

МОНІТОРИНГ ТА РОЗРАХУНОК НАПРУЖЕНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ В ЗОНАХ ШАХТНИХ ВИРОБОК

З. С. ЯСКОВЕЦЬ, І. В. ОРИНЯК

Інститут проблем міцності ім. Г. С. Писаренка НАН України. 01014, м. Київ, вул. Тимирязевська, 2.
E-mail: info@ipp.kiev.ua

В роботі описано систему та результати моніторингу напружень в трубопроводах, що знаходяться в зоні впливу шахтних виробок. Вимірювання деформацій реалізовано за допомогою тензOMETричних резисторів, зібраних в модифіковану термокомпенсовану напівмостову схему Уїтстона. З метою неперервного моніторингу напівмостова схема доповнена системою автоматизованого зчитування та запису. Місця встановлення систем моніторингу визначались на основі прогнозних розрахунків напруженого стану газопроводів від впливу шахтних виробок. Результати моніторингу підтвердили коректність використаних розрахункових методів. Крім того, зафіксовано процеси навантаження та релаксації напружень в часі. Виявлено, що навантаження підземного газопроводу в процесі відпрацювання шахтної виробки відбувається рівномірно як на ділянках стиску, так і на ділянках розтягу. Після проходження шахтної виробки зафіксовано, що процеси релаксації напружень в газопроводі протікають на різних ділянках нерівномірно. В розтягнутих (віддалених від центру шахтної виробки) зонах газопроводу релаксація протікає значно швидше ніж в стиснутих (в центрі шахтної виробки).

Ключові слова: магістральний трубопровід, шахтна виробка, напружений стан, моніторинг, мостова схема Уїтстона

Відпрацювання вугільних пластів призводить до зрушення земної поверхні, яке викликає деформаційні процеси в ґрунті. В свою чергу деформації ґрунту призводять до деформацій об'єктів, які потрапляють в зону шахтної виробки. Для малогабаритних інженерних конструкцій незначної, в порівнянні з зоною впливу виробки, протяжності (опори ліній електропередачі, фундаменти будівель та ін.) деформації і кривизни земної поверхні і відповідних точок конструкцій можуть вважатися рівними. Оскільки методики прогнозування динаміки розвитку деформацій землі є добре відомими [1], то знаючи допустимі деформації конструкції можна прогнозувати можливість і час досягнення критичної ситуації. Проте в окремих випадках наближення до критичних ситуацій необхідні більш точні оцінки, і рекомендується проведення моніторингу просідань, кривизн і переміщень земної поверхні, методи і послідовність проведення яких є вже усталеною інженерною практикою [2].

Для довгомірних конструкцій, якими є трубопроводи, рівні деформацій ґрунту і труби не є тотожними величинами і точки максимальних деформацій труби можуть знаходитися на значній відстані від відповідних точок ґрунту, а самі величини максимумів можуть значно різнитися. Звичайно, розрахункові методи механіки будівельних конструкцій спроможні з великою точністю визначати характер деформування трубопроводу за відомими переміщеннями землі [3]. Проте відомі випадки, коли фактичні переміщення земної по-

верхні значно відрізняються від прогнозних. Методи прогнозування переміщень земної поверхні в результаті відпрацювання шахтних виробок базуються на напівемпіричних підходах, сформованих в 1960–1970-х роках на основі великої кількості спостережень і не завжди точно можуть відобразити реальну картину переміщень поверхні ґрунту. Тому для відображення реальної картини напруженого стану трубопроводів необхідно проводити безпосередній моніторинг під час проходження шахтних виробок [4].

В практиці експлуатації газопроводів в зонах шахтних виробок існує ряд випадків, коли прогнозні значення переміщень поверхні ґрунту добре узгоджувались з результатами інструментальних спостережень, однак рівень прогнозних та реальних напружень значно відрізнялись, що в свою чергу призвело до змін та розгерметизації газопроводів (рис. 1). В першу чергу це пов'язано з недосконалістю обраних методів для оцінки напруженого стану трубопроводів та складністю врахування реально діючої сили взаємодії між поверхнею трубопроводу та ґрунту. По-друге, важливим моментом є оцінка напруженого стану трубопроводів при одночасному та повторному відпрацюванні шахтних лав на суміжних ділянках трубопроводів, оскільки при проведенні окремих розрахунків для суміжних лав не враховуються процеси накопичення та релаксації напружень в часі. Відповідно до діючих норм [5] при повторному відпрацюванні газопроводів релаксація напружень враховується шляхом вве-

дення коефіцієнта пристосування трубопроводу до деформаційних впливів від минулих виробок. Відмітимо, що введений коефіцієнт отримано напівемпіричними методами, що базуються на великому досвіді проведення інструментальних спостережень за деформацією ґрунту, та в свою чергу потребує уточнення по відношенню до реальних процесів релаксації напружень в трубопроводах.

На рис. 1 представлено загальний вигляд зруйнованих ділянок газопроводу Ду 300 в результаті неврахування накопичення напружень від минулих виробок (рис. 1, а) та формування некоректних заходів щодо зниження високого рівня напружень в газопроводі (рис. 1, б), що прямо свідчить про недосконалість обраних методів оцінки напруженого стану трубопроводів.

Очевидно, що найефективнішим методом вирішенням вище зазначених питань є безпосередній моніторинг напруженого стану трубопроводів під час відпрацювання шахтних виробок. З однієї сторони неперервний моніторинг дасть змогу якісно оцінювати результати прогностичних розрахунків напруженого стану трубопроводів та ефективних заходів щодо забезпечення надійної експлуатації в зонах впливу шахтних виробок. З іншої сторони результати неперервного моніторингу дадуть можливість вивчити процеси навантаження та релаксації напружень в трубопроводах під час відпрацювання шахтних виробок.

Прикладом впровадження такої системи моніторингу є робота [6], де спочатку визначаються закони взаємодії між поверхнею трубопроводу та ґрунту відповідно до методики [7] та виконується аналіз напруженого стану з використанням методу скінчених елементів, після чого результати розрахунків порівнюються з результатами моніторингу. Рівень допустимих напружень визначається відповідно до стандарту [8], де навантаження

класифікуються як такі, що викликані випадковими неперіодичними чинниками, а локальні дефекти від зварювання окремих секцій труб аналізуються відповідно до нормативу [9].

Таким чином, моніторинг і розрахунок напруженого стану трубопроводів є взаємодоповнювальними. Інформація про розвиток реальних процесів, що відбуваються в трубопроводі під час його підроблювання шахтними лавами, може сприяти побудові нових більш точних моделей аналізу напруженого стану. Мета даної роботи – створення системи моніторингу, отримання інформації, яка в майбутньому може бути використана для уточнення наших уявлень і моделей.

Система моніторингу напружено-деформованого стану трубопроводів. Серед широкого ряду експериментальних методів вимірювання деформацій для більшості задач провідну роль займають вимірювання за допомогою тензометричних резисторів (ТР). Такий вибір зумовлено насамперед розумним співвідношенням вартості та ефективності. Крім того, широкий ряд ТР дає змогу використовувати їх як основу для вирішення задач за різних умов проведення експерименту (наприклад, в зонах високих температур, підвищеної вологості тощо).

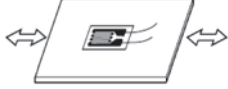
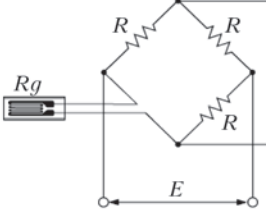
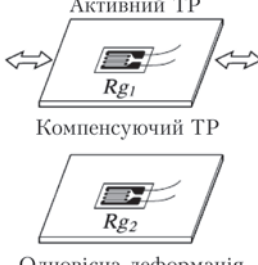
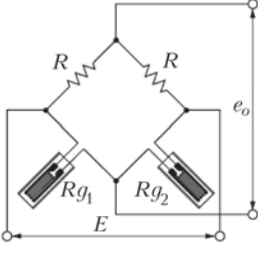
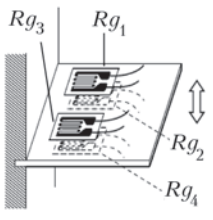
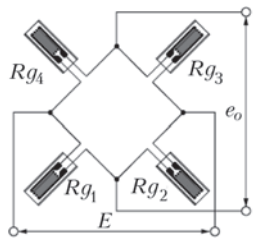
Вимірювання деформацій за допомогою тензорезистивних перетворювачів – одне з найскладніших в техніці електричних вимірювань. Складність полягає в дуже малому діапазоні зміни опору ТЗ від впливу деформації. Наприклад, для 100 Ом ТР зміна опору складає 0,00002 Ом на 1 мкм/м. Для перетворення настільки малих змін опору в вихідні сигнали опору, які можуть бути зафіксовані в вимірювальних приладах, широко використовується мостова схема.

Вимірювальний міст прийнято зображати у вигляді ромба, сторони якого називають плечима, а



Рис. 1. Руйнування трубопроводів в зоні впливу шахтної виробки (опис а і б див. в тексті)

Таблиця 1. Формування тензометричних мостових схем

Номер модифікації	Примітки	Приклад	Схема	Вихід
1	<ul style="list-style-type: none"> – застосовується при малих змінах температури; – 2-х провідна; – 1 активний ТР; – без термокомпенсації 	 <p>Одновісна деформація (розтяг/стиск)</p>		$e_0 = \frac{E}{4} k \epsilon_0$
2	<ul style="list-style-type: none"> – активний + термокомпенсійний – 2 активних ТР; – термокомпенсована; – температурна похибка кабелю виключена 	 <p>Активний ТР Компенсуючий ТР Одновісна деформація (розтяг/стиск)</p>		$e_0 = \frac{E}{4} k \epsilon_0$
3	<ul style="list-style-type: none"> – для деформації згину; – 4 активних ТР; – термокомпенсована; – температурна похибка кабелю виключена; – деформація розтягу / стиску включена 			$e_0 = E k \epsilon_0$

точки з'єднання плечей – вершинами або вузлами мосту. Міст Уїтстона з живленням від джерела постійної напруги складається з трьох функціональних частин (табл. 1). Це джерело напруги E , чотири резистори, що утворюють міст та схема реєстрації e_0 . Схема реєстрації включає резистор навантаження $R_m = \infty$, оскільки приймається, що струм, який протікає через міст, не відводиться на навантаження. Така ситуація спостерігається, коли сигнал з мостової схеми надходить на вхід електронного підсилювача або аналого-цифрового перетворювача (АЦП).

Залежно від кількості ТР, що включаються в вимірювальний міст, можливі три модифікації мостової схеми Уїтстона [10]: «чверть мосту» (модифік. 1 табл. 1), «напівміст» (модифік. 2 табл. 1) і «повний міст» (модифік. 3 табл. 1). В табл. 1 представлено приклади модифікації мостової схеми в залежності від поставленої задачі [11]. Також в табл. 1 представлено формули перетворення зміни напруги в деформації.

Для ефективного вимірювання деформацій за допомогою ТР при монтажних роботах необхідно дотримуватись ряду вимог. Основні вимоги відносяться як до ТР, так і до поверхні об'єкту вимірювань. Умовно вимоги можна розділити на наступні групи:

- підготовка ТР (включає зовнішній огляд, перевірку опору і очищення);
- підготовка досліджуваної деталі (очищення, зачищення та обезжирення);
- нанесення ліній розмітки (результати залежать від позиціонування ТР на об'єкті досліджень);
- наклейка та контроль якості наклеювання ТР (забезпечення суцільності клею в зоні контакту ТР та об'єкту досліджень);

Таблиця 2. Технічні характеристики вимірювальної системи

Назва параметру	Значення
Зовнішнє живлення, В	12(5...15)
Вбудований стабілізатор напруги, В	3.3
Точність елементів та живлення тензометричного мосту, %	0,1
Точність елементів вимірювального підсилювача, %	0,1
Точність вимірювання вихідної напруги тензометричного мосту, %	0,025
Діапазон вихідної напруги, В	від -9 до 9
Коефіцієнт підсилення сигналу	1000
Ємність пам'яті результатів вимірювання, МБ	368
Стандарт передачі даних	RS-485
Швидкість передачі даних, біт/с	62500

– захист ТР від вологи (нанесення захисного покриття).

Для поставленої задачі (вимірювання деформацій на реальних підземних трубопровідних системах) обрано повністю термокомпенсовану «напівмісткову» модифікацію мостової схеми Уїтстона представлена під номером 2 табл. 1. В цьому випадку половина «напівмісткової» схеми, що являє собою систему вимірювання, складається з двох ТР, позначених на прикладі як Rg_1 та Rg_2 . Перший ТР Rg_1 клеїться на поверхню трубопроводу та заміряє безпосередньо деформацію матеріалу трубопроводу. Другий ТР Rg_2 клеїться на окремий металевий зразок, який розташовують в зоні виміру першого ТР. Таким чином, за допомогою другого тензометричного резистору Rg_2 враховується можлива температурна нестабільність вимірювального ТР Rg_1 (термокомпенсація). Інша половина «напівмісткової» схеми представляє собою два звичайних резистори однакового опору R , що розташовуються в системі зчитування та запису.

На схемі номер 2 табл. 1 – E – напруга живлення мостової схеми (В); e_0 – вихідна напруга (В). При проведенні контролю система зчитування та запису зберігає дані в вольтах. Зв'язок між вихідною напругою та деформацією визначається за формулою:

$$e_0 = \frac{E}{4} k \varepsilon \quad (1)$$

де k – коефіцієнт тензочутливості резисторів; ε – деформація.

Загальна деформація визначається відносно початкової (значення e_0 фіксується після остаточного приклеювання резисторів) за формулою:

$$\varepsilon_{Total} = \frac{\varepsilon_0 - \varepsilon_i}{K_p} \quad (2)$$

де K_p – коефіцієнт підсилення АЦП; ε_{Total} – загальне значення деформації; ε_0 – початкове значення

деформації ТР під час монтування; ε_i – крайнє значення деформації.

Система зчитування та запису складається з АЦП, електронного підсилювача, мікропроцесора, блоку живлення та модуля пам'яті, за допомогою яких і реалізовано збір та запис даних вимірювань. Система зчитування та запису розташовується безпосередньо на поверхні труби та за допомогою чутливих елементів проводить виміри деформацій. Інформація про виміри в часі з інтервалом в 1 годину записується у внутрішню пам'ять вимірювальної системи і раз у 24 години передається до системи збору та збереження даних. Технічні характеристики системи зчитування та запису представлено в табл. 2. Принцип вимірювання напружено-деформованого стану підземних газопроводів представлено на рис. 2.

Обрана система вимірювань деформацій була зібрана та протестована в лабораторних умовах на випробувальній машині. В якості системи чутливих елементів використовували ТР, які здатні забезпечити надійні та довготривалі вимірювання деформацій з врахуванням впливу всіх зовнішніх (температура, вологість середовища в зоні вимірювання тощо) та внутрішніх (точність вимірювань, енерговитрати та ін.) чинників. Таким чи-

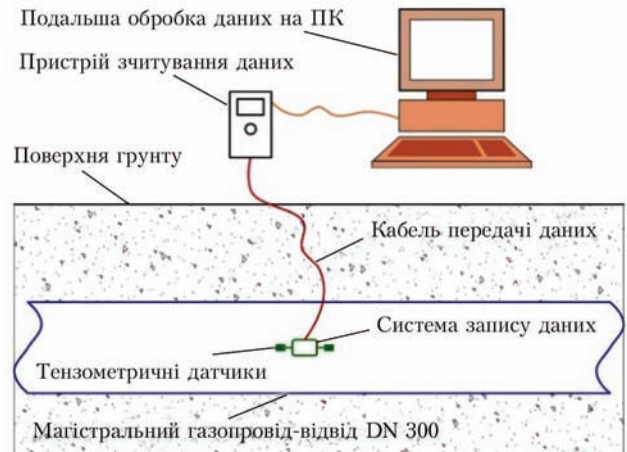


Рис. 2. Схема моніторингу напружено-деформованого стану

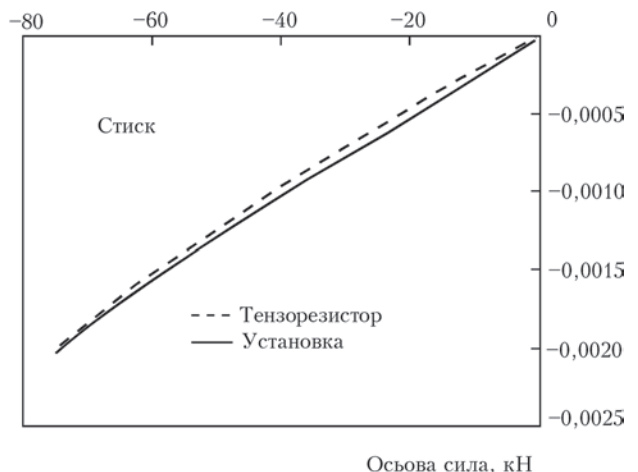
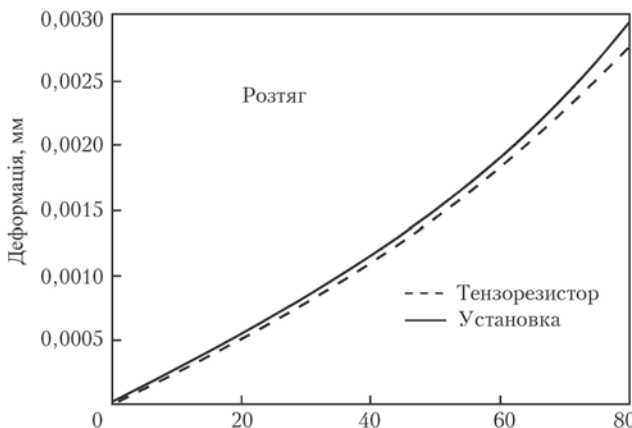


Рис. 3. Результати тарувальних випробувань

ном, вибрано ТР на поліімідній плівці з довжиною бази 10 мм. Матеріал фольгової решітки константан, при цьому коефіцієнт чутливості складає від 2,0 до 2,2. Діапазон робочих температур ТР від -80 до 150 °С.

В якості випробувального зразка використано металевий стрижень прямокутного поперечного перерізу. Матеріал та геометричні розміри зразка вибрані таким чином, щоб забезпечити максимальний робочий діапазон функціонування ТР. На рис. 3 представлено результати випробування обраної «напівмісткової» схеми на розтяг та стиск. За результатами випробувань визначено похибку вимірювань деформацій, яка складає менше 5 % як для розтягу, так і для стиску.

Розрахунок та моніторинг напруженого стану. Розрахунки напружено-деформованого стану трубопроводів виконувались з використанням попередньо створеної чисельно-аналітичної процедури [3]. В основі процедури лежать ефективні аналітичні розв'язки, які записуються для елементарної ділянки трубопроводу в залежності від типу взаємодії між ґрунтом та поверхнею трубопроводу. Таким чином, для випадку пружної взаємодії рівняння переміщень та сил мають вигляд:

$$\begin{aligned}
 u(x) &= u_0 ch(\beta x) - \frac{N_0}{\beta EF} sh(\beta x) + \mu_0 (1 - ch(\beta x)) + \\
 &+ \mu_1 \left(x - \frac{1}{\beta} sh(\beta x) \right); \\
 N(x) &= -u_0 EF \beta sh(\beta x) + N_0 ch(\beta x) + \\
 &+ \mu_0 EF \beta sh(\beta x) + \mu_1 EF (ch(\beta x) - 1),
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

де E – модуль Юнга; F – площа поперечного перерізу трубопроводу $F \approx 2\pi R t$; μ_0, μ_1 – параметри прямої лінії, яка використовується на певній ділянці для апроксимації переміщень ґрунту; параметр β визначається із співвідношення:

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_n C_x}{EF}},
 \tag{4}$$

де D_n – зовнішній діаметр трубопроводу; C_x – узагальнений коефіцієнт дотичного опору ґрунту.

У випадку пластичної взаємодії рівняння переміщень та сил мають вигляд:

$$\begin{aligned}
 u(x) &= u_0 - \frac{N_0}{EF} x - \frac{\bar{q} x^2}{2EF}; \\
 N(x) &= N_0 + \bar{q} x,
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

де \bar{q} – граничний опір ґрунту зрушенню.

Процедура враховує взаємне переміщення труби та ґрунту на даній ітерації. Її особливість полягає в використанні поняття базової геометрії осьової лінії трубопроводу на кожній ітерації (по якій визначається тип взаємодії земля-труба на наступній ітерації) та повної геометрії осьової лінії трубопроводу, що розраховується на даній ітерації. Уточнення базової геометрії виконується за допомогою адаптивного коефіцієнта руху, що зменшує величину корекції переміщень, якщо результати починають віддалятися (змінюється знак максимуму різниці базових і повних переміщень), і дещо повільніше збільшує корекцію переміщень, якщо базова та повна геометрії осьової лінії трубопроводу наближаються.

За результатами розрахунків формувались заходи щодо забезпечення надійної експлуатації та визначались місця встановлення систем моніторингу для подальшого контролю напруженого стану газопроводу-відводу. Типовими місцями для встановлення систем моніторингу є зони реалізації максимальних напружень в результаті відпрацювання шахтної виробки.

На рис. 4 представлено приклад системи, змонтованої на реальному трубопроводі (а), та дистанційний прилад для зчитування даних (б).

Активне просідання ґрунту відбувається безпосередньо після перетину «вікном» лави лінії га-



Рис. 4. Система моніторингу, що змонтована на трубопроводі (а) та дистанційний прилад для зчитування даних (б)

зопроводу-відводу (віддаленість «вікна» лави від трубопроводу не перевищує 10 м) і, відповідно до основних характеристик лави, триває протягом приблизно 2...4 місяців [5]. За цей період переміщення ґрунту від впливу шахтної лави набирають 80...90 % від максимальних значень, після чого настає період уповільнення розвитку переміщення ґрунту. Для отримання повної картини процесу навантаження газопроводу-відводу в часі з подальшою релаксацією системи моніторингу напружено-деформованого стану встановлювались до початку впливу шахтних лав на ділянки магістральних газопроводів-відводів.

На рис. 5 представлено результати розрахунку напруженого стану газопроводу-відводу Ду 300 в зоні впливу Лави 1. Суцільною лінією представлено прогнозний напружений стан вздовж газопроводу в результаті відпрацювання Лави 1. Штриховою лінією представлено напружений стан газопроводу після реалізації заходів, пов'язаних зі зменшенням сил взаємодії між трубою та ґрунтом шляхом розкопок двох ділянок з подальшою їх засипкою. Також на рис. 5 представлено місця становлення систем вимірювання та результати неперервного моніторингу напруженого стану. Відмітимо, що на ділянці газопроводу в зоні впливу Лави 1 встановлено дві системи в зонах мак-

симальних розтягуючих напружень (системи № 1 та № 3) та однієї системи в зоні максимальних стискаючих напружень (система № 2). Для кожної системи окремо відмічені максимальні значення заміряних напружень за весь період моніторингу.

На рис. 6 аналогічно до рис. 5 представлено результати розрахунку та моніторингу напруженого стану газопроводу-відводу Ду 300 в зоні впливу Лави 2.

Результати моніторингу напруженого стану як для Лави 1, так і для Лави 2 підтверджують коректність створених розрахункових методів аналізу. Завдяки можливості неперервного моніторингу зафіксовано процеси релаксації напружень в газопроводах з часом. Важливим моментом є той факт, що процеси релаксації в зонах реалізації розтягуючих напружень, що віддалені від центру шахтної виробки, протікають швидше ніж в зонах стискаючих в центрі шахтної виробки. Відповідно до роботи [5] процеси релаксації враховуються шляхом введення коефіцієнту пристосування трубопроводу до деформаційних впливів від минулих підробок. Відмітимо, що введений коефіцієнт є досить тривалим по часу (перших два роки після відпрацювання приймається 0,7) і є однаковим по всій протяжності трубопроводу в зоні відпрацювання лави і суперечить реальним

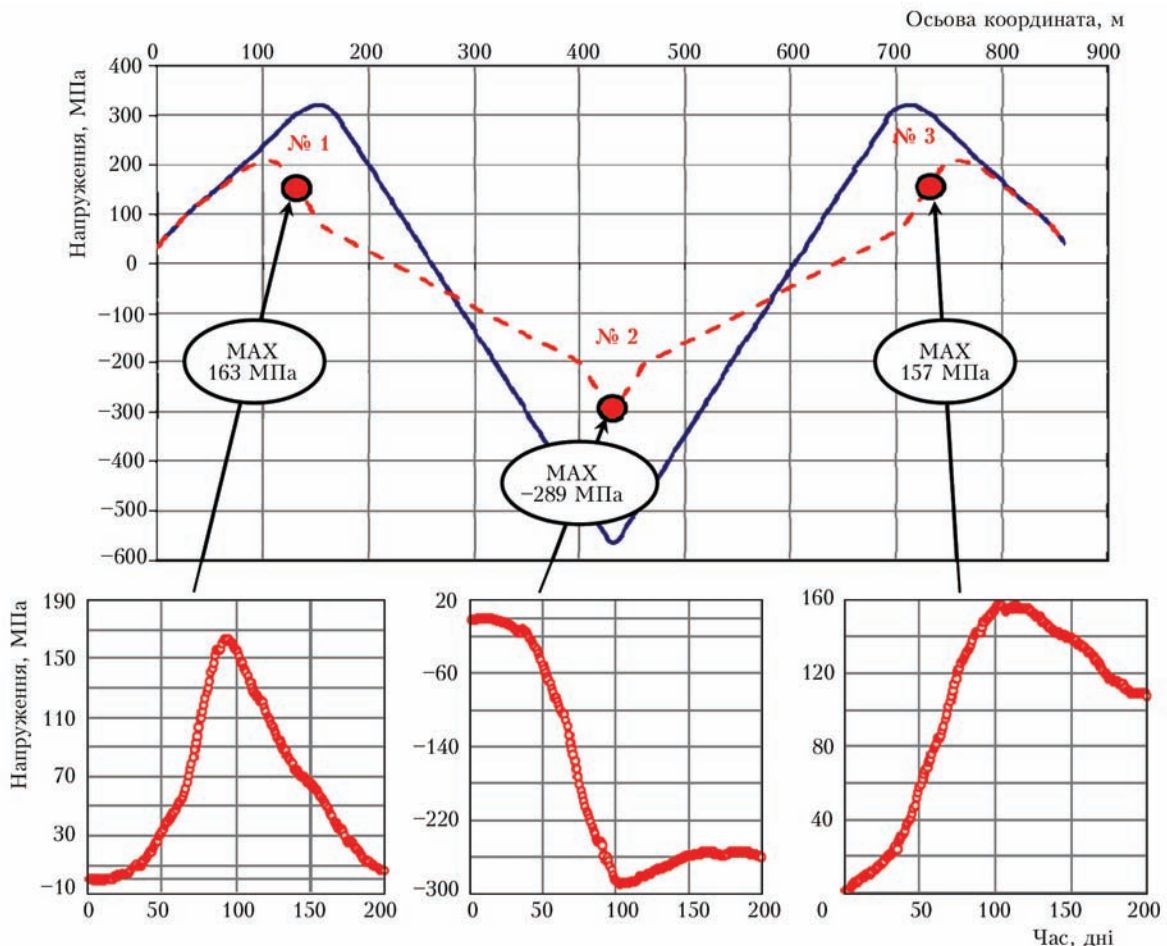


Рис. 5. Результати розрахунку та моніторингу напруженого стану газопроводу в зоні впливу Лави 1

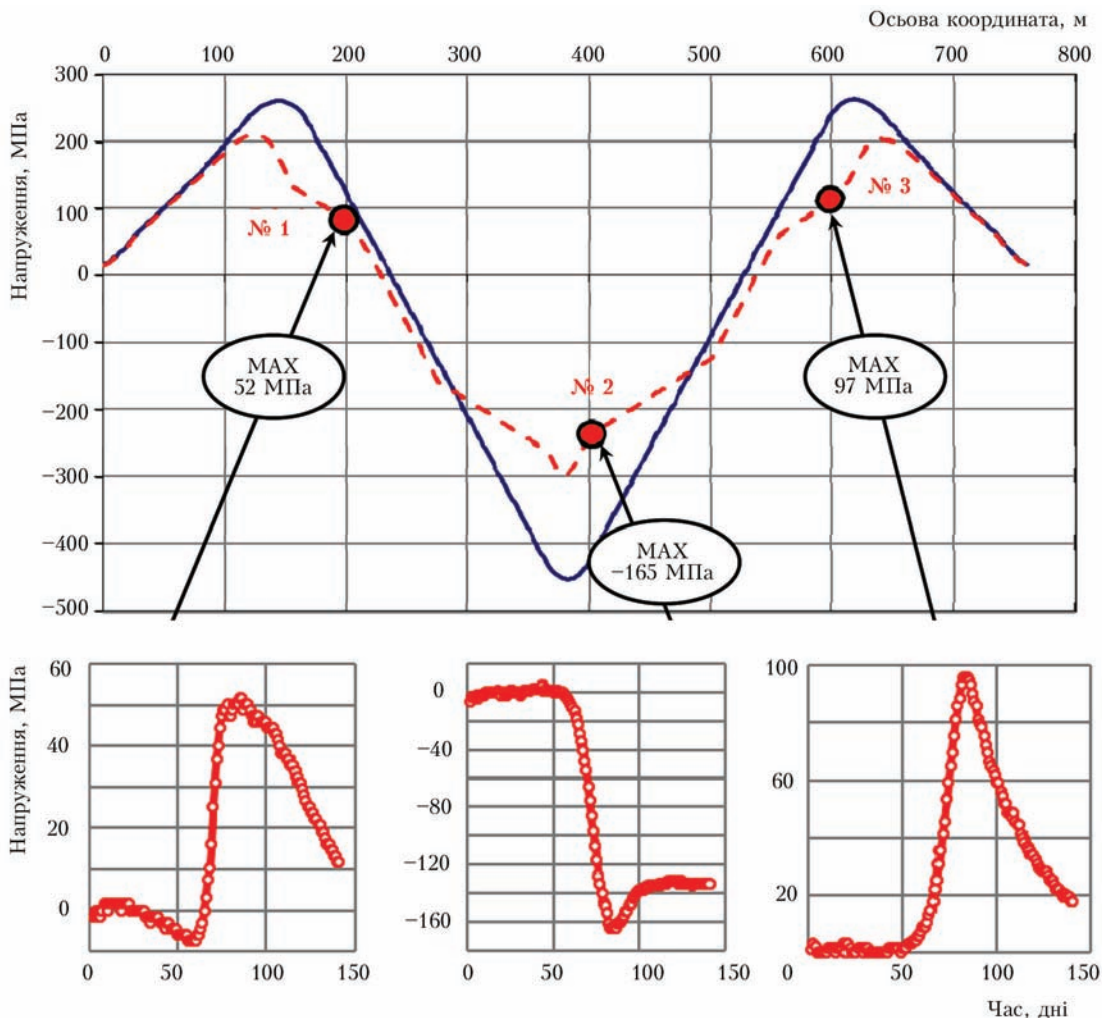


Рис. 6. Результати розрахунку та моніторингу напруженого стану газопроводу в зоні впливу Лави 2

процесам, зафіксованим з використанням систем моніторингу.

Висновки

Основні методики, згідно яких виконується оцінка технічного стану об'єктів на підірбуваних територіях України ґрунтується на методах, розроблених ще в 1960-1970-х роках і містить цілий ряд суттєвих недоліків. Найважливішими серед них є твердження, що максимальні напруження в магістральних газопроводах виникають в зоні максимальних деформацій ґрунту та врахування релаксації напружень лише шляхом введення коефіцієнтів щодо зниження інтенсивностей зсуву земної поверхні в часі, які є однаковими для досить тривалих часових періодів.

Розроблено автоматичну систему вимірювань та неперервного запису деформацій газопроводу в часі. Система моніторингу встановлена на ділянках магістрального газопроводу-відводу Ду 300, що зазнають впливу зрушень земної поверхні від виробки лав.

Результати моніторингу напруженого стану засвідчили коректність розрахункових методів аналізу та надали можливість дослідити процеси релаксації напружень в часі після виходу шахтної

лави із зони впливу на газопровід. Знайдено, що процес релаксації швидше протікає в зонах розтягуючих напружень, що віддалені від центру шахтної виробки, ніж в зонах стискаючих напружень в центральній частині шахтної виробки. Отримані дані будуть використані на наступних етапах роботи при розробці законів релаксації напружень та врахування історії навантаження магістрального газопроводу.

Список літератури

1. Посыльный Ю. В. (2001) *Геометрия мутьды сдвижения земной поверхности над горными выработками угольных шахт*. Автореф. дис. на соискание ученой степени д.-ра техн. наук. Новочеркасск.
2. (1988) *Инструкция по наблюдениям за сдвижением горных пород и земной поверхности при подземной разработке рудных месторождений*. Москва, Недра.
3. Ориняк І. В., Ясковець З. С. Метод функцій внутрішнього відклику для оцінки напруженого стану підземних магістральних газопроводів в зонах шахтних виробок. Проблеми міцності (Подана до друку 12.02.2018).
4. Гусейнов К. Б. (2015) Мониторинг напряженно-деформированного состояния оползневых участков линейной части магистральных газопроводов. *Нефть, газ и бизнес*, 41–43.
5. ГСТУ 101.00159226.001-2003. (2004) *Правила підробки будівель, споруд і природних об'єктів при видобуванні вугілля підземним способом*. Київ.
6. Martin P. Derby, Marc D. Saunders, Benjamin Zand. (2016) *Geotechnical instrumentation: monitoring longitudinal stress*

- of a high pressure pipeline during longwall mining operations – a case study in west Virginia. *International Pipeline Conference IPC2016, September 26–30, 2016, Calgary, Alberta, Canada.*
7. (2005) American Lifelines Alliance, «Guidelines for the Design of Buried Steel Pipe», American Lifelines Alliance, American Society of Civil Engineers, July 2001 (with addenda through February 2005).
 8. (2012) ASME B31.8. *Gas Transmission and Distribution Piping System*, ASME Code of Pressure Piping B3, American Society of Mechanical Engineers.
 9. (2013) API 1104. *Welding of Pipelines and Related Facilities*, American Petroleum Institute, Twenty first edition. September 2013.
 10. Серьезнов А. Н., Шашурин А. К. (1990) *Методы и средства измерения в прочностном эксперименте*. Москва, Изд-во МАИ.
 11. *Precise and flexible strain gauges*. Tokyo Sokki Kenkyuio Co., Ltd. www.tml.jp/e

References

1. Poslyny, Yu.V. (2001) *Geometry of the trough of the earth's crust moving over mining operations of coal mines*. In: Syn. of Thesis for Cand. of Techn. Sci. Degree. Novocherkassk [in Russian].
2. (1988) *Instructions for observing the movement of rocks and the earth's surface during underground mining of ore deposits*. Moscow, Nedra [in Russian]. Moscow, Nedra [in Russian].
3. Orynyak, I.V., Yaskovets, Z.S. *Method of internal response function for assessment of the stressed state of underground main gas pipelines in mining operation zones*. Problemy Mitsnosti (in the press 12.02.2018) [in Ukrainian].
4. Gusejnov, K.B. (2015) Monitoring of stress-strain state of landslide section of the linear part of the main gas pipelines. *Neft, Gaz i Biznes*, 41-43 [in Russian].
5. GSTU 101.00159226.001-2003 (2004): *Rules for working out buildings, structures and natural objects during the extraction of coal underground*. Kyiv [in Ukrainian].
6. Martin, P. Derby, Marc D. Saunders, Benjamin Zand (2016) *Geotechnical instrumentation: Monitoring longitudinal stress of a high pressure pipeline during longwall mining operations – a case study in west Virginia*. In: *Proc. of Int. Pipeline Conf. IPC2016* (September 26-30, 2016, Calgary, Alberta, Canada).
7. (2005) *American Lifelines Alliance: Guidelines for the design of buried steel pipe*. American Society of Civil Engineers, July 2001 (with addenda through February 2005).
8. (2012) *ASME B31.8: Gas transmission and distribution piping system*, ASME Code of Pressure Piping B3, American Society of Mechanical Engineers.
9. (2013) API 1104: *Welding of pipelines and related facilities*. API, September 2013, 21st Ed.
10. Seryoznov, A.N., Shashurin, A.K. (1990) *Methods and measurement means in strength experiment*. Moscow, Izd-vo MAI [in Russian].
11. *Precise and flexible strain gauges*. Tokyo Sokki Kenkyuio Co., Ltd. www.tml.jp/e

З. С. ЯСКОВЕЦ, И. В. ОРЫНЯК

Институт проблем прочности им. Г. С. Писаренко
НАН Украины. 01014, г. Киев, ул. Тимирязевская, 2.
E-mail: info@ipp.kiev.ua

МОНИТОРИНГ И РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

В ЗОНАХ ШАХТНЫХ ВЫРАБОТОК

В работе описана система и результаты мониторинга напряжений в трубопроводах, находящихся в зоне влияния шахтных выработок. Измерение деформаций реализовано с помощью тензометрических резисторов, собранных в модифицированную термокомпенсированную полумостовую схему Уитстона. С целью непрерывного мониторинга полумостовая схема дополнена системой автоматизированного считывания и записи. Места установки систем мониторинга определялись на основе прогнозных расчетов напряженного состояния газопроводов от влияния шахтных выработок. Результаты мониторинга подтвердили корректность использованных расчетных методов. Кроме того, зафиксировано процессы нагрузки и релаксации напряжений во времени. Обнаружено, что нагрузка подземного газопровода в процессе отработки шахтной выработки происходит равномерно как на участках сжатия, так и на участках растяжения. После прохождения шахтной выработки зафиксировано, что процессы релаксации напряжений в газопроводе протекают на разных участках неравномерно. В растянутых (отдаленных от центра шахтной выработки) зонах газопровода релаксация протекает значительно быстрее, чем в сжатых (в центре шахтной выработки).

Ключевые слова: магистральный трубопровод, шахтная выработка, напряженное состояние, мониторинг, мостовая схема Уитстона

MONITORING AND CALCULATION OF STRESSED STATE OF UNDERGROUND MAIN GAS PIPELINES IN MINE WORKING ZONES

S.Z.YASKOVETS, I.V.ORINYAK

G.S.Pisarenko Institute for Problems of Strength of the NAS of Ukraine, 2 Timiryazevskaya str., 01014, Kyiv, Ukraine.
E-mail: info@ipp.kiev.ua

The work provides a description of the system and results of monitoring stresses in pipelines that are located in the zone of impact of mine workings. Strain measurement was realized using strain gauge resistors, collected into a modified heat-compensated half-bridge Wheatstone circuit. For the purpose of continuous monitoring, the half-bridge circuit is complemented by a system of automatic reading and recording. The locations of mounting the monitoring systems were determined on the basis of predictive calculations of stressed state of gas pipelines under the impact of mine workings. Monitoring results confirmed the correctness of the used computational methods. Moreover, processes of loading and stress relaxation in time were recorded. It is found that loading of an underground gas pipeline during testing of mine working occurs uniformly, both in the compression and tension regions. After passing the mine working, it was recorded that the processes of stress relaxation in the gas pipeline proceed non-uniformly in different regions. In the gas pipeline zones under tension (removed from the mine working center) relaxation runs much faster than in the compressed region (in the mine working center).

Keywords: main pipeline, mine working, stressed state, monitoring, Wheatstone bridge circuit

Надійшла до редакції
13.03.2018