

Винахід стосується неруйнівного контролю визначення напруг в трубопроводах, зокрема способів виявлення залишкових напруг після зварювання труб та корозії металу у нафтогазопроводах в часі експлуатації.

Відомий спосіб визначення залишкових напруг в трубах після зварювання стиків за зміною швидкості проходження ультразвуку поздовжніх та поперечних хвиль, що збуджуються у трубі. Після збудження безперервного гармонійного сигналу за зміною швидкості поширення пружних хвиль уздовж труби та товщини стінок визначають напруги в трубопроводах (Викторов И.А. Звуковые поверхностные волны в твердых телах. - М.: Наука, 1981. - С.288).

Однак вказаний спосіб не уможливує вимірювання напруг у довгих нафтогазопроводах за допомогою ультразвукових коливань, оскільки в частотному діапазоні 5 - 10МГц амплітуда стоячих хвиль спадає за законом $\exp(-\alpha x)$. Коефіцієнт затухання ультразвукових коливань складає $\alpha = 50 - 100 \text{ Б/м}$ та затухає на відстані 2 - 3м. Цей спосіб може застосовуватись лише для зразків труб незначної довжини.

Відомий спосіб контролю напруг у нафтопроводах акустичним методом з використанням низьких частот (Патент Японії №5 - 11578, кл. G01N29/12, опубл. 15.02.93).

На зовнішній поверхні трубопроводу в певній точці завдають удар та за поширенням акустичного сигналу поблизу точки удару визначають частотний спектр акустичних коливань труби. Отриманий спектр зіставляють зі стандартним частотним спектром у області низьких частот та за результатами виявляють закупорку трубопроводу.

Спосіб засновано на методі зміщення частот резонансних піків у разі заміни контрольного зразка зразком, що досліджується. Зміщення визначається різницею швидкостей пружних хвиль в зразках.

Цей спосіб дозволяє встановити залежність поміж резонансною частотою коливань труби та її напруженим станом. Відомо, що зміщення частоти є тим більшим, чим вищим є номер гармоніки, за якою спостерігається резонанс. Низькочастотний спектр стає нерозрізненим та може спричинити значну похибку при визначенні напруженого стану труби. За підвищення частота цей спосіб також не може бути застосований для виявлення напруг у стиках труб на довгих відстанях наслідком затухання частоти звуку уздовж трубопроводу.

Найближчим до винаходу є спосіб визначення напруг у твердих тілах (Авт. св. СРСР №135734, кл. G01N29/00, 1987 - прототип).

Спосіб полягає в тому, що за допомогою приймально-передавального акустичного пристрою до об'єкту, який досліджується, впроваджують поздовжні та поляризовані по двох взаємно перпендикулярних напрямках зсувні коливання і за ними визначають швидкості поширення акустичних коливань.

При поширенні у напруженому твердому тілі поперечних хвиль у напрямку, перпендикулярному прикладеній напрузі, утворюються дві поперечні хвилі (подвійне променезаломлення). Обидві хвилі мають різні швидкості поширення та в міру проходження товщі матеріалу змінюється різниця їх фаз. При цьому тверде тіло, що досліджується, повинне мати межу для відбиття сигналу, а для

виміру різниці фаз застосовується багаторазове відбиття сигналу від меж.

Додатково об'єкт досліджують за допомогою електромагнітного поля та з урахуванням замірених величин оцінюють напружений стан об'єкта.

Для ділянки нафтогазопроводу (відстань 20 - 50км) подібний спосіб непридатний, оскільки акустичний сигнал в міру подолання відстані затухає навіть при одноразовому проходженні сигналу, а електромагнітне поле створює вибухонебезпечну ситуацію. Окрім того, цей спосіб не дозволяє визначати потоншення стінки труби, спричинене корозією.

Мета пропонованого винаходу - виключення похибки, зумовленої затуханням звукових хвиль при визначенні напруг в трубах та забезпечення безпеки при проведенні вимірів.

Поставлена мета досягається тим, що за допомогою магнітострикційної трубки до трубопроводу впроваджують поздовжні та поляризовані по двох взаємно-перпендикулярних напрямках поперечні акустичні коливання. Коливання поширюються по кільцю (периметру) та уздовж труби. Збудження гармонійних коливань відбувається у частотному діапазоні Δf з середньою частотою (f), яка дорівнює кільцевій частоті коливань трубки $f = c/2\pi R$, де R - радіус труби, c - швидкість поширення поздовжніх хвиль. Для кільцевої частоти довжина поздовжньої хвилі, яка поширюється уздовж периметра, дорівнює довжині кола $2\pi R$. Особливість кільцевої частоти полягає в тому, що ефект додаткової жорсткості, пов'язаний з кривизною, призводить до згущення власних (резонансних) частот замкненої циліндричної оболонки (труби) поблизу кільцевої частоти.

Для певного газопроводу перші власні частоти поперечних пластинчастих коливань у напрямковій твірної труби практично відповідають кільцевій частоті. Уздовж периметра труби кільцева частота - це перший резонанс поздовжніх коливань. Використання резонансних режимів при збудженні коливань труби зумовлене тим, що коефіцієнт підсилення корисного сигналу на резонансі зростає у π/δ разів, де δ - логарифмічний коефіцієнт затухання. При значенні $\pi/\delta = 0,016$ для матеріалу труби магістрального трубопроводу коефіцієнт підсилення складає 62,5. При цьому затухання по довжині труби становить $\alpha = \delta/2\pi R$ і при збудженні коливань на кільцевій частоті для газопроводу з $R = 500 \text{ мм}$ значення $\alpha = 0,188 \text{ Б/м}$, що значно менше, ніж коефіцієнт затухання для ультразвуку.

Для реєстрації швидкості поширення бездисперсних, не залежних від частоти поширення поздовжніх хвиль та дисперсних, залежних від частоти поширення поперечних хвиль використовують метод виділення взаємної кореляційної функції, оскільки кожен пік відповідає часові (τ) надходження подібного віброакустичного сигналу від одного датчика до другого, який генерується за допомогою магнітострикційної трубки. Якщо відстань поміж датчиками становить L , то швидкість поширення звуку дорівнює $c = L/\tau$. За фіксованої швидкості поширення пружних хвиль піки кореляційної функції відрізняються тим важче, чим вужчою є смуга частот збуджуваних коливань. З другого боку дисперсна швидкість поширення згинальних хвиль становить

$c_p = \sqrt{1,8 \cdot h \cdot f \cdot c}$, де h - товщина труби, і вимагає для доброї роздільності піків кореляційної функції досить вузької смуги частот, щоб зміна швидкості (c_p) в межах кожної смуги була незначною.

При цьому виникають дві взаємовиключні вимоги: для пригнічення впливу дисперсності потрібен вузькосмуговий аналіз, для виключення накладання сусідніх кореляційних піків необхідним є широкосмуговий аналіз.

Щоб виключити вказані протиріччя, замість автокореляційної та взаємкореляційної функцій застосовують спеціалізований аналіз. Наприклад, кореляційна функція від перетворення Фур'є логарифма автоспектра та взаємного спектра (авто- та перехресний кепстр), який дозволяє відокремити спектральні піки у вузькій смузі частот Δf та покращує якість визначення часу поширення поздовжніх та поперечних хвиль. Окрім того, резонансні коливання дозволяють отримати максимальні піки амплітуд. Після відокремлення піки авто- та взаємного кепстрів визначають час поширення поздовжніх та поперечних хвиль уздовж периметра та твірної труби. Кожен пік автокепстра відповідає часові надходження поперечної та поздовжньої хвилі уздовж периметра труби та фіксується одним вібродатчиком (фіг.2). Кожен пік перехресного кепстра відповідає часові надходження поперечної або поздовжньої хвилі уздовж твірної труби та фіксується двома вібродатчиками (фіг.3).

Відтак окремо формують значення поздовжніх швидкостей звуку, що поширюються уздовж периметра та уздовж твірної труби. За значенням швидкості поздовжніх хвиль, що поширюються уздовж периметра (кільця) - C_k , визначають за допомогою автокепстра напружений стан металу труб у точках вимірювання (у шурфі). За значенням швидкості поздовжніх хвиль, що поширюються уздовж твірної труби C_0 , визначають за допомогою перехресного спектра напружений стан на ділянці труби (поміж двома шурфами).

Для посилення сигналу відстань між датчиками у двох шурфах вибирають кратною периметру нафтогазопроводу $L = K \cdot 2R$. Для газопроводів з $R = 500$ мм кратність становить $K = 20 - 100$.

Наступний крок - формування значень поперечних швидкостей звуку, який поширюється уздовж периметра та уздовж твірної труби та розрахунок товщини стінки труби h_k (у шурфі) та на ділянці труби h_0 (поміж шурфами).

Значення товщини визначають за наступними формулами:

$$h_k = \frac{1,1 \cdot \pi \cdot R \tau_1^2}{\tau_2^2},$$

де τ_1 та τ_2 - час поширення поздовжніх та поперечних хвиль у шурфі, виміряні за допомогою автокепстра (фіг.2)

$$h_0 = \frac{1,1 \cdot \pi \cdot R \tau_3^2}{\tau_4^2},$$

де τ_3 та τ_4 - час поширення поздовжніх та поперечних хвиль між шурфами, виміряний за допомогою перехресного кепстра уздовж твірної труби (фіг.3).

Викладений спосіб дозволяє виключити похибки, зумовлені затуханням звукових хвиль при

визначенні напруг у шурфі та на ділянці трубопроводу.

Викладений спосіб пояснюється кресленнями, де на фіг.1 наведено блок-схему способу, на фіг.2 - атокепстр поширення поздовжніх та поперечних хвиль акустичних коливань: уздовж осі ординат - амплітуда нормованого кепстра, уздовж осі абсцис - час; на фіг.3 - перехресний кепстр поширення поздовжніх та поперечних хвиль акустичних коливань; уздовж осі ординат та абсцис відкладені, відповідно, нормована амплітуда перехресного кепстра та час за логарифмічною шкалою.

Блок-схема містить 1 з відкритими у ньому шурфами 2 та 3 глибиною H до трубопроводу 4 з товщиною труби 5. Уздовж трубопроводу 4 встановлено трьохкомпонентні п'єзокерамічні датчики-акселерометри 6 та 7 на відстані L , яка дорівнює числу K довжин кіл 2 R труби. Датчики 6 та 7 через диференційні підсилювачі 8 та 9 пов'язані з перетворювачами струму в напругу 10 та 11, сполученими зі смуговими фільтрами 12 та 13. Фільтри 12 та 13 сполучені з диференціатором 14, формувачем гармонічних коливань 15 та подільником напруги 16. Подільник 16 сполучений через стежачий фільтр 17 з підсилювачем потужності 18 та магнітострикційною трубкою 19. Подільник 16 та смуговий фільтр 13 сполучені через плату аналого-цифрового перетворювача 20 з комп'ютером 21. Комп'ютер 21 сполучений з регулятором 22, блоком обчислення часу затримки кепстрів 23, блоком обчислення швидкості звуку 24 та блоком обчислення товщини труби 25. Блоки 28 та 25 з'єднані з індикатором 26.

Пропонований спосіб здійснюється таким чином.

Датчики 6 та 7, закріплені на трубі за допомогою магніта або бджолиного воску, фіксують електричний сигнал, пропорційний віброприскоренню. Сигнал підсилюється підсилювачами 8 та 9 та перетворюється за допомогою перетворювачів 10 та 11 і через фільтр 13 спрямовується на плату аналого-цифрового перетворювача 20. При цьому сигнал з стрічкового фільтра 12 за допомогою диференціатора 14, формувача гармонічних коливань 15 та подільника напруги 16 перетворюється в напругу, яка також спрямовується на стежачий фільтр 17 та плату аналого-цифрового перетворювача 20. Положення смуги пропускання стежачого фільтра 17 змінюють за допомогою регулятора 22 частоти фільтра залежно від максимальної амплітуди автокепстра, який обчислюється у комп'ютері 21 від вібросигналу, який був виміряний датчиком 6 та надійшов від АЦП 20. Середня частота стрічкового фільтра дорівнює кільцевій частоті труби $f = c/2 \cdot R$, де c - швидкість звуку поздовжніх хвиль, а діапазон настроювання f вибрано таким чином, щоб у резонансі з поздовжніми коливаннями труби завжди перебувала лише кільцева частота f . Створення фазового зміщення за допомогою диференціатора 14 та зміна частоти стежачим фільтром 17 дозволяють отримати на виході підсилювача потужності 18 сигнал змінного струму, який за фазою та частотою збігається з сигналом резонансної частоти на виході п'єзокристала 6. Підсилювач потужності 18 збуджує магнітострикційну трубку 19, а отже згинальні та поздовжні коливання труб на

резонансній кільцевій частоті трубопроводу.

Резонансні кільцеві, поздовжні та згинальні коливання труби, які збуджуються магнітострикційною трубкою 19, сприймаються трьохкомпонентними датчиками віброприскорення 6 та 7, а у комп'ютері 21 відбувається обчислення автокепстра сигналу від датчика 6 та перехресного кеппстра від датчиків 6 та 7. З комп'ютера 21 обчислені кеппстри надходять до блоку обчислення часу затримки поперечних та поздовжніх сигналів 23.

У разі зміни (підвищення) напруженого стану труби, та, відповідно, зменшенні швидкості звуку частота вихідного сигналу стежачого фільтра 17 також змінюється. При цьому у колі 24 формується напруга постійного струму прямо пропорційна швидкості звуку поздовжніх хвиль. Зчитування та порівняння виміряних значень швидкості з еталонним значенням відбувається на індикаторі 26. Значення товщини стінок труби обраховують у блоці 25 за даними часу затримки кеппстрів у блоці 23. Результат обчислень надходить на індикатор 26, додатково калібрований в одиницях товщини труби, де відбувається порівняння з еталоном.

Запропонований спосіб було опробовано на газопроводах АТ "Укргазпром". Зокрема, в Луганському УМГ було виявлено неприпустимі величини напруг та товщин стінок трубопроводу, що змусило заборонити експлуатацію одного з відгалужень трубопроводу, на якому 1996р. сталася аварія. Боярському ЛПУ було видано рекомендації відносно подальшої експлуатації нитки газопроводу, оскільки замірені показники відповідали нормі.

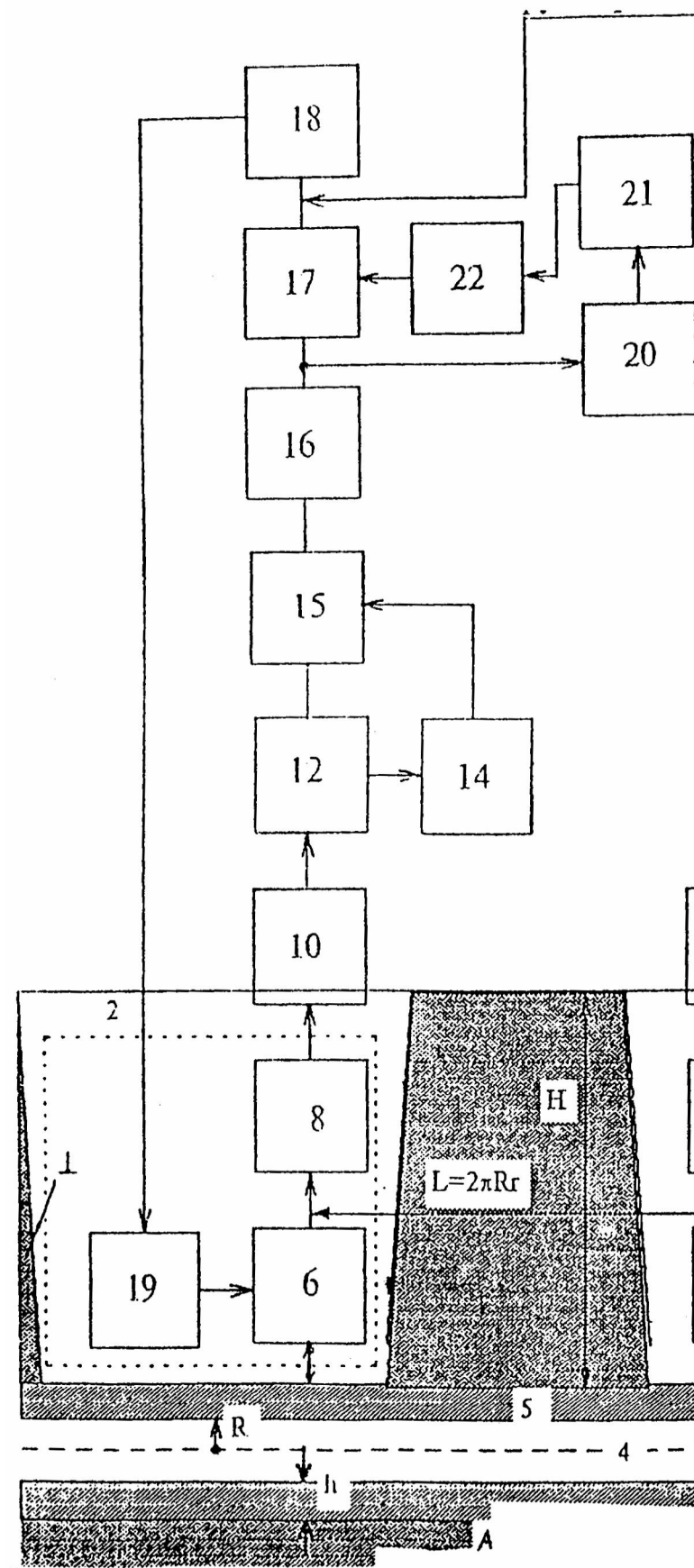
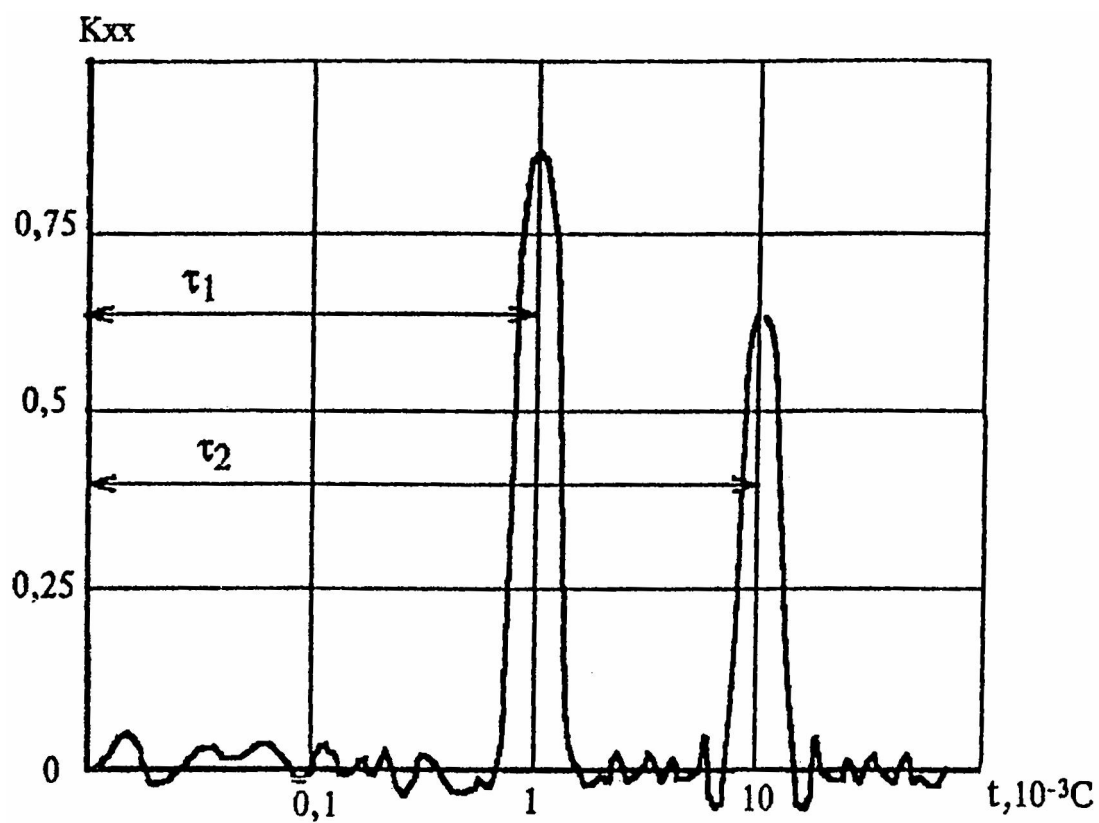
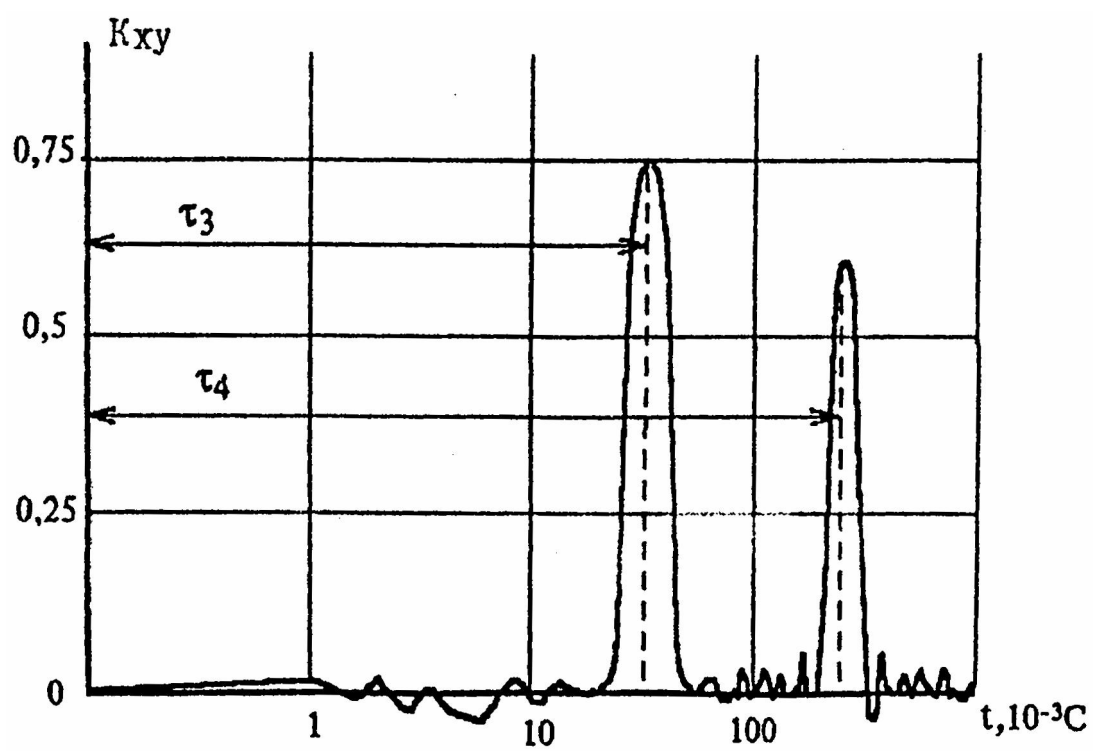


Fig. 1



Фиг. 2



Фиг. 3