УДК 622.248

ПРОБЛЕМИ АКУСТИЧНОГО ЗОНДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА АПАРАТНИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЇХНЬОГО ВИРІШЕННЯ

В.Я. ДАНИЛОВ, І.Я. НАУМЕНКО, В.І. КИЗИМА

Розглянуто проблеми, що постають на шляху подальшого розвитку акустичного методу ехолокації у міжтрубному просторі свердловин. Розраховано акустичне поле у хвилеводі типу «труба в трубі». Обчислено першу критичну частоту. Подано рекомендації щодо вибору частотного діапазону ехолокації. Розроблено рівняння ехолокації для свердловин. Проаналізовано головні похибки вимірювання рівня рідини.

Одним із найважливіших завдань експлуатації будь-яких промислових свердловин (нафтових, газових або артезіанських) є вимірювання рівня рідини в їхньому міжтрубному просторі. Відомо, що чи не єдиним шляхом його вирішення є використання акустичного методу ехолокації, який грунтується на випромінюванні акустичного сигналу з устя свердловини в міжтрубний простір та прийманні ехо-сигналу, відбитого від границі газ/рідина, з подальшим вимірюванням часової затримки τ та обчисленням рівня рідини h [1–6]. І хоча серйозної альтернативи акустичному методу для вирішення цього завдання наразі не існує, глибший аналіз літературних джерел та відомих розробок показує, що його можливості використовуються не повністю, а структура та принципи обробки акустичної інформації не завжди є оптимальними.

У роботах [2, 3] сформульовано головні проблеми розвитку акустичного методу і напрямки їхнього вирішення. Перш за все це проблема підвищення точності вимірів, яка залежить головним чином від двох основних параметрів: наявності точної інформації про середню швидкість звуку в свердловині та від співвідношення сигнал/завада на виході приймального тракту рівнеміра. Якщо затримку τ ехо-сигналу, відбитого від границі газ/рідина, легко і з високою точністю можна виміряти сучасними електронними засобами, то оцінити середню швидкість звуку у міжтрубному просторі свердловини значно складніше. Потрібно враховувати склад газу, тиск, температуру, вологість, а також термодинамічні процеси у перехідних режимах.

Актуальність проблеми в тому, що при використанні механізованих способів експлуатації нафтових свердловин вимірюваний рівень рідини є обов'язковим інформаційним параметром для обчислення такого важливого показника стану експлуатації свердловини, як тиск на вибої [2, 3]. Швид-

© *В.Я. Данилов, І.Я. Науменко, В.І. Кизима*, 2008

кість звуку в газовому середовищі суттєво залежить від вищевказаних параметрів і може знаходитись у широкому діапазоні (250…450 м/с), що призводить до значних похибок визначення статичних і динамічних рівнів [2, 7]. Зокрема, досвід експлуатації ехолотів «Скорпіон» на підприємствах ВАТ «Укрнафта» показав, що через некоректне врахування складу газу та інших особливостей міжтрубного середовища реальна похибка вимірювання рівня нафти сягає інколи 10…20% і тому потребує більш глибокого вивчення і коректування. Зважаючи на те, що висота стовпа рідини в свердловині здебільшого значно менша, ніж стовпа газу, вимоги до точності вимірювання рівня відповідно зростають. Прості розрахунки показують, що при їхньому співвідношенні 1:5 для досягнення прийнятної похибки визначення тиску на вибої (1…2%) потрібно вимірювати рівень рідини з похибкою не гірше 0,2…0,4% [2].

Одним із шляхів визначення швидкості звуку в свердловинах є аналітично-розрахунковий метод. Проте дослідження літературних джерел [7–11] та розрахунки, виконані авторами, показали, що реально досяжна похибка в оцінці швидкості звуку цим методом складає суттєву величину (2...5%). Це обумовлено неминучими похибками вхідних даних, неточністю аналітичних моделей для розрахунку та перехідними термодинамічними процесами в свердловинах. У таких умовах чи не єдиним шляхом удосконалення акустичного методу є використання штатних реперних відбивачів (якщо вони є у свердловині) або з'єднувальних муфт, що знаходяться у міжтрубному просторі на відомій відстані від устя [3, 12].

Проте ехолокація рівня в свердловинах, наприклад нафтових або газових, здійснюється у вельми складних умовах, особливо це стосується ехолокації з'єднувальних муфт (рис. 1.). Зазвичай діаметр обсадної труби складає 120...140 мм, зовнішній діаметр насосно-компресорної труби (НКТ) 60 мм, а з'єднувальні муфти всього на 5 мм перевищують діаметр НКТ. Фактично це означає, що апаратний засіб у міжтрубному просторі шириною 30...35 мм на відстанях до кількох кілометрів дистанційно має виявляти перепони п'ятиміліметрового розміру. Вирішення такого завдання можливе лише за умови використання найсучасніших методик ехолокації, складних високоенергетичних робочих сигналів та оптимальних алгоритмів їхньої часової обробки.

Важливою проблемою є розрахунок та вибір робочого частотного діапазону свердловинного ехолокатора. З метою запобігання перерозподілу енергії акустичного сигналу по нормальним хвилям вищих порядків ехолокацію в трубах здійснюють в низькочастотному діапазоні (режим «вузької труби» [13]), де існує лише нульова мода акустичного сигналу або плоска хвиля. Оскільки будь-яка свердловина практично являє собою акустичний хвилевід типу «труба в трубі», постає питання розрахунку критичних частот хвилеводу, особливо для нормальних хвиль нижчих порядків Визначення першої критичної частоти фактично дає верхню межу робочого частотного діапазону.

Актуальним є також створення акустичної аналітичної моделі свердловини для режиму ехолокації, яка могла б слугувати за відповідний комп'ютерний тренажер для інженерно-технічних працівників, проектувальників або студентів. Потрібно створення рівняння ехолокації для свердло-

вин, розрахунку та вимірювання коефіцієнтів відбиття і проходження ехосигналів через з'єднувальні муфти та інші перепони, визначення згасання акустичного сигналу при розповсюдженні у хвилеводі типу «труба в трубі», впливу піноутворення на поверхні рідини, а також неідеальностей міжтрубного простору та інших чинників.

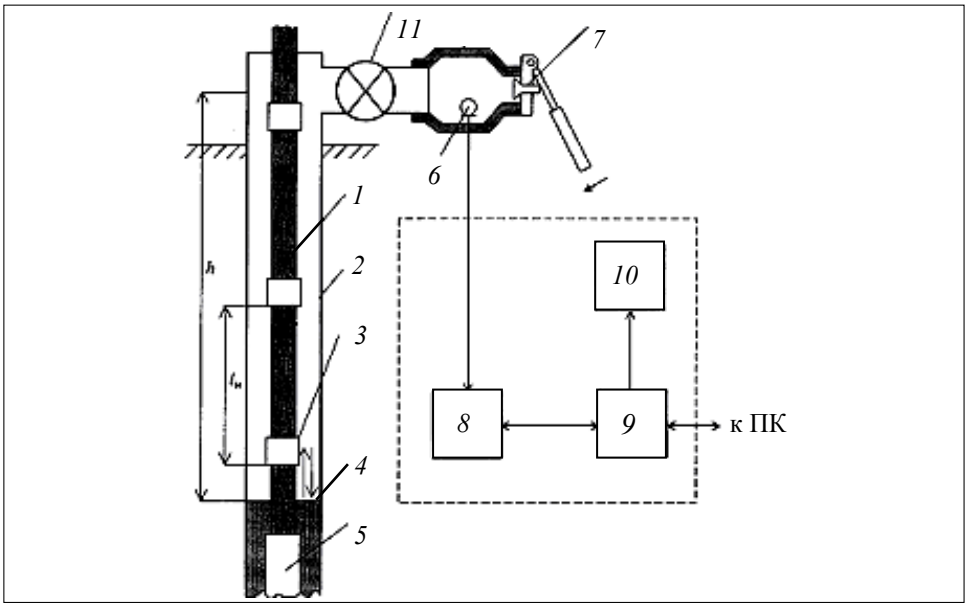

Рис. 1. Узагальнена схема ехолокації рівня рідини в свердловині: *1* — обсадна труба; *2* — НКТ; *3* — з'єднувальна муфта; *4* — рівень рідини; *5* — глибинний насос; *6* — акустичний приймач; *7* — механічний збуджувач; *8* — приймальний тракт; *9* — обчислювальний блок; *10* — індикатор; 11 — вентиль

Окрема проблема — створення акустичних рівнемірів для артезіанських свердловин. Справа в тому, що в цьому випадку вимоги до точності вимірювань приблизно на порядок жорсткіші. Зокрема, в артезіанських свердловинах глибиною 100...200 м абсолютна похибка має знаходитись у межах 10 см, що відповідає відносній похибці 0,05...0,1%. І хоча діапазон коливань середньої швидкості звуку в артезіанських свердловинах значно менший, ніж у нафтових, все ж таки виникає проблема її оцінки з вельми високою точністю (до 0,15 м/с). Тому зазначені вище проблеми характерні і для цього типу свердловин.

Таким чином, подальше удосконалення акустичного методу для підвищення точності вимірювання може бути здійснено шляхом використання відбиттів акустичного сигналу від реперів або з'єднувальних муфт, які знаходяться на відомій відстані. Точне визначення їхнього часового положення на ехограмі дозволяє обчислити не тільки середню швидкість звуку, а й її вертикальний розподіл (ВРШЗ) [12].

Для забезпечення необхідної точності вимірювання часового положення хвиль, відбитих від з'єднувальних муфт, падаюча хвиля (чи зондувальний сигнал) повинна мати досить широкий частотний спектр. Тому як зондувальний сигнал доцільно використовувати короткий акустичний імпульс або складний широкосмуговий сигнал необхідної енергії. Загалом задача отримання відбиттів від з'єднувальних муфт, рівня рідини та інших перепон мо-

же бути сформульована на основі непараметричної моделі поширення акустичної хвилі вздовж міжтрубного простору свердловини і записана у вигляді згортки [14]

$$s(t) = \int_{-\infty}^{\infty} h(t-\tau) s_0(\tau) d\tau , \qquad (1)$$

де s_0 — зондувальний імпульс; $h(t)$ — імпульсна перехідна характеристика (ІПХ) міжтрубного простору; $s(t)$ — відгук міжтрубного простору на зондувальний імпульс. За наявності великої кількості з'єднувальних муфт відгук $s(t)$ фактично являтиме собою ехограму свердловини з численними ехо-сигналами, що з часом спадають по амплітуді і мають часове положення відповідно до відстаней між муфтами і середніх швидкостей звуку між ними. У роботі [12] зроблено спробу уточнення часового положення ехосигналів від муфт шляхом визначення його не по ехограмі (1), а по ІПХ, яка повинна мати більш короткі і роздільні відбиття. Для цього використовується відоме співвідношення в частотній області

$$S(\omega) = H(\omega) S_0(\omega) , \qquad (2)$$

де $S(\omega)$ — комплексний спектр Фур'є часового відгуку свердловини. Шляхом регуляризації рішення рівняння (2) отримано частотну характеристику міжтрубного простору, за якою відновлено її ІПХ згідно з алгоритмом

$$h(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} H(\omega) e^{j\omega t} d\omega . \qquad (3)$$

Розподіл швидкості звуку вздовж видобувної свердловини при відомих розмірах НКТ l_i визначають за простою формулою $c_i = 2l_i / \tau_i$, де i — номер НКТ, починаючи з устя свердловини; τ_i — часова відстань між ехосигналами, відбитими від сусідніх муфт. Проте така методика має, на наш погляд, суттєві недоліки. Перш за все вона не враховує наявність адитивних шумових завад, які завжди мають місце в свердловині, особливо в динамічному режимі її роботи. Крім того, за нею можна отримати лише приблизну ІПХ, оскільки навіть при коротких імпульсних сигналах у міжтрубний простір потрапляє лише частина його енергії, і таким чином зондувальний сигнал на усті свердловини, як правило, невідомий. Однак головний її недолік полягає в тому, що, використовуючи лише ІПХ, неможливо для часової обробки застосувати складні широкосмугові сигнали, оптимальна обробка яких дозволяє отримати не тільки часове стиснення до необхідних величин, а й підвищення співвідношення сигнал/завада в $\sqrt{\Delta f T}$ разів [14]. Тому використання для отримання часового положення муфт саме ехограми свердловини (1), а не її ІПХ (3) з точки зору досягнення потенційної точності вимірювання є найбільш оптимальним.

На практиці дослідники отримують відгук свердловини експериментальним шляхом у вигляді ехограми. З метою створення аналітичної моделі режиму ехолокації розглянемо можливості теоретичного розрахунку відгуку для свердловин. Розпочнемо з проблеми розрахунку акустичного поля в

умовах міжтрубного простору та визначення частотного діапазону ехолокації. Міжтрубний простір будь-якої свердловини (див. рис. 1.) можна розглядати як акустичний хвилевід довжиною h, границями якого є зовнішня поверхня НКТ діаметром d_1 та внутрішня поверхня обсадної труби діаметром d_2. Зокрема для нафтових свердловин $d_1 = 6\ldots7$ см, $d_2 = 12\ldots14$ см. Спочатку будемо вважати, що з'єднувальні муфти *3*, а також перепади зрізів труби відсутні, а самі труби розташовані симетрично відносно осі. Оскільки в міжтрубному просторі знаходиться природний газ, границі хвилеводу вважатимемо абсолютно жорсткими Крім того, для спрощення аналізу згасання сигналу вздовж хвилеводу будемо вважати відсутнім. Таким чином маємо ідеальний хвилевід типу «труба в трубі». Припустимо, що збуджуючі свердловину акустичні сигнали не є потужними, тоді рівняння поширення акустичних коливань буде лінійним.

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial t^2} - c^2 \Delta \Phi = 0\,, \tag{4}$$

де $\Phi = \Phi(r, \phi, z, t)$ — потенціал звукового поля; $c = c(r,\phi,z,t)$ — швидкість поширення звукових коливань у міжтрубному просторі; t — час; Δ — оператор Лапласа в циліндричних координатах.

Граничні умови в міжтрубному просторі мають вигляд

$$\frac{\partial \Phi}{\partial r}|_{r=r_1} = \frac{\partial \Phi}{\partial r}|_{r=r_2} = 0, \tag{5}$$

де r_1 та r_2 — радіуси внутрішньої та зовнішньої труб.

Розглянемо спочатку найпростіший випадок, коли швидкість звуку у хвилеводі є постійною, а збудження звукових коливань відбувається за гармонічним законом. Тоді права частина рівняння (4) буде відмінною від 0 і характеризуватиме збудження хвилевода (вимушені коливання) [15]. Представимо її у вигляді

$$f(r,z,t) = e^{-i\omega t} e^{ikz} \varphi_1(r)\,, \tag{6}$$

де $\varphi_1(r)$ — задана функція збудження, що не залежить від кута ϕ. Прикладом такого збуджувача може слугувати тонке осцилююче кільце радіусом $(r_1 + r_2)/2$, розташоване в центрі міжтрубного простору. Тоді методом розділення змінних одержуємо розв'язок хвильового рівняння, гармонічного за часом,

$$\Phi(r, z, t) = e^{-i\omega t} \sum_{n=0}^{\infty} h_n(r) F_n e^{ik_n z}\,, \tag{7}$$

де

$$k_n = k_z = \sqrt{k_0^2 - \chi_n^2}\,; \tag{8}$$

F_n — коефіцієнти Фур'є у розкладі функції $\varphi_1(r)$ за власними функціями $h_n(r) = N_1(\chi_n r_1) J_0(\chi_n r) - J_1(\chi_n r_2) N_0(\chi_n r)$ крайової задачі (4)–(5); k_0 —

хвильове число; χ_n — n-й корінь характеристичного рівняння задачі (4)–(5) $J_1(r_1x)N_1(r_2x) - N_1(r_1x)J_1(r_2x) = 0.$

Дані співвідношення можуть бути основою вибору робочої смуги частот при ехолокації в свердловинах. На рис. 2 наведено результати розрахунків залежності першої критичної частоти хвилевода типу «труба в трубі» від діаметра обсадної труби та від співвідношення діаметрів НКТ і обсадної труби (d_1/d_2). Їх отримано шляхом вирішення рівняння (8). Крива *1* — це залежність для однієї труби (НКТ відсутня). Як видно з графіка, критична частота моделі типу «труба в трубі» вже при $d_1/d_2 = 0{,}5$ суттєво збільшується у порівнянні з відповідною одинокою трубою $(d_1/d_2 = 0)$. Для міжтрубного каналу типової нафтової свердловини з радіусами труб $r_1 = 3{,}25$ см та $r_2 = 6{,}5$ см першу критичну частоту розрахуємо таким чином.

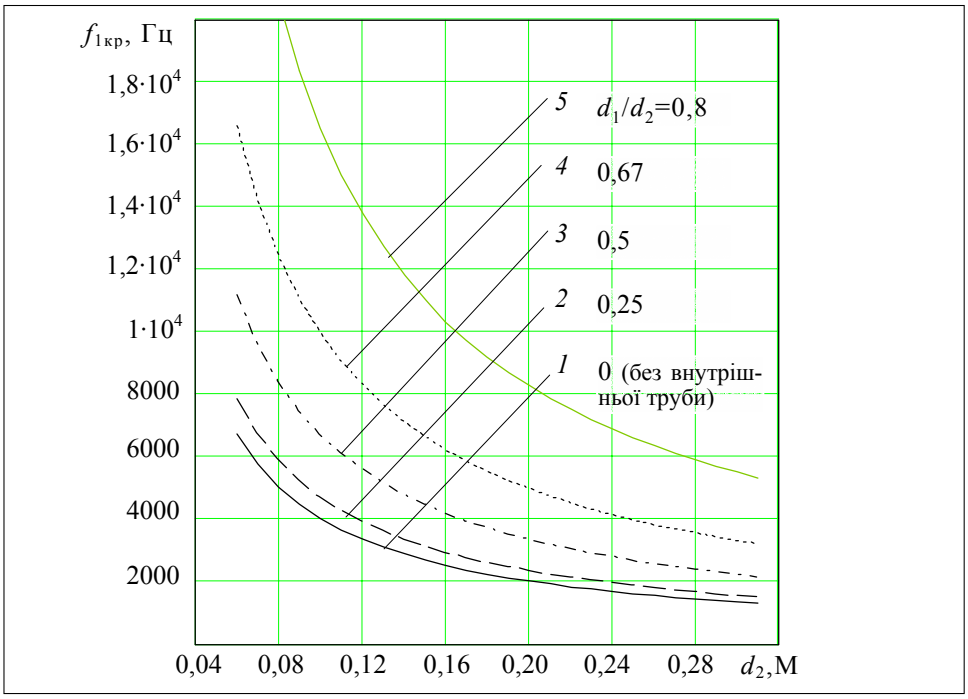

Рис. 2. Залежність першої критичної частоти хвилевода типу «труба в трубі» від його геометричних розмірів

Згідно із [17] вирішуємо типове рівняння

$$J_1(x)N_1\left(\frac{r_2}{r_1}x\right) - N_1(x)J_1\left(\frac{r_2}{r_1}x\right) = 0,$$

де $x = \chi r_1$, звідки $x_1 = 3{,}20$ і $\chi_1 = 98{,}4$; $f_{1кр} = c\dfrac{\chi_1}{2\pi} = 5170$ Гц.

Порівнюючи отримане значення з відповідною критичною частотою для одинокої труби ($r_2 = 0{,}61\lambda$) [13] того ж діаметра, що і обсадна, бачимо, що критична частота моделі «труба в трубі» виявляється майже в два рази вищою.

Проте ехолокацію у хвилеводах доцільно вести в нижній частині частотного діапазону, де менша вірогідність виникнення нормальних хвиль першого і вищих порядків, тобто де розповсюджується лише нульова мода або плоска хвиля. У роботі [13] рекомендується використовувати режим «дуже вузької» труби, тобто $r << 0{,}61\lambda$. Тільки за такої умови акустичний сигнал без відбиття проходить різні деформації та стрімкі зміни профіля труби, що не супроводжуються зміною її зрізу. Отримане значення першої критичної частоти являє собою верхню межу частотного діапазону ехолокації лише в ідеальному міжтрубному просторі. На практиці міжтрубний простір часто дуже далекий від ідеального хвилеводу, тому зазвичай верхню межу робочого частотного діапазону знижують в 5–10 разів. Завдяки цьому нафтова свердловина діаметром 140 мм матиме малі хвильові розміри і являтиме собою акустичну довгу лінію або «вузьку трубу», в якій розповсюджується лише нульова мода акустичного сигналу, тобто плоска хвиля. Швидкість звуку в газовому середовищі такої труби відповідає швидкості звуку у вільному просторі [13].

Результати досліджень показують, що методика розрахунку відгуку свердловини шляхом вирішення хвильового рівняння для складних граничних умов (наявність численних з'єднувальних муфт, реперів, рівня рідини), особливо при імпульсному збудженні, пов'язане із значними математичними труднощами. Завдання значно спрощується в режимі «вузької труби», що саме і є характерним для ехолокації у свердловинах. В умовах наявності лише плоскої хвилі розрахунок відгуку свердловини на зондувальний імпульс допускає використання відомих механізмів відбиття та проходження плоских акустичних хвиль через перепони в трубних хвилеводах. Рішення хвильового рівняння для плоскої хвилі з урахуванням втрат енергії при розповсюдженні у вільному середовищі має вигляд [16]

$$p(t) = P_0 e^{-\alpha x} e^{j(\omega t - kx)}, \qquad (9)$$

де P_0 — акустичний тиск на поверхні джерела випромінювання плоскої хвилі; α — коефіцієнт згасання плоскої хвилі, обумовлений незворотними втратами в середовищі; x — шлях, який проходить плоска хвиля від точки випромінювання; ω — кругова частота; k — хвильове число.

Запишемо вирази для зондувального та ехо-сигналу, які є головними інформаційними складовими режиму ехолокації. Якщо випромінювач знаходиться на початку координат ($x = 0$), то зондувальний сигнал можна записати так:

$$p_з(t) = P_0 e^{j\omega t}\,\mathrm{rect}(t), \quad \text{де} \quad \mathrm{rect}(t) = \begin{cases} 1 \text{ при } t \in 0...\tau_з, \\ 0 \text{ при інших } t, \end{cases} \qquad (10)$$

де $\tau_з$ — тривалість зондувального сигналу; $\mathrm{rect}(t)$ — прямокутна функція з ординатою, що дорівнює 1, та тривалістю $\tau_з$.

При розповсюдженні до об'єкта локації та в зворотному напрямку зондувальний сигнал зазнає амплітудних втрат, частотних та фазових спотворень і, крім того, приймається з деякою часовою затримкою $\tau_е$ на тлі шумо-

вих завад. Прийняту таким чином адитивну суміш ехо-сигналу $P_{\text{е}}(t)$ та шумових завад $p_{\text{ш}}$ запишемо у вигляді

$$P(t) = P_{\text{е}}(t) + p_{\text{ш}} = P_0 e^{-2\alpha(\omega)x_{\text{е}}} k_{в}(j\omega) e^{j[\omega(t-\tau_{\text{е}})]} \text{rect}(t-\tau_{\text{е}}) + p_{\text{ш}}, \qquad (11)$$

де $\text{rect}(t-\tau_{\text{э}}) = \begin{cases} 1 \text{ при } t \in \tau_{\text{е}} ... (\tau_{\text{е}} + \tau_{\text{з}}), \\ 0 \text{ при інших } t, \end{cases}$

де $k_{\text{в}}(j\omega)$ — коефіцієнт відбиття ехо-сигналу від об'єкта локації; $x_{\text{е}}$ — відстань до об'єкта; $\alpha(\omega)$ — коефіцієнт згасання як функція частоти.

Для розробки аналітичної моделі ехолокації розглянемо більш детально схему проходження та відбиття акустичного сигналу у міжтрубному просторі (рис. 3). Акустична хвиля збуджується на усті свердловини акустичним випромінювачем (АВ) і розповсюджується у міжтрубному просторі, зазнаючи відбиття від з'єднувальних муфт, рівня рідини, а також інших можливих перепон. Таким чином відгук міжтрубного простору на акустичне зондування являтиме собою ехограму, що містить численні ехо-сигнали від з'єднувальних муфт, реперів та інших перепон або дефектів, наявних у міжтрубному просторі. Для розробки рівняння ехолокації розглянемо втрати акустичного сигналу, обумовлені з'єднувальними муфтами або реперами. Використовуючи позначення (рис. 3) та співвідношення (9) запишемо амплітуду акустичного тиску для сигналу, відбитого від першої муфти.

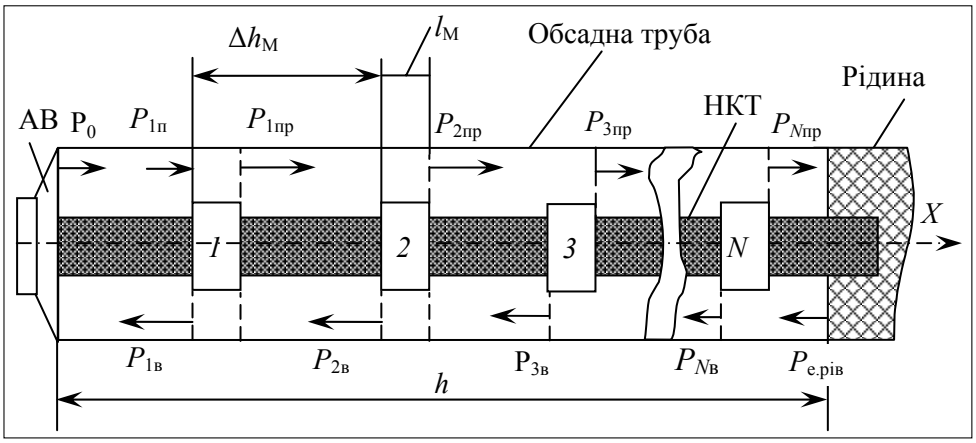

Рис. 3. Схема відбиття та проходження хвиль у міжтрубному просторі нафтової свердловини

$$P_{1\text{в}} = P_{1n} k_{1\text{в}} = P_0 e^{-\alpha \Delta h_{\text{М}}} k_{1\text{в}}, \qquad (12)$$

де P_0 — акустичний тиск на усті свердловини, який створюється випромінювачем; $k_{1\text{в}}$ — модуль коефіцієнта відбиття від першої з'єднувальної муфти; $\Delta h_{\text{м}}$ — довжина однієї НКТ; α — коефіцієнт згасання звуку в міжтрубному просторі між двома сусідніми муфтами (1/м).

У режимі ехолокації рівень ехо-сигналу від першої муфти в точці приймання ($x = 0$)

$$P_{1\text{е}} = P_{1\text{в}} e^{-\alpha \Delta h_{\text{м}}} = P_0 e^{-\alpha(2\Delta h_{\text{м}})} k_{1\text{в}}. \qquad (13)$$

Рівень ехо-сигналу від другої муфти залежатиме від коефіцієнта проходження сигналу через першу муфту і виразиться так:

$$P_{2\text{е}} = P_{1\text{пр}} e^{-\alpha\Delta h_{\text{м}}} k_{2\text{в}} e^{-\alpha\Delta h_{\text{м}}} k_{\text{пр}} e^{-\alpha\Delta h_{\text{м}}} = P_0 e^{-\alpha\Delta h_{\text{м}}} k_{\text{пр}} e^{-\alpha(3\Delta h_{\text{м}})} k_{\text{пр}} k_{2\text{в}} =$$

$$= P_0 e^{-\alpha(4\Delta h_{\text{м}})} k_{\text{пр}}^2 k_{2\text{в}}. \qquad (14)$$

Аналогічно для третьої муфти отримаємо

$$P_{3\text{е}} = P_{2\text{пр}} e^{-\alpha\Delta h_{\text{м}}} k_{3\text{в}} k_{\text{пр}}^2 e^{-3\alpha\Delta h_{\text{м}}} = P_0 e^{-2\alpha\Delta h_{\text{м}}} k_{\text{пр}}^2 e^{-4\alpha\Delta h_{\text{м}}} k_{\text{пр}}^2 k_{3\text{в}} =$$

$$= P_0 e^{-\alpha(6\Delta h_{\text{м}})} k_{\text{пр}}^4 k_{3\text{в}}. \qquad (15)$$

Таким чином ехо-сигнал, прийнятий від будь-якої з'єднувальної муфти з номером $i = 1...N$, матиме вигляд

$$P_{\text{е}i} = P_0 e^{-\alpha(2i\Delta h_{\text{м}})} k_{\text{пр}}^{2(i-1)} k_{\text{в}i}. \qquad (16)$$

Відповідно запишемо ехо-сигнали від репера, що може знаходитися між будь-якими сусідніми муфтами, та від рівня рідини

$$P_{\text{е.реп}} = P_0 e^{-\alpha(2N\Delta h_{\text{м}} + \Delta h_{\text{реп}})} k_{\text{пр}}^{2N} k_{\text{в.реп}}, \qquad (17)$$

$$P_{\text{е.рів}} = P_0 e^{-\alpha(2N\Delta h_{\text{м}} + \Delta h_{\text{рів}})} k_{\text{пр}}^{2N} k_{\text{в.рів}}, \qquad (18)$$

де $\Delta h_{\text{реп}}$ — відстань між останньою муфтою та репером, а $\Delta h_{\text{рів}}$ — між останньою муфтою та рівнем.

Маючи вирази для ехо-сигналів можемо записати відповідні рівняння ехолокації з урахуванням шумових завад. Відомо, що узагальнене рівняння ехолокації може бути записане як за інтенсивністю звуку, так і за його тиском.

$$I_{\text{с.вх}} / I_{\text{п.вх}} = q_{\text{вх}}^2, \qquad (19)$$

$$p_{\text{с.вх}} / p_{\text{п.вх}} = q_{\text{вх}}, \qquad (20)$$

де $I_{\text{с.вх}}$, $p_{\text{с.вх}}$ — інтенсивність та тиск акустичного сигналу в точці приймання або на вході приймального тракту; $I_{\text{п.вх}}$, $p_{\text{п.вх}}$ — інтенсивність та тиск акустичної завади в тій самій точці в частотній смузі сигналу; $q_{\text{вх}}$ — відношення сигнал/завада на вході приймального тракту. Завадостійкість будь-якого приймального тракту μ характеризується параметром ΔFT [14] і може бути знайдена за формулою

$$q_{\text{вих}} = q_{\text{вх}} \sqrt{\Delta FT} = q_{\text{вх}} \mu. \qquad (21)$$

Вона показує, у скільки разів відношення сигнал/завада на виході тракту обробки ($q_{\text{вих}}$) перевищує відповідне відношення на його вході. За наведеними формулами можна скласти рівняння

$$p_{\text{с.вх}} = p_{\text{е.вх}} = p_{\text{п.вх}} q_{\text{вх}} = p_{\text{п.вх}} q_{\text{вих}} / \sqrt{\Delta F T} \,. \qquad (22)$$

В останніх рівняннях акустичний тиск сигналу $p_{\text{с.вх}}$ фактично буде визначатися отриманими виразами (16)–(18) для ехо-сигналів. Підставляючи їх у (22), отримуємо рівняння ехолокації в міжтрубному просторі:

по з'єднувальним муфтам

$$P_0 e^{-\alpha(2i\Delta h_{\text{м}})} k_{\text{пр}}^{2(i-1)} k_{\text{в}i} = p_{\text{п.вх}} q_{\text{вих}} / \sqrt{\Delta F T} \,, \qquad (23)$$

по рівню

$$P_0 e^{-\alpha(2N\Delta h_{\text{м}} + \Delta h_{\text{рів}})} k_{\text{пр}}^{2N} k_{\text{в.рів}} = p_{\text{п.вх}} q_{\text{вих}} / \sqrt{\Delta F T} \,. \qquad (24)$$

Використовуючи отримані співвідношення, можна розрахувати акустичний тиск на усті свердловини P_0, необхідний для забезпечення заданої точності вимірювання затримки ехо-сигналу $\sigma[\tau]$ [18], а також задавати потрібні параметри зондувального сигналу — частотну смугу ΔF і часову тривалість T. Крім того, враховуючи комплексні коефіцієнти відбиття та проходження хвиль, отримуємо рівняння для ехо-сигналів від з'єднувальних муфт та від рівня рідини на вході тракту приймання

$$P_{\text{е}i} = P_0 e^{-\alpha(2i\Delta h_{\text{м}})} k_{\text{пр}}^{2(i-1)} (j\omega) k_{\text{в}i}(j\omega) e^{j[\omega(t-\tau_{\text{е}i})]} \text{rect}(t - \tau_{\text{е}i}) \,, \qquad (25)$$

де $\text{rect}(t-\tau_{\text{е}i}) = \begin{cases} 1 \text{ при } t \in \tau_{\text{е}i} \ldots (\tau_{\text{е}i} + \tau_{\text{з}}), \\ 0 \text{ при інших } t, \end{cases}$

$$P_{\text{е.рів}} = P_0 e^{-\alpha(2N\Delta h_{\text{м}} + \Delta h_{\text{рів}})} k_{\text{пр}}^{2N}(j\omega) k_{\text{в.рів}}(j\omega) e^{j\left[\omega\left(t-\tau_{\text{е.рів}}\right)\right]} \text{rect}\left(t - \tau_{\text{е.рів}}\right). \qquad (26)$$

Використовуючи отримані співвідношення, відгук свердловини запишемо у вигляді суми

$$P(t) = \sum_{i=1}^{N} P_{\text{е}i} + P_{\text{е.рів}} + p_{\text{п.вх}} \,. \qquad (27)$$

Отримане співвідношення являє собою основний алгоритм для побудови комп'ютерної моделі процесу ехолокації в міжтрубному просторі нафтових свердловин. Проте для його використання потрібна інформація про коефіцієнти відбиття та проходження сигналу через муфти, а також про згасання сигналу в міжтрубному просторі α. Останній параметр у загальному випадку залежить від частоти, і його можна представити у вигляді суми $\alpha = \alpha(\omega) = \alpha_{\text{п}}(\omega) + \alpha_{\text{т}}(\omega)$, де $\alpha_{\text{п}}(\omega)$ — просторове згасання сигналу, обумовлене незворотніми втратами в середовищі; $\alpha_{\text{т}}(\omega)$ — згасання, обумовлене тертям середовища об поверхню хвилевода [13]. Зазначимо також, що у співвідношеннях (25)–(27) враховуються лише первинні відбиття від з'єднувальних муфт, оскільки відбиття вищих порядків, які теоретично можуть вносити деяку похибку, швидко згасають завдяки тому, що коефіцієнти відбиття від муфт дуже малі (0,01...0,05).

Невід'ємною характеристикою кожного рівнеміра є його зведена похибка вимірювання. Розглянемо її складові більш детально. Використовую-

чи отриману ехограму, оцінку рівня рідини $\widetilde{h}$ зазвичай обчислюють з рівняння

$$\widetilde{h} = \frac{1}{2}\widetilde{c}\,\widetilde{\tau}\,, \tag{28}$$

де $\widetilde{c}$ — оцінка середньої швидкості звуку в свердловині; $\widetilde{\tau}$ — оцінка затримки ехо-сигналу, відбитого від рівня (індекс «е» у позначенні затримки тут і далі використовувати не будемо). Виразимо (28) з урахуванням похибок вимірювання таким чином:

$$h + \Delta h = \frac{1}{2}\left[(c_0 + \Delta c)(\tau_0 + \Delta\tau)\right], \tag{29}$$

де c_0 та τ_0 — істинні значення середньої швидкості звуку в свердловині та затримки ехо-сигналу відповідно; Δh — зведена похибка вимірювання рівня; Δc та $\Delta\tau$ — похибки вимірювання середньої швидкості звуку та затримки ехо-сигналу. Останні складові надалі представлятимемо так:

$$\Delta c = \Delta c_{\text{с}} + \Delta c_{\text{в}}\,, \quad \Delta\tau = \Delta\tau_{\text{с}} + \Delta\tau_{\text{в}}\,, \tag{30}$$

де $\Delta c_{\text{с}}$, $\Delta\tau_{\text{с}}$ – систематичні, а $\Delta c_{\text{в}}$, $\Delta\tau_{\text{в}}$ — випадкові похибки у визначенні швидкості звуку і часової затримки. Зокрема похибка $\Delta\tau_{\text{с}}$ обумовлена затримками в акустичному випромінювачі, приймачі та фільтрах приймального тракту рівнеміра, $\Delta\tau_{\text{в}}$ — випадкова похибка, обумовлена головним чином шумовими завадами та дискретизацією часу при перетворенні ехограми у цифрову форму. Обчисливши математичне сподівання та дисперсію [19], отримаємо вирази для зведеної систематичної та випадкової похибок.

$$m[\Delta h] = \Delta h_{\text{с}} = \frac{1}{2}\left[c_0\,\Delta\tau_{\text{с}} + \tau_0\Delta c_{\text{с}} + \Delta c_{\text{с}}\Delta\tau_{\text{с}}\right],$$

$$\sigma^2[\Delta h_{\text{в}}] = \frac{1}{4}\left[(c_0 + \Delta c_{\text{с}})^2\,\sigma^2[\Delta\tau_{\text{в}}] + (\tau_0 + \Delta\tau_{\text{с}})^2\,\sigma^2[\Delta c_{\text{в}}] + \sigma^2[\Delta\tau_{\text{в}}]\sigma^2[\Delta c_{\text{в}}]\right], \tag{31}$$

де $\sigma^2[\Delta h_{\text{в}}]$ — дисперсія похибки визначення відстані до рівня відбивача, що використовується, або репера; $\sigma^2[\Delta c_{\text{в}}]$ — дисперсія швидкості звуку; $\sigma^2[\Delta\tau_{\text{в}}]$ — дисперсія визначення часу затримки ехо-сигналу. Отримані формули пов’язують між собою головні складові похибок акустичного рівнеміра зі зведеною похибкою.

Зазвичай задачі вимірювання будь-якого параметра ехо-сигналу передує також дуже важливе завдання його виявлення на тлі шумових завад. Зрозуміло, що чим більше співвідношення сигнал/завада на своєму виході реалізує тракт виявлення, тим вищу точність вимірювання може забезпечити вимірювальний тракт. При оптимальному вимірюванні дисперсію часу затримки ехо-сигналу за наявності шумових завад оцінюють виразом [18]

$$\sigma^2[\tau] = \frac{1}{2q_{\text{вх}}^2\,(2\pi F_{\text{ср}})^2}\,, \tag{32}$$

де $q_{\text{вх}}^2$ — енергетичне відношення сигнал/завада на вході тракту вимірювання; $F_{\text{ср}}$ — середньоквадратична ширина спектру сигналу. Таким чином, точність вимірювання затримки повністю визначається відношенням сигнал/завада на вході тракту вимірювання (або, що те ж саме, на виході тракту виявлення) та шириною спектра сигналу, який використовується.

Розглянуті вище проблемні питання, підходи та алгоритми в галузі створення акустичних свердловинних рівнемірів було втілено в декількох розробках ОКБ «Шторм», які впроваджені на 15 підприємствах України. Перш за все, це ехолоти «Скорпіон» та «Скорпіон–М» для нафтових свердловин та їхня модифікація «Скорпіон–А» для артезіанських. Крім того, для артезіанських свердловин за найсучаснішими технологіями було розроблено акустичні рівнеміри «Аква» та «Сонар–16». Особливостями останніх розробок є бездротовий (радіомодемний) зв'язок між акустичним пристроєм та портативним комп'ютером, а також використання найефективніших технологій обробки акустичного сигналу (складних сигналів, узгоджених фільтрів, алгоритмів корекції систематичних похибок).

ВИСНОВКИ

Розглянуто проблемні питання ехолокації у хвилеводах. Деякі з них, які висвітлювалися в різних галузях техніки (радіотехніці, гідроакустиці, ехолокації в повітрі та вимірювальній техніці), вдалося системно об'єднати в єдину методику, що дозволила створити рівняння ехолокації для міжтрубного простору свердловин, комплексно розраховувати всі характеристики ехолокатора та побудувати алгоритми його розрахунку, починаючи з вибору раціональної частоти ехолокації і закінчуючи зведеною похибкою вимірювань необхідної величини, а саме відстані до рівня рідини в міжтрубному просторі будь-якої свердловини.

Співвідношення (25)–(27) фактично являють собою математичну модель процесу ехолокації у свердловинах, яка може бути використана для створення комп'ютерних програм-тренажерів та методик розрахунку свердловинних ехолокаторів. Це може бути корисним не тільки для фахівців та проектувальників, а й для студентів відповідних спеціальностей, зокрема при постановці лабораторних робіт, підготовці курсових та дипломних проектів.

Дослідження показали, що саме хвилеводні акустичні рівнеміри з низкою реперних відбивачів можуть успішно конкурувати по точності та собівартості з радіолокаційними рівнемірами, які наразі широко використовуються у промисловості для точного вимірювання рівня світлих нафтопродуктів.

В ОКБ «Шторм» при НТУУ «КПІ» створено вимірювальний комплекс нового покоління «Скорпіон–М», призначений для дослідження нафтових свердловин. Він складається із кишенькового комп'ютера IPAQ, електромагнітних клапанів-збуджувачів та завадостійкого приймального тракту, об'єднаних за сучасною бездротовою технологією — радіомодемним зв'язком. За потенційними можливостями комплекс «Скорпіон–М» дозволяє сповна втілити і реалізувати наведені вище методи підвищення точності ви-

мірювання рівня рідини в нафтових, газових і артезіанських свердловинах. Більш детальну інформацію про цей комплекс можна отримати на нашому сайті www.ultrasound.ru.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Науменко І.Я., Кизима В.І., Бульбас В.М.* Портативний ехолот-реєстратор для зондування нафтових і газових свердловин // Нафтова і газова промисловість. — 1998. — № 2. — С. 33–35.
2. *Науменко І.Я., Кизима В.І., Бульбас В.М.* Проблеми врахування швидкості звуку при вимірюванні рівня рідини у нафтових свердловинах // Нафтова і газова промисловість. —2004. — № 1. — С.40–42.
3. *Данилов В.Я., Науменко І.Я., Кизима В.І.* Вимірювання рівня рідини в нафтових свердловинах акустичним методом. Сучасний стан, проблеми, засоби // Вісн. Вінницького політехн. ін-ту. — 2005. — № 1. — С. 30–32.
4. Патент України №8813. Параметричний ехолот для вимірювання рівня рідини в свердловинах / Науменко І.Я., Кизима В.І. // Бюл. № 8. — Опубл. 15.08.2005.
5. Патент України №14502. Свердловинний ехолот для вимірювання рівня рідини / Науменко І.Я., Кизима В.І. // Бюл. № 5. — Опубл. 15.05.2006.
6. Патент України №68307. Акустичний пристрій для вимірювання рівня рідини в свердловинах / Науменко І.Я., Кизима В.І. // Бюл. № 7. — Опубл. 15.07.2004.
7. *Скорость* звука в газе межтрубного пространства скважин / Р.Г. Фархуллин и др. //Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 7. — С. 55–58.
8. *Thomas L.K., Hankinson R.W., Phillips K.A.* Determination of Acoustic Velocities for Natural Gas // JPT. — July. — 1970. — P. 889–895.
9. *Уэйлес С.* Фазовые равновесия в химической технологии. — М.: Мир, 1989. — 662 с.
10. *Мишарин В.А., Юсупов К.С.* Применение уравнения состояния реальных газов при расчете скорости звука в газовой среде скважин // Материалы научн.-практ. конф., посвященной 25-летию СибНИИП. — Тюмень: ТюмНИ. — 2000. — 200 с.
11. *Мишарин В.А.* Влияние неуглеродных компонентов в составе нефтяного газа на скорость звука // Нефтяное хозяйство. — 2001. —№ 7. — С. 54–56.
12. *Определение* скорости звука в газовой среде скважин диагностическим комплексом «Сиаммастер 2С» / П.О. Гаус и др. // Нефтяное хозяйство. — 2001. — № 10. — С. 76–78.
13. *Исакович М.А.* Общая акустика. — М.: Наука, 1973. — 496 с.
14. *Гоноровский И.С.* Радиотехнические цепи и сигналы. — М.: Сов. радио, 1970. — 256 с.
15. *Волков Д.М.* Дифференциальные уравнения и их приложения в естествознании. — Л.: Изд-во Ленинградского ун-та, 1961. — 128 с.
16. *Лепендин Л.Ф.* Акустика. — М.: Высш. шк., 1978. — 448 с.
17. *Справочник* по специальным функциям / Под. ред. М. Абрамовица и И. Стиган. — М: Наука, 1979. — 832 с.
18. *Фалькович С.Е.* Оценка параметров сигналов. — М.: Сов. радио, 1970. — 336 с.
19. *Вентцель Е.С., Овчаров Л.А.* Теория вероятностей. — М.: Наука, 1973. — 368 с.

Надійшла 19.09.2007