

УДК 528.48

д.т.н., професор Чибіряков В.К.,
к.т.н., проф. Староверов В.С., Нікітенко К.О.,
Київський національний університет будівництва і архітектури

ДОСЛІДЖЕННЯ ТОЧНОСТІ ГЕОДЕЗИЧНИХ СПОСТЕРЕЖЕНЬ СТАНУ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ НА ОСНОВІ ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ПРИ СПІЛЬНИХ ДЕФОРМАЦІЯХ РОЗТЯГУ – СТИСНЕННЯ ТА ПРОГИНУ ЙОГО ОСІ.

Розглянуто і проаналізовано загальний порядок визначення напружено-деформованого стану магістральних газопроводів при різній висоті засипки ґрунту та експлуатаційних напружень. Запропоновано рекомендації щодо обґрунтування точності виконання інженерно-геодезичних робіт при проведенні моніторингу газопроводів на стадії їх експлуатації.

Ключові слова: магістральний газопровід (МГ), напружено-деформований стан (НДС), прогин газопроводу.

Постановка проблеми. Найважливішою науково – технічною проблемою ХХІ століття є оцінка технічного стану і продовження ресурсу безпечної експлуатації потенційно небезпечних об'єктів. Серед них такі крупні магістральні газопроводи як «Братство», «Союз», «Уренгой – Помари – Ужгород», що розташовані в Карпатських регіонах.

В горних регіонах аномальні зони на поверхні землі утворюють відкриті провали (воронки), а під землею, в глибині, знаходяться відкриті, частково заповнені і заповнені порожнини водою (мульди замочування). Що призводить до руйнування та утворення дефектів, пов'язаних з порушенням цілісності матеріалу, що в свою чергу призводить до аварійної ситуації. Всі ці фактори підтверджують необхідність і актуальність контролю стану магістральних газопроводів.

Моніторинг магістральних газопроводів геодезичними методами дозволяє визначати просторове положення конструктивних елементів переходів і їх зміну в часі. Геодезичні роботи передбачають визначення положення головної осі газопроводу в плані і по висоті, а також прогин газопроводу під дією ґрунтового масиву. Але для геодезичних робіт по забезпеченню координатної і описової інформації про місцевість та дефекти МГ, необхідно мати дані про напружено – деформований стан газопроводу.

Визначення особливостей НДС газопроводів в нестандартних умовах роботи дозволяє визначити ступінь небезпеки та перейти до встановлення геодезичного контролю технічного стану МГ.

Постановка завдання. Метою дослідження є аналіз оцінки визначення напружено-деформованого стану на ділянках магістрального газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород» (УПУ) з моделюванням різної ґрунтової основи. Визначити максимально та мінімально допустимі значення прогинів газопроводів, що дозволяють встановити причини виникнення критичних відхилень, визначити подальшу динаміку розвитку деформацій газопроводу і прийняти заходи щодо подальшого розвитку подій.

Виклад основного матеріалу. Для оцінки небезпечної ділянки по трасі магістрального газопроводу необхідно вивчати дані інженерно-геологічних вишукувань: геологічної зйомки, геофізичних та бурових робіт з відбором проб ґрунту і води.

Геологічну зйомку рекомендується проводити на основі гідрогеологічної зйомки М 1:200000, з шириною захоплення смуги не менше 30м, довжиною порядку 1 км. У процесі зйомки необхідно обстежити всі карстові форми рельєфу, відзначити виходи підземних вод, вивчити поверхневі води [1].

За даними таких робіт визначаються типи ґрунту по вертикальному розрізу аномальної зони і їх потужність, вологість та інші фізико-механічні характеристики кожного типу ґрунту: $E_{гр}$ – модуль деформації; $m_{гр}$ – коефіцієнт Пуассона; γ – питома вага ґрунту; $\varphi_{гр}$ – кут внутрішнього тертя; $R_{гр}$ – несуча здатність ґрунту. Встановлюються глибина сезонного промерзання, ступінь морозної пучинисті, корозійна активність ґрунту.

Складні умови експлуатації, довжина підземних переходів, необхідність розміщення газопроводу на великій глибині, оминаючи природні і штучні перешкоди складають специфічні вимоги до вибору методів і приладів для встановлення просторового положення газопроводу.

Проаналізувавши нормативні документи, узагальнюючі рекомендації по розрахунках конструктивної надійності магістральних газопроводів на основі фундаментальних досліджень з теорії надійності і напружено - деформованого стану (НДС) газопроводу [2], можна сказати, що:

- відсутні вимоги до точності геодезичних робіт, виконуваних при контролі планово – висотного положення газопроводу;
- застосування оптичних приладів (нівелірів, теодолітів) і мірних стрічок збільшує час і трудовитрати на виконання інженерних робіт;

- відсутня методика, що підвищує точність вимірювань в спостереженнях при вимірі деформації (прогину) газопроводу з точністю до міліметра;
- відсутність вимог до періодичності вимірювань і фіксації результатів та розташування опорних і деформаційних марок та реперів з урахуванням ґрунтового масиву;
- класичні методи лінійно – кутових вимірів дозволяють визначати тільки одну складову зсувів (повздожню або поперечну) газопроводу.

Для отримання повної картини того, що відбувається з газопроводом і для прийняття обґрунтованих інженерних рішень, необхідно врахувати вплив ґрунтового масиву і розглянути зміни в напружено – деформованому стані газопроводу. Оскільки НДС газопроводу дозволяє визначати згин осі газопроводу, та виявити перевищення їх припустимих значень і напрям дії руйнівного зусилля.

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.

Для адекватного знаходження компонент НДС газопроводу необхідно скористатися якоюсь розрахунковою моделлю, яка прийнята в будівельній механіці для дослідження подібних об'єктів. Оскільки для подальших геодезичних висновків достатньо прогнозування прогинів осі та згинальних моментів в перерізах трубопроводу, то ефективною розрахунковою моделлю є балка на пружній основі [3] при різних варіантах граничних умов. НДС балки на пружній основі описується диференціальним рівнянням четвертого порядку, аналітичне розв'язання якого досить складне, тому далі застосовується дуже ефективний чисельний метод розв'язання відповідних граничних задач для цього рівняння.

Розв'язання задачі дослідження НДС газопроводу зводиться до інтегрування рівнянь згину балки, що в певних межах лежить на пружній основі Вінклера [4], і можливо частково знаходиться на опорах.

При застосуванні чисельних методів НДС балки на пружній основі зручно описувати системою диференціальних рівнянь першого порядку. Для розв'язання цієї системи рівнянь з певними граничними умовами

використовується ефективний чисельний метод С.К.Годунова, який дозволяє отримувати результати з будь-якої необхідної точністю [5].

В результаті розв'язання цієї системи з урахуванням конкретних граничних умов отримуємо різні величини u , w , φ , N , Q , M ; що дають можливість диференційовано підходити до обґрунтування точності геодезичних робіт.

Така система диференціальних рівнянь має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dU}{dx} = \frac{N}{EF} \\ \frac{dw}{dx} = \varphi \\ \frac{d\varphi}{dx} = -\frac{M}{EI_x} \\ \frac{dN}{dx} = -k \cdot U - q(x) \\ \frac{dQ}{dx} = \begin{cases} -q(x) + k \cdot w(x) & (x < a) \\ -q(x) + k \cdot w(x) + k_3 \cdot w_3(x) & (x > a) \end{cases} \\ \frac{dM}{dx} = Q \end{array} \right. \quad (1)$$

Дослідження впливу різних ґрунтових утворень на НДС газопроводу наведено в таблицях 1,2,3,4,5, де в лінійній постановці завдання враховуються спільні деформації розтягування - стиснення поздовжньої осі і її прогину.

Досліджуються випадки, коли ділянки газопроводу зсунулися і утворили впадини, порожнину або ґрунтовий масив ослаб через водяні утворення і слабо опирається прогину газопроводу, який виникає від дії власної ваги труби з газом і тиску ґрунту.

Перша схема розрахунку представлена на Рис.1, де наведені основні позначення і напрям осей координат. По горизонтальній осі площині креслення відкладається поздовжня осьова координата - x , а по вертикальній осі w - прогин осі труби. В результаті розрахунку отримаємо такі величини :

- вертикальне переміщення $w(x)$;
- поздовжнє переміщення $u(x)$ (при врахуванні зсуву);
- кути повороту перерізу $\varphi(x)$;
- нормальну силу $N(x)$;
- перерізуючу силу $Q(x)$;
- згинальний момент $M(x)$.

Для розрахунку були використані такі дані:

- довжина прольоту ділянки газопроводу $l=50\text{м}$,

- довжина прилеглих ділянок $\frac{a-l}{2} = 17,5\text{м}$,
- відстань від осі трубопроводу до верху засипки $h_{\text{сл}} = 5\text{м}$,
- газопровід УПУ виконаний з труб діаметром $D = 1,42\text{м}$ та товщиною стінки $\delta = 0,018\text{м}$; метал труби - сталь $E = 2.10 \cdot 10^8 \text{кПа}$,
- питома вага ґрунту, який складається з суглинку легкого пілуватого твердого та напівтвердого становить $\gamma = 19,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$.

У розрахунках вертикальна складова навантаження на одиницю довжини трубопроводу становить $q = 1,42\text{м} \cdot 19,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} = 27,548 \frac{\text{кН}}{\text{м пог}}$. Розрахунки виконані для 21-ї точки, які розташовані по осі газопроводу. Відстань між точками становить 10 м.

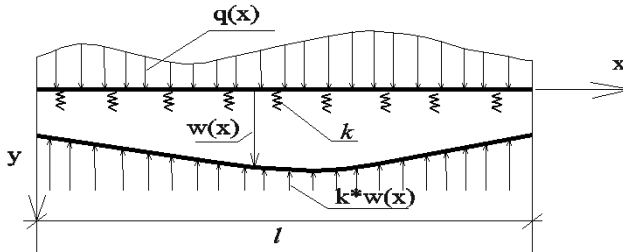


Рис. 1. Перша розрахункова модель магістрального газопроводу.

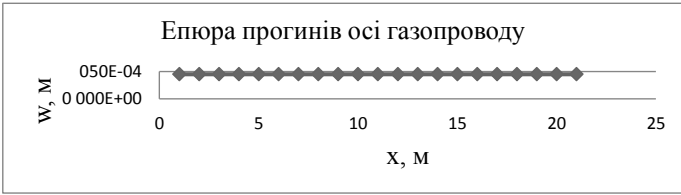
Тут $q(x)$ – зовнішнє навантаження; k – коефіцієнт постелі ґрунту; l – розрахункова довжина ділянки газопроводу; h – шар ґрунту; w – прогин газопроводу.

Розглянута частина газопроводу, на яку рівномірно тисне ґрунтовий масив. Це найпростіша розрахункова модель магістрального газопроводу, оскільки вона задана такими граничними умовами: $N=0$, $Q=0$, $M=0$ – якщо кінці ніяк не закріплені.

В результаті отримуємо рівномірне просідання труби на 0,4см (Табл.1).

Таблиця 1.

Кількість точок	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прогин 10^{-3}	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49	4,4	4,49
Кут повороту 10^{-19}	-1,45	-1,56	0,000	1,11	0,000	-7,29	2,22	6,11	4,45	2,78
Згинаючий момент 10^{-12}	0,000	7,11	1,14	1,14	4,55	1,25	1,48	1,36	1,14	5,68



На другій схемі розглянута частина газопроводу умовно розбита на три ділянки: на першій $\frac{a-1}{2}$ і на третій ділянці, які прилягають до западини в ґрунті a , труба знаходиться в ґрунті.

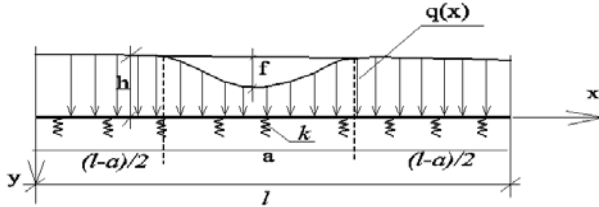


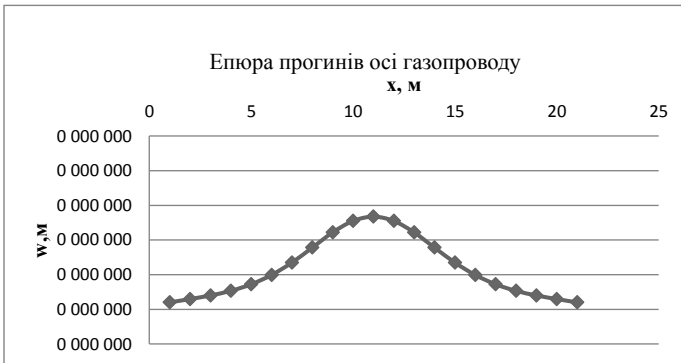
Рис.2. Друга розрахункова модель магістрального газопроводу.

Тут f – зміна висоти шару ґрунту описується параболічною функцією

$$y = \frac{4f}{a^2}(a - x).$$

Таблиця 2.

Кількість точок	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прогин	0,024	0,023	0,023	0,022	0,021	0,020	0,018	0,016	0,013	0,012
Перерізна сила	0,000	20,01	32,5	36,06	27,45	1,456	-48,58	-129,2	-162	-102,7
Згинаючий момент	0,0000	26,53	93,84	181,70	264,1	304,5	251,3	36,03	-352,9	-697,6





З другої побудованої еюри прогинів видно, що при заданих граничних умовах ($U=0, w=0, \varphi=0$ – якщо даний кінець жорстко защемлений) що зміна величини шару ґрунту на характеристики НДС газопроводу має значний вплив. Максимальна величина прогину буде в 11-тій точці 1.16 см.

На третій схемі (Рис.3) розглянута таж сама частина газопроводу умовно розбита на три ділянки, але ґрунтовий масив представлений у вигляді насипу b .

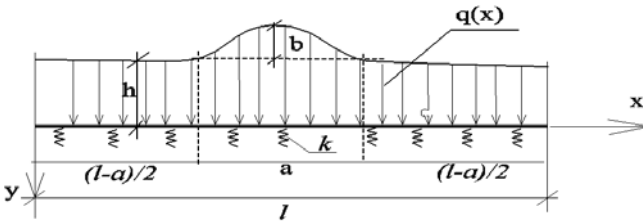
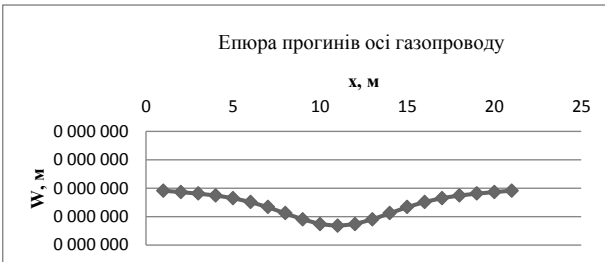


Рис.3. Третя розрахункова модель магістрального газопроводу.

Таблиця 3.

Кількість точок	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прогин	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026	0,027	0,028	0,031
Перерізуюча сила	0,000	-20	-32,5	36,0	-27	-1,4	48,58	129,2	162	102,7
Згинаючий момент	0,0000	-26,5	-93,8	181,7	-264	-304	-251,3	-36,03	352,9	697,6





Аналізуючи третю епюру прогинів газопроводу можна сказати, що при збільшенні шару ґрунтового масиву збільшується прогин 3,3см осі газопроводу. Це свідчить про те, що кожна ділянка газопроводу потребує диференційного підходу до встановлення точності геодезичних робіт.

На четвертій схемі (Рис.4) представлена частина газопроводу, що знаходиться над мулькою замочування b .

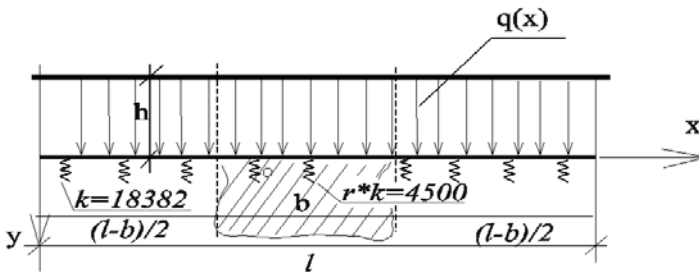
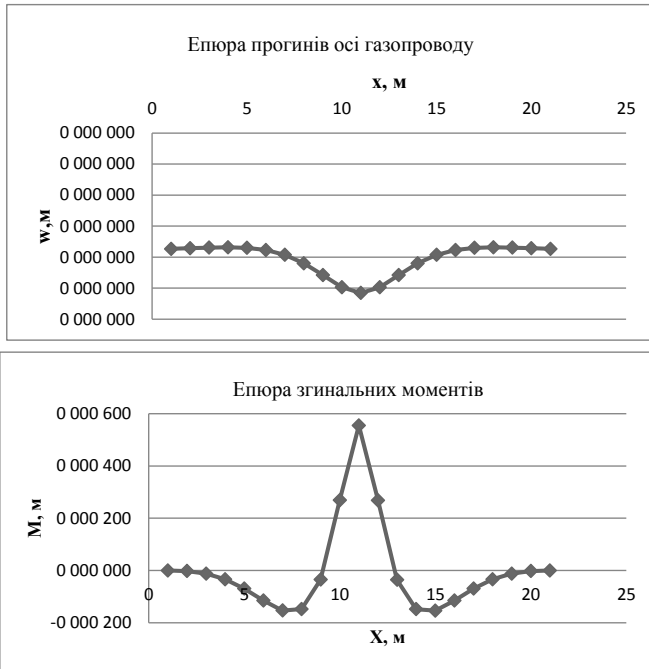


Рис.4. Четверта розрахункова модель магістрального газопроводу.

В даному розрахунку враховується товщина шару ґрунту h та окреме місце замочування ґрунтів b .

Таблиця 4.

Кількість точок	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прогин	0,0074	0,0074	0,0073	0,0074	0,0075	0,0078	0,0084	0,091	0,099	0,010
Перерізуюча сила	0,000	-2,05	-6,028	-11,47	-16,7	-18,4	-9,71	18,45	76,6	18,3
Згинаючий момент	0,0000	-2,14	-11,90	-33,52	-69,4	-114,9	-153,2	-147,4	-35,17	268



Аналіз алгоритму розрахунків показав, що допустимі величини вертикальних зсувів залежать від товщини ґрунту, яка є величиною змінною по довжині і від часу.

На п'ятій схемі (Рис.5) представлена частина газопроводу, що має кут нахилу α .

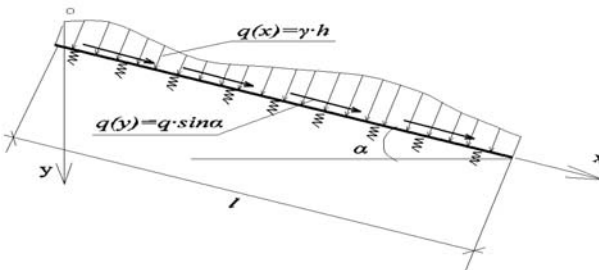
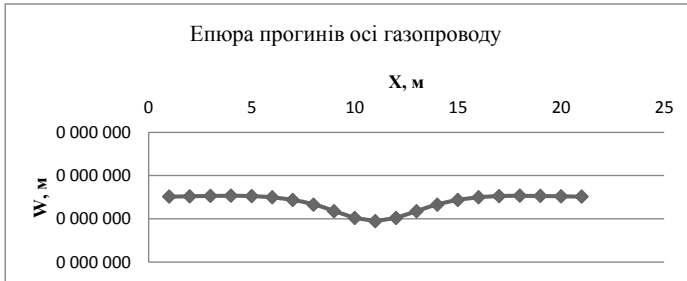


Рис.5. П'ята розрахункова модель магістрального газопроводу.

Таблиця 5.

Кількість точок	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Горизонтальне переміщення	-0,029	-0,029	-0,029	-0,029	-0,029	-0,029	-0,029	-0,029	-0,029	-0,029
Прогин	0,0074	0,0073	0,0073	0,0074	0,0075	0,0078	0,0084	0,091	0,099	0,010
Перерізна сила	0,000	-2,04	-6,028	-11,47	-16,7	-18,4	-9,71	18,45	76,6	18,3
Згинаючий момент	0,0000	-2,13	-11,84	-33,52	-69,4	-114,4	-152,4	-146,7	-34,99	267



Отримані результати дозволяють чітко простежити закономірність зміщення газопроводу зі зміною шару і властивостей ґрунту. Максимальні деформації припадають на ділянки в яких збільшується напруження і прогин становить 3,3см. З графіків видно, що амплітуда зсувів газопроводу в поперечному напрямку не перевищує 4см, а в подовжньому – 2см.

Тобто при такому моделюванні ґрунтової основи і розрахункових моделях МГ контроль стану газопроводу повинен проводитися регулярно з періодичністю встановленою експлуатуючим підприємством. При цьому враховувати інформацію та прогнози на підставі раніше виконаних контрольних вимірювань, технологічних режимів експлуатації та природно кліматичних умов.

Такі розрахунки дають можливість удосконалити існуючу нормативну базу і перепрофілювати її на використання сучасних геодезичних приладів.

Висновок. В результаті досліджень НДС труби можна сказати, що величина напружень змінна по довжині газопроводу. Ділянки газопроводу, розташовані в зоні переходу слабких ґрунтів і ґрунтів, які мають досить велику несучу здатність, характеризуються підвищеним рівнем напружень характеристик НДС і будуть мати найбільше зміщення газопроводу від проектного положення.

Оцінка напружено-деформованого стану магістральних газопроводів дозволяє визначити місця максимально допустимих напружень, що в свою

чергу дозволить обґрунтовано вибрати місця розташування контрольних марок і визначити необхідну точність вимірювань і метод спостережень.

Література

1. Р.М. Зарипов, Г.Е. Коробков, В.А. Чичелов, Р.А. Фазлетдинов. Расчет напряженно-деформированного состояния и прочности газопровода, проходящего по карстовой территории. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999 – 74с.
2. СНиП 2.05.06-85*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. Министерство регионального развития Российской Федерации. Москва. 2012.
3. Містобудування та територіальне планування: Наук.-техн. збірник / Відпов.ред. М.М. Осетрін. - К.КНУБА,2013. - Вип. 47. - 731с.
4. Годунов С.К. О численном решении краевых задач для систем линейных обыкновенных дифференциальных уравнений / С.К. Годунов // «Успехи математических наук». – Вып. 3, 1961.
5. Містобудування та територіальне планування: Наук.-техн. збірник / Відпов.ред. М.М.Осетрін. - К.:КНУБА,2013. - Вип. 50. - 827с.

Аннотация

Рассмотрены и проанализировано общий порядок определения напряженно-деформированного состояния магистральных газопроводов при разной высоте засыпки грунта и эксплуатационных напряжений. Предложены рекомендации по обоснованию точности выполнения инженерно-геодезических работ при проведении мониторинга газопроводов на стадии их эксплуатации.

Annotation

Reviewed and analyzed in a general procedure for determining the stress-strain state of the main gas pipelines in difficult ground conditions. Recommendations were provided to substantiate the accuracy of the engineering and geodetic work for monitoring pipelines on the stage of their operation.