

А.О. Дружинін, І.П. Островський, Ю.М. Ховерко,  
Р.М. Корецький, С.І. Нічкало, А.М. Вуйцик  
Національний університет “Львівська політехніка”

## СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ НА ОСНОВІ КРЕМНІЙОВИХ ТЕНЗОПЕРЕТВОРЮВАЧІВ

© Дружинін А.О., Островський І.П., Ховерко Ю.М., Корецький Р.М., Нічкало С.І., Вуйцик А.М., 2012

Розроблено автоматизовану безпроводну систему для попереднього моніторингу напружено-деформаційного стану ділянок магістральних трубопроводів. Оскільки більша частина відмов магістральних трубопроводів припадає на області інтенсивних пластичних деформацій, то їхній контроль у віддалених районах викликає значне зацікавлення. Одним із варіантів вирішення цього завдання є вимірювальна система на основі сенсорів деформації, в яких чутливими елементами є ниткоподібні кристали кремнію.

**Ключові слова:** ниткоподібний кристал, тензоперетворювач, сенсор деформації.

The paper describes the constructed automated wireless monitoring system for stress-strain state of main pipelines (MP). Since the most damages occur in the MP region of intense plastic deformation, their remote control in such areas is in significant interest, and as a solution it was proposed the measuring system based on Si whisker sensitive elements.

**Key words:** whisker, pressure-sensitive resistor, strain sensor.

**Вступ.** У зв'язку з інтенсивним старінням магістральних трубопроводних (МТ) систем постає питання вдосконалення інтегральних методів їх технічного діагностування [1]. Більша частина відмов трубопроводів припадає на місця інтенсивної пластичної деформації, що виникають в зонах перенапруг через технологічні дефекти, дефекти монтажу (зварювання під напругою), на ділянках інтенсивних корозійних пошкоджень тощо [2, 3]. Динамічні і статичні навантаження, що виникають під час експлуатації трубопроводу, призводять до виникнення двох основних типів пошкоджень: тріщиноподібних і корозійних пошкоджень. До істотного збільшення числа пошкоджень можуть призводити періодичні випробування трубопроводів тиском, передбачені чинною нормативно-технічною документацією [4].

Метою роботи є запропонувати альтернативний підхід для діагностування трубопроводів, зокрема, змінити чинні нормативні правила з періодичного діагностування трубопроводів за максимального тиску на постійний моніторинг стану трубопроводів з використанням бездротової системи сенсорів на основі тензорезисторів Si.

**Теоретичні передумови до вирішення проблеми.** Розглянемо режим потоку рідини в трубопроводі. За критерієм виникнення турбулентності в потоці рідини для числа Рейнольдса Re можна записати:

$$\text{Re} = \frac{r V d}{\mu}, \quad (1)$$

де V – швидкість течії; d – внутрішній діаметр труби; ρ – щільність рідини; μ – динамічна в'язкість рідини. За значення числа Рейнольда менше критичного  $\text{Re} < 2320$  рідина рухається в ламінарному режимі, при  $\text{Re} > 2320$  режим є турбулентним. Зокрема, для діаметра труби 820 мм, якою тече нафта з показником кінематичної в'язкості в діапазоні  $\nu = 12\text{--}25$  сСт, критична швидкість потоку під час

переходу до турбулентності становитиме  $(4-8) \cdot 10^{-2}$  м/с. Насправді швидкість транспорту нафти в магістральному трубопроводі в кілька разів перевищує критичне значення переходу до турбулентності і дорівнює 1–3 м/с і більше.

Другий механізм виникнення пульсацій внутрішнього тиску в трубопроводі за даними належить до дії несталих режимів у потоці рідини. Такі режими течії продукту спостерігаються під час пуску і зупинки трубопроводу, вмикання або вимикання агрегатів на НПС, повного або часткового закриття задвигів, перемиканні резервуарів, скидання або підкачування продукту, інших технологічних операцій під час транспортування продукту. У результаті перерахованих операцій будь-яка зміна швидкості потоку супроводжується виникненням хвиль підвищення тиску. На рис. 1 наведено відповідну схему, де розглянуто приклад течії нафти з густиною  $\rho_0$ , швидкістю  $V$  в трубі завдовжки  $L$  і початковою площею перерізу  $\omega_0$ .

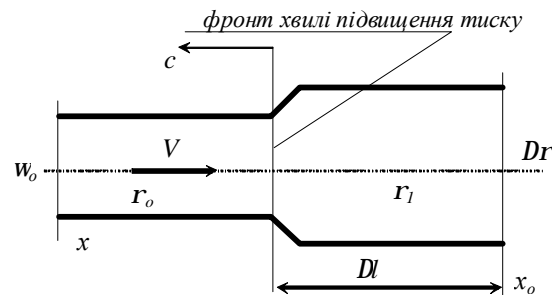


Рис. 1. Схема руху фронту хвилі підвищення тиску в трубопроводах

Проілюструвати цю схему можна співвідношенням Жуковського [5]:

$$\Delta p = \frac{P_0}{\Delta V c}, \quad (2)$$

де  $\Delta p$  – величина зростання тиску в трубопроводі під час руху ударної хвилі,  $\Delta V$  – величина зміни швидкості потоку рідини,  $c = \Delta l / \Delta t$ , де  $\Delta l$  – відсік труби, в якому за час  $\Delta t$  рідина зупинилася, а тиск і діаметр труби збільшилися. Звідси величина  $c$  в (2) визначає собою швидкість поширення ударних хвиль збурення в трубопроводі з пружними параметрами рідини і труби. У нашому випадку справедливе співвідношення для жорсткого трубопроводу, в якому швидкість ударної хвилі дорівнює:

$$c = \left(\frac{K}{r}\right)^{1/2}, \quad (3)$$

де  $K$  – модуль пружності матеріалу трубопроводу,  $r$  – густина рідини у хвилі підвищеного тиску.

Отже, будь-яка примусова зміна швидкості течії в трубі спричиняє пропорційну зміну тиску в потоці рідини. Так, для сталевого трубопроводу швидкість поширення хвиль тиску може досягати 1000 м/с, а зміна швидкості течії на 1 м/с викликає зміну тиску в трубі на 0,9 МПа. При цьому хвилі тиску можуть поширюватися на значні відстані, поступово загасаючи за рахунок дисипації механічної енергії. Відповідна зміна поверхневої деформації і створює відповідні навантаження, які можна зобразити рівнянням балансу маси у збуреній ділянці труби:

$$\frac{\Delta V}{c} = \frac{\Delta r}{r_0} + \frac{\Delta w}{w_0}. \quad (4)$$

За умови рівноваги тиску в трубі і кільцевих напружень, що виникають в металі стінок труби, отримуємо залежність для відносного збільшення перерізу трубопроводу під час проходження ударної хвилі:

$$\frac{\Delta w}{w_0} = \frac{d_0 \Delta p}{E \delta} \quad (5)$$

де  $d_0$  – початковий внутрішній діаметр труби,  $E$  – модуль Юнга матеріалу труби,  $\delta$  – товщина стінки трубопроводу.

За співвідношеннями 5 і 6 можна зробити висновок, що в умовах поточної експлуатації (режим моніторингу) в магістрального нафтопродуктопроводу виникають значні пульсації тиску, які необхідно враховувати під час попереднього діагностування.

**Експериментальні результати.** Для діагностування відповідних ділянок магістральних трубопроводів на наявність пульсацій було розроблено автономну бездротову вимірювальну систему. Одним із складових елементів вимірювальної системи є сенсор деформації на основі ниткоподібних кристалів кремнію, загальний вигляд якого зображено на рис. 2.

Тензорезистори на основі ниткоподібних кристалів кремнію відрізняються від відомих дискретних кремнієвих тензорезисторів унікальними механічними властивостями, дають змогу вимірювати статичні і динамічні деформації у широкому амплітудному діапазоні, придатні для розширених інтервалів робочих температур – від криогенних до +350 °С, а також вирізняються гнучкою технологією їх виготовлення з мінімальними відходами напівпровідникових матеріалів [6]. Проведені механічні випробування розроблених кремнієвих тензорезисторів показали, що вони витримують понад 107 циклів навантаження-розвантаження за рівнів деформації не менших за  $\pm 1 \cdot 10^{-3}$  відн. одн. без руйнування і утворення тріщин. Тензорезистори на основі НК кремнію витримують деформації розтягу стиску  $\epsilon = \pm 5 \cdot 10^{-3}$  відн. од. (0,5%). Вони працездатні за дії значного доцентрового прискорення, добре переносять перевантаження, вібрації, ударне прискорення. Тензорезистори на основі НК кремнію р-типу провідності з концентрацією бору  $(1-5) \cdot 10^{18} \text{ см}^{-3}$  мають найоптимальніші характеристики в інтервалі температур +20...+350 °С. При 20 °С їх коефіцієнт тензочутливості дорівнює  $K=100-140$ , а температурний коефіцієнт опору дорівнює  $+(0,08-0,12) \% \cdot \text{град}^{-1}$  [7]. На рис. 3 показано залежність вихідного сигналу сенсора від деформації, яка має лінійний характер.



Рис. 2 Зовнішній вигляд сенсора деформації на основі кремнієвого ниткоподібного кристала

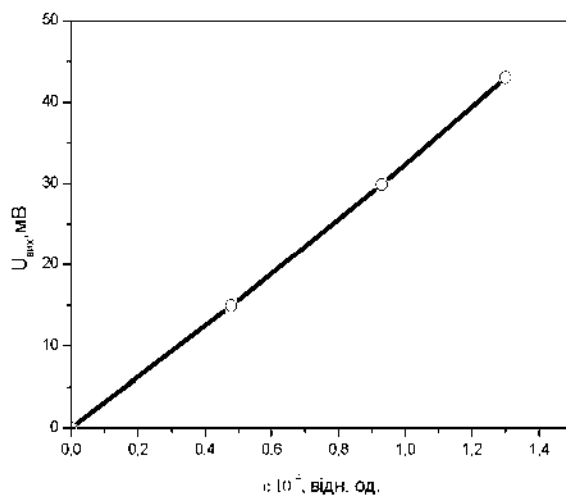


Рис. 3. Залежність вихідного сигналу сенсора від деформації при  $T=300 \text{ K}$

Для обробки отриманого сигналу із датчиків та приведення до відповідного значення з метою визначення наявності пульсацій в трубопроводі з використанням числових залежностей (4, 5) було обрано мікроконтролер Atmega8, оскільки ATmega8 забезпечує такі функціональні можливості: 8 кілобайтів пам'яті програм, 512 байтів пам'яті даних, 1 кілобайт оперативної пам'яті, 23 загальнодоступні лінії введення/виведення, шестиканальний 10-розрядний АЦП.

Завдяки широкій периферії, яка вбудована у цей мікропроцесор, програмно можна підсилувати вхідний сигнал, який надходить із моста Уітстона, котрий є первинним перетворювачем системи. Як сенсор температури, яка діє на тензоперетворювач, використовується схема “міст у мості” (рис. 4). Робочий міст слугує одним із плечей зовнішнього моста, сигнал якого подається на інший канал мікроконтролера і виконує роль температурної корекції основного деформаційного датчика. Блок-схему цієї вимірювальної системи зображено на рис. 4.

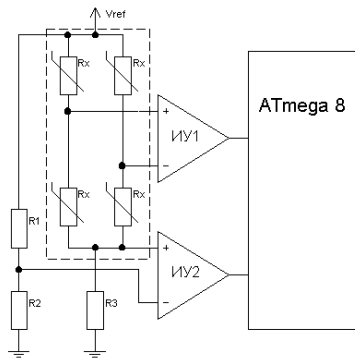


Рис. 4. Блок-схема вимірювальної системи



Рис. 5. Експериментальна вимірювальна система

Моніторинг ділянок трубопроводів здійснюється за допомогою GSM-мережі, якою сигнал за допомогою мобільного телефону передається на сервер для подальшої обробки. Система дає змогу здійснювати зворотний зв'язок для передачі запиту на датчики. Дешевизна GSM телефонів і мікроконтролерів з простим програмним забезпеченням робить вимірювальну систему компактною та економічно вигідною.

Розроблена вимірювальна система (рис. 5) може бути апробована в магістральному трубопроводі. Набір тензорезисторів розміщений вздовж трубопроводу в підозрілих місцях (як правило, в місці зварювання). Впродовж двох годин моніторингу стану трубопроводу відправляють дані на сервер.

**Висновки.** Використовуючи унікальні характеристики розроблених сенсорів, створено інтелектуальну вимірювальну систему, яка дає змогу віддалено проводити попередню діагностику магістральних трубопроводів за допомогою GSM мережі, використовуючи мобільний телефон, передавати вимірний сигнал на персональний комп'ютер користувача. Розроблена система завдяки тензорезистивним сенсорам на основі ниткоподібних кристалів кремнію забезпечує високу чутливість, компактність та мобільність. Низька вартість мобільних телефонів та мікроконтролерів з відповідним програмним забезпеченням дає змогу ефективно використати енергоресурс системи.

1. Гриб В.В. *Диагностика технического состояния и прогнозирование остаточного ресурса магистральных нефтегазопроводов*. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 50 с.
2. Патон Б.Е., Семенов С.Е., Рыбаков А.А. *О старении и оценке состояния металла эксплуатируемых магистральных газопроводов* // *Автоматическая сварка*. – 2000. – № 7. – 20 с.
3. Галеев В.Б., Карпачев М.З., Храменко В.И. *Магистральные нефтепродуктопроводы*. – М.: Недра, 1986. – 286 с.
4. Харебов В.Г., Кузьмин А.Н. *Совершенствование методики диагностики трубопроводов с применением метода акустической эмиссии* // *В Мире НК*. – 2009. – № 4. – 25 с.
5. Жуковский Н.Е. *Собрание сочинений. Т. 2. Гидродинамика*. – М.-Л.: ГИТТЛ, 1949.
6. Druzhinin A., Ostrovskii I., Liakh N., *Study of piezoresistance in  $Ge_xSi_{1-x}$  whiskers for sensor application* // *Materials Science in Semiconductor Processing*. – 2005. – № 8. – P. 193–196.
7. Druzhinin A.A., Dolgolenko A.P., Ostrovskii I.P., Khoverko Yu.M., Kogut Iu.R. *Thermoelectric sensors based on  $Ge_xSi_{1-x}$  whiskers* // *Journal of Thermoelectricity*. – №4. – 2009. – P. 82–85.