

УДК 681.121.089

## СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ДІАГНОСТУВАННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН

*О.В. Вісков, І.А. Молодецький**Науково-виробнича фірма „ЗОНД”, м. Івано-Франківськ*

### *Розглянуто можливості внутрішнього контролю обсадних колон під час їх експлуатації ультразвуковим та електромагнітним методами.*

Працездатність обсадних колон є одним з головних чинників, що визначають продуктивність та безпеку роботи свердловини. Відмови елементів обсадних колон мають місце як при спуску і кріпленні колони, так і під час освоєння свердловини та, особливо, в процесі її тривалої (більше 20 років) експлуатації. Інколи через аварії з обсадними колонами доводиться ліквідувати свердловини, що не виконали свого цільового призначення. Особливо актуальним є питання контролю технічного стану обсадних колон підземних сховищ газу, глибоких свердловин та свердловин, які тривалий час були на консервації.

На даний час наявна велика кількість нафтових та газових свердловин, термін експлуатації яких сягає 30 і більше років. Існує велика імовірність того, що значна їх кількість перебуває у незадовільному стані. Наприклад, може мати місце наскрізне корозійне пошкодження експлуатаційної колони при роботі в агресивних середовищах, або ж пошкодження технічної колони внаслідок зсуву пластів і т.п.

Своєчасність та успішність попередження аварійних ситуацій з обсадними колонами тісно пов'язані з ефективністю методів та засобів неруйнівного контролю їх фактичного технічного стану.

Згідно [1] середній термін служби свердловин до проведення її повного інспектування складає 50 років. В той же час мінімальний термін експлуатації (для труб діаметром 146 -168 мм групи Д) складає 26-28 років (Більче-Волицько-Угерське ПСГ). Враховуючи, що підземні сховища газу споруджувались в 60-80-х роках минулого століття, проведення повного інспектування деяких свердловин необхідно здійснювати вже зараз.

Одним із основних видів контролю, що визначає якість інспектування свердловин є проведення їх дефектоскопії та товщинометрії.

За останній рік науково-виробнича фірма „ЗОНД” освоїла й успішно надає нову послугу - обстеження насосно-компресорних та обсадних колон

на наявність дефектів типу порушення суцільності та контролю фактичної товщини стінки в експлуатаційних умовах.

Прилад, що використовується при проведенні обстеження реалізує електромагнітний метод контролю. Основними вимірювальними елементами цього приладу є електромагнітні зонди, які мають різну глибинність досліджень. Один з зондів (короткий поздовжній зонд «С») призначений для пошуку дефектів в першій трубі (внутрішній). З п'яти кривих, що реєструються цим зондом від (С1) до (С5) глибинність досліджень зростає із збільшенням порядкового номера кривої. Довгим поздовжнім зондом «А» реєструються дев'ять кривих від (А1) до (А9). Зонд «А» має більшу глибинність досліджень і здатен дати інформацію як про першу внутрішню трубу, так і про другу (зовнішню), а при наявності третьої – про третю (хоча матеріали по ній і не обробляються). Поперечний зонд «В» призначений для виявлення тріщин поперечної орієнтації в першій трубі і обривів другої. Зондом «В» реєструються чотири кривих від (В1) до (В4). Радіальна глибинність зонда «В» зростає із збільшенням номеру кривої.

Прилад обладнаний термометром, призначеним для виявлення місць притоку флюїду, а також каналом гама-каротажу, необхідним для прив'язки одержаних матеріалів до геологічного розрізу.

Прилад дозволяє здійснювати діагностування „через колону”, тобто спускаючи прилад в НКТ на діючій свердловині (через лубрикатор) можна контролювати як колону насосно-компресорних труб, так і експлуатаційну колону, реєструючи дефектні ділянки та проводячи розрахунок товщини стінки для кожної з колон окремо.

У випадку, якщо прилад спущено в експлуатаційну колону, одночасно буде контролюватись і технічна колона.

З використанням описаного вище електромагнітного дефектоскопа-товщиноміра фахівцями НВФ

«ЗОНД» у другій половині 2005 р. було проведено технічне обстеження шести свердловин на підземному сховищі газу та двох нафтових свердловин.

На рис. 1 представлено фрагмент результатів інтерпретації даних, одержаних приладом при діагностиці газової свердловини. Перша зліва крива – це крива обрахованої товщини стінки внутрішньої труби (в даному випадку - НКТ). Муфтові з'єднання труб відмічаються на кривій товщини одиночними амплітудними піками. Чітко видно, що перші три труби (зверху) мають меншу товщину стінки, ніж наступні. Наступна крива – це обрахована крива товщини стінки труб обсадної колони (в даному випадку - експлуатаційної). На ній також чітко відмічаються муфтові з'єднання. Три наступних криві – це криві довгого поздовжнього зонда «А». На кривій з максимальною глибиною проникності (п'ята зліва) відмічається башмак технічної колони (затемнена область).

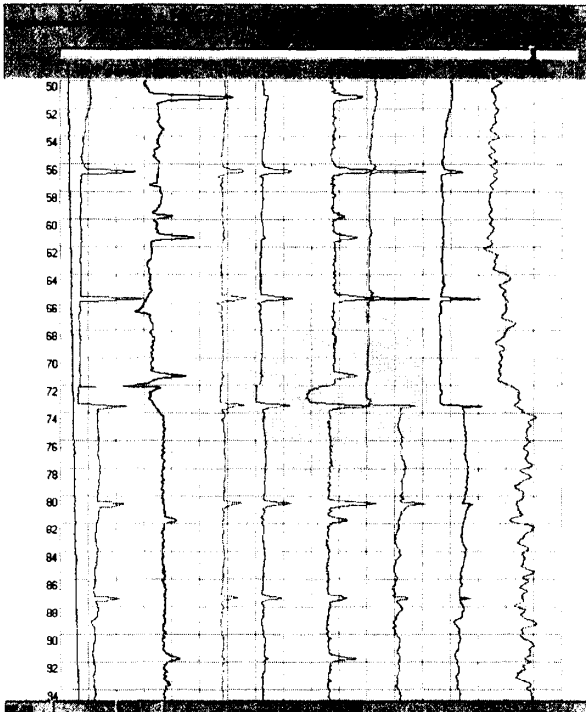


Рис. 1. Фрагмент результатів інтерпретації даних по газовій свердловині (локалізація башмака технічної колони)

Дві наступні криві – це криві поперечного зонду «В» та короткого поздовжнього зонду «С». Остання зліва крива – реєстрація природного гаммафону породи.

Слід зауважити, що під час видачі заключення про свердловину на планшет, виносяться не всі криві, що реєструються приладом, а лише найбільш інформативні та показові з них.

Завдяки отриманим результатам є можливість уточнити (встановити) її конструкцію. Зокрема, на рис. 2 наведено фрагмент інтерпретації результатів контролю для іншої свердловини (контроль здійснювався з вилученими НКТ), на якому добре виділяються інтервали вибухової перфорації, а на рис. 3 – місце встановлення заливочної муфти.

Таким чином, можна визначити положення всіх муфт у двох внутрішніх трубах, отримати повну картину розташування всіх труб по глибині, визначити глибини розміщення башмаків колон, пакерів, клапанів і т.д. Поряд із уточненням конструкції свердловини важливими результатами інтерпретації контролю є виявлення пошкоджень обсадних труб як в першій так і в другій колоні.

Кваліфікований підхід до інтерпретації результатів контролю дозволяє виявити дефекти типу тріщин, поривів, інтервали корозії та механічного стирання стінок труб, а також роз'єднання в муфтах.

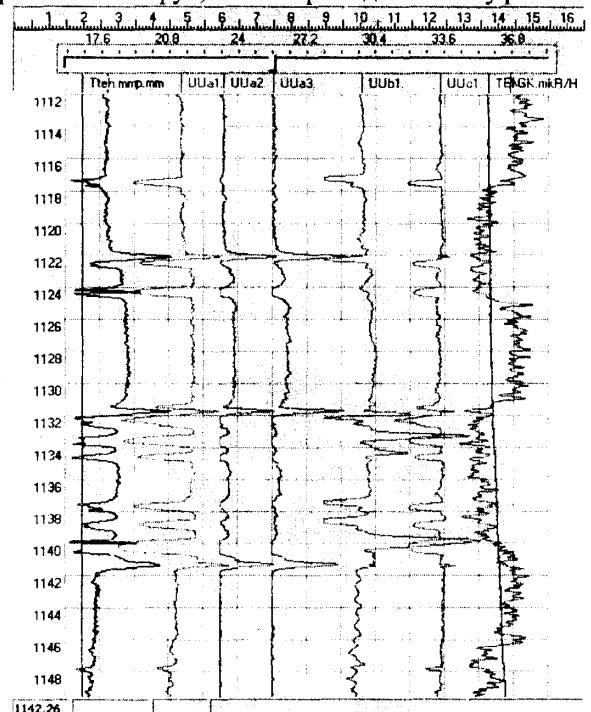


Рис. 2. Фрагмент результатів інтерпретації даних по газовій свердловині (інтервал перфорації)

На рис. 4 та 5 представлено фрагменти результатів контролю, на яких чітко виділяються дефектні ділянки в НКТ (рис. 4) та обсадній трубі експлуатаційної колони (рис. 5).

Слід зауважити, що електромагнітний метод контролю, дає інтегральну характеристику і, на жаль, не дозволяє провести локальне (точкове) вимірювання товщини стінки труби.

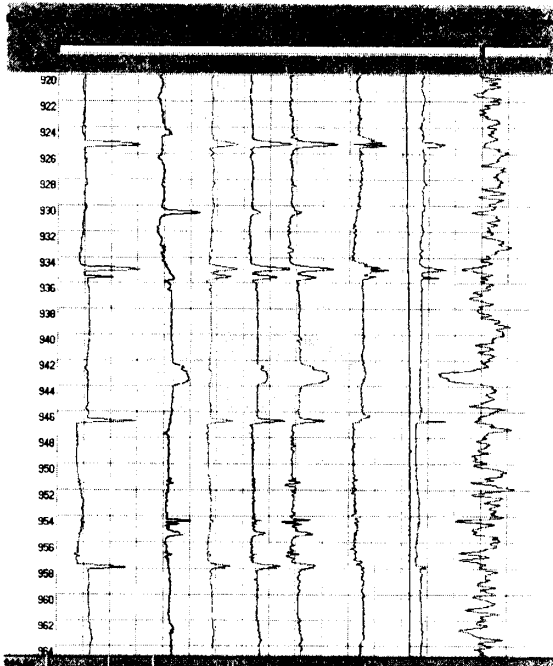


Рис. 3. Фрагмент результатів інтерпретації даних по газовій свердловині (заколонний метал)

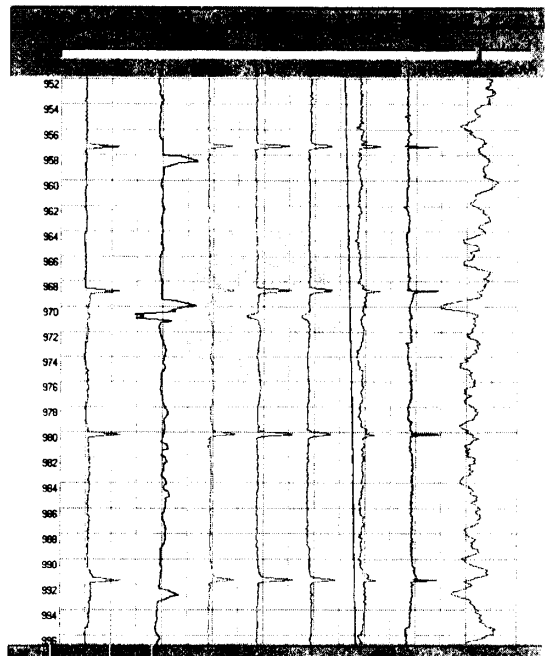


Рис. 5. Фрагмент результатів інтерпретації даних по газовій свердловині (тріщина в обсадній трубі експлуатаційної колони)

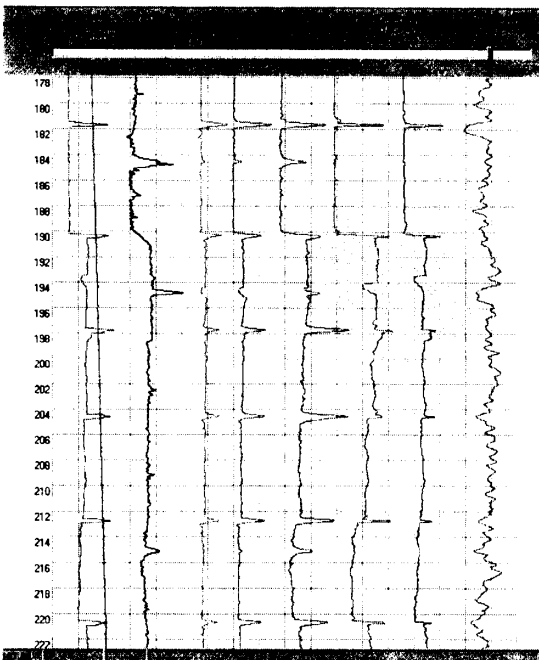


Рис. 4. Фрагмент результатів інтерпретації даних по газовій свердловині (тріщина в НКТ)

З метою підвищення вірогідності та точності проведення контролю технічного стану обсадних колон в свердловині в НВФ "ЗОНД" розроблено інформаційно-вимірювальний комплекс для акустичного контролю товщини стінки труб. Задача забезпечення надійного і продуктивного акустичного контролю в умовах свердловини зумовлює необхідність розробки складних механічних, електронно-акустичних та комп'ютеризованих систем, які є основними частинами даного засобу контролю. Тому, визначення параметрів контролю і вибір конструктивних рішень названих вище складових вимагали проведення цілого ряду експериментальних робіт в цих напрямках з розробкою: внутрішньотрубного механізму сканування, каналу передачі результатів контролю, спеціалізованих первинних перетворювачів і т.д. В результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень в НВФ „ЗОНД” було виготовлено експериментальний зразок інформаційно-вимірювального комплексу для контролю геометричних параметрів труб обсадної колони (ультразвуковий свердловинний товщиномір). Проведено дослідні випробування комплексу в лабораторних умовах НВФ “ЗОНД” та в умовах Богородчанського ПСГ.

В основу роботи цього технічного засобу контролю покладено принцип неперервної ультразвукової товщинометрії. Він полягає в тому, що під час

контролю проводиться неперервне вимірювання товщини стінки колони обсадних труб вздовж трьох твірних, розміщених через 120° в площині поперечного перерізу труби, в процесі піднімання глибинного пристрою всередині колони обсадних труб. На базі отриманих в процесі вимірювання значень

товщини стінки визначаються інші геометричні параметри труби (найбільший внутрішній діаметр, мінімальна площа поперечного перерізу та ін.).

На рис. 6 наведено робоче вікно програми реєстрації даних контролю.

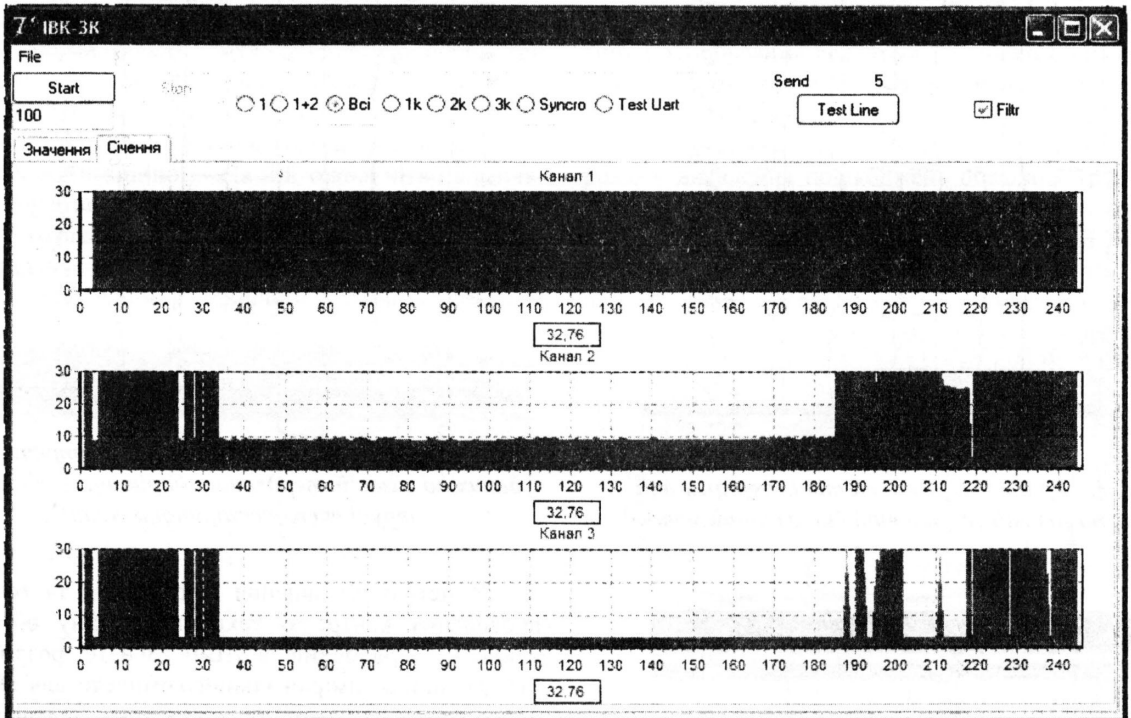


Рис. 6. Робоче вікно програми реєстрації даних  
ультразвукового свердловинного товщиноміра

Отримані результати та досвід, надбаний при проведенні робіт по діагностиці технічного стану свердловин, дають підставу стверджувати наступне.

Найбільш вірогідні результати контролю обсадних колон можуть бути отримані при застосуванні комплексного підходу до їх діагностики, а саме:

- проведення електромагнітної дефектоскопії двох колон за допомогою електромагнітного дефектоскопа-товщиноміра;
- розрахунку товщин стінок внутрішньої та другої колони за результатами, отриманими за допомогою електромагнітного дефектоскопа-товщиноміра;
- аналізу одержаних результатів та визначення найбільш та визначення ділянок, що потребують проведення більш точних досліджень;

- контролю окремих ділянок колон за допомогою ультразвукового товщиноміра.

Саме такий підхід, на нашу думку, дозволить забезпечити найбільш повноцінну і вірогідну оцінку фактичного технічного стану колон та уникнути перебракування робочих свердловин і недобракування дефектних.

1. СТП 320.30019801.034-2001 Підземні сховища газу. Методика обстеження технічного стану свердловин з метою визначення терміну експлуатації та умов, при яких надається дозвіл на подальшу експлуатацію.