

Даний метод дозволяє за даними акустичних властивостей шарів визначати коефіцієнти відбиття і проходження при поширенні пружних гармонійних хвиль через багатошарову структуру.

4. Розроблено новий спосіб контролю багатошарових неоднорідних структур і розраховано оптимальні параметри контролю. Вибрана методика оцінки контрольованого параметра за його абсолютним розкидом дала можливість використовувати серійну ультразвукову апаратуру в розроблених технічних засобах.

5. У результаті експериментальних досліджень встановлені залежності між параметрами акустичного тінювого методу контролю та основними показниками якості (густиною ППУ та розмірами дефектів заповнення), які описуються рівняннями регресії. Одержані залежності між параметрами акустичного контролю та показниками якості шаф холодильників покладені в основу розроблених методик і технічних засобів контролю.

6. Розроблені та виготовлені дослідні зразки установок для визначення густини пінополіуретану і

для контролю якості заповнення пінополіуретановою ізоляцією шаф холодильників впроваджені на підприємстві АТ "Норд" (м. Донецьк).

7. Запропоновані методи та одержані результати можуть бути використані при розробці засобів неруйнівного контролю багатошарових неоднорідних структур, композиційних матеріалів та виробів з них.

Робота виконана в Івано-Франківському державному технічному університеті нафти і газу.

Захист відбувся 30 червня 1998 р. на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.03 в Івано-Франківському державному технічному університеті нафти і газу

Науковий керівник: докт. техн. наук, проф. Карпаш О.М

Офіційні опоненти: докт. техн. наук, проф. Замиховський Л.М., канд. техн. наук Радько В.Г.

Провідна установа: Інститут електрозварювання ім.Є.О.Патона НАН України, м. Київ.

УДК 620.179

РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ІНСТРУМЕНТУ

© Молодецький І.А

*НВФ „Зонд”, заст. директора НВФ „Зонд” з науково-технічного розвитку
(на час захисту – завідувач лабораторії перспективних досліджень НВФ “Зонд”)*

*Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю
05.11.13 – прилади і методи контролю та визначення складу речовин*

Розроблені нові способи та технічні засоби неруйнівного контролю фізико-механічних характеристик нафтогазового обладнання та інструменту, які дозволяють проводити контроль в умовах бурових та баз виробничого обслуговування електромагнітним і магнітним методами контролю. Розроблені методики дозволяють забезпечити можливість відпрацювання повного ресурсу нафтогазового обладнання та інструменту. Запропоновано метод розрахунку впливу асиметрії основних та паразитних параметрів на вихідний сигнал накладного диференційного трансформаторного вихрострумовеого перетворювача.

Аналіз сучасного стану українського ринку нафтогазового обладнання та інструменту (далі – обладнання) показав, що для нього характерні: відставання технічного рівня від закордонних аналогів; зниження технічного рівня та якості через порушення технології виробництва або недостатній досвід виробників; продовження строків експлуатації обладнання понад ті, що обумовлені експлуатаційною

документацією. Щоб забезпечити експлуатаційну надійність обладнання, необхідно мати можливість оцінювати його фактичний технічний стан у різні періоди експлуатації. При цьому важливою є інформація про наявність дефектів у виробках та відповідність їх фізико-механічних характеристик (ФМХ) нормованим значенням.

Якщо питання виявлення дефектів у нафтогазовому обладнанні на сьогоднішній день є достатньо опрацьованим, то проблема контролю ФМХ практично не вирішується. Основними ФМХ матеріалу, які потрібно враховувати при розрахунку конструкцій, є: при статичному режимі навантаження – границя текучості матеріалу σ_T , границя міцності σ_B , відносне видовження δ і відносне звуження ψ ; при динамічному режимі навантаження – ударна в'язкість a_H ; при циклічному навантаженні – границя витривалості $\dot{\sigma}_{-1}$. Також важливою ФМХ є критичний коефіцієнт інтенсивності напружень при плоскій деформації K_{1C} .

Визначення таких характеристик як δ , ψ та σ_{-1} не представляє особливої складності, а визначення ударної в'язкості a_H та критичного коефіцієнта інтенсивності напружень K_{1C} в умовах експлуатації є досить складним і в цій роботі не вирішувалося. Тому, враховуючи вищесказане, всю увагу було зосереджено на розробці методик та технічних засобів контролю границі текучості та границі міцності.

Більшість дослідників вважає, що найефективнішими є електромагнітний (вихрострумний) та магнітний методи контролю ФМХ феромагнітних матеріалів. Але відомі технічні засоби практично не можуть бути застосовані для контролю нафтогазового обладнання в експлуатаційних умовах через наявні недоліки, а саме: необхідність забезпечення електричного контакту з контрольованим об'єктом, високі вимоги до чистоти обробки (R_z40) його поверхні, неможливість контролю виробів з криволінійними поверхнями.

При розробці приладу для контролю границі текучості обладнання за базовий був взятий вихрострумний прилад типу СІГМА-Т, призначений для контролю груп міцності труб нафтового сортаменту (ТНС) діаметром від 60 мм до 168 мм. Перевагою модернізованого приладу є те, що контроль здійснюється без попередньої підготовки контрольованої поверхні (очищення від бруду, мастил, окалини, іржі і т.п.), що досягається за рахунок вибору оптимального моменту відбору інформації з кривої власних затухаючих коливань вихідного сигналу ВСП (вершина першої півхвилі другого півперіоду) при максимальному усуненні впливу зазору між перетворювачем та поверхнею контрольованих труб. Прилад (рис.1) складається з таких основних блоків: генератора імпульсів 1, накладного ВСП із збуджуючою та вимірювальною обмотками ОЗ та ОВ, підсилювача 2, підсилювача-інвертора з діодним обмежувачем 3,

нормуючого пристрою 4, аналого-цифрового перетворювача 5 та цифрового індикатора 6.

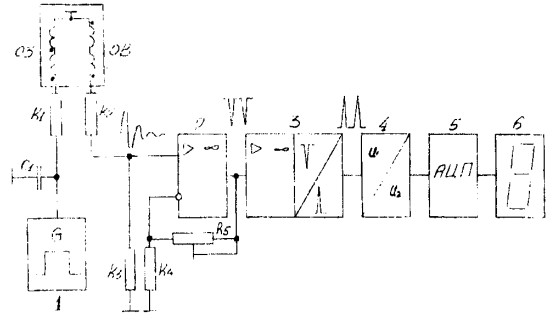


Рис. 1 Функціонально-структура схема приладу для визначення границі текучості

Проведений аналіз показав, що в даному випадку найбільш доцільним є застосування накладного диференційного трансформаторного ВСП, який дозволяє компенсувати вихідну напругу перетворювача, зумовлену первинним та вторинним електромагнітними полями. Однак асиметрія параметрів ВСП, зумовлена основними та паразитними параметрами (впливом взаємної індуктивності обмоток, їх ємностей і т.п.) та конструктивними особливостями ВСП (неідентичністю першої та другої первинних та вторинних обмоток, їх неспіввісністю та перекосами катушок) обмежує глибину компенсації.

Тому було поставлено завдання одержати кількісну оцінку впливу кожного з вищезазначених параметрів, щоб виявити ті з них, які мають найбільший вплив на глибину компенсації, і вжити необхідних заходів для зменшення цього впливу на стадіях проектування і виготовлення ВСП. Оскільки перетворювач працює на високій частоті і довжина проводу обмоток у нього невелика, то для спрощення розрахунку вплив активного опору на асиметрію основних і паразитних параметрів ВСП не враховувався.

Для оцінки впливу асиметрії основних та паразитних параметрів ВСП, було визначено коефіцієнт передачі з входу на вихід ВСП за допомогою методу графів. У результаті було отримано вираз для передавальної функції ВСП:

$$K_{1-4}(s) = \left\{ \frac{M_1}{sL_1L_2} \left[\left(s(C_1 + C_1') + \frac{1}{sL_1} + \frac{1}{sL_1'} \right) \left(s(C_2 + C_2') + \frac{1}{sL_2} + \frac{1}{sL_2'} \right) \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \times \right. \right. \\ \times \left. \left(s(C_1 + C_1') + \frac{1}{sL_1} + \frac{1}{sL_1'} \right) - \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \left(s(C_2 + C_2') + \frac{1}{sL_2} + \frac{1}{sL_2'} \right) \right] + \\ \left. + \left(sC_1' + \frac{1}{sL_1} \right) \times \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \left[\frac{M_1}{L_1L_2} - \frac{M_1}{sL_1L_2'} \right] \right\} \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \left(sC_2' + \frac{1}{sL_2'} \right) \times \\ \times \left(s(C_1 + C_1') + \frac{1}{sL_1} + \frac{1}{sL_1'} \right) \quad (1)$$

де s – оператор Лапласа; L_1, L_1', C_1, C_1' – відповідно індуктивності та паразитні ємності першої та другої первинних обмоток ВСП; L_2, L_2', C_2, C_2' – відповідно індуктивності та паразитні ємності першої та другої вторинних обмоток ВСП; M_{1-2} – взаємна індуктивність між первинними та вторинними обмотками ВСП. Тут не врахована прохідна ємність між першими і другими первинними та вторинними обмотками C_m , оскільки аналіз її впливу проводився окремо.

На підставі виразу (1) показано, що за повної симетрії ВСП, тобто якщо: $C_1 = C_1', C_2 = C_2', L_1 = L_1', L_2 = L_2'$, передавальна функція $K_{1-4}(s) = 0$.

Отже, наявність паразитних параметрів не впливає на глибину компенсації, а впливає асиметрія як основних так і паразитних параметрів.

Використовуючи вираз (1), провели оцінку впливу окремих факторів на коефіцієнт передачі з вузла 1 у вузол 4 для накладного диференціального трансформаторного перетворювача. При цьому припускали, що дія інших факторів відсутня.

Результати оцінки впливу окремих факторів на модуль коефіцієнта передачі наведено на рис.2. Аналіз показав, що найбільший вплив має асиметрія індуктивностей (лінія 1), причому із зростанням частоти цей вплив збільшується.

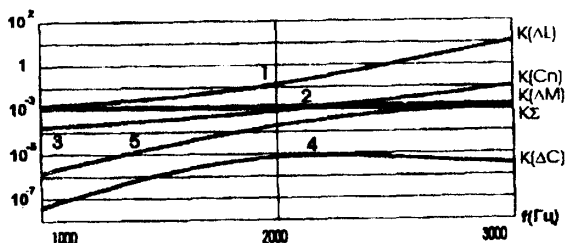


Рис.2. Результати оцінки впливу окремих факторів на модуль коефіцієнта передачі ВСП

Дещо менше впливає прохідна ємність (лінія 2) і асиметрія взаємних індуктивностей (лінія 3). Найменший вплив має асиметрія паразитних ємностей (лінія 4). Сумарний вплив усіх факторів на коефіцієнт передачі (лінія 5) є значно меншим від впливу деяких окремих факторів. Очевидно, що тут відбувається взаємна компенсація впливів.

На базі отриманих результатів розроблений заводський прилад для визначення границі текучості нафтогазового обладнання та інструменту "СІГ-МА-5Т".

Для контролю границі міцності σ_B та відсоткового вмісту вуглецю $C\%$ за базовий був взятий коерцитиметр типу "КИФМ-1" у комплекті з первинним перетворювачем.

Перетворювач адаптували до контролю неплоскопаралельних виробів шляхом виготовлення спеціальних полюсних наконечників. Щоб компенсувати вплив геометричних розмірів цих наконечників на чутливість контролю коерцитивної сили, у схему приладу ввели блок корекції, що також дозволило не змінювати градування шкали.

Теоретичні дослідження з метою виявлення впливу геометричних розмірів контрольованого обладнання (ТНС) на чутливість контролю, показали що під час магнітного контролю труб діаметром більше 51 мм і товщиною стінки більше 8,66 мм з використанням стандартного перетворювача вплив геометричних розмірів на результати вимірювання відсутній.

Експериментальні дослідження проводились на натурних зразках обладнання (ТНС та елементів бурових веж), виготовлених відповідно до вимог ДСТУ 3365-96 та ДСТУ 3124-95, з використанням атестованої серійної контрольно-вимірювальної апаратури. Достовірність результатів забезпечувалась об'ємом вибірки $n \geq 30$.

На першому етапі досліджень частину натурних зразків (по 3 зразки кожної групи міцності) піддали руйнівним випробуванням (за ГОСТ 7855-84) та хімічному аналізу, під час яких були визначені дійсні значення границі текучості, границі міцності та відсоткового вмісту вуглецю.

Усі подальші дослідження проводились без руйнування зразків з метою встановлення характеру залежностей границі міцності. Усі подальші дослідження проводились без руйнування зразків з метою встановлення характеру залежностей границі міцності σ_B , відсоткового вмісту вуглецю $C\%$ і границі текучості σ_T від параметрів магнітного (коерцитивна сила H_C , початкова магнітна проникність μ_H) та вихрострумowego (питома електрична провідність γ) контролю, а також границі міцності σ_B і границі текучості σ_T від часу експлуатації обладнання. У результаті було встановлено, що найбільш інформативною ознакою при визначенні границі міцності та відсоткового вмісту вуглецю є коерцитивна сила H_C . Але для спрощення проведення оцінки результатів вимірювань контроль проводиться за показами струму розмагнічування коерцитиметра I_p . При цьому залежності описуються рівняннями регресії:

$$\sigma_B = 12.637I_p + 231.766; \quad (2)$$

$$C\% = 0.018I_p + 0.008521. \quad (3)$$

Інформативними ознаками при визначенні границі текучості є два параметри – початкова магнітна проникність μ_H та питома електрична провідність γ , а залежності мають вигляд:

$$\sigma_T = 1123 - 2.64\mu_H; \quad (4)$$

$$\sigma_T = 1359 - 137.12\gamma. \quad (5)$$

Під час експериментів виявилось, що на результати вимірювання границі текучості суттєво впливає поверхневий феромагнітний шар нафтопромислових труб. Результати досліджень показали, що чутливість контролю границі текучості максимальна, а вплив поверхневого феромагнітного шару на результати вимірювання – мінімальний тоді, коли частота власних затухаючих коливань ВСП становить 1500 Гц.

Для встановлення характеру зміни ФМХ в залежності від терміну експлуатації протягом 1992-98 років досліджувалось бурове обладнання (штропи, гакоблоки) та елементи бурових веж. У Калуській та Самбірській НГРЕГБ, Стрийському, Долинському, Івано-Франківському УБР проконтролювали 20 веж ВБ-53-320, 18 гакоблоків та 32 штропи 1977-92 років випуску.

Результати досліджень показують, що, незалежно від легування і рівня міцності трубних сталей, у часовій залежності механічних властивостей металу, з якого виготовлене обладнання, є два головних інтервали. У першому інтервалі часу, до 5-10 років експлуатації, ФМХ металу практично не змінюються. На протязі цього часу відбувається стабільна і незначна кількість відмов через зміну ФМХ. У другому інтервалі часової залежності, яка перевищує 10-15 років, відбувається зниження пластичних властивостей матеріалу. У цьому інтервалі часу границя текучості та границя міцності знижуються відповідно на 6% та 8%.

Отримані нами результати свідчать про необхідність контролю ФМХ обладнання, термін експлуатації якого наближається до нормативного.

Ще одним завданням була розробка методики ідентифікації марок сталей та груп міцності обладнання. Як правило, виробник вказує марки сталі та групи міцності у паспортах на обладнання. Але, з огляду на зміну ФМХ у процесі тривалої роботи, часту реструктуризацію підприємств нафтогазової галузі, що супроводжується втратою частини паспортів на обладнання, бажано мати можливість визначити ФМХ безпосередньо в процесі експлуатації. При цьому найкращим є комплексний підхід, а саме: врахування всіх характеристик – σ_T , σ_B , δ , ψ і додаткових інформативних параметрів – твердості НВ та відсоткового вмісту вуглецю $C\%$.

Одним із шляхів вирішення цього завдання може бути застосування для опису складного об'єкта дослідження (у нашому випадку – обладнання) уявлення про кібернетичну систему, яку часто називають "чорним ящиком" і яка описується математичними моделями виду

$$Y_1 = f(\sigma_T, \sigma_B, \delta, \psi, HB); \quad (6)$$

$$Y_2 = f(\sigma_T, \sigma_B, \delta, \psi, HB), \quad (7)$$

де Y_1 - група міцності; Y_2 - марка сталі. Але, скласти такі математичні моделі для обладнання досить складно, оскільки через так звані явища деградації структури металу та обезвуглеводнення сталей в процесі експлуатації параметри σ_T , σ_B , δ , ψ , НВ та $C\%$ та змінюються неоднаково. Тому слід застосувати інший підхід, який би дав можливість визначити марку сталі та групи міцності обладнання в існуючій нечіткій ситуації. Нами були застосовані теоретичні підходи нечіткої логіки. При цьому вихідні дані за допомогою експертів були підготовлені таким чином, щоб проявились ознаки, які б можна було оцінити, тобто отримати з чітких величин нечіткі діапазони. Для розробки методики ідентифікації групи міцності та марки сталі обладнання в умовах невизначеності було використано логічні правила-продукції у вигляді

$P = \text{ЯКЩО } X_1, \dots, X_n \text{ ТО } Y_1, \dots, Y_m \text{ ІНАКШЕ } Z$, (8)
де X_n - перелік умов; Y_m , Z - перелік дій; P - функція належності. Переліки дій в умовах невизначеності можна подати у вигляді логіко-лінгвістичної моделі

$$P = \text{ЯКЩО } X = V \text{ ТО } Y = W, \quad (9)$$

де X та Y - лінгвістичні змінні; V і W - відповідні їм фаззі-множини (терми).

Для того, щоб описати перелік дій у різноманітних обставинах (вхідний контроль та контроль ФМХ в процесі експлуатації), було складено набір логічних правил-продукцій, що дозволив здійснювати ідентифікацію групи міцності та марки сталі обладнання з тим більшою точністю, чим більшою кількістю нових правил-продукцій надалі він буде поповнюватись. Отримані правила-продукції були переведені на мову програмування FPL, реалізовані за допомогою блока FUZZY програмного забезпечення системи SIMATIC S7-300 і рекомендовані для практичного використання службами неруйнівного контролю.

Також була розроблена методика розрахунку залишкового ресурсу бурових веж. Суть її полягає у визначенні допустимого навантаження на гак вежі (а, отже, і допустимої глибини буріння) за визначеним поточним значенням границі текучості. Використовуючи цю методику, побудували номограму визначення допустимої глибини буріння для вежі типу ВБ-53-320.

Розроблені методики та технічні засоби пройшли промислові випробування та впроваджені на бурових підприємствах та базах виробничого обслуговування АТ "Укргазпром", АТ "Укрнафта", ДП "Чорноморнафтогаз".

Використання розроблених технічних засобів та методик у поєднанні з організаційно-методичними положеннями, викладеними в нормативних документах, дозволило значно зменшити кількість відмов елементів бурильної колони, скоротити строки будівництва свердловин, зекономити значні матеріальні та енергетичні ресурси. Економічний ефект від використання розроблених технічних засобів та методик складає не менше 1,5 млн. гривень в рік.

Основні результати та висновки

1. На основі проведених теоретичних і експериментальних досліджень розроблено та впроваджено комплекс технічних засобів і технологій, які дозволяють контролювати ФМХ обладнання неруйнівними методами як при його виготовленні, так і в процесі експлуатації.

2. Показано, що найбільш узагальненими ФМХ матеріалу, які відповідають за експлуатаційну надійність нафтогазового обладнання та інструменту і можуть бути визначені методами неруйнівного контролю є границя текучості σ_T і границя міцності σ_B .

3. Встановлено, що найбільш структурно-чутливими електромагнітними характеристиками при контролі границі текучості є початкова магнітна проникність μ_H і питома електрична провідність γ , а при контролі границі міцності – коерцитивна сила H_C .

4. Розроблено заводостійкий прилад для вимірювання границі текучості "СІГМА-5Т" та модернізовано серійний коерцитиметр "КИФМ-1", що дозволяє вимірювати основні ФМХ нафтогазового обладнання та інструменту. Метрологічний аналіз розроблених засобів показав, що сумарна похибка вимірювань не перевищує $\pm 3\%$.

5. У результаті експериментальних досліджень встановлено, що:

- сумарна похибка методу вимірювання границі текучості не перевищує $\pm 6\%$, а кореляційний зв'язок описується рівняннями регресії виду $\sigma_T = 1123 - 2.64\mu_H$, $\sigma_T = 1359 - 137.12\gamma$;

- сумарна похибка методу вимірювання границі міцності не перевищує $\pm 6\%$, а кореляційний зв'язок описується рівнянням регресії виду $\sigma_B = 12.637I_p + 231.766$;

- ФМХ матеріалу нафтогазового обладнання в першому інтервалі часу експлуатації (до 5-10 років)

практично не змінюються, а в другому інтервалі часової залежності (10-15 років і більше) відбувається зниження границі текучості на 6% і границі міцності на 8%.

6. На основі проведених теоретичних досліджень розроблені методики:

- ідентифікації групи міцності та марки сталі бурового і нафтогазового обладнання та інструменту на протязі

зі всього періоду його експлуатації на основі положень нечіткої логіки, що дозволяє забезпечити їх раціональне використання та безаварійну експлуатацію;

- визначення допустимої глибини буріння буровою вежею типу ВБ-53-320 з врахуванням фактичних ФМХ матеріалу і розраховано номограму, по якій можна визначати залишковий ресурс вежі.

7. Розроблені технічні засоби і методики реалізовані в пересувній лабораторії неруйнівного контролю ПЛНК-2, стаціонарній установці для контролю сталевих обсадних труб "Зонд-СОТ", галузевих стандартах України – ГСТУ 320.028.29777.003-99 "Неруйнівний контроль та оцінка технічного стану металоконструкцій бурових веж в розібраному й зібраному стані" та ГСТУ 320.028.29777.004-99 "Рекомендації по проведенню неруйнівного контролю бурового обладнання". Впровадження даного комплексу технічних засобів і методик на бурових підприємствах і базах виробничого обслуговування АТ "Укргазпром", АТ "Укрнафта", ДП "Чорноморнафтогаз" дозволили зменшити кількість аварій нафтогазового обладнання, пов'язаних з невідповідністю ФМХ нормованим значенням. Економічний ефект від використання розроблених технічних засобів та методик складає не менше 1,5 млн. грн. в рік.

Робота виконана в Івано-Франківському державному технічному університеті нафти і газу та науково-виробничій фірмі "Зонд".

Захист відбувся 29 жовтня 1999 р. на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.03 в Івано-Франківському державному технічному університеті нафти і газу

Науковий керівник: докт техн. наук, проф. Карпаш О.М.

Офіційні опоненти: д-р техн. наук, проф. Копей Б.В., канд. техн. наук Тетерко А.Я.

Провідна установа: Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України, м. Київ.