

УДК 622.248

В. Я. Данилов, д. т. н., проф.;

І. Я. Науменко;

В. І. Кизима

ВИМІРЮВАННЯ РІВНЯ РІДИНИ В НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ АКУСТИЧНИМ МЕТОДОМ. СУЧАСНИЙ СТАН, ПРОБЛЕМИ, ЗАСОБИ

Висвітлено сучасний стан вимірювання рівня рідини в нафтових свердловинах акустичним методом. Розглянуто проблеми врахування швидкості звуку в міжтрубному просторі свердловини та створення системи ехолокації рівня на складних сигналах. Запропоновано метод використання детермінованого складного сигналу з керованими параметрами, що дозволить шляхом оптимальної обробки виділити ехосигнали від з'єднувальних муфт і точніше визначити розподіл швидкості звуку по свердловині.

Вступ

Вимірювання рівня рідини в нафтових свердловинах є одним з найважливіших завдань під час їх експлуатації [1—3]. Розрізняють два типи вимірюваних рівнів — статичний, який має місце, коли насосне обладнання вимкнене, та динамічний — під час його роботи, коли нафта під тиском подається зі свердловини до споживача. Цими двома параметрами значною мірою визначається ефективність роботи насосно-компресорного обладнання будь-якої свердловини і, зрештою, її продуктивність, яка оцінюється відношенням кількості видобутої нафти до відповідних енерговитрат. Тому метрологічні служби провідних нафтовидобувних підприємств ведуть постійний контроль статичного та динамічного рівнів у міжтрубному просторі і, за необхідністю, збільшують або зменшують глибину занурення насоса таким чином, щоб з одного боку він не був надто глибоко від рівня, а з іншого — щоб виключалась можливість значного зниження динамічного рівня, коли насос може захоплювати повітря.

Умови вимірювань, методика, прилади

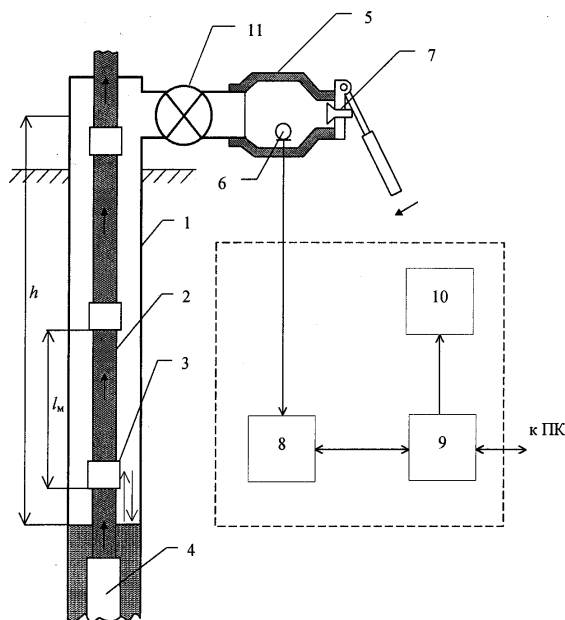


Рис. 1. Узагальнена схема вимірювання рівня рідини в свердловині

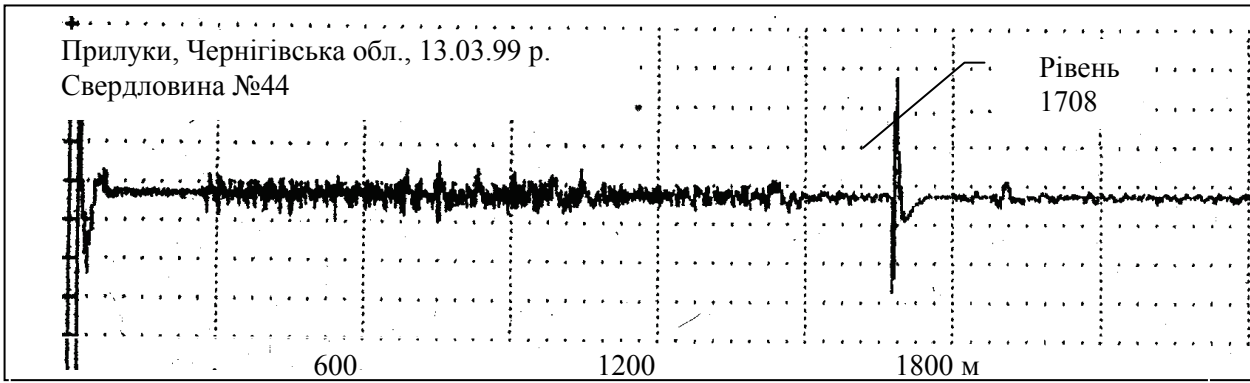
Умови доступу до міжтрубного простору в нафтових свердловинах досить складні (рис. 1). По-перше, статичний тиск газового середовища в ньому може сягати 10...15 МПа, глибина знаходження рівня — 0,5...5 км, а доступ до нього можливий лише через вхідний патрубок і відповідний вентиль. Як видно з рисунку, свердловина складається з обсадної 1 та нафтопіднімальної 2 колон. Остання складається з низки насосно-компресорних труб (НКТ), з'єднаних між собою муфтами 3, причому в нижньому кінці нафтопіднімальної колони знаходиться глибинний насос 4. До того ж міжтрубний простір надто вузький: внутрішній діаметр обсадної труби може складати 120...140 мм, зовнішній діаметр НКТ — 60 мм, зовнішній діаметр муфт — 70...80 мм, відстань між муфтами l_m — близько 10 м. Сама свердловина часто може бути похилою, особливо на глибині, а НКТ інколи зсунуті від центра і навіть торкаються обсадної труби. Очевидно, що за таких умов використання будь-яких контактних методів вимірювання є неможливим. Неконкурентоздатними ви-

являються також дистанційні радіолокаційні методи вимірювань, оскільки радіосигнали в умовах свердловини швидко згасають, а можливі відстані вимірювань не перевищують навіть сотні метрів. Тому на сьогоднішній день єдиним прийнятним дистанційним методом вимірювань в таких умовах є акустичний метод, який полягає у посиланні акустичного сигналу з устя свердловини та прийманні його після відбиття (ехо-сигналу) від рівня рідини з подальшим визначенням часової затримки τ та відстані до рівня за формулою $h = c_{\text{ср}}\tau/2$, де $c_{\text{ср}}$ — середня швидкість звуку на шляху від устя свердловини до рівня. Всі відомі на сьогодні прилади (ехолоти), що використовуються провідними нафтовидобувними компаніями світу, побудовано саме за акустичним методом ехолокації. Це розробки таких відомих фірм як Echometer (США), СИАМ, МИКОН (Росія), ОКБ «Шторм» (Україна). Аналіз наведених розробок та інших джерел цієї галузі свідчить, що серйозної альтернативи акустичному методу нині не існує.

Ще кілька десятиліть тому вимірювання рівня інколи здійснювалось за допомогою звичайного секундоміра: відкритий міжтрубний простір збуджувався долонею руки, а затримка ехо-сигналу τ фіксувалася на слух. Звичайно ж точність такого вимірювання була низькою. Сучасну ж апаратуру побудовано з використанням передових акустичних та інформаційних технологій, компактних комп'ютерних засобів, баз даних та ін. Незважаючи на це похибка вимірювань часто лишається завеликою, що пов'язано, перш за все, з відсутністю точних даних про середню швидкість звуку в свердловині [2, 3].

Розглянемо стисло методику вимірювання рівня сучасними свердловинними ехолотами. Як видно з рис. 1, в склад типового ехолоту входять пристрій збудження та приймання (ПЗП) 5, в середині якого розміщено акустичний приймач 6, клапан-збуджувач 7, приймальний електронний тракт 8, вбудований мікроконтролер або обчислювальний блок 9 та засоби відображення 10. ПЗП приєднується до міжтрубного простору через вентиль 11, а обчислювальний блок має засоби для передачі даних у ПК. Ехолокація рівня ведеться, як правило, на низьких частотах в діапазоні 3...20 Гц. Під час вимірювання оператор короткочасним натисненням на важіль здійснює випуск невеликої порції газу з міжтрубного середовища, завдяки чому на усті виникає перепад статичного тиску і формування акустичної хвилі, що розповсюджується в глибину свердловини. Якщо надлишковий тиск в свердловині відсутній, то збудження відбувається впусканням газу від зовнішнього джерела, наприклад, з балону зі стисненим газом [1]. Розповсюджуючись по свердловині сигнал відбивається від з'єднувальних муфт 3 та межі розподілу фаз газ—рідина, повертається до устя, приймається акустичним приймачем 6, обробляється приймальним трактом 8 та обчислювальним блоком 9. Точне визначення затримки ехо-сигналу здійснюється, як правило, за участю оператора, після чого обчислюється відстань до рівня рідини h . В сучасних ехолотах реєструються також ехограми зондування свердловин, які відображаються безпосередньо в процесі вимірювань на відповідному моніторі та запам'ятовуються в енергонезалежній пам'яті для подальшого введення в ПК.

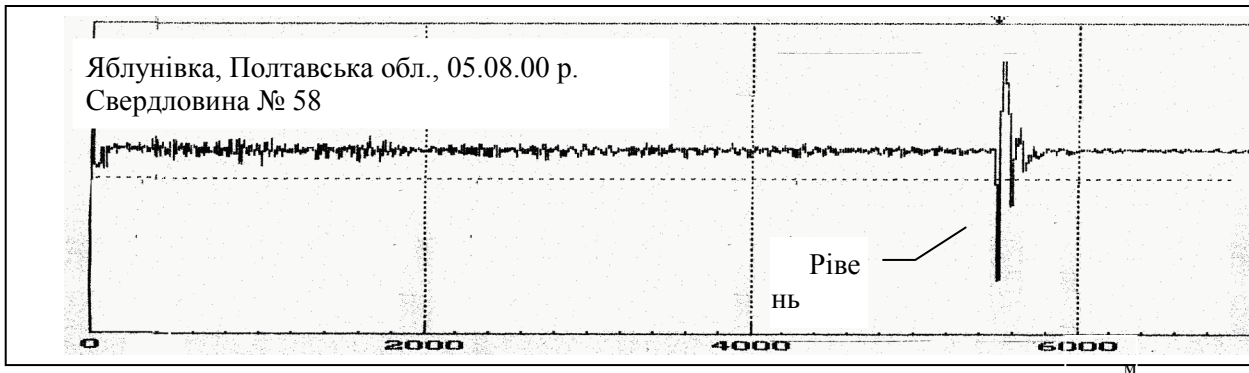
На рис. 2а—2в як ілюстрації показані ехограми зондування нафтових і газових свердловин вітчизняним ехолотом «Скорпіон» розробки ОКБ «Шторм». Перші дві ехограми зроблено на свердловинах НГВУ «Чернігівнафтогаз» ВАТ «Укрнафта». Зазначимо, що на показаних нижче ехограмах, отриманих експериментальним шляхом, вісь ординат традиційно не позначено, оскільки вона не несе якісного навантаження. Практично вона відповідає напрузі на виході приймально-підсилювального тракту ехолота. Як видно з рис. 2а в свердловині № 44 динамічний рівень рідини складав 1708 м при досить великому відношенні сигнал—завада (близько 20). В проміжку між моментом зондування та прийому сигналу спостерігається випадкова завада ревербераційного та шумового походження. Свердловина № 12 (рис. 2б) примітна тим, що має репер (звуження обсадної колони) на відомій глибині — 200 м. Це дало можливість вирахувати середню швидкість звуку на інтервалі від устя до репера, яка склала 309 м/с і обчислити за нею відстань до рівня 762 м. На рис. 2в наведено ехограму зондування газової свердловини, що має велику глибину (Полтавська обл., с. Яблунівка). Як видно з рисунку результат вимірювань ехолотом «Скорпіон» склав 5460 м при достатньо великому відношенні сигнал-завада. Слід зазначити, що в цих свердловинах (крім рис. 2б) швидкість звуку задавалась згідно з даними, отриманими в НГВУ і, на наш погляд, могла значно відрізнятись від істинної.



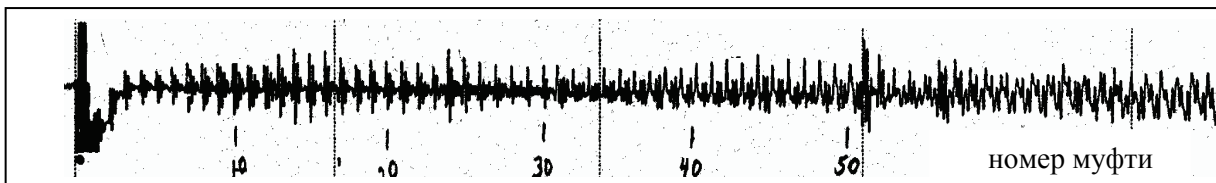
а)



б)



в)



г)

Рис. 2. Ехограми зондування свердловин ехолотом «Скорпіон» (а, б, в) та Echometer (г)

Як реперні відбивачі часто використовують з'єднувальні муфти 3, що знаходяться на НКТ. В такому випадку ехолокація ведеться на короткочасних сигналах в діапазоні частот 20...100 Гц. Приклад такої ехограми, зробленої ехолотом фірми Echometer, показано на рис. 2г. Як видно, від початку ехограми до позначки 500 м чітко фіксуються ехо-сигнали від з'єднувальних муфт. І тільки починаючи з відстані 500 м і більше, вони втрачають свою гостроверху форму, внаслідок чого знайти положення піка від тієї чи іншої муфти стає все складніше. Це пов'язано з хвильовим розповсюдженням сигналу в трубі або так званою «хвильовою дисперсією» [3]. Іншими словами високочастотна частина спектра сигналу з нульової моди переходить у моди вищих порядків, які мають меншу швидкість звуку та швидко гаснуть. На рис. 3 показано ехограму зондування артезіанської свердловини (м. Київ) ехолотом «Скорпіон». Поряд з ехо-сигналами від рівня (105 м) та репера (76 м) чітко спостерігаються ехо-сигнали від з'єднувальних муфт, відстань між якими в артезіанських свердловинах часто значно менша ніж в нафтових і складає близько 4 м. В таких свердловинах, як правило, виявляються всі з'єднувальні муфти до рівня і є можливість точно визначити швидкість звуку за відомою відстанню між ними. В свердловині № 178 вона склала 341,2 м/с.

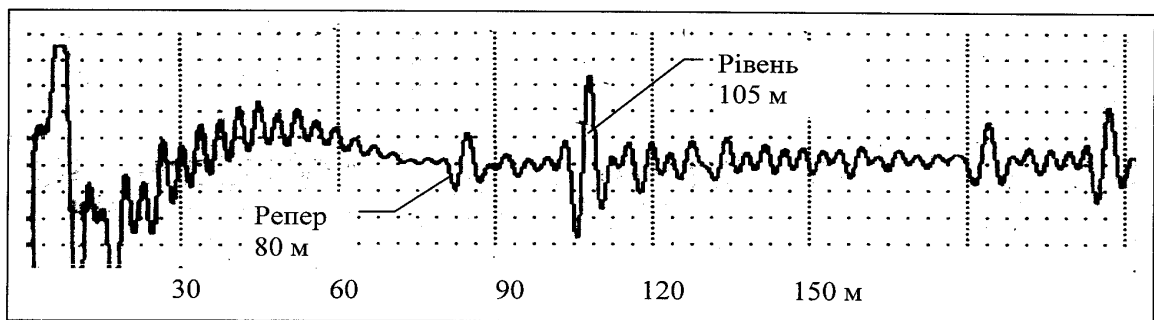


Рис. 3. Ехограма зондування артезіанської свердловини ехолотом «Скорпіон»

Головні проблеми

Незважаючи на те, що завдання вимірювання рівня в нафтових свердловинах здається практично вирішеним, на шляху його подальшого удосконалення існує все ж таки низка проблем. Якщо затримку ехо-сигналу τ 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 полягає ще і в тому, що коли використовуються механізовані способи 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]. Швидкість звуку в газовому середовищі дуже залежить від вищевказаних параметрів і може знаходитись в широкому діапазоні (250...450 м/с), що призводить до відповідних похибок визначення статичних і динамічних рівнів [2]. 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 глибшого вивчення і коректування. Враховуючи те, що висота стовпа рідини в свердловині здебільшого значно менша ніж стовпа газу, вимоги до точності вимірювання рівня відповідно зростають. Прості розрахунки показують, якщо їх співвідношення 1:5, то для досягнення прийнятної похибки визначення тиску на вибої (1...2 %) потрібно вимірювати рівень рідини з похибкою не більше 0,2...0,4 % [2].

Ехолокація рівня в нафтових свердловинах здійснюється в низькочастотному та інфранизькочастотному діапазоні — 3...100 Гц, що відповідає довжині хвилі у повітрі 66...3,3 м. Завдяки цьому нафтова свердловина діаметром 140 мм має малі хвильові розміри і являє собою акустичну довгу лінію або «вузьку трубу», в якій за ідеальних умов розповсюджується лише нульова мода акустичного сигналу (плоска хвиля). Швидкість звуку в газовому середовищі такої труби відповідає швидкості звуку у вільному просторі [4].

Залежність швидкості звуку від складу газу, тиску, температури та інших параметрів відома давно. Перші наукові дослідження в цій галузі датовані 20—30-ми роками минулого століття. Пізніше вони були розвинені і компактно викладені у роботах відомих акустиків А. ван Іттербека, Л. Бергмана, Л. Беранека, згідно з якими швидкість звуку в газах може коливатись від 189 м/с (сірковуглець) до 1270 м/с (водень), а швидкість звуку в метані складає 432 м/с. Аналіз цих та пізніших джерел інформації показує, що ключовим питанням для синтезу алгоритму обчислення швидкості звуку аналітичним методом з достатньою точністю є вибір раціонального рівняння газового стану. Тим часом в роботі [5] наведено більшість рівнянь газового стану, які було розроблено дослідниками протягом двох останніх століть. Вони відрізняються точністю опису газового стану, складністю аналітичного виразу, а також орієнтацією на певний вид газу або на певну їх суміш. В працях А. ван Іттербека і Л. Бергмана використовується віріальне рівняння газового стану, обмежене членом першого степеня від об'єму [6]. Така аналітична модель має невисоку точність (до 5 %) і використовується лише якщо густина газу $\rho < \rho_c/2$, де ρ_c — критична густина. За низьких тисків взагалі можна використовувати просту формулу, що справедлива для ідеальних газів $c = \sqrt{KRT/M}$, де K — співвідношення C_p/C_v ; C_p , C_v — теплоємності відповідно за постійних тиску та об'єму; T — абсолютна температура, °K; M — молекулярна маса; R — універсальна газова константа. Згідно з [7] похибка визначення швидкості звуку за вказаною формулою порівняно з отриманими експериментальними даними в діапазоні тисків 0,01...1 МПа складає 1...2 %. Проблема ж полягає в забезпеченні прийнятної точності розрахунків швидкості звуку для закритих тисків (більше 10...11 МПа), а також поблизу критичних зон (4...10 МПа) для різних молекулярних структур газу.

Наразі існує кілька підходів до вирішення цієї проблеми. Проте аналіз робіт [8—10] свідчить, що кожен з них має свої вади. Так підхід Шервуда, хоч і охоплює широкий діапазон тисків і температур, а також молекулярних структур газу, дає значну похибку в закритичній зоні — 6,9 %. В критичній зоні, зважаючи на ріст крутизни вихідних залежностей, похибка можливо ще збільшиться. Методика Л. Томаса та ін. завдяки використанню рівняння газового стану Бенедикта-Вебба-Рубіна забезпечує значне підвищення точності обчислення швидкості звуку в закритичній зоні (до 0,71 %), але має обмеження щодо складу газу (не більше 3 % сірководню, 5 % азоту або 7 % сумарних домішок) та температури (не менше 1,1 від критичної температури). До того ж це рівняння досить складне для розв'язання, маючи змінну об'єму у шостому степені. Простішою є методика на базі кубічного рівняння Пенга-Робінсона, яка дає непогані результати. Зокрема в роботі [10] зроблено розрахунки швидкості звуку за цим рівнянням з урахуванням неуглеводневих компонентів та їх порівняння з експериментально одержаними результатами в широкому діапазоні тисків — від 0,06 до 17 МПа. Відносна середня похибка оцінювання для родовищ ВАТ «Сургут-нефтегаз» склала 0,45 %, а для родовищ ВАТ «Татнефть» з великим вмістом азоту — 1,1 %. Однак вона також має ті ж недоліки, що й попередня.

Всі ці методики, хоч і знайшли своє застосування на практиці, разом з тим мають спільне для всіх суттєве обмеження. Вони розраховані на стаціонарні умови у газовому середовищі міжтрубного простору свердловини. Однак такі умови у діючій свердловині бувають не завжди. Якщо свердловина довгий час знаходилась у закритому стані, то газове середовище зазнає розшарування по глибині, за рахунок чого різниця у вимірюваннях навіть для однієї свердловини за даними фірми «Ехометр» може сягати 35 %. Іншим джерелом нестаціонарності можуть бути перехідні термодинамічні процеси у свердловині під час зміни режиму її роботи, наприклад, запуск—зупинка, зміна динамічного рівня рідини, виведення на режим тощо. Зазначені проблеми на сьогодні вивчено недостатньо, а алгоритми розрахунку швидкості звуку за таких умов відсутні зовсім. З іншого боку зрозуміло, що похибки визначення швидкості звуку в таких ситуаціях через відсутність даних про стан газового середовища у глибині та складність і невизначеність алгоритмів їх розрахунку можуть значно перевищувати припустимі. Тому, на наш погляд, дослідження з підвищення точності вимірювань акустичним методом доцільно спрямувати в двох напрямках: аналітичний розрахунок швидкості звуку за складом газу з урахуванням термодинамічних процесів у перехідних режимах роботи свердловини; розрахунок середньої швидкості звуку в свердловині з використанням реперів, з'єднувальних муфт, що знаходяться на НКТ і даних про склад газу. Перший шлях може не дати належних результатів через неможливість проконтролювати реальний стан газового середовища і його відповідність математичній моделі. Тому перспективнішим і надійнішим вбачається другий шлях, а саме, використання з'єднувальних муфт як реперів на максимально досяжній для ехолокації глибині [12].

Наукові джерела [2, 3] та досвід використання ехолотів показують, що максимальні глибини виявлення з'єднувальних муфт складають як правило 300...400 м. З теорії завадостійкості відомо [11], що збільшення відношення сигнал/завада на виході тракту часової обробки, а відповідно і максимальної глибини виявлення муфт, можливе лише за умови підвищення складності випромінюваного сигналу ΔFT , де ΔF – частотна смуга, а T — його часова тривалість. Підвищення відношення сигнал/завада можна досягти також збільшенням енергії випромінюваного сигналу, наприклад, його амплітуди. Таким шляхом пішли розробники приладу фірми Echometer (США), в одному з варіантів якого збудження свердловин відбувається вибуховим пристроєм. Це дозволяє випромінювати в свердловину потужний короткий імпульс і впевнено виявляти з'єднувальні муфти до глибин 500...700 м. Проте випромінюваний таким чином сигнал збудження має некеровані параметри — частотний діапазон та тривалість. Тому його важко оптимально адаптувати до акустичних параметрів свердловини. Всі відомі прилади інших розробників, наприклад СІАМ, МІ-КОН (Росія), «Скорпіон» (Україна) використовують для збудження свердловини клапани-збуджувачі з механічним приводом: випромінювання відбувається шляхом короткотривалого випуску або впуску газу в міжтрубний простір. За такої методики сигнали теж мають непрогнозований характер, а їхні необхідні параметри під час ехолокації задавати практично не можливо. Звідси постає проблема розробки свердловинного випромінювача, який дозволяв би формувати детерміновані складні сигнали, наприклад, ЛЧМ.

Іншою досі не розробленою проблемою, що виникає під час ехолокації в нафтових свердловинах є створення математичної акустичної моделі міжтрубного простору як акустичного каналу для розповсюдження випромінюваного сигналу. Без такої моделі важко прогнозувати робочий частотний діапазон ехолокації, оптимальні частоти, тип робочого сигналу та вибирати вигляд його модуляції. Кінцевою метою на цьому шляху є створення оптимального алгоритму часової обробки сигналів, адаптованого до параметрів свердловини таким чином, щоб можна було впевнено виявляти з'єднувальні муфти на максимальних дистанціях, точніше обчислювати швидкість звуку і таким чином підвищити точність вимірювання рівня рідини. Наявність такої акустичної моделі дозволить здійснювати комп'ютерне моделювання процесу ехолокації рівня в найрізноманітніших умовах, які зазвичай мають місце в нафтових свердловинах.

Висновки

Проведений огляд наукових джерел та аналіз використовуваних апаратних засобів показує, що на шляху підвищення точності вимірювань акустичним методом наразі існує кілька проблемних питань. Першим і головним з них є створення акустичної моделі міжтрубного простору свердловини з урахуванням відбиття від з'єднувальних муфт, границі розподілу фаз газ—рідина, яка часто може бути невизначеною через піноутворення. Другою важливою проблемою є створення оптимальних алгоритмів виявлення з'єднувальних муфт, що дозволить коректніше враховувати швидкість звуку в свердловині і підвищити точність вимірювань. Окремою проблемою є також створення ширококутового акустичного випромінювача, який дозволяв би вести ехолокацію на детермінованих складних сигналах. Одним з напрямків на цьому шляху може бути використання параметричного ефекту в газах [13]. Ці та інші проблеми в теоретичному плані будуть розроблені в циклі наступних публікацій.

Останнім часом в ОКБ «Шторм» при НТУУ «КПІ» створено вимірювальний комплекс нового покоління «Скорпіон-М», призначений для дослідження нафтових свердловин. Його структура включає кистьовий комп'ютер ІРАQ, електромагнітні клапани-збуджувачі та завадостійкий приймальний тракт, об'єднані між собою за сучасною бездротовою технологією — радіо-модемним зв'язком. За потенційними можливостями комплекс «Скорпіон-М» дозволяє сповна втілити і реалізувати описані вище шляхи підвищення точності вимірювання рівня рідини в нафтових, газових і артезіанських свердловинах. Детальнішу інформацію про цей комплекс можна отримати на нашому сайті www.sonar.diaink.net.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

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. Гаус П. О., Лавров В. В. и др. Определение скорости звука в газовой среде скважин диагностическим комплексом «Сиамастер 2С» // Нефтяное хозяйство. — 2001. — № 10. — С. 76—78.
4. Исакович М. А. Общая акустика. — М.: Наука, 1973. — 496 с.
5. Уэйлес С. Фазовые равновесия в химической технологии. — М.: Мир, 1989. — 662 с.
6. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике. — М.: Издательство иностранной литературы, 1957. — 726 с.
7. Мишарин В. А., Юсупов К. С. Применение уравнения состояния реальных газов при расчете скорости звука в газовой среде скважин. // Материалы научно-практической конференции, посвященной 25-летию СибНИИП. Тюмень: ТюмНИ, 2000. — 200 с.
8. Рид Р. С., Праусниц Д. М., Шервуд Т. К. Свойства газов и жидкостей. — Л.: Химия, 1982. — 591 с.
9. Thomas L. K., Hankinson R. W., Phillips K. A. Determination of Acoustic Velocities for Natural Gas. // JPT. — 1970. — July. — P. 889—895.
10. Мишарин В. А. Влияние неуглеродных компонентов в составе нефтяного газа на скорость звука. // Нефтяное хозяйство. — 2001. — № 7. — С. 54—56.
11. Гоноровский И. С. Радиотехнические цепи и сигналы. — М.: Советское радио, — 1970. — 256 с.
12. Пат. № 68307 А Україна. Акустичний пристрій для вимірювання рівня рідини в свердловинах / Науменко І. Я., Кизима В. І.; опубл. 15.07.2004; Бюл.№ 7.
13. Беранек Л. Л. Акустические измерения. — М.: Иностранная литература, 1952. — 626 с.

Рекомендована кафедрою метрології та промислової автоматики

Надійшла до редакції 1.02.05
Рекомендована до друку 12.05.05

Данилов Валерій Якович — професор кафедри загальної математики Інституту прикладного системного аналізу;

Науменко Ігор Якович — керівник відділу, **Кизима Володимир Іванович** — старший науковий співробітник.

Особливе конструкторське бюро «Шторм».

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»