdot \Delta M$; $w_{\text{фак}} = w - w_6$ – максимальна стріла підйому параболи другого порядку по осі симетрії; w – величина обчислювального прогину (обчислений з методу визначення НДС); w_6 – величина прогину в 6 точці.

Вирішивши рівняння (18) відносно похибки геодезичних робіт у вертикальній площині будемо мати:

$$m_w = \frac{m_{\Delta M}}{EI \cos^2 \varphi \left(\sin 2\varphi \frac{4f}{l^2} \frac{\pi}{l_s} + \frac{\pi^2}{l_s^2} \right)}. \quad (19)$$

Таким чином встановлено функціональну залежність між значенням середньо квадратичної похибки моделювання величини переміщення m_w та середньо квадратичною похибкою значення приросту моменту $m_{\Delta M}$, що їй відповідає.

Результати розрахунків за наведеною формулою, а також практичний досвід роботи з обстеження технічного стану газопроводів дозволяють зробити

висновок про те, що геодезична зйомка цих конструкцій в практичних умовах може бути проведена з точністю до 3 мм, при цьому в разі складної геометрії ділянки газопроводу похибка може вирости до 13 мм і більше.

На рис.3 показано переріз трубопроводу та опірність балки, що характеризує напруження залежно від форми і розмірів його поперечного перерізу. Це дає змогу визначати величини найбільших нормальних (при згині) і дотичних (при крученні) напружень.

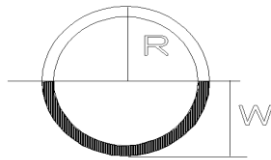


Рис.3. Переріз трубопроводу, де
W - момент опору того перетину, в якому діє;
R – радіус трубопроводу.

Необхідна точність геодезичних робіт для моніторингу положення трубопроводу пов'язана з допустимим рівнем напружено-деформованого стану трубопроводу. Оскільки, нами визначено σ - повне деформаційне напруження, що становить $\sigma = 254,441 \text{ МПа}$, то момент і нормальна сила будуть:

$$M_{\max} = \sigma W; N_{\max} = \sigma F, \quad (20)$$

де $W = \frac{I}{R}$ - момент опору перетину, а $F = \delta D \pi$ – поперечний переріз.

Принцип обґрунтування точності геодезичного контролю базується на необхідності отримання вимірних величин деформацій із заданою ймовірністю, з врахуванням будівельних допусків і забезпечення різного порядку величин деформацій і похибок їх визначення. Точність спостережень змінюватиметься в залежності від ступеня наближення контролюючих параметрів деформацій до їх допустимих значень – чим ближче допустиме значення, тим точніший контроль.

Очевидно, що середня квадратична похибка визначення моменту ΔM залежить від середньої квадратичної похибки моделювання величини переміщення, але жодним чином не пов'язана з гранично допустимим значенням моменту для відповідної конструкції. Тому необхідно визначити середню квадратичну похибку визначення приросту моменту через допустиме граничне значення приросту експлуатаційного моменту (через максимальний експлуатаційний момент, після якого конструкція вважається непридатною для подальшої експлуатації).

Розглянемо ситуацію, коли в фундаментній конструкції передбачено експлуатаційне значення моменту. Відомо, що всі будівельні конструкції проектується із запасом конструктивних властивостей (враховуються коефіцієнти надійності та інше). З техніко-економічних причин ця величина становить приблизно 20% - 30% (20% від $M_{\max}$). Це означає, що при розрахунку, на 20% підвищено значення розрахункового моменту, що згинає трубопровід.

Необхідно з'ясувати – якою має бути відстань між марками та якою має бути точність виконання геодезичного моніторингу, щоб заздалегідь виявити

розвиток гранично допустимого приросту напруження в конструктивному елементі. Для визначення середньої квадратичної похибки визначення граничного приросту $\Delta M_{\max}$ скористаємось виразом:

$$\begin{aligned}\Delta M_{\max} &= 0,2M_{\max}; \\ \Delta N_{\max} &= 0,2N_{\max}.\end{aligned}\quad (21)$$

Виконаємо розрахунок за формулами (20) та (21) за такими вихідними даними:

$$\begin{aligned}\sigma &= 254.441 \cdot 10^3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad W = \frac{0.199 \text{м}^4}{0.71 \text{м}} = 0,281 \text{м}^3; \quad E = 2.1 \cdot 10^8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \\ I \cdot E &= 0,4091 \cdot 10^7 \text{кНм}^2; \quad F = 3.14 \cdot 1.42 \cdot 0.018 = 0.080 \text{м}^2; \\ M_{\max} &= 7.15 \cdot 10^4 \text{кНм}; \quad N_{\max} = 2.04 \cdot 10^4 \text{кН}; \\ \Delta M_{\max} &= 1.43 \cdot 10^4 \text{кНм}; \quad \Delta N_{\max} = 0.408 \cdot 10^4 \text{кН}.\end{aligned}$$

Задачею геодезичних спостережень за переміщенням трубопроводу є спостереження з рівнем НДС трубопроводу та за тим, щоб додаткове навантаження ґрунту та виміри, обумовлені похибками спостережень, не перевищували допустимі навантаження у відповідних контрольних точках.

Необхідно встановити зв'язок між точністю геодезичних вимірів та рівнем допустимих похибок визначення характеристик напружено-деформованого стану трубопроводу.

Газопроводи, прокладені в гірських умовах, часто піддаються силовому впливу зсувів та інших силових факторів, що призводить до зміни їх НДС по відношенню до проектного і виникненню аварійних ситуацій. Існують два види силового впливу зсуву ґрунту на газопровід (поздовжнє і поперечне).

Силовий вплив зсуву має є додатковим (місцевим) поперечним навантаженням, що знаходиться під дією багатофакторних експлуатаційних навантажень газопроводу і сприяє вигину труби. Вигин газопроводу призводить до збільшення його довжини, яке супроводжується силами тертя труби об ґрунт, що, в свою чергу, викликає сили, що розтягують газопровід [6]. Тому, необхідно визначити точність геодезичних робіт у поздовжньому напрямку переміщення газопроводу.

Оскільки, в перших чотирьох математичних моделях відсутні поздовжні переміщення, то розрахуємо для інших математичних моделей 5,6,7, де є характерне експлуатаційне значення поздовжніх зсувних зрушень ґрунту. Для перших чотирьох математичних моделей горизонтальне переміщення не є суттєвим, тому було взято мале значення розподільного навантаження q та коефіцієнт опору деформації. Запропонований метод розрахунку враховує вигин газопроводу (поперечні зсувні зрушення ґрунту), пластичний зв'язок газопроводу з ґрунтом, а також той факт, що при переміщеннях ґрунту одна частина газопроводу розтягнута, а інша - стиснута. Тобто даний метод дає можливість не міряючи, отримати прогнозує переміщення.

Необхідно зауважити, що нами враховано не значний коефіцієнт опору деформації, тобто взято лише незначні дані зразка ґрунтової основи, і вони є значно менші ніж реальна зміна модуля деформації ґрунтової основи вздовж обчислювальної ділянки. Це свідчить про те, що чим менший коефіцієнт опору деформації тим більше горизонтальне переміщення. Тоді, враховуючи той факт,

що зсув трубопроводу та зсув ґрунтового масиву переміщуються одночасно і на одну й ту саму величину, то середнє квадратичне значення горизонтального переміщення визначатися за такою ж методикою, а саме:

- визначається приріст нормальної сили рівняння (21):

$$\Delta N_{max} = 0.408 \cdot 10^4 \text{ кН};$$

- знаходять похідні рівняння $U = a \cos bx$:

$$\frac{dU}{dx} = -ab \sin bx;$$

- підставляється отриманий вираз в рівняння (11) :

$$\Delta N = -EF \cos \varphi ab \sin bx;$$

- виконуємо заміну $\max \left| \frac{dU}{dx} \right| = a = m_u$, а $\sin bx = 1$, $\Delta N_{max} = 0,1 \cdot m_{\Delta N_{max}}$,

$$\frac{\pi}{l_s} = b;$$

- визначаємо середню квадратичну похибку поздовжнього переміщення:

$$m_u = \frac{m_{\Delta N_{max}} l_s}{EF \cos \varphi \pi}; \quad (22)$$

- з рівняння (22) визначимо відстань між контрольними марками на схилі:

$$l_s = \frac{m_u EF \cos \varphi \pi}{m_{\Delta N_{max}}}. \quad (23)$$

В нашому випадку, для перших 4 моделей, при $m_{\Delta N_{max}} = 4,08 \cdot 10^4 \text{ кН}$, $EF = 0,168 \cdot 10^4 \text{ кН}$, $m_u = 7,7 \text{ мм}$, відстань між марками $l_s \approx 9,9 \text{ м}$.

Отже, для таких умов відстань між контрольними точками (марками) повинна бути не меншою 10м, тобто похибка визначення статичних величин в даний час, не буде перевищувати допустимих значень.

Розрахунок переміщення газопроводу в зоні зсуву ґрунту являє собою непросту задачу, і таке завдання не може бути вирішено аналітичними методами, оскільки все вказує на складну взаємодію підземного газопроводу з зсувним ґрунтом. Крутий схил на початку ділянки може призвести до зміщення ґрунту паралельно осі газопроводу. У середній частині можливі поздовжні переміщення і прогини труби.

Залежно від експлуатаційних навантажень (тиску, температурного перепаду) і ступеня силового впливу зсуву газопровід може або розтягуватися, або стискатися, або на одній ділянці розтягуватися, а на іншому - стискатися.

Такі деформації разом з вагою самого газопроводу, продукту і ґрунту, що знаходиться на трубі, впливають на його прогин. А додаткове навантаження, що виникає внаслідок зсуву ґрунту, призводить до виникнення внутрішніх зусиль (поздовжніх зусиль і перерізують сил). Враховано, що зміщення ґрунту по схилу при обвалі мають або пружний, або пружно-пластичного, або пластичний характер.

Зсувні зрушення на поздовжніх ухилах можуть бути:

1) значними при переході маси ґрунту, що вміщує газопровід, в граничний напружений стан;

2) незначними, якщо вони мають пружний характер [7].

Для наших розрахункових моделей будемо використовувати такі вихідні дані: $EI = 0.4091 \cdot 10^7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$; $l = 25\text{м}$; $l_s = 10\text{м}$.

Вихідні дані

Таблиця 1

$w, \text{мм}$	$w_6, \text{мм}$	$f, \text{мм}$	φ	$\varphi, \text{рад}$	$\cos^2 \varphi$	$\sin 2\varphi$
12,0	20,000	8,0	0,00063	0,03591	0,53591	0,00125
33,0	29,000	4,0	0,0008	0,0456	0,5912	0,00157
15,5	7,800	7,7	0,00009	0,00513	0,50513	0,000179
10,2	7,500	2,7	0,00009	0,00513	0,50513	0,000179
20,2	15,200	5,0	0,00009	0,00513	0,50513	0,000179
85,0	82,000	3,0	0,00027	0,01539	0,51539	0,000537

Отримано наступний результат, що занесено до табл. 2.

Похибки геодезичних робіт у вертикальному напрямку

Таблиця 2

Розрахункова модель	Прогин, мм	Похибки геодезичних робіт, мм
		Довжина ділянки 50 м
		$m_w, \text{мм}$
2 - западини в ґрунті	11,64	2,47
3 - ґрунтовий масив представлений у вигляді насипу	33,00	4,95
4 - муляда замочування	15,50	2,64
5 - має кут нахилу+1 модель	10,26	0,73
6 - має кут нахилу+2 модель	20,26	3,96
7 - обвал	84,60	6,00

Таким чином, якщо параметри ґрунтової основи недостатньо вивчені чи змінюються з часом, то змодельоване значення гіпотетичного переміщення варіюватися в межах від 85 мм до 10 мм (при зменшенні модуля деформації) та від 1мм – 13 мм (при збільшенні модуля деформації).

Таблиця 3

Похибки геодезичних робіт у горизонтальному напрямку

Розрахункова модель	значення горизонтального переміщення, $U, \text{мм}$	СКП горизонтального переміщення, мм	відстань між контрольними точками, м
		m_u	l_s
5 - має кут нахилу +1 модель	18	6.00	8
6 - має кут нахилу +2 модель	28	9.33	12
7 - обвал	98	32.0	4

Висновки. Аналізуючи результати обчислень можна сказати, що рішення за такою методикою та математичним модулюванням, що будується з використанням рівнянь поздовжнього і поперечного переміщення, що виникають в газопроводі від ступеня силового впливу зсуву та досліджує роботу газопроводу на розрахункових ділянках, рівних довжині зсуву, дає можливість визначити середню квадратичну похибку геодезичних робіт. А також продемонструвати, що умови защемлення на кінцях газопроводу, що знаходиться в зоні зсуву, впливають на стійкість споруди. Відповідно до таких умов відстань між контрольними точками (маркерами) може бути збільшена від 8м до 12м, при величині переміщення 18мм та 28мм.

Очевидно, що за таких умов середня квадратична похибка виконання геодезичних робіт залежить від гранично допустимого приросту моменту конструкції та від обґрунтованої за виразом (23) відстані між реперами. Тобто, теоретично отриманий зв'язок між НДС трубопроводом та ґрунтовим масивом, але аналізуючи величини середніх квадратичних похибок горизонтальних переміщень, можна сказати, що можна виконувати спостереження з більшою точністю ніж отримані результати. Отримана точність визначення приросту переміщення дозволяє визначити статичний стан споруди за результатами геодезичних спостережень.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Чибіряков В.К.* Дослідження точності геодезичних спостережень стану магістрального газопроводу на основі визначення напружено-деформованого стану при спільних деформаціях розтягу – стиснення та прогину його осі / Чибіряков В.К., Староверов В.С., Нікітенко К.О. // Містобудування та територіальне планування: Нак.-техн.збірник / Відпов. ред. М.М. Оссетрін. – К., КНУБА, 2014. – Вип.51. – С. 688-698.
2. *Чибіряков В.К.* Загальний підхід до моделювання напружено-деформованого стану магістрального газопроводу для визначення геодезичної точності вимірювання / Чибіряков В.К., Староверов В.С., Нікітенко К.О. // Інженерна геодезія: Нак.-техн.збірник – К., КНУБА, 2016. – Вип.63. – С. 14-19.
3. *Староверов В. С.* К определению точности и периодов наблюдений осадок инженерных сооружений. // Инж. геодезия .-1978.-Вип. 32.- С. 57-61.
4. *Чибиряков В. К.* Определение точности геодезических работ при монтаже арочных конструкций мостовых переходов./ В. К. Чибиряков, В. С. Староверов, А. В. Адаменко / Містобудування та територіальне планування: Нак.-техн.збірник / Відпов. ред. М.М. Оссетрін. – К., КНУБА, 2017. – Вип.63. – С. 475-478
5. *Левчук Г.П.* Прикладная геодезия / Г. Левчук, В. Новак. – М.: Недра, 1981. – 437 с.
6. *Перун И. В.* Магистральные трубопроводы в горных условиях [Текст] / И. В. Перун. – М.: Недра, 1987. – 175 с.
7. *Бородавкин П. П.* Подземные магистральные трубопроводы. Проектирование и строительство / П. П. Бородавкин. – М.: Недра, 1982. – 384 с.

REFERENCES

1. Chibiryakov V.K., Staroverov V.S., Nikitenko K.A. (2014). Doslidgennya tochnosti geodezicheskikh sposteredgen stanu magistralnogo gazoprovodu na osnovi vuznachennya naprudgeno-deformovanogo stanu pru spilnuy deformatsiyah roztyagu – stusnennya ta progunu yogo osi [Investigation of the accuracy of geodetic observations of the state of the main gas pipeline based on the determination of the stress-strain state at joint deformation of the tension - compression and deflection of its axis]. - *Mistobuduvannia ta terytorialne planuvannia – Urban and territorial planning*, 51, 688-698. [in Ukrainian].
2. Chibiryakov V.K., Staroverov V.S., Nikitenko K.A. (2014). Zagalnuj pidhid do modeluvannya naprudgeno-deformovanogo stanu magistralnogo gazoprovodu dlya vuznachennya geodezicheskoi tochnosti vumiruvannya [General approach to modeling the stress-strain state of a pipeline to determine the geodetic accuracy of measurement] *Inzhenerna heodeziia - Engineering geodesy*, 63, 14-19 [in Ukrainian].
3. Staroverov V.S. (1978). Kopredeleniu tochnosti i periodov nabludenij osadok indgenernykh soorudzenij [To determine the accuracy and observation periods of sediments of engineering structures] *Inzhenerna heodeziia - Engineering geodesy*, 32, 57-61 [in Ukrainian].
4. Chibiryakov V.K., Staroverov V.S., Adamenko A.V. (2017). Opreделение tochnosti geodezicheskikh rabot pri montazhe arochnykh konstruktsiy mostovykh perehodov [Determination of the accuracy of geodetic works during the installation of arched structures of bridge crossings] *Mistobuduvannia ta terytorialne planuvannia – Urban and territorial planning*, 63, 475-478. [in Ukrainian].
5. Levchuk G.P., Novak V. (1981). *Prikladnaya geodeziya [Applied geodesy]*. Moscow: Nedra [in Russian].
6. Perun I.V. (1987). *Magistralnye truboprovody v gornykh usloviyakh [Main pipelines in mountain conditions]*. Moscow: Nedra [in Russian].
7. Borodavkin P.P. (1982). *Podzemnye magistralnye truboprovody. [Underground trunk pipelines]*. Moscow: Nedra [in Russian].

В.К. Чиби́ряков, В.С. Старо́веров, К.А. Никите́нко
МОДЕЛИРОВАНИЕ ТОЧНОСТИ ГЕОДЕЗИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ ПРИ
ПРОВЕДЕН МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ

В статье выполнено переход от параметров напряженно-деформированного состояния трубопровода к моделированию точности геодезических наблюдений за перемещением газопровода. Предложено формулы для перехода и для расчета среднеквадратических погрешностей вертикальных и горизонтальных перемещений трубопровода.

Установлено функциональную зависимость между значением средне квадратичной погрешности моделирования величины перемещения и средне квадратичной погрешностью значение прироста момента при моделировании напряженно - деформированного состояния системы. Кроме того, проанализировано литературу, подтверждающую отсутствие отечественных

нормативных документов, регламентирующих порядок, состав и точность геодезических работ для контроля состояния подземных газопроводов.

Экспериментально подтверждено влияние грунтового массива на положение трубопровода. Подобный системный подход позволяет выявить, опровергнуть или подтвердить характер влияния изменения (вариации) физико-механических показателей на результаты численного моделирования, на которых выполняется расчет точности выполнения геодезических работ, по выявлению и предупреждению развития деформаций трубопроводов.

Ключевые слова: *напряженно-деформированное состояния, газопроводная система, геодезический мониторинг, моделирование точности.*

V. Chibiryakov, V. Staroverov, K. Nikitenko
SIMULATION OF THE ACCURACY OF GEODESIC
OBSERVATIONS IN THE CONDITION OF MONITORING OF THE STATE
OF MAIN GAS PIPES

In the article, I will make the transition from the parameters of the stress-strain state of the pipeline to modeling the accuracy of geodetic observations on the movement of the pipeline. The formulas of transition and for calculation of standard errors of vertical and horizontal displacements of the pipeline are offered.

Functional dependence between the value of the mean square error of modeling of the magnitude of displacement and the mean square error of the value of moment gain in modeling the stress - strain state of the system is established. In addition, the literature was analyzed, confirming the absence of national normative documents regulating the order, composition and accuracy of geodetic works to control the state of underground gas pipelines.

The influence of the soil array on the pipeline position was experimentally confirmed. Such a systematic approach allows to identify, refute or confirm the nature of the influence of changes (variations) of physical and mechanical parameters on the results of numerical modeling, which performs the calculation of the accuracy of geodetic works, to detect and prevent the development of deformations of pipelines.

Keywords: *stress-strain state, gas pipeline system, geodetic monitoring, accuracy modeling.*

Надійшла до редакції

17.05.2019