

Івано-Франківський державний технічний університет
нафти і газу
Науково-виробнича фірма "Зонд"

UDK 620.179.1 (043)
1175

На правах рукопису

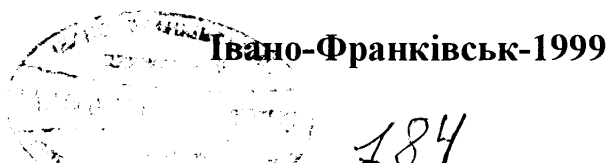
МОЛОДЕЦЬКИЙ ІГОР АНАТОЛІЙОВИЧ

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

Спеціальність: 05.11.13 – Прилади і методи контролю

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник:
Карпаш Олег Михайлович,
доктор технічних наук, професор



ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1

| | |
|---|----|
| СТАН ПИТАННЯ І ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ..... | 10 |
| 1.1. <i>Аналіз умов роботи нафтогазового обладнання та інструменту.....</i> | 10 |
| 1.2. <i>Аналіз фізико-механічних характеристик сталей, що визначають роботоздатність нафтогазового обладнання та інструменту в різноманітних умовах експлуатації.....</i> | 14 |
| 1.3. <i>Порівняльний аналіз методів контролю фізико-механічних характеристик виробів з феромагнітних матеріалів.....</i> | 23 |
| 1.4 <i>Вибір напрямків і задач дослідження.....</i> | 30 |

РОЗДІЛ 2

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

| | |
|--|----|
| 2.1. <i>Розробка приладу для визначення межі текучості нафтогазового обладнання та інструменту.....</i> | 34 |
| 2.1.1. <i>Розробка функціонально-структурної та принципової схем прилада.....</i> | 35 |
| 2.1.2. <i>Розробка первинного вихрострумowego перетворювача.....</i> | 40 |
| 2.2. <i>Розробка технічних засобів контролю межі міцності, твердості та відсоткового вмісту вуглецю сталей нафтогазового сортаменту.....</i> | 48 |

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ МІЖ
 ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ
 НАФТОГАЗОВИХ СТАЛЕЙ ТА ІНФОРМАТИВНИМИ
 ПАРАМЕТРАМИ НЕРУЙНІВНИХ МЕТОДІВ
 КОНТРОЛЮ.....56

- 3.1. *Методика проведення експериментальних
 досліджень.....56*
- 3.2. *Встановлення залежності між межею текучості
 та інформативними параметрами вихрострумового
 методу контролю.....59*
- 3.3. *Встановлення залежності між межею міцності
 та інформативними параметрами магнітного
 методу контролю.....69*
- 3.4. *Встановлення залежності між відсотковим вмістом
 вуглецю в сталях та інформативними параметрами
 магнітного методу контролю.....72*
- 3.5. *Встановлення залежності зміни фізико-механічних
 характеристик від часу експлуатації нафтогазового
 обладнання та інструменту.....77*

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ
 І МЕТОДИК КОНТРОЛЮ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ
 ХАРАКТЕРИСТИК НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ ТА
 ІНСТРУМЕНТУ.....84

- 4.1. *Виготовлення і випробування технічних засобів неруйнівного контролю фізико-механічних характеристик нафтогазового обладнання та інструменту.....84*
- 4.2. *Розробка методики ідентифікації групи міцності та марки сталі нафтогазового обладнання та інструменту за допомогою нечіткої логіки.....91*
- 4.3. *Розробка методики розрахунку залишкового ресурсу бурових веж з врахуванням визначених фактичних фізико-механічних характеристик матеріалу.....100*
- 4.4. *Визначення метрологічних характеристик розроблених технічних засобів.....107*
- 4.5. *Аналіз результатів впровадження розроблених технічних засобів та методик неруйнівного контролю.....112*

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

ВСТУП

Аналіз сучасного стану українського ринку нафтогазового обладнання та інструменту(далі – обладнання) показав, що для нього характерні такі основні ознаки:

- не дивлячись на п'ятирічки “якості”, що проводилися наприкінці 80-х – на початку 90-х років, технічний рівень продукції нафтогазового машинобудування все більше відставав від рівня закордонних аналогів і ця тенденція на сучасному етапі не покращилась;

- в останні роки збільшився перелік підприємств, які, не маючи досвіду випуску продукції для потреб нафтогазової галузі, зайнялися її виробництвом і це негайно відбилося на технічному рівні та якості продукції;

- різко зріс обсяг закупок закордонної техніки (в більшості випадків не адаптованої до наших умов експлуатації), що пояснюється не тільки її високою якістю, гарантованістю термінів поставки, а й так званими “зв’язаними кредитами”, коли зарубіжні та міжнародні банки і фонди допускають до участі в тендерах тільки підприємства та продукцію, сертифіковану по визнаних міжнародних системах;

- якщо декілька років тому вітчизняне обладнання приваблювало нафтовиків та газовиків відносно невисокою вартістю, то недосконала податкова політика і загальний стан економіки привели до його значного подорожчання, при цьому рівень цін у деяких випадках перевищує світові.

Окрім того стан вітчизняної економіки примушує виробників продовжувати терміни експлуатації обладнання понад ті, що обумовлені експлуатаційною документацією.

Тому для забезпечення експлуатаційної надійності обладнання дуже важливо мати можливість оцінити його фактичний технічний стан у різні періоди експлуатації. При цьому насамперед важливо мати інформацію про наявність дефектів у виробі та відповідність їх фізико-механічних характеристик (ФМХ) нормованим значенням. Виявленням дефектів в обладнанні займається дефектоскопія і це питання вважається достатньо опрацьованим на сьогоднішній

день. В той же час проблема контролю ФМХ обладнання в нафтогазовій промисловості на протязі всього періоду їх експлуатації потребує невідкладного вирішення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконувалась у відповідності до "Галузевої науково-технічної програми Держнафтогазпрому України на 1997-2001 р.р. "Створення, освоєння серійного випуску та впровадження у виробництво комплексу технічних засобів і технологій неруйнівного контролю та технічної діагностики трубних колон, бурового та нафтогазопромислового обладнання та інструменту".

Метою даної роботи є розробка і впровадження методів та засобів неруйнівного контролю ФМХ нафтогазового обладнання та інструменту на різних стадіях експлуатації. Для досягнення поставленої мети необхідно розв'язати такі завдання:

- проаналізувати основні ФМХ, що відповідають за експлуатаційну надійність обладнання та методи їх контролю;
- розробити технічні засоби неруйнівного контролю ФМХ сталей, що використовуються у нафтогазовій промисловості;
- дослідити характер зв'язків між основними ФМХ обладнання та інформативними параметрами неруйнівних методів контролю;
- дослідити зміну ФМХ матеріалу в залежності від часу експлуатації обладнання;
- розробити методики оцінки фактичного технічного стану обладнання за допомогою розроблених засобів контролю;
- виготовити, випробувати та впровадити у виробництво комплекс технічних засобів та технологій контролю ФМХ обладнання.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в наступному:

- розроблено методику ідентифікації марки сталі і групи міцності обладнання на базі визначених ФМХ та твердості і відсоткового вмісту вуглецю на основі підходів нечіткої логіки;

- розроблено нову конструкцію накладного вихрострумowego перетворювача, при якій вплив асиметрії основних та паразитних параметрів на його вихідний сигнал виключається вже на стадії конструювання перетворювача;

- розроблено методику визначення допустимого навантаження на бурову вежу на основі визначених в процесі експлуатації фактичних ФМХ матеріалу.

Теоретичне значення отриманих результатів визначається наступним:

- запропоновано вирішувати задачу ідентифікації марки сталі і групи міцності обладнання в процесі експлуатації на базі визначених фактичних ФМХ та твердості і відсоткового вмісту вуглецю, базуючись на положеннях нечіткої логіки;

- досліджено вплив асиметрії основних та паразитних параметрів на вихідний сигнал накладного диференційного трансформаторного вихрострумowego перетворювача за допомогою узагальненого сигнального графа;

- запропоновано методику для оцінки фактичного технічного стану бурових веж на основі визначених в процесі експлуатації ФМХ.

Практичне значення отриманих результатів:

- розроблені методи та засоби неруйнівного контролю ФМХ обладнання дозволяють проводити їх масовий контроль в умовах бурових і баз виробничого обслуговування та вилучати з експлуатації вироби, ФМХ яких не відповідають вимогам НТД;

- запропонована методика оцінки фактичного технічного стану бурових веж на основі визначених в процесі експлуатації фактичних ФМХ дозволяє вибрати оптимальні режими роботи веж з понаднормативним терміном експлуатації;

- впровадження методів та засобів ідентифікації марки сталі і групи міцності обладнання в процесі експлуатації забезпечує раціональне компонування бурильної колони і безаварійну експлуатацію бурового обладнання.

Особистий внесок здобувача:

- вперше запропоновано вирішувати задачу ідентифікації марки сталі і групи міцності нафтогазового обладнання в процесі експлуатації з використанням підходів

речіткої логіки, базуючись на визначених під час контролю фактичних ФМХ та додаткових інформативних ознаках - твердості і відсоткового вмісту вуглецю;

- запропоновано методику оцінки фактичного технічного стану бурових веж та прогнозування їх залишкового ресурсу на основі визначених в процесі експлуатації фактичних ФМХ;

- встановлено кореляційні залежності між ФМХ та електромагнітними і магнітними інформативними параметрами для матеріалів, з яких виготовлено нафтогазове обладнання;

- отримані формули, що описують вплив асиметрії основних та паразитних параметрів на вихідний сигнал накладного диференційного трансформаторного вихрострумowego перетворювача, що дало можливість виявити параметри, вплив яких найістотніший і виключити його на стадії конструювання перетворювача;

- запропоновані нові конструктивні рішення, які були використані при розробці технічних засобів.

У співавторстві подано заявку на винахід по підвищенню точності вимірювань прилада для визначення межі текучості.

Апробація результатів дисертаційної роботи. Основні результати дисертаційної роботи доповідались і обговорювались на наукових семінарах кафедри "Методи та прилади контролю якості" (1996, 1997, 1998 рр.), на науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу (1996, 1997 рр.), на II Українській конференції "Технічна діагностика і неруйнівний контроль в Україні", 1997 р., м. Дніпропетровськ, на семінарах-виставках у 1996-1998рр. в містах Івано-Франківську, Києві, Полтаві, на конференції з міжнародною участю "Фізичні методи та засоби контролю матеріалів та виробів "Леотест – 99", м. Славське Львівської області. Матеріали дисертації опубліковані в таких наукових журналах як "Методи та прилади контролю якості" (1997-1999 рр.) та "Технічна діагностика і неруйнівний контроль" (1996-1997 рр.).

Реалізація результатів роботи. Розроблені методики та технічні засоби пройшли промислові випробування на бурових підприємствах та базах виробничого обслуговування АТ "Укргазпром", АТ "Укрнафта", ДП "Чорноморнафтогаз" (Шебелинського, Полтавського, Хрестищенського, Івано-Франківського, Надвірнянського, Стрийського, Долинського управлінь бурових робіт та Калуської і Самбірської НГРЕГБ). Результати теоретичних та експериментальних досліджень використано при розробці галузевих стандартів 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".

Робота складається із вступу, 4 розділів, основних висновків, викладених на 103 сторінках друкованого тексту, містить 33 рисунки, 10 таблиць, список використаної літератури з 121 найменування вітчизняних та закордонних авторів, 5 додатків на 16 стор., в яких наведені матеріали про впровадження розроблених технічних засобів. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 13 праць у науково-технічних виданнях.

I. СТАН ПИТАННЯ І ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1. Аналіз умов роботи нафтогазового обладнання та інструменту

Нафтова і газова промисловість - найбільш металомістка галузь народного господарства. За даними [1] для виготовлення нафтогазовидобувного обладнання, трубопровідних систем для транспорту нафти і газу та продуктів їх переробки, технологічних трубопроводів і т.д. кожного року витрачається до 8% сталі, що виготовляється. Така велика витрата металу зв'язана не тільки з великими об'ємами, що витрачаються на будівництво нового, але й із значними об'ємами ремонту і оновлення обладнання через передчасне руйнування у зв'язку з дуже складними умовами експлуатації і відсутністю достатньо надійних методів контролю обладнання як при виготовленні, так і при експлуатації. Крім того, значна кількість бурильних і обсадних труб, які застосовуються в нафтогазовій промисловості і працюють у важких умовах, за якістю не завжди задовільняє вимоги експлуатаційників [2].

Враховуючи значну металомісткість галузі, особливого значення і актуальності набуває проблема раціонального використання нафтогазового обладнання та інструменту(далі – обладнання), так як їх питома вага в обладнанні галузі складає більше 90%, а також забезпечення високої роботоздатності і довговічності.

Обладнання нафтової і газової промисловості, включаючи обладнання для бурових робіт, видобутку, переробки, зберігання і транспортування продуктів, працює у виключно різноманітних і важких умовах, обумовлених зовнішніми факторами впливу. Навряд чи в якій-небудь іншій галузі народного господарства спостерігається настільки широка різноманітність робочих температур, середовищ, характеру і рівня навантажень і особливо сумісної дії цих факторів, наприклад, високих статичних і динамічних, а також циклічних навантажень з низькими (до -162°C) або високими (520°C, а інколи і до 900°C) температурами, що

супроводжуються дією агресивних середовищ. Така одночасна дія зовнішніх впливів визначає специфіку роботи обладнання галузі. Загальні відомості про умови роботи бурового обладнання наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1-Характеристики властивостей, що визначають роботоздатність сталей в різних умовах навантажування обладнання нафтової і газової промисловості [1]

| Умови навантажування | Характеристики | Види обладнання |
|---|---|---|
| Статичний розтяг виробів, що не мають активних концентраторів напружень | Тимчасовий опір розриву, межа текучості, істинне руйнування | Трубопроводи, апарати, троси, штоки насосів |
| Статичний розтяг виробів з концентраторами | Напруження в основі концентратора, критичний коефіцієнт інтенсивних напружень | Елементи бурових веж, бурильна колона |
| Згин постійним навантаженням складних виробів | Тимчасовий опір і межа текучості при згині | Трубопроводи, бурові вежі |
| Згин постійним навантаженням виробів змінного січення з виточками та іншими концентраторами напружень | Робота деформації руйнування по діаграмі статичного згину зразка з концентратором | Трубопроводи, бурові вежі |
| Ударне прикладання розтягуючого або згинаючого навантаження | Ударна в'язкість, складова ударної в'язкості | Вали, осі, штоки насосів |
| Зношування абразивом | Інтенсивність зносу, відносна зносостійкість | Запірна арматура |
| Дія корозійно-активних середовищ | Швидкість корозії | Обладнання ТНЗ, НПЗ, промислове обладнання |

Продовження таблиці 1.1

| Умови навантажування | Характеристики | Види обладнання |
|---|----------------------------|--|
| Статичні навантаження виробів, що працюють в корозійно-активних середовищах | Тривала корозійна міцність | Різноманітні елементи промислового обладнання і обладнання НПЗ |

При сучасному стані економіки країни і тенденції до продовження строку експлуатації обладнання з метою об'єктивної оцінки його стану і прогнозування безаварійної роботи особливої ваги набуває проведення неруйнівного контролю в галузі. Особливу увагу слід приділити багатопараметровому контролю (дефектоскопії, товщинометрії, вимірюванню ФМХ і т.п.) як найбільш перспективному способу забезпечення роботоздатності обладнання нафтогазової промисловості. Для вимірювання ФМХ великого значення набуває встановлення взаємозв'язків міцнісних і пластичних характеристик матеріалу і залежностей між магнітними, електромагнітними та міцнісними характеристиками матеріалу [2].

Серйозна увага приділяється розвитку і поширенню засобів неруйнівного контролю (ЗНК) за кордоном. Так, за даними Європейської організації по контролю якості, близько 10% національного продукту будь-якої країни втрачається через низьку якість виробів і матеріалів. Тому питаннями створення ЗНК займається більше 350 зарубіжних фірм. Наприклад, в основних галузях промисловості США затрати на контроль якості виробів складають близько 3% їх вартості, причому половина цієї суми – це вартість неруйнівного контролю

Аналіз ЗНК, що застосовуються в світовій практиці неруйнівного контролю, свідчить про неможливість надання переваги якому-небудь одному методу контролю. Також слід відмітити, що в області дефектоскопії задіяно у 8-9 разів більше ЗНК, ніж для контролю ФМХ матеріалів та виробів. Особливо великий дефіцит відчувається у забезпеченні вітчизняної нафтогазової промисловості засобами контролю ФМХ обладнання, яке повинно володіти високими міцнісними характеристиками. Відсутність широкого застосування структуроскопів для

контролю ФМХ матеріалу на зарубіжних бурових підприємствах свідчить про достатньо високу якість металу, з якого виготовляється нафтогазове обладнання [3].

Тому задача розробки, виготовлення і впровадження на виробництвах технічних засобів і методів контролю ФМХ обладнання є важливою і актуальною.

1.2. Аналіз фізико-механічних характеристик сталей, що визначають робоздатність нафтогазового обладнання та інструменту в різноманітних умовах експлуатації

В процесі експлуатації обладнання піддається впливу різного роду навантажень – статичних, динамічних, циклічних. В залежності від типу навантаження визначаються і ФМХ, які відповідають за його експлуатаційну надійність.

Розглянемо вплив основних ФМХ на робоздатність обладнання в залежності від різних умов навантаження.

Статичні навантаження

Цьому виду навантаження піддається дуже багато різних виробів самого різноманітного призначення. Часто разом із статичним розтягом виникають і інші навантаження - згинаючі, циклічні, зносні та ін. В умовах статичного розтягу як основного виду навантаження працюють такі металомісткі конструкції, як трубопроводи та різні апарати. Основне розтягуюче навантаження створюється внутрішнім тиском, який у магістральних трубопроводів досягає 7,5 Мпа, а у технологічних трубопроводів і апаратів може бути значно вищим, досягаючи 30 МПа. При проектуванні і конструюванні цих об'єктів в якості параметрів розрахунку використовують характеристики, що визначаються при лабораторних випробуваннях матеріалу на звичайний статичний розтяг із введенням в розрахунок різних дослідних та емпіричних коефіцієнтів, які враховують вплив на допустиме навантаження стану поверхні, неоднорідності властивостей та інших факторів, що не враховуються у розрахунках.

Насправді умови стійкості руйнуванню навіть при простому статичному розтягу дуже складні, про що свідчать випадки руйнування конструкцій при робочих напруженнях у них нижче розрахункових. Які ж основні ФМХ стали потрібно враховувати при розрахунку конструкції, що працює на розтяг у статичному режимі навантаження?

Опір малим пластичним деформаціям (0,05%), тобто напруження переходу пружної деформації в залишкову, пластичну - це межа текучості матеріалу σ_T . Частіше за все із умов “запасу” при розрахунках приймають напруження меншим або рівним $0,7\sigma_T$.

Однак, при напруженнях у виробі на рівні σ_T він не руйнується, а тільки деформується. Для деяких конструкцій це недопустимо, в той час як трубопроводи і апарати при невеликій деформації зберігають свою роботоздатність. Тому розрахунок інколи ведуть не по межі текучості, а по тимчасовому опору σ_B (межі міцності), що визначає максимальне навантаження (максимальні напруження), при якому спостерігається рівномірна деформація металоконструкції. Для розрахунків величиною σ_B користуються, збільшуючи запас до 50% ($\sigma_{роб} \leq \sigma_B$).

Характеристиками пластичності матеріалу бурильних труб, що визначають можливість їх пошкодження в зоні роботи клинових захватів, є відносне видовження δ [2]. Крім того, характеристиками здатності пластичного деформування металу обладнання при статичному навантаженні є відносне звуження площі поперечного перерізу ψ (%).

Отже, прийняті показники властивостей сталі, що визначаються при статичному розтягу, - межа текучості σ_T , тимчасовий опір розриву (межа міцності) σ_B , відносне видовження δ і відносне звуження ψ .

Динамічні навантаження

Динамічні (ударні) навантаження мають самостійне значення як умова експлуатації машин і конструкцій і методичне значення для порівняльної оцінки стійкості сталей руйнуванню.

Самостійне значення ударне прикладення навантаження має для багатьох деталей машин - колінчастих валів двигунів та компресорів, деталей відбійного інструменту, елементів бурових установок. Ударне прикладення навантаження - це прикладення зовнішніх зусиль з великою швидкістю (10^2 мм/с на довжині 100 мм), що значно перевищує швидкість навантаження при статичних випробуваннях (10^{-4} - 10^{-2} мм/с на довжині 100 мм). В таких умовах динамічного навантаження значно

змінюється опір сталі навантаженню і змінюються, відповідно, умови руйнування, і при збільшенні швидкості прикладення навантаження зростають значення межі міцності σ_T і тимчасового опору σ_B і зменшуються характеристики пластичності.

Однією з основних і найважливіших характеристик сталі при динамічному режимі навантаження слід вважати ударну в'язкість a_n (особливо при ударному згині).

Ударна в'язкість, як критерій властивостей сталей, застосовується дуже давно - з початку ХХ ст. Однак до останнього часу було не ясно, які саме властивості сталі ударна в'язкість характеризує. Відомо, що ні показники міцності сталі, ні показники її пластичності одночасно не корелюють з ударною в'язкістю.

В роботах ряду зарубіжних та вітчизняних авторів[1,2] показано, про які властивості сталі можна судити по ударній в'язкості і її складових. Згідно з цими роботами можна вважати, що ударна в'язкість сталі є показником опору її руйнуванню, характеристикою, по якій можна судити про схильність до крихкого або в'язкого руйнування, критерієм роботоздатності при низькій температурі.

Циклічні навантаження

Раніше були розглянуті види руйнування, зв'язані з дією динамічних і статичних навантажень. На практиці часто зустрічаються і представляють певну небезпеку руйнування, зв'язані з навантаженнями, що циклічно змінюються. Такі види навантаження нижче межі текучості можуть бути різними - циклічна зміна розтягу і стиску, циклічна зміна розтягу з постійною складовою і т.д. Можуть бути й інші схеми навантажень, що циклічно змінюються, наприклад, кручення, згин. Частота зміни циклів напруження в різних випадках різна. Так, циклічність знакозмінного навантаження характерна для поверхневих шарів навантажених згинаючим навантаженням валів, осей, колони бурильного інструменту при роторному бурінні. Для них частота циклів буде залежати від частоти обертання. Для штанг глибинних насосів характерне навантаження з постійною складовою, при цьому частота циклів залежить від числа занурень. Для стінок резервуарів характерне циклічне навантаження, де цикли зниження напружень відповідають

періодам зливу продуктів. Стінки труб трубопроводів, розміщених поблизу компресорних і насосних станцій або установок, піддаються розтягу з постійною складовою, що циклічно змінюється. Трубопроводи, що проходять далеко від насосних станцій, піддаються циклічним перевантаженням.

Циклічне прикладення навантаження по своїй дії на метал відрізняється від впливу постійно діючого статичного навантаження. В зв'язку з цим руйнування при циклічному навантаженні проходить при напруженнях більш низьких, ніж при статичних. Величина руйнуючого напруження залежить від кількості циклів зміни напруження, якому піддається матеріал.

Зміну властивостей сталі під впливом тривалих циклічних навантажень звичайно називають втомою, а здатність металу опиратися впливу циклічних навантажень - витривалістю. Відповідно до цього руйнуюче напруження, що встановилося і не знижується при збільшенні кількості циклів, називають межею витривалості σ_{-1} . Також важливим фізико-механічним параметром, що визначає експлуатаційну надійність обладнання, є критичний коефіцієнт інтенсивності напружень при плоскій деформації K_{1C} [2].

Таким чином, для обладнання, що працює в умовах дії статичних, динамічних і циклічних навантажень, основними ФМХ, які визначають його експлуатаційну надійність слід вважати: межу текучості σ_T , межу міцності σ_B , межу витривалості σ_{-1} , ударну в'язкість a_n , відносне видовження δ , відносне звуження ψ та критичний коефіцієнт інтенсивності напружень при плоскій деформації K_{1C} .

Відомо [2], що на ФМХ обладнання в значній мірі впливає технологія його виготовлення та якість використаних при виробництві матеріалів. Які ж матеріали використовуються вітчизняними виробниками при виготовленні нафтогазового обладнання?

Характеристика феромагнітних матеріалів, що застосовуються для виготовлення нафтогазового обладнання та інструменту

Для виготовлення нафтопромислових (бурильних, обсадних, насосно-компресорних, обважнених) труб, муфт, замків, штанг квадратних, стволів

вертлюгів, осей елеваторів, переводників, осей блоків та кронблоків використовують сталі низьковуглецеві марки Д, сталь 10, сталь 20, середньовуглецеві сталь 35, сталь 45 і низьколеговані 36Г2С, 36ХГС, 40Х, 40 ХН, 40 ХР, 32Р2РТ, 35ХГ20В, 35ХГ2СМ, 30ХГСА, 40ХН2МА, 15ГС [67]. На даний час у вітчизняному нафтогазовому машинобудуванні найбільш широко застовуються сталі марок 10, 20, 35, 45, 40Х та 40ХН. Характеристики найбільш уживаних в нафтогазовій промисловості сталей наведені в табл.1.2, 1.3.

Таблиця 1.2 - Склад і властивості вуглецевих сталей після нормалізації

| Мар-ка Сталі | Хімічний склад, % | | | Механічні властивості | | | | | |
|--------------|-------------------|-----------|-----------|-----------------------|------------------|--------------|------------|-------------------------------|---------------|
| | С | Mn | Si | σ_B , МПа | σ_T , МПа | δ , % | ψ , % | a_{10} , МДж/м ² | Твердість, НВ |
| Сталь 10 | 0.07-0.14 | 0.35-0.65 | 0.17-0.37 | 340 | 210 | 25-26 | - | 1.2 | - |
| Сталь 20 | 0.17-0.24 | 0.35-0.65 | 0.17-0.37 | 420 | 250 | 25 | 55 | 1.0 | - |
| Сталь 35 | 0.30-0.40 | 0.5-0.8 | 0.17-0.37 | 540 | 320 | 20 | 47 | 0.7 | 180 |
| Сталь 45 | 0.40-0.50 | 0.5-0.8 | 0.17-0.37 | 610 | 360 | 16 | 40 | 0.5 | 197 |

Таблиця 1.3 - Склад і властивості легованих сталей після загартування

| Мар-ка Сталі | Хімічний склад, % | | | Механічні властивості | | | | | |
|--------------|-------------------|-----------|---------|-----------------------|------------------|--------------|------------|-------------------------------|---------------|
| | С | Cr | Ni | σ_B , МПа | σ_T , МПа | δ , % | ψ , % | a_{10} , МДж/м ² | Твердість, НВ |
| Сталь 40Х | 0.36-0.44 | 0.8-1.1 | - | 1000 | 800 | 10 | 45 | 0.6 | 217 |
| Сталь 40ХН | 0.36-0.44 | 0.45-0.75 | 1.0-1.4 | 1000 | 800 | 11 | 45 | 0.7 | 207 |

Хімічний склад нафтогазового інструменту визначається однозначно складом сировини і параметрами технологічних процесів їх виготовлення. Механічні і міцнісні властивості нафтогазового інструменту знаходяться в кореляційних залежностях із структурно-хімічними характеристиками. Мікроструктура виробів

визначається хімічним складом сталі, термічною і механічною обробкою. Як видно із табл. 1.2, всі сталі є низько- і середньовуглецевими $C = (0,07 - 0,5\%)$ з додаванням легуючих елементів. До таких елементів слід віднести: хром (Cr), марганець (Mn), кремній (Si), молібден (Mo) та інші. Легована сталь (табл.1.3) є багатокомлексною системою і її властивості визначаються характером взаємодії легуючих елементів із залізом та вуглецем.

При розчиненні легуючих елементів у фериті або аустеніті проходить спотворення кристалічної ґратки останніх, змінюються параметри сталі, внаслідок чого змінюються їх фізичні і механічні характеристики. Твердість і міцність аустеніту і фериту при цьому росте, а ударна в'язкість знижується. Слід відмітити, що кожний з легуючих елементів, введений у склад сталі, виконує свої, тільки йому властиві функції, а також сприяє впровадженню інших легуючих елементів в сталь. Так, вуглець в α -залізі утворює твердий розчин впровадження з граничною концентрацією при кімнатній температурі $\sim 0,06\%$. Коли вміст вуглецю в сталі вищий потрібного для рівноважного стану, утворюється карбід Fe_3C . Підвищення концентрації вуглецю приводить до збільшення кількості карбідних частинок і перліту, а також подрібнення зерна. Обидва ці фактори сприяють підвищенню міцнісних характеристик сталі, причому σ_b збільшується сильніше, ніж σ_T , а пластичність зменшується.

Коерцитивна сила з ростом вмісту вуглецю зростає практично лінійно [67].

Введення марганцю в сталь більш ніж $0,5\%$ створює з вуглецем складні карбіди, він розчиняється в α -залізі, за рахунок чого підвищується міцність марганцевих сталей. При цьому межа міцності підвищується тим більше, чим більший вміст вуглецю в сталі, що зв'язано з утворенням карбідів.

На межу текучості низько- і середньовуглецевих сталей додавання марганцю суттєво не впливає. В присутності марганцю значно підсилюється вплив інших легуючих елементів. Однак наявність марганцю в сталях сприяє росту зерна аустеніту при нагріванні, що є небажаним явищем. Тому додавання його в сталях, що застосовуються для виготовлення нафтогазового обладнання та інструменту,

обмежується до 1,8%. При малих додаваннях марганцю він не впливає на коерцитивну силу. При більш високому вмісті цього елемента Йенсен і Циглер [68] знайшли залежність $H_c = 0,34 Mn$ (до 0,6 Mn).

Введення в сталь легуючого елемента хрому сприяє підвищенню її механічних властивостей за рахунок утворення із залізом твердих розчинів. Чим вищий вміст вуглецю в сталі, тим сильніше проявляється вплив хрому. Він є сильним карбідоутворюючим елементом, що зменшує величину зерна і сприяє одержанню рівномірної і високої твердості. Одержанню дрібнозернистої структури сталі і підвищенню міцності і твердості сприяють також молібден, вольфрам і ванадій. Крім того, введення в хімічний склад сталі хрому різко підвищує коерцитивну силу [69].

Важлива роль в легуванні сталі належить нікелю. Він є графітоутворюючим елементом і знаходиться в твердому розчині фериту, значно зміцнюючи його без помітного зниження в'язкості. Нікель зменшує схильність до росту зерна сталі і тим самим підвищує стійкість аустеніту. Слід відмітити, що найбільш сприятливий вплив на механічні властивості має нікель разом із хромом. Так, наприклад, для сталей 40X і 40XP, хімічний склад яких відрізняється тільки вмістом нікелю, границя текучості знаходиться в діапазоні відповідно 638-785 і 785-1275 Мпа. Крім того введення нікелю сприяє підвищенню коерцитивної сили [68].

У складі низько- і середньовуглецевих та низьколегованих сталей завжди має місце домішка кремнію. При малих дозах $[Si = 0,3 - 0,4\%]$ він є нормальною домішкою і на структуру і механічні властивості практично не впливає. При збільшенні його вмісту істотно підвищуються механічні властивості хромомарганцевих сталей і відношення $\sigma_{в}/\sigma_{т}$ [70]. Однак при великому вмісті кремнію в сталі погіршується чутливість до різних легуючих модифікаторів сталі, що може викликати погіршення в'язкості і пластичності. Тому додавання кремнію, що використовується для виготовлення нафтогазового інструменту та обладнання, не перевищує 1,2%.

Проведений аналіз показує, що основним модифікатором, який сприяє впровадженню легуючих елементів у залізі і є вуглець, що сприяє утворенню

структурно-хімічної основи сталі. Механічні характеристики сталей в основному, визначаються станом твердих розчинів вуглецю із залізом і легуючими елементами. При цьому перераховані сталі досить сильно відрізняються за своїми механічними характеристиками. Тому при виготовленні, наприклад, труб нафтового сортаменту, їх піддають термічній обробці на певну групу міцності, внаслідок чого одержують досить близькі механічні характеристики: границю текучості σ_T , тимчасовий опір σ_B , відносне видовження δ , відносне звуження Ψ , твердість, а також ударну в'язкість a_n . Згідно ГОСТ 632-80 в залежності від вищеперерахованих механічних характеристик труби поділяються на групи міцності Д, К, Е, Л, М, Р і Т з метою раціональної компоновки бурильної колони в процесі буріння свердловин. Границі механічних характеристик груп міцності наведені в табл.1.4.

Таблиця 1.4 - Механічні властивості матеріалу обсадних труб і муфт

| Найменування показника | Норми механічних властивостей для сталі груп міцності | | | | | | |
|---|---|--------------|------|------|------|-------|-------|
| | Д | К | Е | Л | М | Р | Т |
| Тимчасовий опір(межа міцності) σ_B , Мпа, не менше | 655 (637) | 687 (686) | 689 | 758 | 862 | 1000 | 1103 |
| кгс/мм ² , не менше | 66.8 (65.0) | 70.0 | 70.3 | 77.3 | 87.9 | 101.9 | 112.5 |
| Межа текучості σ_T , Мпа, не менше | 379 (373) | (490) | 552 | 655 | 758 | 930 | 1034 |
| кгс/мм ² , не менше | 38.7 (38.0) | 50.0 | 56.2 | 66.8 | 77.3 | 94.9 | 105.5 |
| МПа, не більше | 552 | - | 758 | 862 | 965 | 1137 | 1241 |
| кгс/мм ² , не більше | 56.2 | - | 77.3 | 87.9 | 98.4 | 116.0 | 126.5 |
| Відносне видовження δ_5 , %, не менше | 14.3 (16.0) | (12) | 13.0 | 12.3 | 10.8 | 9.5 | 8.5 |

Примітка. Значення показників механічних властивостей, наведені в дужках, відносяться до виконання Б.

Отже, у вітчизняному нафтогазовому машинобудуванні на сучасному етапі найбільш широко використовуються вуглецеві сталі марок 10, 20, 35, 45 та леговані марок 40Х і 40ХН, а одним з елементів, що мають найбільший вплив на магнітні характеристики сталі, слід вважати вуглець.

1.3. Порівняльна оцінка методів контролю фізико-механічних характеристик феромагнітних виробів

Як правило, класичні(руйнівні) методи визначення ФМХ застосовуються на стадії розробки нафтогазового обладнання. В процесі його виготовлення та експлуатації перевагу надають неруйнівним методам контролю, оскільки вони дозволяють проводити контроль без руйнування виробів(часто високої вартості) і з значно меншими затратами.

Проведемо порівняльний аналіз існуючих методів і засобів неруйнівного контролю ФМХ матеріалів та виробів і можливість їх застосування в умовах нафтогазових промислів.

Класифікація існуючих методів неруйнівного контролю ФМХ феромагнітних матеріалів та виробів наведена на рис.1.1.

Електроконтактний метод ґрунтується на вимірюванні електричного опору або електричного об'єкту [4,5,6]. Але цей метод не може бути застосований для контролю ФМХ обладнання у виробничих умовах із слідуючих міркувань:

- необхідний контакт між об'єктом контролю і перетворювачем, що приводить до вимушеної зупинки бурового інструменту [7];
- необхідне очищення поверхні труб для надійного електричного контакту, що недопустимо згідно з технологією буріння [8];
- наявність відкритого іскріння при контролі недопустимо в умовах вибухонебезпечного виробництва (газове середовище і т.п.) [9,10].

В сучасних умовах для контролю ФМХ феромагнітних матеріалів і виробів на заводах використовуються магнітні методи [4,6,11,12]. Найбільш широко застосовується коерцитиметричний метод контролю ФМХ [17,18,19,20,21,22] завдяки високій чутливості до структурних змін і фазових перетворень, відносній простоті, високій точності. Найбільш широке застосування знайшли коерцитиметри для локального контролю з намагнічуючим пристроєм накладного типу, хоча

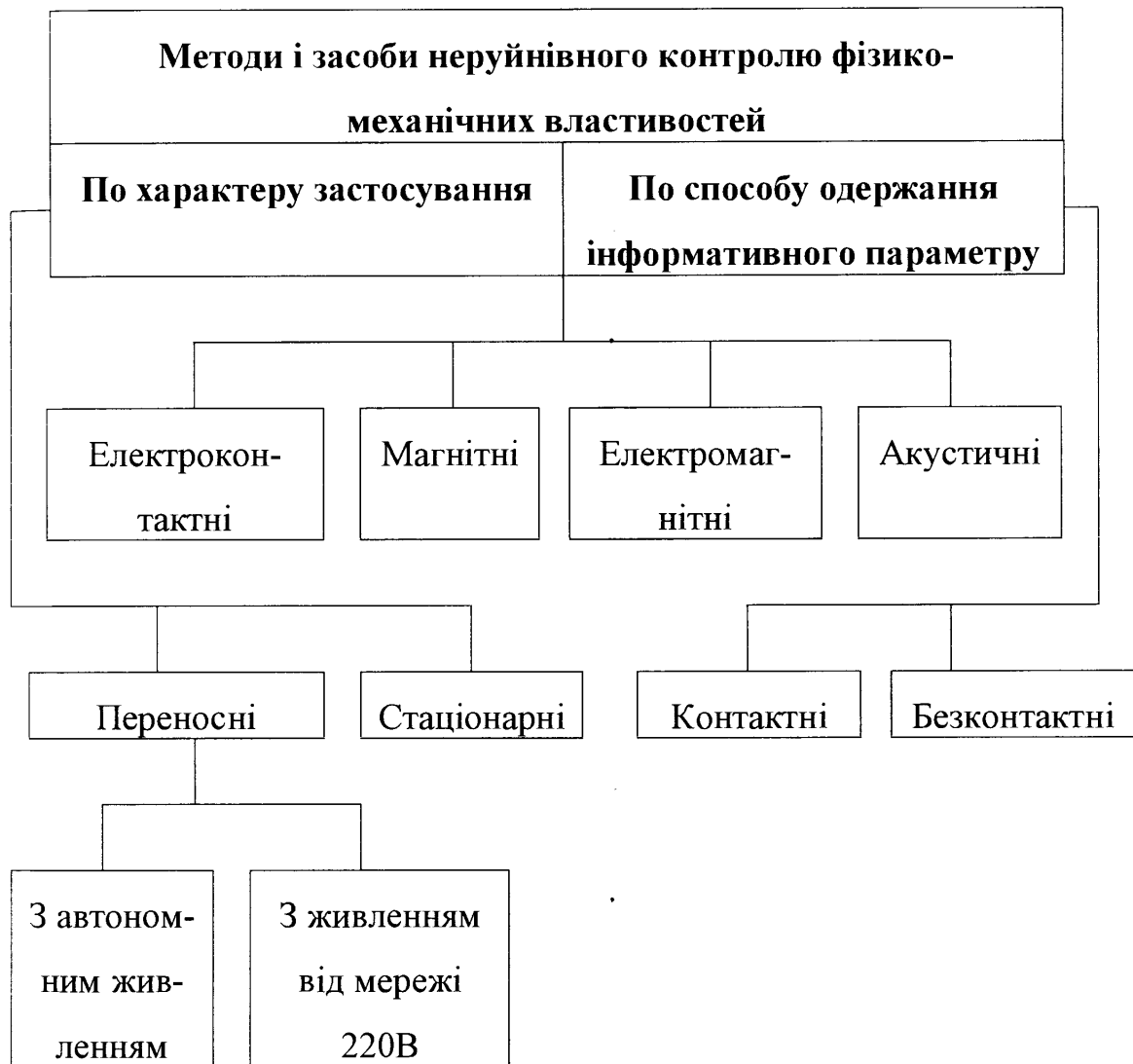


Рис.1.1. Класифікація існуючих методів неруйнівного контролю ФМХ феромагнітних матеріалів та виробів

зустрічаються також прилади з намагнічуючим пристроєм типу прохідного соленоїда, в якому контрольований виріб намагнічується повністю [19,20,21,22,23,24].

В промисловості використовуються різні модифікації коерцитиметрів, що відрізняються один від одного способом індикації нульового значення індукції, формою представлення інформації (аналогові чи цифрові) та наявністю автоматики, такі як КИФМ-1, КИФМ-3, КИФМ-10.1, Твердометр-ГК, КТИ-1, ФК-10, ФК-10М, КФ-1, КФ-Ц, МФ-31КЦ, МФ-32КЦ та інші. На промислових підприємствах за допомогою коерцитиметрів контролюють якість гартування, відпуску, глибини термообробки, величини механічних параметрів, відповідність хімічного складу. Для контролю кожного із вказаних параметрів попередньо набирається статистика контролю і встановлюється кореляційний зв'язок між струмом розмагнічування і параметром контролю. За кордоном розроблені соленоїдні коерцитиметри (наприклад Коерцимат 1.095) фірми "Інститут доктора Ферстера" (Німеччина) [25]. Суттєвими недоліками коерцитиметрів є:

- необхідність намагнічування об'єкту контролю;
- вплив залишкового намагнічування на точність вимірювання;
- вплив наявності повітряного зазору між первинним перетворювачем і контрольованим виробом та чистоти поверхні об'єкту контролю [26,27];
- вплив зміни хімічного складу в межах марки матеріалу;
- вплив товщини стінки контрольованого виробу;
- похибка технології термообробки виробів, а також громіздкість обладнання при прохідному використанні соленоїдного намагнічуючого пристрою [4,11,28,29,30].

Таким чином, перераховані недоліки, притаманні магнітним методам, не дозволяють застосовувати їх для ефективного контролю ФМХ обладнання в умовах бурової без порушення технологічного процесу проводки свердловин, але вони

цілком придатні для контролю деталей та виробів у статичному режимі вимірювання.

В останні роки широкого розповсюдження набули електромагнітні методи контролю (в тому числі вихрострумові) [4,31,32,33,34,35]. Електромагнітні методи контролю ґрунтуються на аналізі взаємодії зовнішнього електромагнітного поля з електромагнітним полем вихрових струмів, наведених збуджуючою котушкою в електропровідному об'єкті контролю. Густина вихрових струмів в об'єкті залежить від геометричних і електромагнітних параметрів об'єкту, а також від взаємного розташування вимірювального вихрострумowego перетворювача (ВСП) та об'єкту контролю.

В якості перетворювача використовують, як правило, індуктивні котушки (одну або декілька). Синусоїдальний (або імпульсний) струм, діючий в котушках ВСП, створює електромагнітне поле, яке збуджує вихрові струми в електропровідному об'єкті [4,36,37,38]. Електромагнітне поле вихрових струмів діє на котушки перетворювача, наводячи в них електрорушійну силу (ЕРС) або змінюючи їх електричний опір. Реєструючи напругу на затискачах котушки або її опір, отримують інформацію про властивості об'єкту і про положення перетворювача відносно нього.

Магнітне поле вихрових струмів направлене протилежно первинному магнітному полю збуджуючої обмотки, а наведена ЕРС у вимірювальній обмотці визначається сумарним потокозчепленням і служить інформативним сигналом, що передає інформацію про об'єкт. Але ЕРС вимірювальної обмотки несе інформацію не тільки про вимірювальний параметр контролю, а залежить від різних факторів, таких як: питома електрична провідність γ , магнітна проникність μ , стан поверхні, наявність і розміри дефектів, зазори, орієнтація осі перетворювача і швидкість його переміщення відносно контрольованого об'єкта [4,39,40].

На результати контролю істотно впливають геометричні фактори: відстань між датчиком і поверхнею контрольованого виробу, їх взаємне розташування, форма і розміри виробу [41,42]. В ряді випадків вони утруднюють практичне

застосування методу, так як відхилення розмірів деталей або виробів (наприклад товщини стінки бурильних труб в процесі експлуатації) можуть викликати більш істотну зміну вихідного сигналу перетворювача, ніж відхилення електромагнітних властивостей металу (електрична провідність та магнітна проникність), що контролюється. Таким чином, інформація, яку дає перетворювач, багатопараметрова, що визначає як переваги, так і недоліки електромагнітних методів. З одного боку, вони дозволяють здійснювати багатопараметровий контроль, а з другого - потрібні спеціальні прийоми для розділення інформації про окремі параметри об'єкту [43,44].

Особливість електромагнітного контролю в тому, що його можна проводити без контакту перетворювача і об'єкту (що при контролі труб нафтового сортаменту в умовах бурової є досить суттєвим), їх взаємодія проходить, як правило, на відстанях, достатніх для вільного переміщення перетворювача відносно об'єкту контролю. Також до переваг даного методу можна віднести:

- отримання первинної інформації у вигляді електричних сигналів;
- безконтактність і висока продуктивність контролю;
- нечутливість до вологості, тиску, забруднення газовим середовищем, забрудненості поверхні об'єкту контролю непровідними речовинами [4, 45];
- простоту конструкції первинного електромагнітного перетворювача, стійкість його до механічних та атмосферних впливів [46, 47].

Поряд із перерахованими перевагами існують і недоліки електромагнітного методу контролю, а саме:

- вплив геометричних розмірів об'єкту контролю на інформативний сигнал перетворювача [48,49];
- контроль ФМХ тільки поверхневого шару феромагнітних параметрів внаслідок малої глибини проникнення вихрових струмів у об'єкт контролю.

До приладів, що реалізують електромагнітний метод контролю, можна віднести структуроскопи типу ВС-10П, ВС-11П, ВС-17П, ВФ-109, КАП-1, а також закордонні Магнатест І 3.610, 3,615, Мультитест ЕМ 1100, Магнатест ВРХ 3.222 і

т.п, що дозволяють контролювати якість термообробки, міцність, проводити сортування по марках сталі, контролювати твердість, механічні напруження і структуру сталей. Для контролю кожного із вказаних параметрів попередньо набирають статистику контролю і встановлюють кореляційний зв'язок між інформативним сигналом вихрострумового перетворювача і параметром контролю. Випускаються також прилади типу СІГМА-Т (та його модифікації), розроблені НВФ “Зонд” на базі приладу ІВІТ-1, що дозволяють сортувати труби нафтового сортаменту по групах міцності.

Застосування акустичних засобів контролю ФМХ матеріалів (міцності, твердості, величини зерна, тощо) ґрунтується на зв'язку цих властивостей з акустичними характеристиками металів (швидкостями поширення і коефіцієнтами затухання пружних хвиль, тощо) [4,45,50]. Затухання, зміна швидкості розповсюдження акустичних коливань в основному залежить від величини зерна, яка впливає на міцнісні характеристики виробу. Отже, визначивши затухання або зміну швидкості розповсюдження акустичних коливань у контрольованому виробі порівняно з еталонним, можна визначати ФМХ матеріалів [51,52,53].

Основною перевагою вищезгаданих методів акустичного контролю є те, що акустичні коливання, проходячи через всю товщину стінки об'єкту контролю (труби нафтового сортаменту), набувають інтегральної інформації про ФМХ об'єкту. До переваг акустичних методів контролю також відносять:

- велику проникаючу здатність, що дає змогу контролювати крупногабаритні вироби;

- можливість контролю при односторонньому доступі до об'єкту [54,55];

- простоту і високу продуктивність контролю.

Тим не менше акустичному методу контролю притаманні і недоліки, а саме:

- необхідність розробки спеціальних методик контролю для різних типів обладнання [56,57];

- необхідність порівняно високої чистоти обробки поверхні контрольованих виробів [58];

- наявність акустичного контакту з об'єктом контролю.

Існуючі технічні засоби визначення ФМХ металів, що реалізують акустичний метод контролю, не задовільняють специфічні особливості контролю обладнання. Так, прилади, “УС-12 ИМ”, “УС-13 ИМ”, “Кристал-б” та УК 10-ПМС, що випускаються промисловістю, призначені для контролю контактним способом і за конструктивними особливостями їх не можна використовувати для безперервного сканування. Крім того, вищеперераховані прилади призначені для лабораторних умов контролю і не придатні для використання їх в польових умовах.

Таким чином, проведений аналіз дозволяє зробити висновок, що найбільш пристосованими і придатними для контролю ФМХ обладнання в умовах бурових та баз виробничого обслуговування є електромагнітний та магнітний методи неруйнівного контролю.

1.4. Вибір напрямків і задач дослідження

Розробкою методів і засобів неруйнівного електромагнітного та магнітного контролю фізико-механічних характеристик матеріалів займається багато фірм та інститутів. Серед них інститут доктора Ферстера(Німеччина) [25], російські науковці В.Г.Герасімов [34,35], Э.С.Горкунов [11,12,17,40], М.Н.Михеев [11,17,21,26], Н.Н.Зацепін [46], М.А.Мельгуй [29,30], А.Л.Дорофеев [36], А.І.Нікітін [37], М.Ю.Натикан [38] та ін., наші співвітчизники Б.В. Копей [2], Л.А.Баштанніков [2,3], М.А.Яцун [59,60,61], А.С.Чернов [61,62], М.І.Сухий [59,60,62], С.М.Маєвський [47], А.Я.Тетерко [42,43,44], В.М.Учанін [41,48].

Проведений аналіз і оцінка стану досліджень в галузі неруйнівного контролю ФМХ феромагнітних матеріалів і виробів показав, що на теперішній час вже вирішений ряд питань в цьому напрямку:

- розроблений теоретичний підхід та встановлені експериментальні залежності між інформативними параметрами електромагнітного, магнітного, акустичного та електроконтактного методів та ФМХ феромагнітних матеріалів та виробів;

- визначені основні ФМХ феромагнітних матеріалів, що впливають на їх робоздатність при дії різних режимів навантаження (статичного, динамічного та циклічного);

- за результатами руйнівних випробувань знайдені залежності межі витривалості σ_{-1} від межі текучості σ_T та межі міцності σ_B , відносного видовження δ та відносного видовження ψ від межі міцності σ_B ;

- створено ряд приладів для контролю ФМХ феромагнітних матеріалів та виробів.

Разом з тим потрібно відмітити, що в даний час існує широке коло невирішених питань, які виникають при контролі виробів в умовах виробництва. До них потрібно віднести:

- недостатнє вивчення впливу терміну експлуатації на ФМХ обладнання;
- не в повній мірі вивчені можливості застосування комплексних підходів для

забезпечення ідентифікації марок сталей та груп міцності сталей, що застосовуються у нафтогазовій промисловості на різних стадіях експлуатації;

- відсутня методика і технічні засоби сортування за групами міцності обладнання, що пройшло процес ремонту;

- відсутня методика раціонального використання залишкового ресурсу бурових веж з понад амортизаційним терміном експлуатації;

- недостатньо вивчений вплив негативних факторів на точність вимірювань при використанні диференційного трансформаторного вихрострумowego перетворювача .

Крім того, деякі існуючі методики та засоби контролю ФМХ феромагнітних матеріалів і виробів не можуть бути практично застосовані для контролю обладнання в експлуатаційних умовах через наявні недоліки, а саме:

- необхідність забезпечення електричного контакту з контрольованим об'єктом;

- вимоги достатньо високої чистоти обробки поверхні, що підлягає контролю;

- можливість контролю тільки плоскопаралельних поверхонь;

- складність, громіздкість і неекономічність технічної реалізації деяких існуючих засобів.

Виходячи з вищесказаного, для вирішення поставленої мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- дослідити вплив терміну експлуатації обладнання на основні ФМХ;

- дослідити електромагнітні, магнітні і фізико-механічні характеристики зразків обладнання(труби нафтового сортаменту, бурові вежі і т.д) і встановити між ними стійкі кореляційні зв'язки з метою вибору оптимальних інформативних параметрів контролю;

- з метою підвищення точності вимірювань дослідити негативний вплив асиметрії основних та паразитних параметрів на роботу диференційного трансформаторного вихрострумowego перетворювача;

- дослідити і встановити кореляційний зв'язок між магнітними параметрами та відсотковим вмістом вуглецю, що дозволить розсортувати вироби з сталей нафтогазового сортаменту по класах;

- дослідити негативний вплив геометричних розмірів і товщини стінки феромагнітних виробів на інформативні параметри контролю;

- розробити методику ідентифікації марки сталі та групи міцності обладнання, що дозволило б проводити його сортування після ремонту;

- розробити методику оцінки залишкового ресурсу бурових веж з понад амортизаційним терміном експлуатації за визначеними поточними ФМХ;

- реалізувати результати досліджень шляхом розробки комплексу методик та засобів контролю ФМХ обладнання з достатньо високими експлуатаційними характеристиками і впровадження його на підприємствах нафтової та газової промисловості.

Вирішенню поставлених завдань і присвячена дана дисертація.

Висновки

1. Проведено аналіз умов роботи нафтогазового обладнання, що дозволило визначити основні види навантажень, які діють на нього в процесі експлуатації.

2. Проаналізовано основні ФМХ, що відповідають за експлуатаційну надійність обладнання при різних видах навантаження. До них необхідно віднести межу текучості σ_T , межу міцності σ_B , межу витривалості σ_{-1} , ударну в'язкість a_n , відносне видовження δ , відносне звуження ψ та критичний коефіцієнт інтенсивності напружень при плоскій деформації K_{1C} .

3. Проведено аналіз основних феромагнітних матеріалів, що використовуються при виробництві обладнання в нафтогазовому машинобудуванні. Показано, що найбільш уживаними є сталі марок 10, 20, 35, 45, 40Х та 40 ХН.

4. Проведений порівняльний аналіз методів і засобів неруйнівного контролю ФМХ феромагнітних матеріалів. Показано, що найбільш перспективним для

застосування у нафтогазовій промисловості є електромагнітний та магнітний методи контролю.

5. Вибрано задачі, які потребують невідкладного вирішення, і напрямки проведення подальших досліджень.

2. РОЗРОБКА ЗАСОБІВ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ІНСТРУМЕНТУ

Для розробки технології неруйнівного контролю фізико-механічних характеристик нафтогазового обладнання необхідно мати інструменти (прилади), які б дозволили набрати експериментальний матеріал і виявити залежності між окремими ФМХ та інформативними параметрами неруйнівних методів контролю.

Як було показано в попередньому розділі, найбільш пристосованими для застосування в умовах нафтогазової промисловості слід вважати прилади, які реалізують вихрострумівий та магнітний методи неруйнівного контролю.

2.1. Розробка прилада для визначення межі текучості нафтогазового обладнання та інструменту

За основу при розробці прилада для контролю межі текучості обладнання були взяті вихроструміві прилади (з прохідними ВСП) типу ІВІТ – 1(призначений для контролю груп міцності Д, К, Е, Л сталевих буринь діаметрами 127...140 мм) та СІГМА –Т (призначений для контролю груп міцності Д, К, Е, Л, М, Р, Т труб нафтового сортаменту діаметрами 60...140 мм). Перевагою прилада є те, що контроль здійснюється без попередньої підготовки контрольованої поверхні (очищення від бруду, мастил, окалини, іржі і т.п.).

Структурна схема такого прилада наведена на рис.2.1. Він складається із вимірювального блока 1, первинного вихрострумівого перетворювача(ВСП) 2, блока індикації 3 та блока живлення 4(рис.2.1).

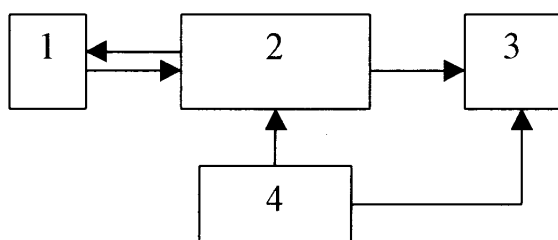


Рис.2.1. Структурна схема вихрострумівого прилада для визначення межі текучості

2.1.1. Розробка функціонально-структурної та принципової схем прилада

Прилад для визначення межі текучості обладнання СІГМА-5Т, функціонально-структурна схема якого наведена на рис.2.2, складатиметься 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, цифрового індикатора 6.

Принцип роботи прилада полягає в наступному. Генератор імпульсів 1 генерує коливання прямокутної форми з частотою 500 Гц для живлення збуджуючої обмотки накладного первинного ВСП. Через резистор R_1 в момент дії від'ємного півперіоду імпульсу генератора обмотці збудження ОЗ перетворювача ВСП надається запас енергії. По закінченні дії імпульса збудження в контурі, утвореному конденсатором C_1 і обмоткою збудження ОЗ перетворювача, виникають затухаючі коливання, декремент затухання яких залежить від ФМХ контрольованої труби. Трансформуючись у вимірювальну обмотку ОВ перетворювача ВСП, ці коливання подаються на вхід підсилювача 2, який підсилює другу півхвилю затухаючих коливань; з підсиленого сигналу за допомогою підсилювача-інвертора з діодним обмежувачем 3 виділяється вершина імпульса, що несе інформацію про ФМХ об'єкта, інвертується, підсилюється і подається на вхід нормуючого пристрою 4. Нормуючий пристрій приводить значення вихідної напруги підсилювача інвертора 3 до величини, потрібної для нормальної роботи аналого-цифрового перетворювача 5. Після аналого-цифрового перетворювача вимірювальний сигнал подається на індикатор 6, який забезпечує відображення інформативного сигналу межі текучості у вольтах.

Принципова електрична схема приладу наведена на рис.2.3. Генератор збудження виконаний на мікросхемі DD1, кремнієвих діодах VD1, VD2, конденсаторах C1, C2 і резисторах R1, R2. Генератор генерує прямокутні імпульси (діаграма а на рис.2.4) з частотою слідування 500 Гц, які поступають через резистор R3 на

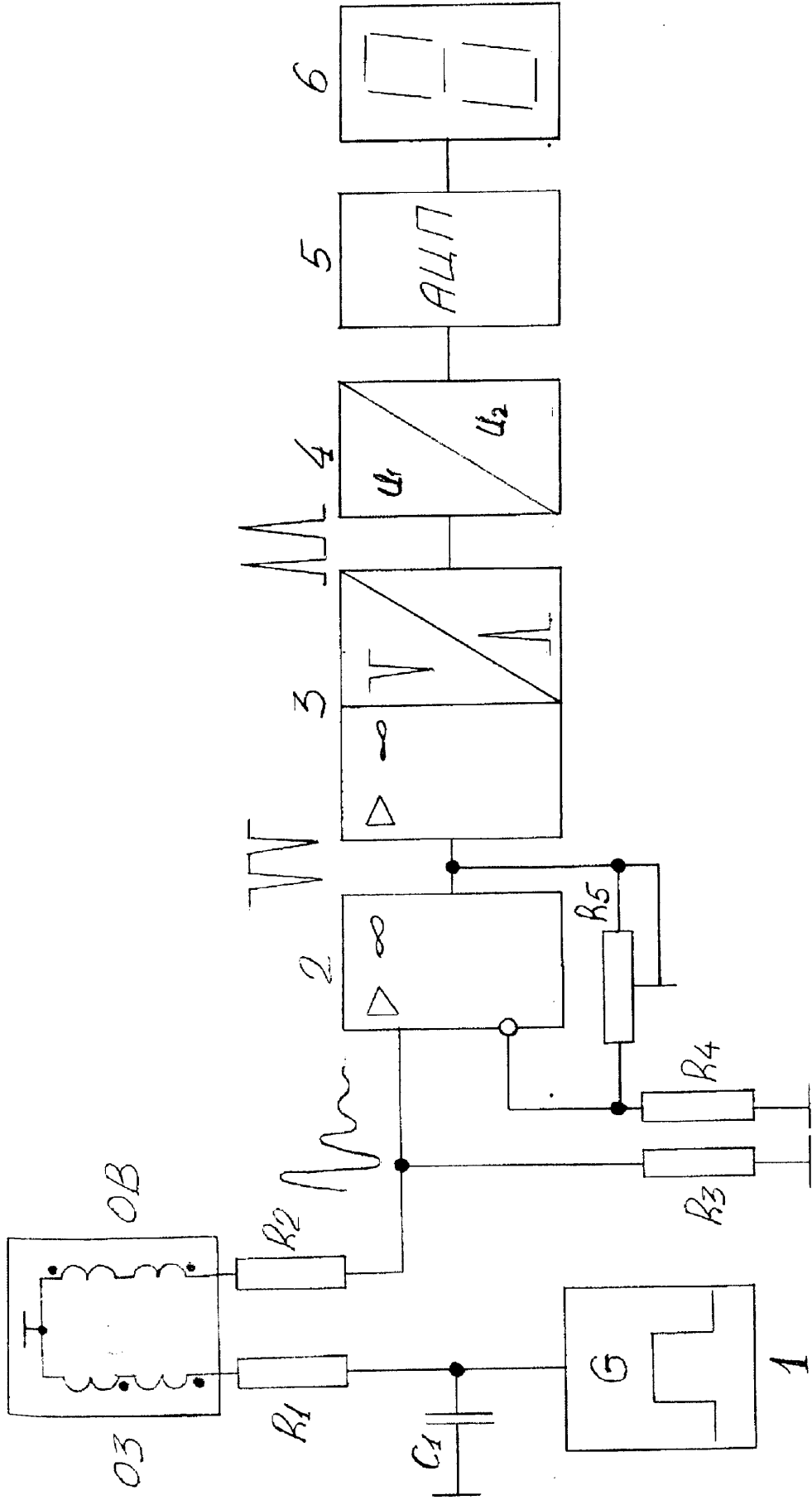


Рис.2.2. Функціонально-структурна схема прилада для визначення межі текучості

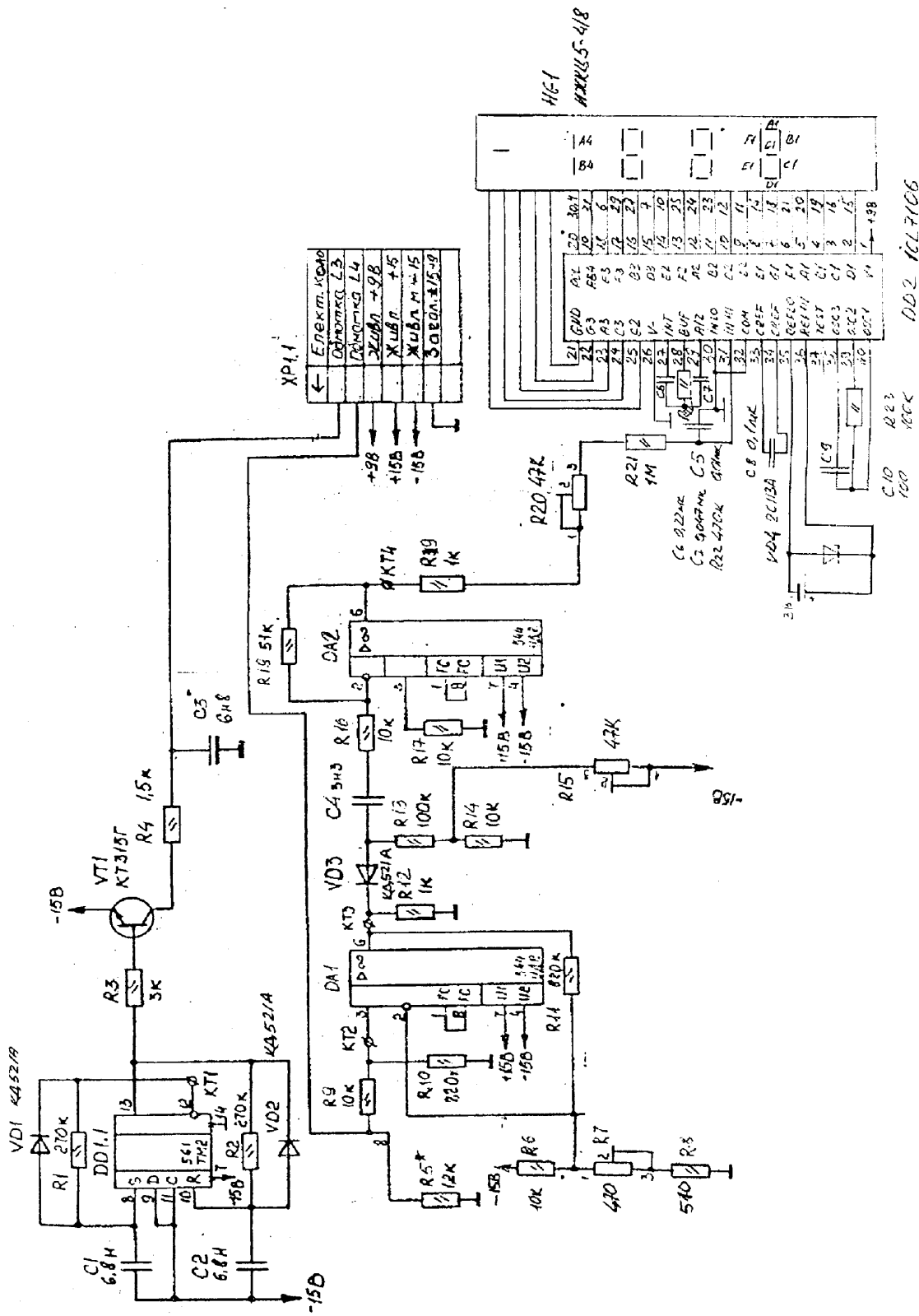


Рис.2.3. Принципова електрична схема прилада для визначення межі течучості

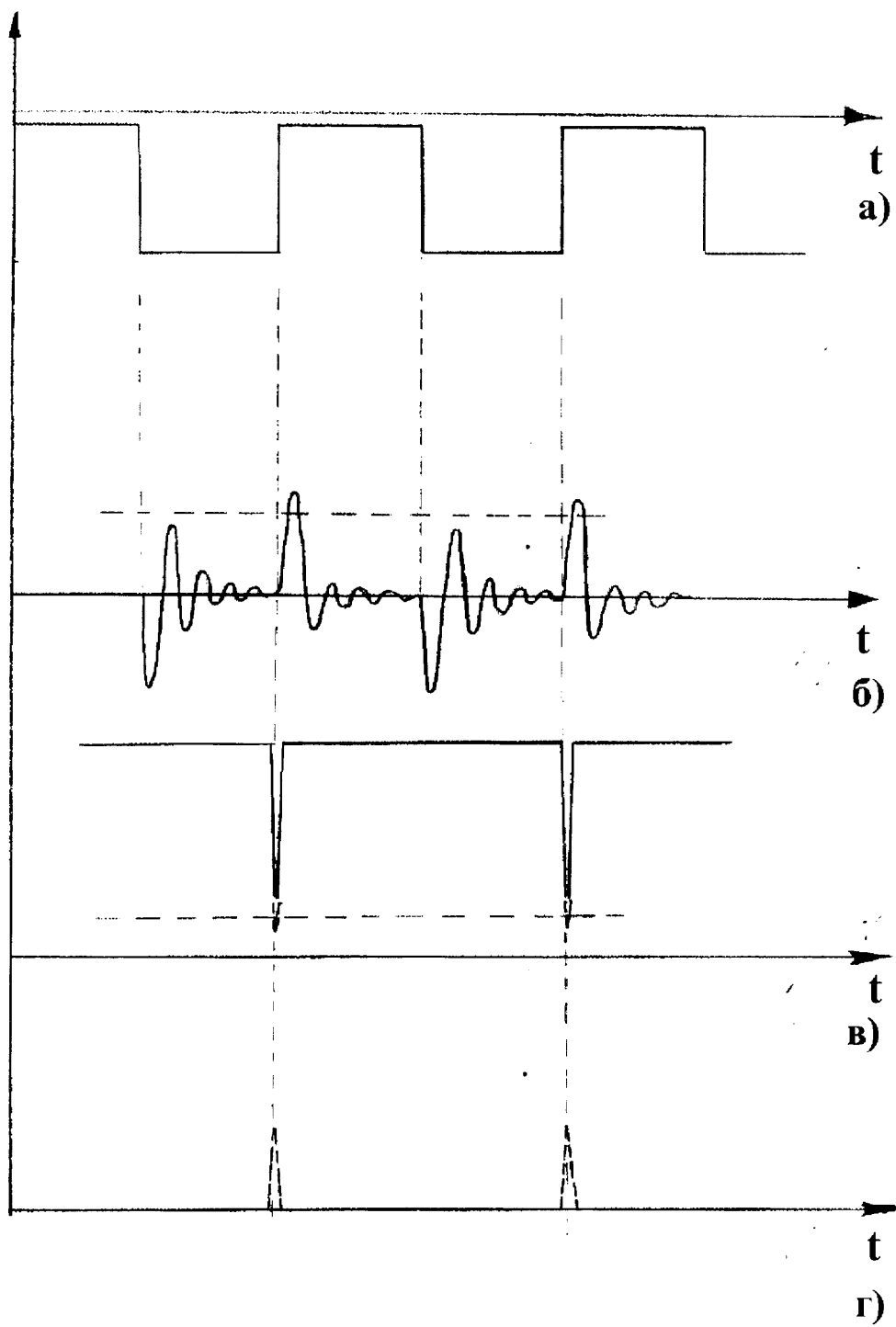


Рис.2.4. Часові діаграми в характерних точках вимірювального блока

електронний ключ на транзисторі VT1. В колекторне коло транзистора VT1 включені елементи R4, C3, які разом з обмоткою L3 (обмоткою збудження) первинного перетворювача, підключеного до контакту 1 роз'єму XP1, утворюють коливальний контур. При відкриванні транзистора VT1 обмотці L3 надається запас енергії, при закриванні транзистора VT1 в контурі L3, R4, C3 виникають затухаючі коливання. Трансформуючись у вимірювальну обмотку L4 перетворювача, затухаючі коливання (рис.2.4, діаграма б) подаються через подільник напруги на резисторах R9, R5 на неінвертуючий вхід операційного підсилювача DA1 подається сигнал від'ємного зворотного зв'язку, що знімається з подільника напруги на резисторах R11, R6, R7, R8. Крім того, подільник на резисторах R11, R6, R7, R8 виділяє вершину другої півхвилі, яка підсилюється мікросхемою DA1.

На виводі 6 DA1 формуються різнополярні імпульси (рис.2.4, діаграма в), і підводяться до діодного обмежувача на елементах VD3, R12. До подільника напруги на резисторах R13, R14 підводиться опорна напруга з подільника R15. Опорна напруга на подільнику R13, R14 задає поріг відкривання діода VD3. За допомогою діодного обмежувача з від'ємного імпульса на виході DA1 виділяється вершина імпульса, яка підводиться до підсилювача – інвертора DA2. Проінвертований і підсилений операційним підсилювачем DA2 сигнал (рис. 2.4, діаграма г) через резистор R19 подається на резистор R20 “КАЛІБР”, за допомогою якого здійснюють приведення рівня вихідної напруги до величини, потрібної для роботи аналого-цифрового перетворювача DD2. Рівень опорної напруги АЦП задається літєвим елементом та стабістором VD4. З аналого-цифрового перетворювача DD2 вимірювальний сигнал у цифровому вигляді подається на LCD-індикатор HG1, де і здійснюється реєстрація його значення. Така побудова прилада дозволяє визначати межу текучості матеріалів, подавати її вимірне значення у зручному для користувача вигляді і забезпечити автономне низьковольтне живлення прилада.

Наступним кроком були теоретичні дослідження впливу на вихідний сигнал ВСП негативних факторів з метою їх усунення і підвищення достовірності контролю.

2.1.2. Розробка первинного вихрострумowego перетворювача

До прилада для визначення межі текучості обладнання ставляться високі вимоги щодо достовірності результатів вимірювань, яка, в першу чергу, визначається точністю ВСП.

По виду перетворення параметрів об'єкту в вихідний сигнал перетворювача ВСП поділяють на трансформаторні і параметричні [4]. В трансформаторних ВСП, що мають як мінімум дві обмотки (збуджуючу і вимірювальну), параметри об'єкту контролю зв'язані з ЕРС вимірювальної обмотки, а параметричних ВСП, що мають, як правило, одну обмотку – з комплексним опором. Перевага параметричних ВСП – в їх простоті, а недолік, який у трансформаторних ВСП виражений значно слабше – в залежності вихідного сигналу від температури перетворювача. Даний недолік практично не дозволяє використовувати параметричні датчики у приладах для неруйнівного контролю ФМХ нафтогазового обладнання та інструменту в умовах промислів, тому що коливання температури тут бувають досить значними.

Крім того, в залежності від способу з'єднання обмоток ВСП поділяються на абсолютні і диференційні. Вихідний сигнал абсолютного ВСП визначається абсолютним значенням параметра об'єкту, а диференційного – приростами цих параметрів (завдяки цьому диференційні ВСП дозволяють різко підвищити співвідношення сигнал-перешкода). Вихідний сигнал диференційного ВСП залежить також й від абсолютних значень параметрів об'єкту, але при малих приростах цих параметрів можна рахувати, що він визначається тільки приростами. При цьому відстань між осями обмоток перетворювача повинна бути достатньо малою, що дозволить зменшити вплив геометричних параметрів об'єкту контролю.

Тому, з метою підвищення точності вихрострумowego контролю фізико-механічних характеристик нафтогазового обладнання та інструменту як первинний перетворювач доцільно використати накладний диференційний ВСП і, щоб забезпечити високу чутливість до зміни параметрів контрольованого зразка вихідні обмотки включити послідовно-зустрічно (цим можна компенсувати вихідну

напругу перетворювача, зумовлену первинним та вторинним електромагнітними полями).

Однак асиметрія параметрів ВСП(зумовлена конструктивними особливостями датчика, неідентичністю першої та другої первинних та вторинних обмоток, їх несоосністю та перекосами котушок) обмежує глибину компенсації. У зв'язку з цим поставлено за мету одержати кількісну оцінку впливу кожного з параметрів зокрема, оскільки це б дозволило виявити ті, вплив яких на глибину компенсації найістотніший і вжити необхідні заходи на стадіях проектування і виготовлення для зменшення цього впливу [63,64].

Оскільки накладний трансформаторний ВСП приладу для контролю фізико-механічних характеристик нафтогазового обладнання та інструменту повинен бути малогабаритним і загальна довжина проводу обмоток у нього невелика (а також враховуючи те, що датчик працює на підвищеній частоті) для спрощення розрахунку знехтуємо впливом активного опору порівняно з реактивним. З урахуванням цього модель трансформаторного ВСП зображена на рис.2.5.

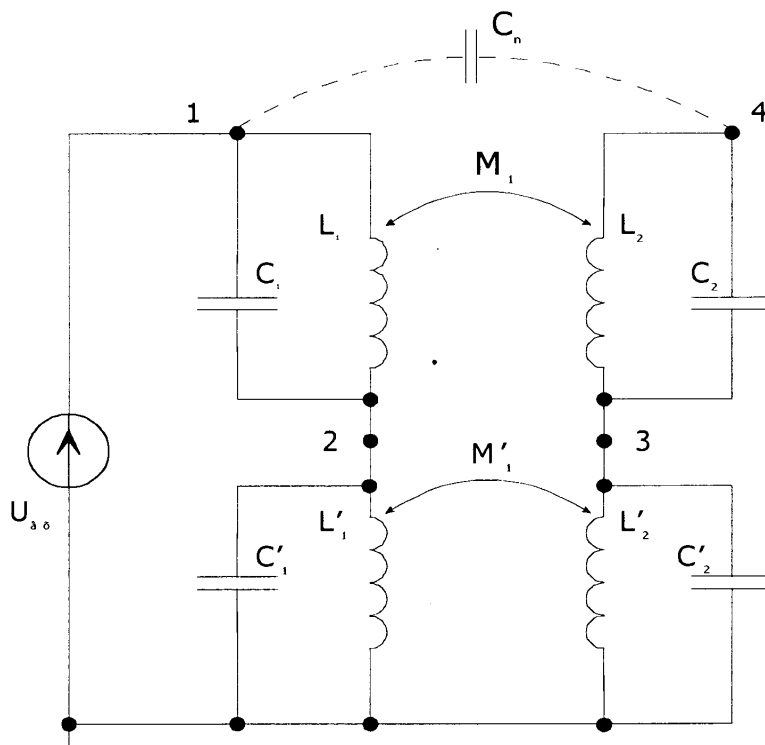


Рис.2.5. Модель диференційного трансформаторного ВСП

Тут 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 і M_1' – відповідно взаємні індуктивності між першими і другими первинними та вторинними обмотками ВСП, C_{Π} – прохідна ємність між першими і другими первинними та вторинними обмотками; $U_{\text{вх}}$ – вихідна напруга генератора, що живить імпульсним струмом послідовно з'єднані первинні обмотки ВСП.

Щоб оцінити вплив асиметрії основних та паразитних параметрів ВСП, визначимо коефіцієнт передачі схеми (рис.2.5) із вузла 1 у вузол 4 (тобто з входу на вихід ВСП). Для цього скористаємося методом графів, попередньо привівши модель на рис.2.5 до вигляду, придатного для аналізу узагальненим сигнальним графом (УСГ) [65]. Ця схема наведена на рис.2.6.

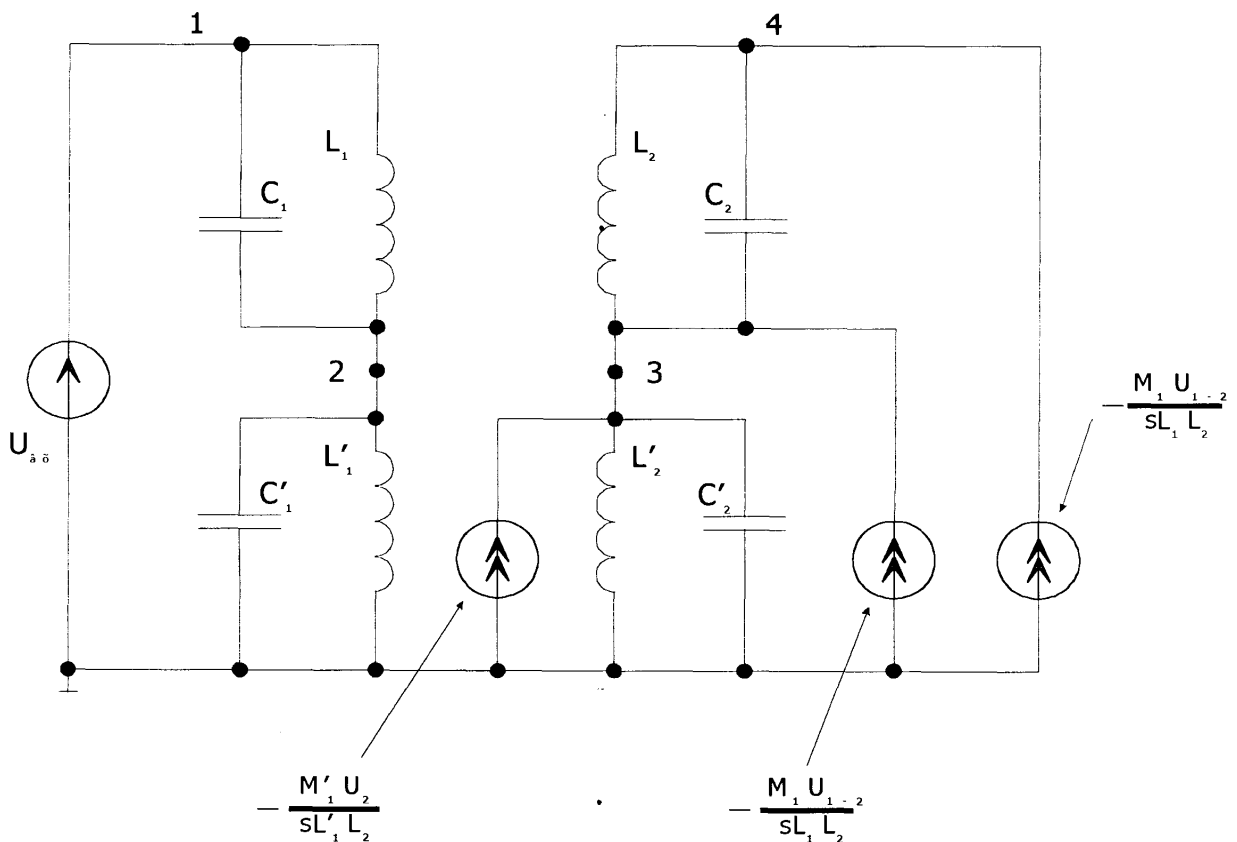


Рис.2.6. Модель ВСП, придатна для аналізу за допомогою УСГ

На ній залежні джерела струму зумовлені взаємною індуктивністю між первинними і вторинними обмотками. Крім того, на схемі не врахована прохідна

ємність C_{II} . Її простіше проаналізувати окремо.

Тепер, відповідно до алгоритму побудови УСГ [65] збудуємо його для моделі, зображеної на рис. 2.6. Отриманий граф наведений на рисунку 2.7. Тут s -оператор Лапласа, а g_{22} , g_{33} , g_{44} – власні провідності відповідно вузлів 2, 3, 4.

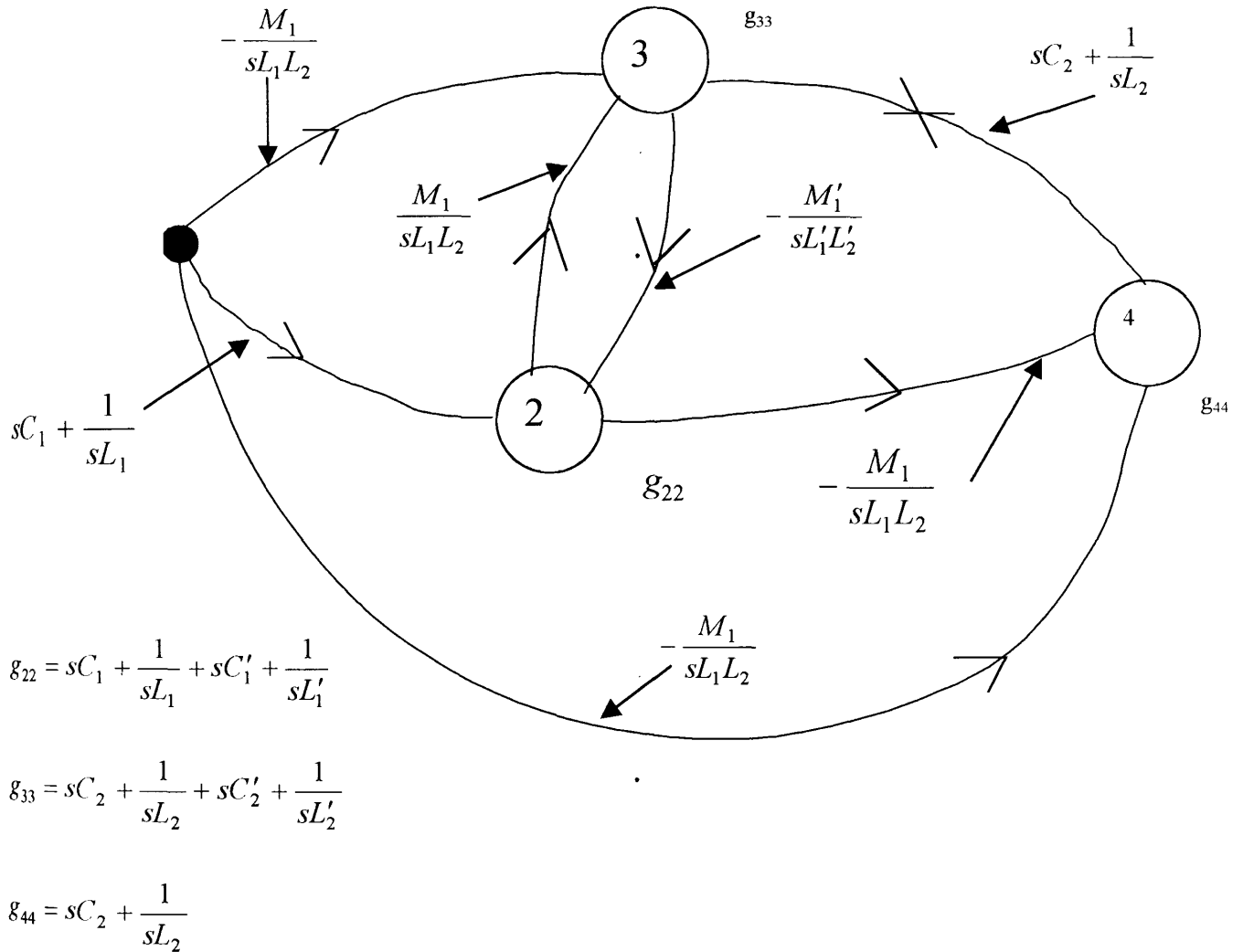


Рис.2.7. УСГ електричної схеми, приведеної на рис.2.5

На основі УСГ (рис.2.7) за формулою Мезона [65] запишемо вираз для передавальної функції з вузла 1 у вузол 4:

$$K_{1-4(s)} = \left[-\frac{M_1}{sL_1L_2} \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) g_{22} + \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \left(\frac{M_1}{sL_1L_2} - \frac{M_1'}{sL_1'L_2} \right) \right] \times$$

$$\begin{aligned} & \times \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) + \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \left(-\frac{M_1}{sL_1L_2} \right) g_{33} + \\ & + \frac{M_1}{sL_1L_2} g_{22}g_{33} \Big] / g_{22}g_{33}g_{44} - \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right)^2 g_{22} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Підставивши значення ваг вершин та виконавши деякі перетворення, одержимо:

$$\begin{aligned} K_{1-4(s)} = & \left\{ \frac{M_1}{sL_1L_2} \left[\left(s(C_1 + C_1') + \frac{1}{sL_1} + \frac{1}{sL_1'} \right) \left(s(C_2 + C_2') + \frac{1}{sL_2} + \frac{1}{sL_2'} \right) - \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \times \right. \right. \\ & \times \left. \left(s(C_1 + C_1') + \frac{1}{sL_1} + \frac{1}{sL_1'} \right) - \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \left(s(C_2 + C_2') + \frac{1}{sL_2} + \frac{1}{sL_2'} \right) \right] + \left(sC_1' + \frac{1}{sL_1'} \right) \times \\ & \times \left. \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \left(\frac{M_1}{L_1L_2} - \frac{M_1}{sL_1'L_2'} \right) \right\} / \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \left(sC_2' + \frac{1}{sL_2'} \right) \left(s(C_1 + C_1') + \frac{1}{sL_1} + \frac{1}{sL_1'} \right), \end{aligned} \quad (2.2)$$

На підставі (2.2) можна показати, 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.

Прийmemo, що $C_1'=C_1+\Delta C_1$; $C_2'=C_2+\Delta C_2$; $L_1'=L_1+\Delta L_1$; $L_2'=L_2+\Delta L_2$;

$M_1'=M_1+\Delta M_1$. Тоді на підставі (2.2) одержимо

$$\begin{aligned} K_{1-4(s)} = & \left\{ \frac{M_1}{sL_1L_2} \left[\left(s(2C_1 + \Delta C_1) + \frac{1}{s} \left(\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_1 + \Delta L_1} \right) \right) + \left(s(2C_2 + \Delta C_2) + \frac{1}{s} \times \right. \right. \\ & \times \left. \left(\frac{1}{L_2} + \frac{1}{L_2 + \Delta L_2} \right) \right) - \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \left(s(2C_1 + \Delta C_1) + \frac{1}{s} \left(\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_1 + \Delta L_1} \right) \right) - \right. \\ & - \left. \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \left(s(2C_2 + \Delta C_2) + \frac{1}{s} \left(\frac{1}{L_2} + \frac{1}{L_2 + \Delta L_2} \right) \right) \right] + \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \times \\ & \times \left. \left(\frac{M_1}{sL_1L_2} - \frac{M_1}{s(L_1 + \Delta L_1)(L_2 + \Delta L_2)} + \frac{\Delta M}{s(L_1 + \Delta L_1)(L_2 + \Delta L_2)} \right) \right\} / \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \times \\ & \times \left(s(C_2 + \Delta C_2) + \frac{1}{s(L_2 + \Delta L_2)} \right) \left(s(2C_1 + \Delta C_1) + \frac{1}{s} \left(\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_1 + \Delta L_1} \right) \right). \end{aligned} \quad (2.3)$$

Щоб виявити, вплив яких факторів переважає, оцінимо вплив кожного з них окремо. Для цього припустимо, що дія інших факторів відсутня.

Так, щоб оцінити вплив асиметрії паразитних ємностей, приймемо, що $\Delta L_1 = \Delta L_2 = \Delta M = 0$. Тоді на підставі (2.3), знехтувавши малими другого порядку та приростами в знаменнику, звівши подібні члени, одержимо

$$K_{1-4(s)(\Delta C)} = \left\{ \frac{M_1}{sL_1L_2} \left[s \left(\Delta C_1 \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right) \right) + s \left(\Delta C_2 \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \right) \right] \right\} / \left[2 \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right)^2 \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \right]. \quad (2.4)$$

Прийнявши $\Delta C_1 = \Delta C_2 = \Delta M = 0$ і знехтувавши малими другого порядку та малими першого порядку в знаменнику, одержимо формулу для оцінки впливу асиметрії індуктивностей ВСП

$$K_{1-4(s)(\Delta L_1 \Delta L_2)} = \left\{ \frac{M_1}{sL_1sL_2} \left[-C_2 \frac{\Delta L_1}{L_1^2} - C_1 \frac{\Delta L_2}{L_2^2} - \frac{\frac{\Delta L_1}{L_1} + \frac{\Delta L_2}{L_2}}{sL_1L_2} \right] + \frac{(s^2C_1L_1 + 1)(s^2C_2L_2 + 1)M_1 \left(\frac{\Delta L_2}{L_2} + \frac{\Delta L_1}{L_1} \right)}{s^3L_1^2L_2^2} \right\} / \left[2 \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right)^2 \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \right]. \quad (2.5)$$

Якщо $\Delta L_1 = \Delta L_2 = 0$ і $\Delta C_1 = \Delta C_2 = 0$, одержимо формулу для оцінки впливу асиметрії взаємних індуктивностей ВСП

$$K_{1-4(s)(\Delta M)} = \frac{\Delta M_1}{sL_1L_2} \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) / \left[2 \left(sC_2 + \frac{1}{sL_2} \right)^2 \left(sC_1 + \frac{1}{sL_1} \right) \right]. \quad (2.6)$$

Коефіцієнт передачі за рахунок прохідної ємності C_{II} (зображена пунктиром рис.2.5) знайдемо при $\Delta C_1 = \Delta C_2 = 0$; $\Delta L_1 = \Delta L_2 = 0$; $M_1 = M = 0$

$$K_{1-4(j\omega)} = \frac{2 \frac{j\omega L_2 \left(-j \frac{1}{\omega C_2} \right)}{j\omega L_2 - j \frac{1}{\omega C_2}}}{2 \frac{j\omega L_2 \left(-j \frac{1}{\omega C_2} \right)}{j\omega L_2 - j \frac{1}{\omega C_2}} - j \frac{1}{\omega C_{II}}} \quad (2.7)$$

Звівши подібні, одержимо

$$K_{1-4(j\omega)} = \frac{2 \frac{L_2}{C_2}}{2 \frac{L_2}{C_2} + \frac{L_2}{C_{II}} - \frac{1}{\omega^2 C_2 C_{II}}} \quad (2.8)$$

Використовуючи (2.4), (2.5), (2.6) і (2.8) можна провести оцінку впливу окремих факторів на коефіцієнт передачі з вузла 1 у вузол 4 для накладного диференціального трансформаторного перетворювача. Результати вимірювання основних та паразитних параметрів накладного ВСП та оцінка їх асиметрії наведені в табл.2.1.

Таблиця 2.1 – Результати вимірювання параметрів накладного ВСП прилада СІГМА-5Т

| Параметри накладного диференційного ВСП | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------|-------|--------|--------------|--------------|----------|-------|--------|-------|--------|--------------|--------------|-------|--------|------------|
| C_1 | C_1' | C_2 | C_2' | ΔC_1 | ΔC_2 | C_{II} | L_1 | L_1' | L_2 | L_2' | ΔL_1 | ΔL_2 | M_1 | M_1' | ΔM |
| пФ | | | | | | мГн | | | | | | | | | |
| 95 | 97 | 70 | 71 | 2 | 1 | 9 | 2.1 | 2.08 | 0.38 | 0.42 | 0.02 | 0.04 | 0.06 | 0.05 | 0.01 |

Результати оцінки впливу окремих факторів на модуль коефіцієнта передачі

наведено на рис.2.8, з якого видно, що найбільший вплив має асиметрія індуктивностей (лінія 1). Із зростанням частоти цей вплив збільшується. Дещо менше впливає прохідна ємність (лінія 2) і асиметрія взаємних індуктивностей ΔM (лінія 3). Найменше впливає 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.

Результати проведеної роботи дозволяють розробити вимоги, які потрібно враховувати при проектуванні і виготовленні диференціальних трансформаторних ВСП для вихрострумівих приладів:

- 1) по можливості однаково вкладати витки обмоток ВСП;
- 2) передбачити можливість регулювання кількості витків окремих обмоток;

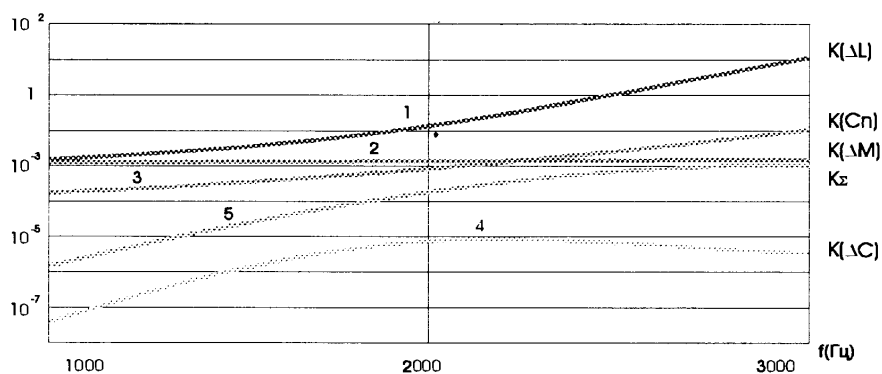


Рис.2.8. Результати оцінки впливу окремих факторів на модуль коефіцієнта передачі ВСП

- 3) забезпечити в конструкції ВСП можливість якнайбільшої симетрії взаємних індуктивностей.

Наведені результати можуть бути використані при проектуванні та виготовленні диференціальних трансформаторних вихрострумівих перетворювачів для приладів, що застосовуються у різних галузях промисловості.

Таким чином, в результаті проведених робіт і теоретичних досліджень розроблено вихрострумівий прилад для вимірювання межі текучості обладнання і практичні рекомендації щодо розробки первинного перетворювача, який би забезпечував проведення достовірного контролю.

2.2. Удосконалення технічних засобів контролю межі міцності, твердості та відсоткового вмісту вуглецю сталей нафтогазового сортаменту

Як було показано у попередньому розділі, коерцитиметри широко використовуються для контролю поверхневого термообробленого шару, ФМХ і т.п. Одним із найбільш розповсюджених та простих у користуванні коерцитиметрів є прилад КИФМ -1 [66,67]. Тому, як вимірювальний прилад при магнітному контролі межі міцності σ_B та відсоткового вмісту вуглецю $C\%$ було вирішено використати коерцитиметр типу КИФМ-1 в комплекті з первинним перетворювачем (рис.2.9).

Оскільки конструктивне виконання типових первинних перетворювачів дозволяє проводити контроль тільки плоскопаралельних виробів, була проведена їх адаптація під конкретні умови контролю нафтогазового обладнання. Для виготовлення полюсних наконечників 1 (рис.2.10 а,б) перетворювача використовували магнітом'яку сталь типу Армко. При цьому, щоб компенсувати зміну струму розмагнічування і усунути вплив геометричних розмірів таких полюсних наконечників на чутливість контролю коерцитивної сили, у схему прилада було введено блок корекції, що також дозволило не змінювати градуювання шкали.

Крім того, були проведені розрахунки з метою виявлення впливу геометричних розмірів на результати контролю, оскільки в процесі контролю значення розмагнічуючого струму I_p , що вимірюється коерцитиметром, залежить не тільки від коерцитивної сили H_c матеріалу обладнання, але й від його розмірів. Для труб нафтового сортаменту, що становлять значну частку обладнання, яке підлягає контролю такими розмірами є діаметр D і товщина стінки S .

Як було встановлено [71], при неруйнівному контролі листового прокату покази коерцитиметра не залежать від товщини S листа у випадку

$$S > \sqrt{Q_3}, \quad (2.9)$$

де Q_3 – площа поперечного перерізу полюса електромагніта.

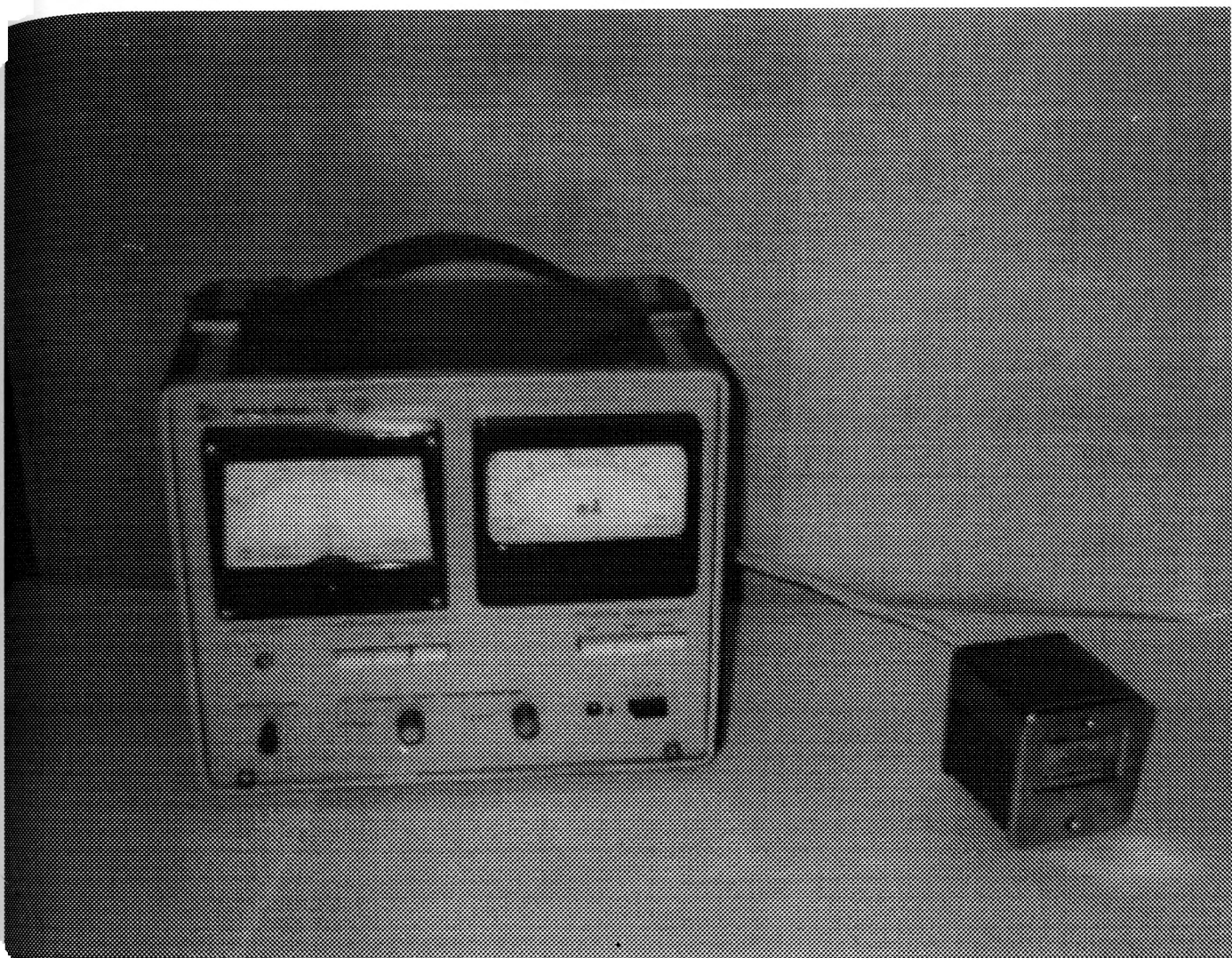


Рис.2.9. Загальний вигляд прилада КИФМ-1 з первинним перетворювачем

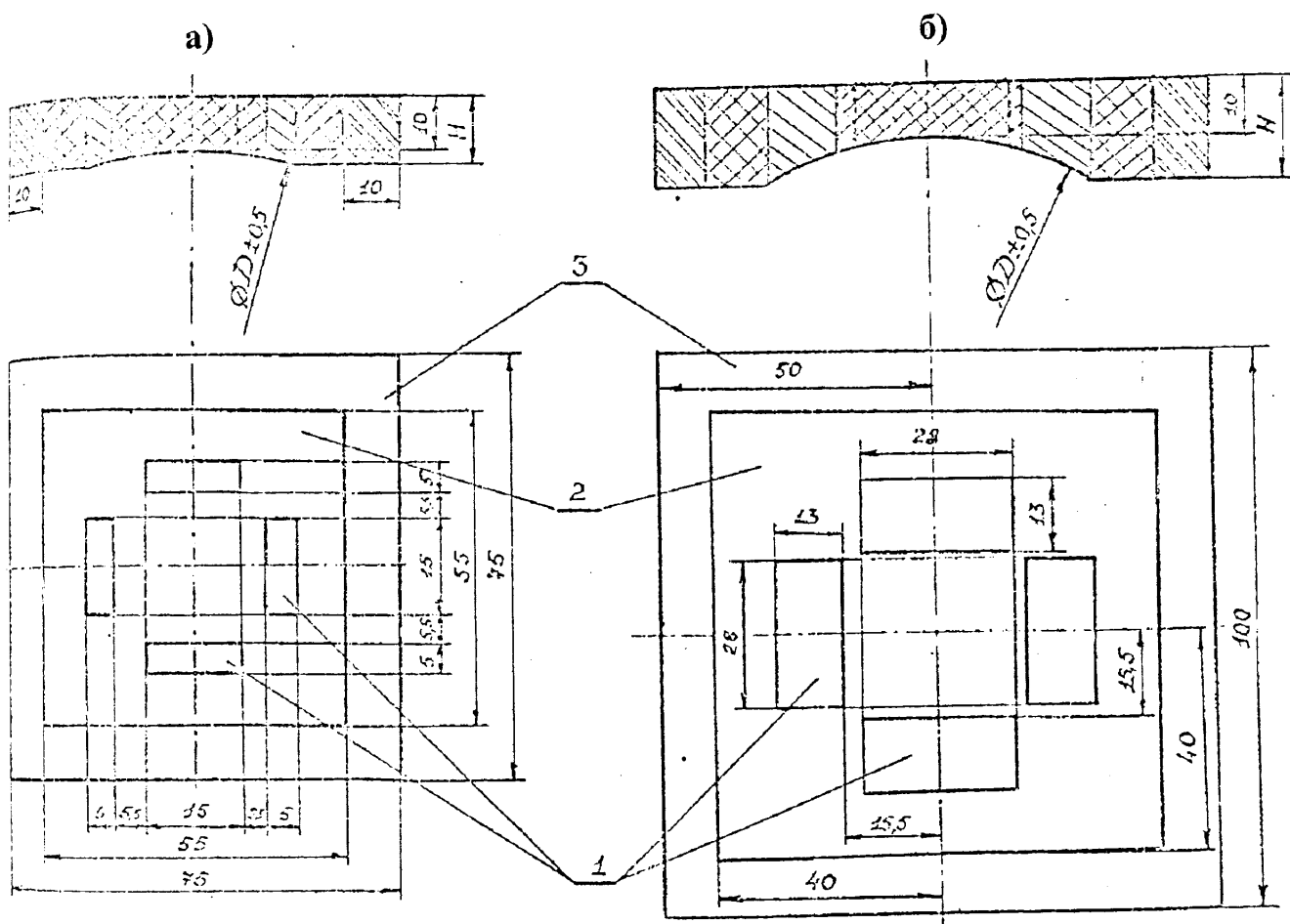


Рис.2.10. Первинний перетворювач прилада КИФМ-1:

а) тип 1;

б) тип 2

На основі [72,73] відносно контролю труб можна припустити наступне: величина I_p не буде залежати від діаметра і товщини стінки труби, якщо $D > 2a + b + t$ (рис.2.11) і $S > \sqrt{Q\epsilon}$.

Враховуючи конструктивні особливості первинного перетворювача ($a=5\text{мм}$, $b=15\text{мм}$ і $t=26\text{мм}$) отримаємо $D > 51\text{мм}$, $S > 8.66\text{мм}$. Це означає, що під час проведення магнітного контролю нафтогазового обладнання діаметром більше 51мм і товщиною стінки більше 8.66мм з використанням вищевказаного перетворювача вплив геометричних розмірів на результати вимірювання відсутній.

Коротка технічна характеристика коерцитиметра КИФМ-1 наведена нижче.

1. Діапазон вимірювання коерцитивної сили, А/см – 1.5...44.
2. Основна похибка вимірювання коерцитивної сили, %:
 - в діапазоні 1.5...44 А/см, не більше – 5;
 - в діапазоні 10...44 А/см, не більше – 6.
3. Додаткова похибка вимірювання коерцитивної сили на контрольних зразках від зміни температури оточуючого середовища на кожні 10°С, не більше – 0.5 від осн. похибки.

Для вимірювання твердості обладнання в умовах нафтогазових промислів та баз виробничого обслуговування було вирішено зупинити свій вибір на вдосконаленій версії портативного динамічного твердоміра ТДМ-1[74], що випускається фірмою "Ультракон-сервіс". Вдосконалення прилада полягає у виготовленні спеціальних протекторів на різні типорозміри нафтопромислових труб з умовними діаметрами D_y (рис.2.12), що дозволяє проводити вимірювання твердості виробів у важкодоступних зонах, на плоских і випуклих поверхнях (з радіусом кривизни не менше 15 мм) з врахуванням похибки вимірювання, зумовленої відхиленням вісі первинного перетворювача від нормалі до контрольованої поверхні.

Коротка технічна характеристика твердоміра ТДМ-1 наведена нижче.

1. Кількість шкал вимірювання твердості – 8:
 - 1) основних – 3 (HRC, HB, HV);

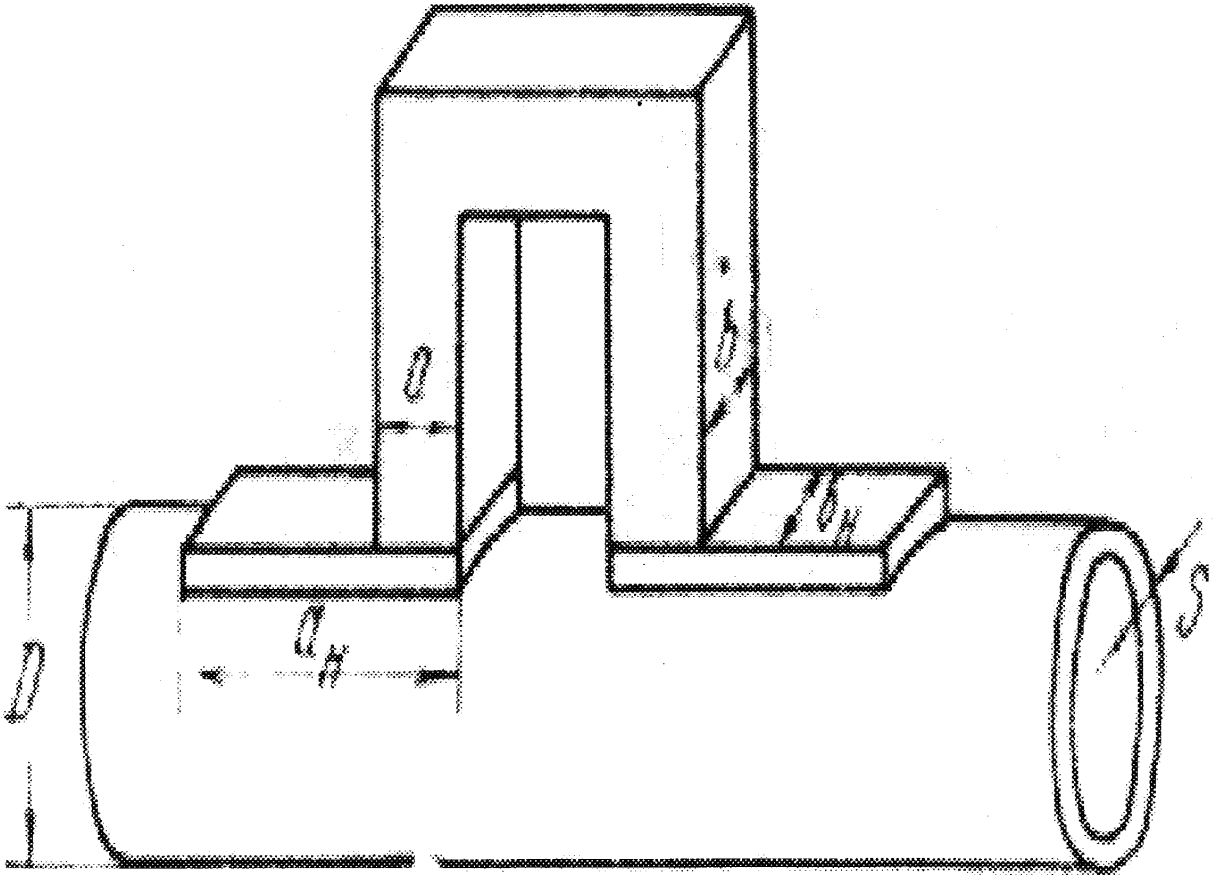


Рис.2.11. Розміщення електромагніта коерцитиметра на циліндричному виробі

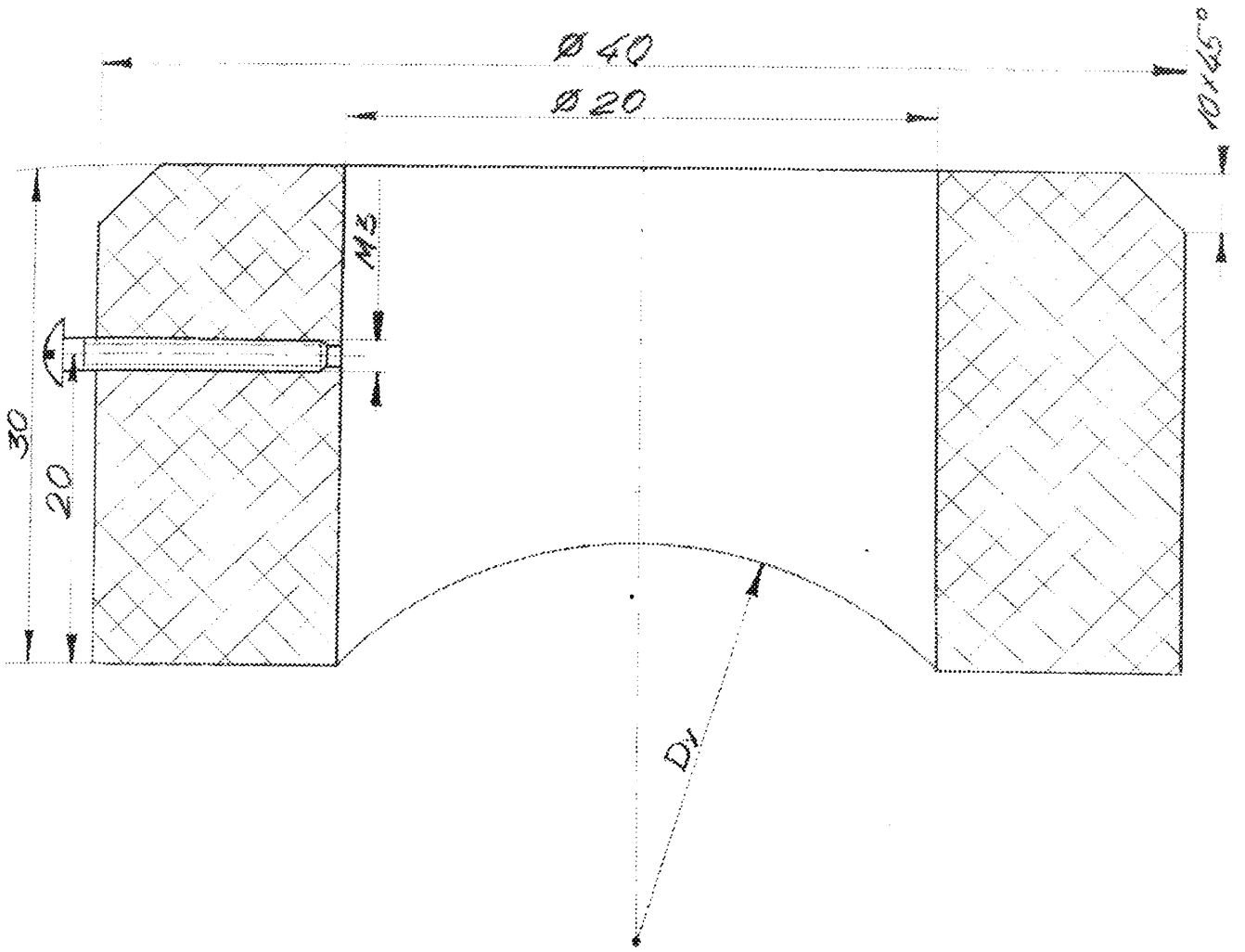


Рис.2.12. Протектор первинного перетворювача прилада ТДМ-1

2) додаткових – 5 (SP1...SP5).

2. Діапазони вимірювання твердості на основних шкалах:

HRC (Роквела)20...70;

HB (Брінеля)90...550;

HV (Вікерса).....200...999.

3. Межі допустимого значення основної абсолютної похибки прилада(при його повірці за зразковими мірами твердості 2-го розряду по ГОСТ 9031-78):

шкала HRC ± 2 HRC;

шкала HB ± 20 HB;

шкала HV ± 20 HV .

4. Час одного вимірювання, с 2.

5. Режими вимірювання твердості:

- одноразовий;
- багаторазовий(кількість вимірювань 2...99 з наступним автоматичним розрахунком середньоарифметичного значення).

Висновки

1. Розроблено вихрострумний прилад для визначення межі текучості нафтогазового обладнання.

2. В результаті проведених теоретичних досліджень по визначенню впливу асиметрії основних та паразитних параметрів на вихідний сигнал первинного ВСП, встановлено можливість врахування (виключення) даного явища на стадії конструювання ВСП.

3. Показано, що для контролю межі міцності та відсоткового вмісту вуглецю доцільно використати коерцитиметр КИФМ-1. Розроблено нові полюсні наконечники до первинних перетворювачів та блок корекції коерцитиметра, що дозволило проводити контроль з урахуванням конструктивних особливостей нафтогазового обладнання.

4. Встановлено, що при магнітному контролі межі міцності та відсоткового вмісту вуглецю вплив геометричних розмірів нафтопромислових труб на результати

контролю відсутній при їх діаметрі більше 51 мм і товщині стінки більше 8.66 мм, що дозволяє використовувати стандартні первинні перетворювачі з комплекта КИФМ-1 для контролю більшості типорозмірів обладнання.

5. Показано, що для вимірювання твердості матеріалу обладнання в умовах нафтогазових промислів та баз виробничого обслуговування необхідно використати вдосконалену версію динамічного твердоміра ТДМ-1, яка дозволяє здійснювати контроль навіть і при відхиленні положення первинного перетворювача від нормалі до поверхні контрольованих деталей.

3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ МІЖ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ НАФТОГАЗОВИХ СТАЛЕЙ ТА ІНФОРМАТИВНИМИ ПАРАМЕТРАМИ НЕРУЙНІВНИХ МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ

Експериментальні дослідження проводилися з метою встановлення залежностей між вибраними ФМХ (σ_T і σ_B) і відсотковим вмістом вуглецю нафтогазового обладнання та інформативними параметрами неруйнівних методів контролю, які будуть взяті за основу при розробці методик контролю ФМХ.

У відповідності до поставлених завдань необхідно було провести експериментальні дослідження електромагнітних властивостей зразків обладнання з різними ФМХ, виготовлених з різних сталей і які пройшли певну термообробку. Також вирішувалася задача встановлення залежності зміни ФМХ від часу експлуатації обладнання, для чого необхідно було обробити набраний статистичний матеріал в процесі тривалої (до 15 років) експлуатації.

3.1. Методика проведення експериментальних досліджень

Для забезпечення достовірності результатів експериментальні дослідження проводились на натурних зразках обладнання (на прикладі ТНС умовними діаметрами 60...168 мм та елементів бурових веж), виготовлених із сталей марок 10, 20, 35, 45, 40Х та 40ХН. Зразки виготовлялись з сталевих бурильних труб та ніг бурових веж відповідно до вимог нормативних документів [75,76]. Для одержання достовірних результатів дослідження проводились з об'ємом вибірки $n \geq 30$. Зразки, що містили дефекти типу тріщин, волосовин, закатів і т.п. до подальших експериментів не допускались.

На першому етапі досліджень частину натурних зразків (по 3 зразки кожної групи міцності) було піддано руйнівним випробуванням за стандартною методикою (по ГОСТ 7855-84) на розривній машині в ІФДТУНГ та проведений їх хімічний

аналіз в ЦЗЛ Івано-Франківського арматурного заводу відповідно до вимог ДСТУ [77]. Були визначені дійсні значення межі текучості, межі міцності та відсоткового вмісту вуглецю сталей.

На кожний зразок були представлені необхідні дані, які містили наступну інформацію:

- номер зразка;
- дані про ФМХ згідно результатів руйнівних випробувань;
- марку сталі(згідно НТД), з якої виготовлене обладнання;
- дані про вміст вуглецю для зразків, що пройшли хімічний аналіз.

Експериментальні дослідження проводилися при температурі оточуючого повітря $(20 \pm 2)^\circ\text{C}$ і відносній вологості $(70 \pm 5)\%$.

Для дослідження електромагнітних властивостей і ФМХ обладнання були відібрані експериментальні зразки різних груп міцності з межею текучості $\sigma_T=340\dots1060$ МПа і межею міцності $\sigma_B=585\dots1205$ МПа. Експериментальні зразки труб відбирались з врахуванням створення представницької вибірки, яка з достатньою точністю і надійністю відображала б електромагнітні властивості і ФМХ великої кількості труб нафтового сортаменту, що випускаються вітчизняним нафтогазовим машинобудуванням. При цьому були відібрані зразки труб різних плавок з умовними діаметрами 60...168 мм і товщиною стінки 5...12 мм, виготовлених на Нікопольському південнотрубному та Нижньодніпровському трубопрокатному заводах.

Слід відзначити, що зразки труб умовного діаметру 60 мм були відібрані з насосно-компресорних труб, 73...140 мм з насосно-компресорних та бурильних труб, виготовлених із низько- та середньовуглецевих сталей марок 10, 20, 35 і 45, а зразки умовного діаметра 168 мм – з сталей обсадних труб, виготовлених із середньовуглецевих сталей марок 10, 20, 35 і 45 та легованих сталей марок 40Х і 40ХН. Відхилення хімічного складу відносно паспортних даних плавок відповідних труб не перевищує 5% і знаходиться на межі допуску марки сталі.

В процесі дослідження електромагнітних властивостей зразків визначались коерцитивна сила H_c і початкова магнітна проникність μ_n за методикою, викладеною в [4]. Питому електричну провідність γ визначали методом омметра і вольтметра за допомогою універсального вольтметра типу В7-21.

Експериментальні дані по встановленню залежності зміни ФМХ матеріалу бурових веж проводилася під час проведення щорічного планового контролю у 1992-1998 р.р. на бурових установках Стрийського УБР, Долинського УБР, Івано-Франківського УБР, Калуської НГРЕГБ, Самбірської НГРЕГБ. Було проконтрольовано більше 20 веж типу ВБ-53-320 1977-1992 р.р. випуску. В процесі контролю визначалась твердість по Брінелю, межа текучості та межа міцності з використанням серійних і розроблених технічних засобів (прилад для контролю межі текучості, коерцитиметр КИФМ-1 та твердомір ТДМ-1).

Усе обладнання, апаратура, прилади та вимірювальні інструменти, що використовувались під час досліджень, були атестовані в органах Держстандарту України. Результати експериментальних досліджень були оброблені методами математичної статистики і теорії імовірності [78, 79, 80, 119,120].

3.2. Встановлення залежності між межею текучості та інформативними параметрами вихрострумowego методу контролю

Слід відмітити, що при проведенні експериментальних досліджень по встановленню залежності між межею текучості та електромагнітними параметрами не розглядалися такі характеристики як максимальна і залишкова магнітна індукції B_m і B_r , коерцитивна сила H_c , напруженість при максимальній магнітній проникності H_μ , а також максимальна магнітна проникність μ_m , оскільки було показано [60,61], що між ними та σ_T існує доволі слабкий кореляційний зв'язок.

Тому, враховуючи вищесказане, всю увагу було зосереджено на встановленні залежності між межею текучості σ_T та параметрами вихрострумowego методу контролю – початковою магнітною проникністю μ_H і питомою електричною провідністю γ .

Перед проведенням експериментальних досліджень електромагнітних (початкова магнітна проникність μ_H і питома електрична провідність γ) та фізико-механічних (межа текучості σ_T) характеристик обладнання було встановлено діапазони їх зміни для труб нафтового сортаменту (насосно-компресорних, обсадних та бурильних) умовними діаметрами 60...168 мм. Інтервали зміни електромагнітних та фізико-механічних характеристик вищезгаданих типорозмірів труб і нафтогазового обладнання наведено в табл.3.1.

Слід відмітити, що, на відміну від дослідників [60,61], експерименти проводилися на зразках нафтопромислових труб умовними діаметрами 60...168 мм, виготовлених із сталей марок 10, 20, 35, 45, 40X та 40XH.

В процесі досліджень нами визначалися такі емпіричні характеристики [102,120] як:

- середнє значення вибірки (елементів масиву експериментальних даних розмірності $m \times n$)

$$\bar{x} = \frac{1}{m \times n} \sum_{i=0}^{m-1} \sum_{j=0}^{n-1} A_{i,j}, \quad (3.1)$$

де $A_{i,j}$ -поточне значення вимірюваної величини;

Таблиця 3.1 – Діапазони зміни електромагнітних та фізико-механічних характеристик нафтогазового обладнання і нафтопромислових труб умовними діаметрами 60...168 мм

| Електромагнітні та фізико-механічні характеристики | Позначення | Одиниці вимірювання | Інтервал зміни вимірюваних величин для обладнання та ТНС умовними діаметрами 60...168 груп міцності Д, К, Е, Л, М, Р, Т |
|--|------------|---------------------|---|
| Межа текучості | σ_T | МПа | 340...1060 |
| Питома електрична провідність | γ | МСм/м | 2.1...7.2 |
| Початкова магнітна проникність | μ_H | відн. од. | 26...289 |

- дисперсія (розсіювання вимірюваної величини)

$$D_x = \frac{1}{m \times n} \sum_{i=0}^{m-1} \sum_{j=0}^{n-1} |A_{i,j} - \bar{x}|^2; \quad (3.2)$$

- середнє квадратичне відхилення елементів масиву А (вибірки експериментальних даних)

$$S_x = \sqrt{D_x}; \quad (3.3)$$

- коефіцієнт кореляції двох вибірок експериментальних даних (масивів А і В розмірністю $m \times n$ (обчислювався за допомогою стандартної процедури програми Mathcad 6.0 PLUS)

$$R_{x,y} = \text{corr}(A, B). \quad (3.4)$$

Результати розрахунків для початкової магнітної проникності μ_H і питомої електричної провідності γ (об'єми виборок складають 61 значення) наведені в

табл.3.2, а графічні залежності (експериментальні точки та лінії регресії) – відповідно на рис.3.1, 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків емпіричних характеристик та рівнянь регресії для межі текучості σ_T та електромагнітних характеристик μ_H і γ

| Характеристика | Позначення | Фізико-механічні та електромагнітні характеристики | | |
|---------------------------------------|----------------------------|--|---------------------------------------|---|
| | | σ_T | μ_H | γ |
| | | МПа | Відн.од. | МСм/м |
| Середнє значення вимірюваної величини | \bar{x} | 723.7 | 151.1 | 4.64 |
| Дисперсія | D_x | $4.464 \cdot 10^4$ | $5.525 \cdot 10^3$ | 2.19 |
| Середнє квадратичне відхилення | S_x | 211.36 | 74.329 | 1.48 |
| Коефіцієнт кореляції | $R_{x,y}$ | – | -0.93 | -0.96 |
| Рівняння регресії | $\sigma_T = a \cdot x + b$ | – | $\sigma_T = -2.64 \cdot \mu_H + 1123$ | $\sigma_T = -137.119 \cdot \gamma + 1359$ |

Результати проведених досліджень дозволяють зробити висновок, що між межею текучості σ_T та електромагнітними характеристиками μ_H і γ існує достатньо тісний кореляційний зв'язок, близький до функціонального, що й було покладено в основу роботи прилада СІГМА-5Т.

Крім того, розробка прилада для визначення межі текучості СІГМА-5Т

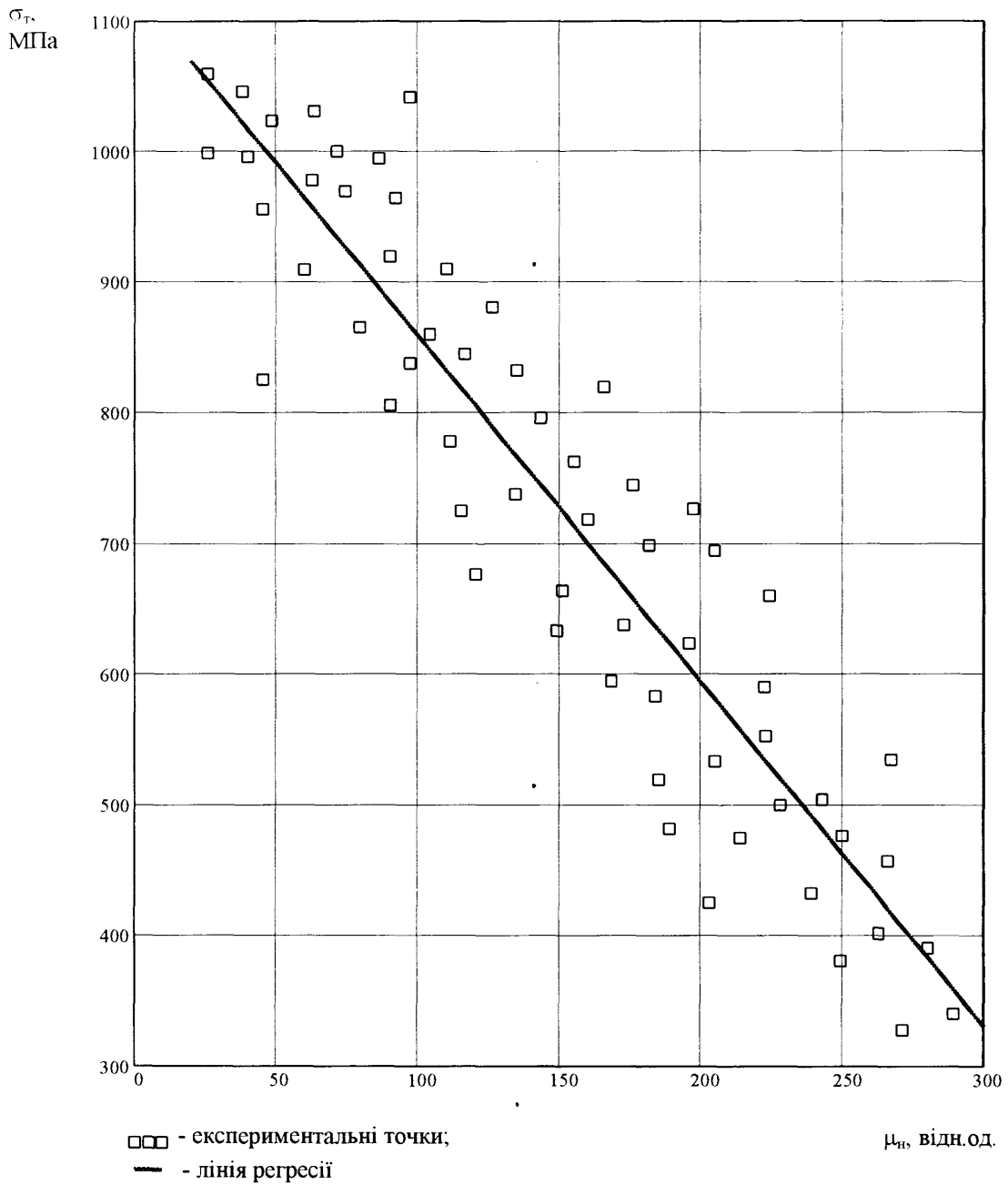


Рис.3.1. Кореляційна залежність між межею текучості σ_T сталевих ТНС умовними діаметрами 60...168 мм та початковою магнітною проникністю μ_H

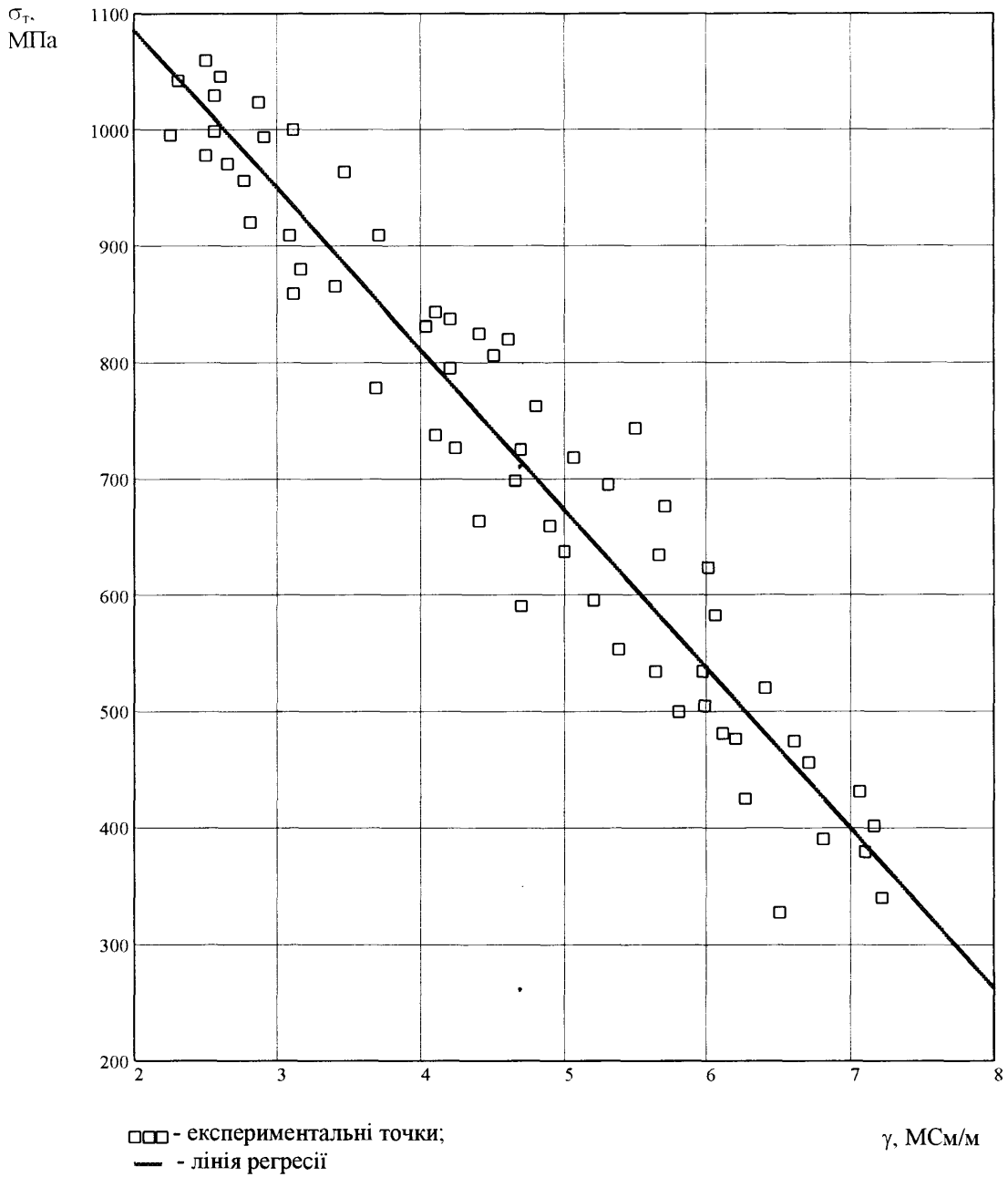


Рис.3.2. Кореляційна залежність між межею текучості σ_T сталевих ТНС умовними діаметрами 60...168 мм та питомою електричною провідністю γ

вимагає також вирішення наступних питань:

- визначення оптимального моменту відбору інформації з вихідного сигналу ВСП;
- усунення впливу негативних неінформативних факторів (поверхневого феромагнітного шару труб) на вихідний сигнал перетворювача;
- визначення частоти власних затухаючих коливань ВСП, при якій чутливість контролю межі текучості максимальна, а вплив негативних неінформативних факторів на вихідний сигнал перетворювача – мінімальний.

Експериментальні дослідження, проведені нами при розробці прилада СІГМА-5Т [63], а також результати, отримані раніше іншими дослідниками [60,61] показують, що оптимальним моментом відбору інформації при контролі межі текучості ТНС є рівень другої півхвилі першої хвилі власних затухаючих коливань вихідної напруги перетворювача. Тому, враховуючи те, що це питання досить детально досліджено [60,61], подальші експерименти в даному напрямку не проводилися.

Для підвищення достовірності контролю ФМХ нафтопромислових труб було досліджено можливість усунення впливу дестабілізуючих факторів на інформативний параметр.

Як було сказано раніше, одним із основних таких факторів є поверхневий феромагнітний шар труби товщиною менше десятої долі міліметра., електромагнітні властивості якого залежать від технології виготовлення труб. При цьому утворюються два шари, які дещо відрізняються за своєю природою:

- поверхневий шар типу окалини з початковою магнітною проникністю до 10 відн. од. і питомою електричною провідністю до 1 МСм/м, що виникає на поверхні труб при гарячій прокатці;
- обезвуглеводнений шар з великою магнітною проникністю і електричною провідністю [86], параметри якого залежать від технології термообробки.

Оскільки вплив цих шарів на інформативний параметр різний, то застосувати схемні методи усунення впливу цих факторів на вихідний сигнал ВСП неможливо.

Метою проведеної роботи було визначення частоти власних затухаючих коливань ВСП, при якій створене ним електромагнітне поле проникає на достатню для проведення контролю глибину труб, а чутливість інформативного параметру до поверхневого шару незначна. Для проведення експерименту були виготовлені дослідні зразки сталевих ТНС умовними діаметрами 60...168 мм груп міцності Д, К, Е, Л, М, Р, Т із знятим до 1.5 мм поверхневим шаром та при його наявності.

При цьому визначали відсоткову зміну амплітуди другої півхвилі вихідної напруги перетворювача на зразках з поверхневим шаром та без нього при зміні частоти власних затухаючих коливань ВСП.

Слід відмітити, що такі дослідження проводилися й раніше [60,61], але об'єктом досліджень були сталеві бурильні труби умовними діаметрами 114...140 мм груп міцності Д, К, Е, Л, виготовлені з сталей інших марок (марка Д, 32Г2С та ін.), а як первинний перетворювач використовували прохідний ВСП.

На рис. 3.3, 3.4 наведені результати експериментальних досліджень для нафтопромислових труб з різною межею текучості при зміні частоти власних затухаючих коливань напруги в широкому діапазоні. Отримані результати показують, що чутливість інформативного параметра до поверхневого шару слабо проявляється при частоті власних затухаючих коливань до 1500 Гц (див.рис.3.3). При цьому значення інформативного сигналу контролю межі текучості має максимальне значення (див.рис.3.4). З ростом частоти від 2 до 9 кГц, глибина проникнення вихрових струмів і величина інформативного параметру зменшуються, а чутливість вихідної напруги до поверхневого шару зростає. При частоті вище 6 кГц поверхневий шар вносить значну похибку в інформативний параметр, яка відображає, в основному, електромагнітні властивості шару.

Отже, оптимальною частотою власних затухаючих коливань є частота 1500 Гц, при якій чутливість інформативного сигналу до поверхневого шару незначна, що й покладено в основу усунення його негативного впливу.

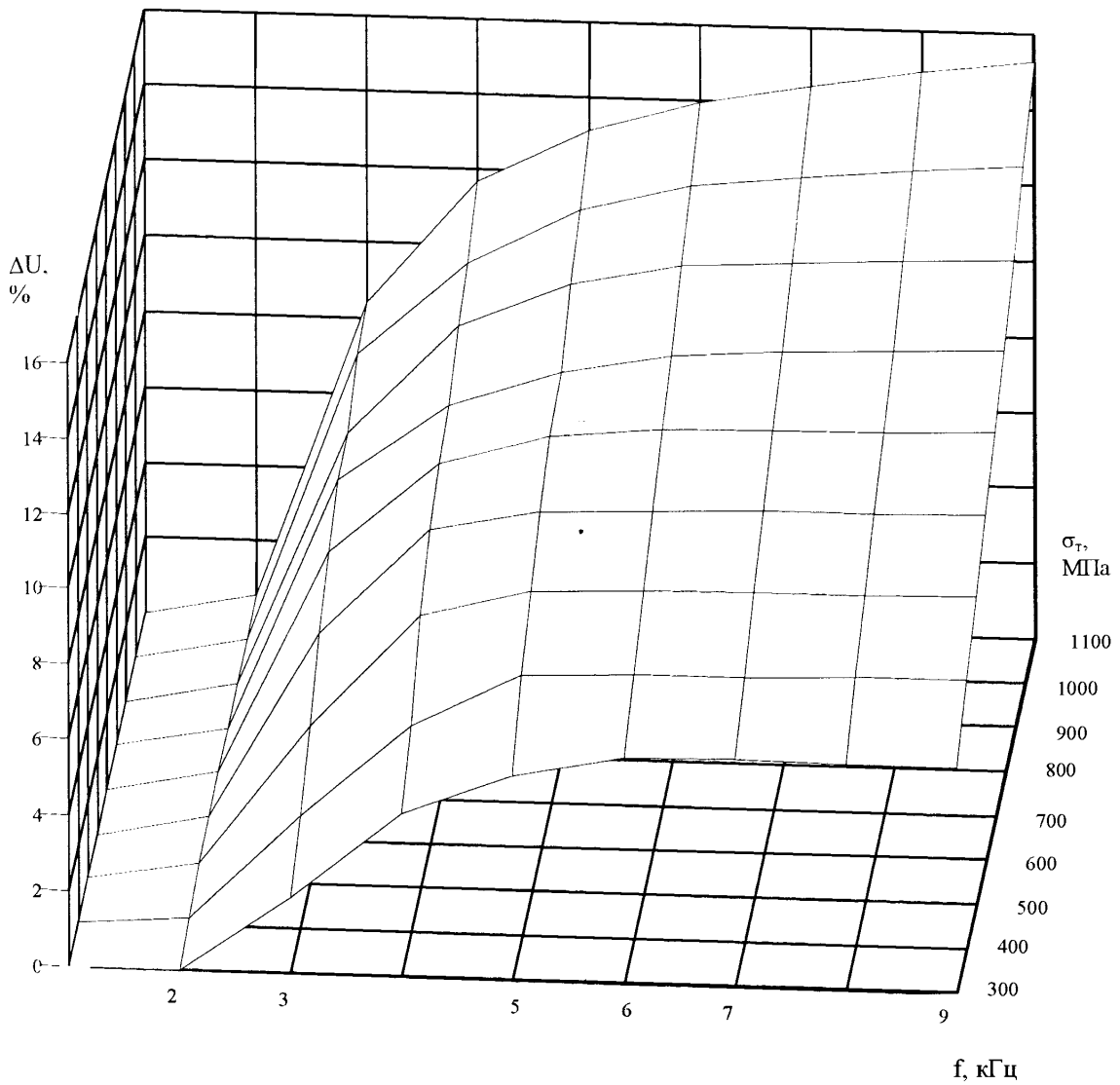


Рис.3.3. Залежність похибки інформативного параметру контролю межі текучості, зумовленої поверхневим феромагнітним шаром труб, від зміни частоти власних затухаючих коливань вихідної напруги ВСП

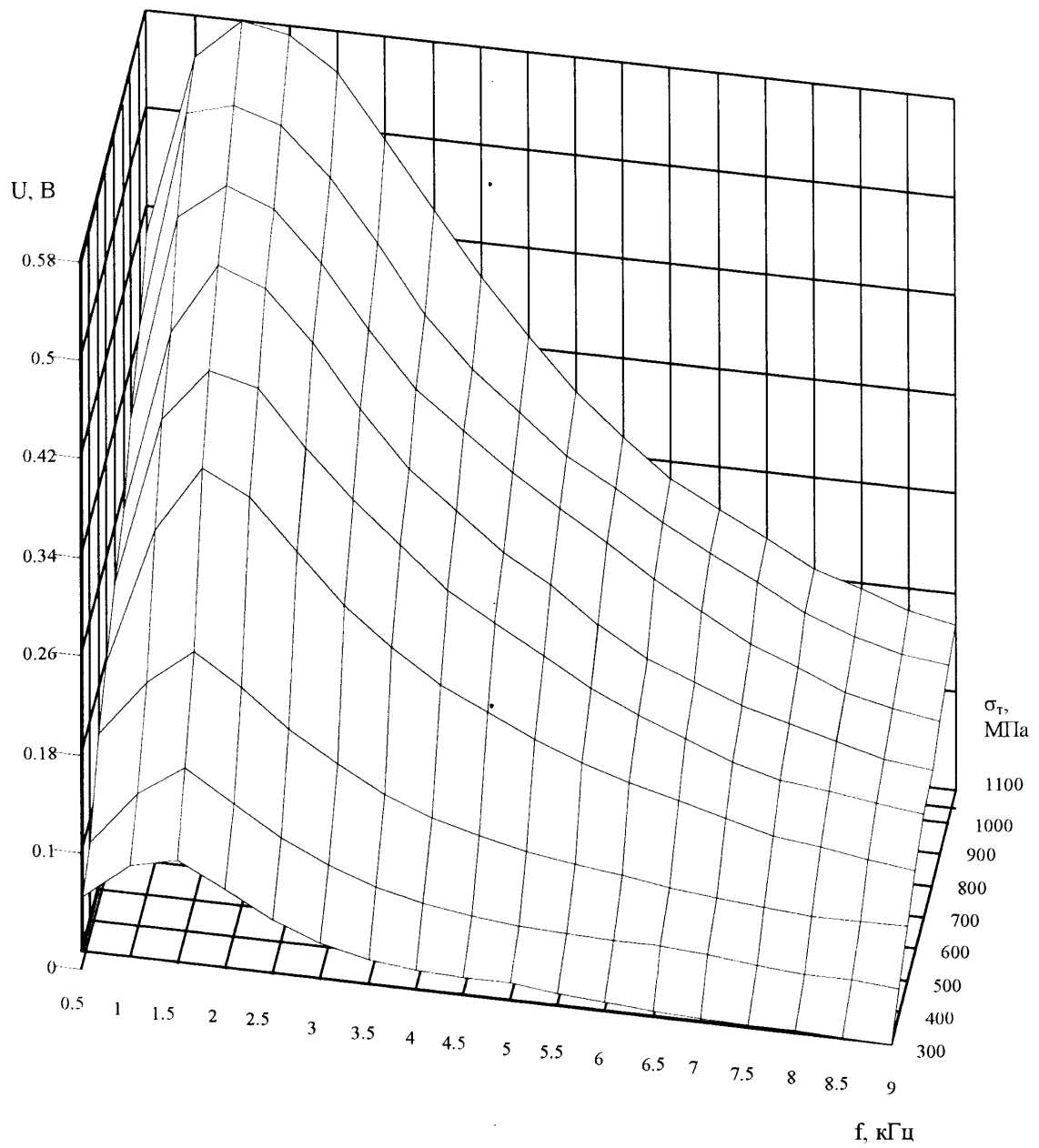


Рис.3.4. Залежність амплітуди другої півхвилі вихідного сигналу ВСП від зміни частоти власних затухаючих коливань його вихідної напруги

Таким чином, проведені експериментальні дослідження електромагнітних і фізико-механічних характеристик зразків обладнання, що дозволило вибрати інформативні параметри для контролю межі текучості. При цьому визначені основні кореляційні залежності $\mu_n=f(\sigma_T)$ і $\gamma=f(\sigma_T)$ і встановлено, що оптимальною частотою власних затухаючих коливань при якій чутливість інформативного сигналу до поверхневого шару незначна є частота 1500 Гц. Це враховано при проектуванні засобів неруйнівного контролю межі текучості нафтогазового обладнання.

3.3. Встановлення залежності між межею міцності та інформативними параметрами магнітного методу контролю

Контроль ФМХ сталених виробів базується на існуванні кореляційного зв'язку між магнітними і фізико-механічними характеристиками матеріалу цих виробів [87-89]. Питання контролю листового прокату із сталей 10, 20, 25, 35, 40, 45, 50, 60 є на сьогоднішній день достатньо опрацьованим [87-91], в той час, як особливості контролю виробів циліндричної форми (до яких і належать труби нафтового сортаменту) із сталей, що застосовуються для виробництва нафтогазового інструменту потребують проведення додаткових досліджень.

Для встановлення можливості визначення межі міцності сталених труб нафтового сортаменту на зразках труб умовного діаметру 60...168 мм із сталей 10, 20, 35, 45 були проведені експериментальні випробування з застосуванням ферозондового коерцитиметра КИФМ-1. Прилад КИФМ-1 вимірює одну з магнітних характеристик – коерцитивну силу H_c , а інформативним параметром у нього є струм розмагнічування I_p . При проведенні магнітного контролю за допомогою коерцитиметра КИФМ-1 величина I_p є більш зручною для користування, ніж коерцитивна сила H_c . Тому надалі, в якості інформативного параметра магнітного контролю будемо використовувати величину I_p .

Для подальшої обробки експериментальних даних методами математичної статистики, необхідно визначити об'єм вибірки, яка повинна відтворювати генеральну сукупність з достатнім наближенням [80]. Для нашого експерименту достатнім [80] можна вважати об'єм вибірки $n \geq 30$. В результаті проведення експериментальних досліджень на більш ніж 40 зразках труб діаметрами 60...168 мм були отримані чотири інформаційні масиви для сталей 10, 20, 35 і 45, які, для спрощення аналізу і зручності користування об'єднані в один.

Для того, щоб спростити технологію проведення експериментальних досліджень по встановленню можливості магнітного контролю межі текучості ТНС, об'єднаємо інформаційні масиви за близькими марками сталі і однакової технології

виробництва [92]. Це особливо доцільно для труб із вуглецевих сталей, коли статистичні дані по окремій сталі мають незначний розкид і являють собою практично одну точку.

З врахуванням вище сказаного, на рис.3.5 наведена експериментальна залежність $\sigma_b=f(I_p)$. Застосувавши до даного масиву точок регресійний аналіз, отримуємо лінію регресії 2 (рис.3.5). Результати аналізу наведені в табл.3.3.

Таблиця 3.3 - Результати регресійного аналізу експериментальних даних σ_b та I_p

| Характеристика | Позначення і розмірність | Результати регресійного аналізу |
|--------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| Середнє квадратичне відхилення | S_σ , МПа | 119.07 |
| | S_I , мА | 9.225 |
| Дисперсія | D_σ , МПа | 13860 |
| | D_I , мА | 83.175 |
| Коефіцієнт кореляції | R_{I_p, σ_b} | 0.979 |
| Рівняння регресії | $\sigma_b=12.637I_p+231.766$ | |

Результати регресійного аналізу показують, що для залежності $\sigma_b=f(I_p)$ існує хороший кореляційний зв'язок (коефіцієнт кореляції $R_{I_p, \sigma_b}=0.979$).

Таким чином, можна зробити висновок, що використання в якості магнітного параметру струму розмагнічування I_p коерцитиметра дозволяють з високою достовірністю визначати межу міцності сталей ТНС, виготовлених із сталей 10, 20, 35 і 45.

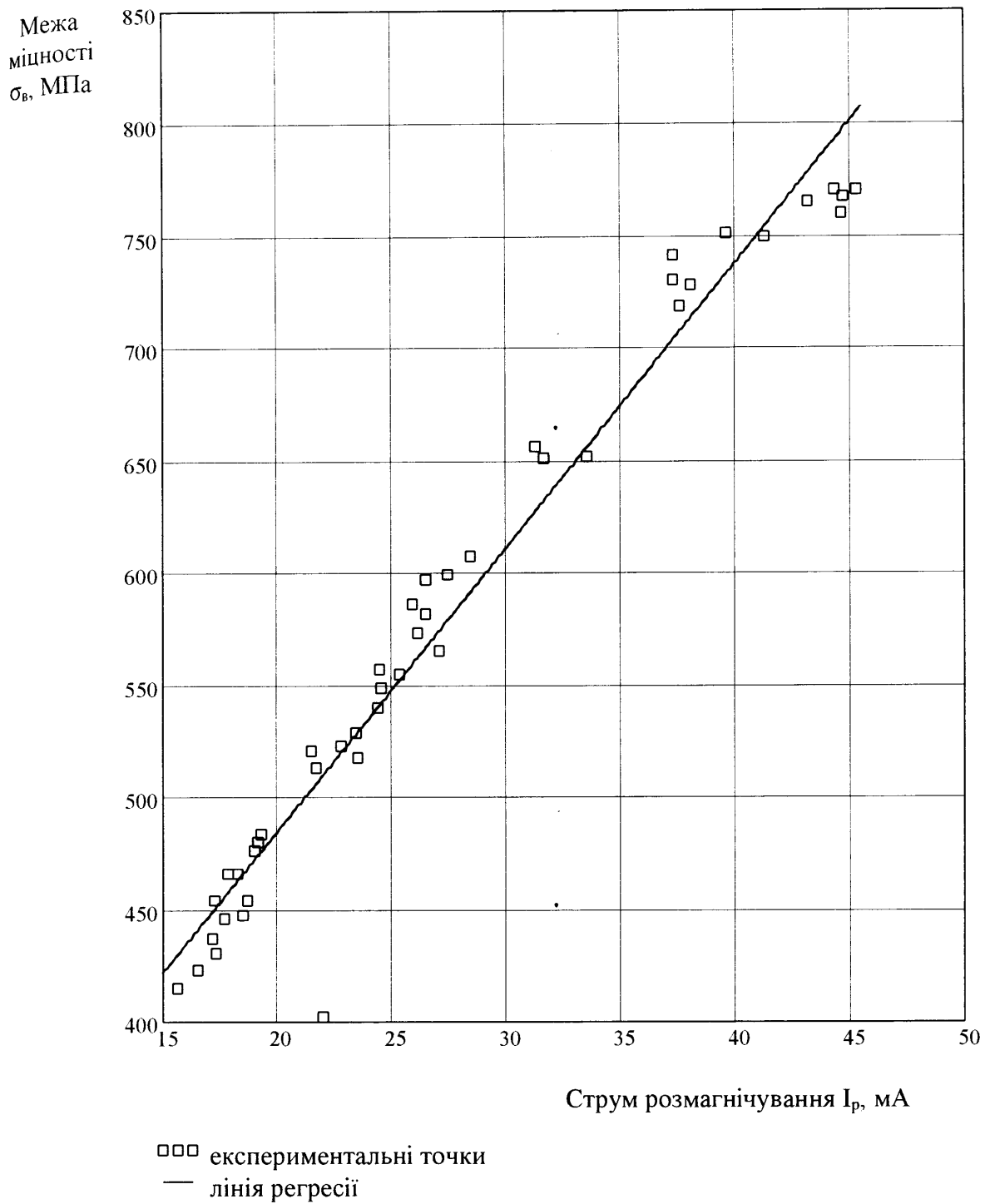


Рис.3.5. Кореляційний зв'язок між σ_b та I_p нафтопромислових труб діаметрами 60..168 мм із сталей 10, 20, 35, 45

3.4. Встановлення залежності між відсотковим вмістом вуглецю в сталях та інформативними параметрами магнітного методу контролю

Ідентифікувати марки сталей, з якого виготовлене обладнання, за допомогою лише ФМХ (σ_T , σ_B , ψ , δ) та твердості (за шкалою Брінеля НВ) практично дуже важко через низьку достовірність такої ідентифікації. В даному випадку додатковим уточнюючим параметром може виступати хімічний склад сталей. Як було показано у першому розділі, одним із основних хімічних елементів, що впливає на марку сталі та ФМХ є вуглець.

Останнім часом проводилися дослідження, які мали на меті незалежно вивчити ефекти впливу вмісту вуглецю (до 1.0%) і структурного стану на магнітні структурно-чутливі характеристики сталей [93-95]. В роботі [96] розглянуто вплив вмісту вуглецю (у діапазоні 0.06-1.7%) і легуючих елементів. В роботах [94-97] встановлена емпірична залежність коерцитивної сили від відсоткового вмісту вуглецю і марганцю в трубних сталях. Але, враховуючи складність визначення вмісту марганцю в умовах трубних баз і нафтогазових промислів більш доцільним здається встановлення залежності лише вмісту вуглецю від магнітного параметру контролю. Оскільки в магнітному структурному аналізі в якості параметру використовується, в основному, коерцитивна сила, то основні дослідження зроблені на базі цієї характеристики.

Німецьким дослідником Керстеном [99,100] отримана теоретична крива, що була співставлена з результатами вимірювань, проведених на вуглецевих сталях Костером [101], де вуглець грає роль включень. Було встановлено, що при вмісті вуглецю до 2% коерцитивна сила дійсно пропорційна об'єму включень в степені 2/3. На рис.3.6 показана залежність коерцитивної сили від вмісту вуглецю у відсотках. Теоретична крива, побудована у відповідності з теорією включень, добре співпадає з експериментальними даними, отриманими Костером [101].

Оскільки теоретична крива і експериментальні точки (рис.3.6) майже співпадають, а також враховуючи складність повномасштабного експерименту по

визначенню відсоткового вмісту вуглецю у сталях, що використовуються у нафтогазовій промисловості, проведемо експериментальні дослідження по підтвердженню залежності, отриманої Костером [101]. Для цього із сталей з різним вмістом вуглецю (сталь 10, 20, 35 і 45) було виготовлено десять зразків, які згодом пройшли хімічний аналіз у ЦЗЛ Івано-Франківського арматурного заводу.

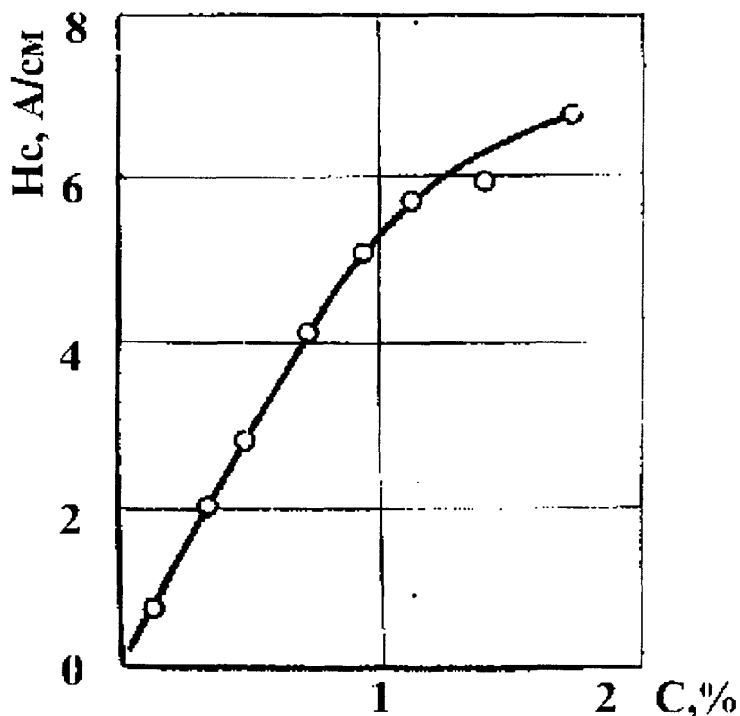


Рис.3.6. Залежність коерцитивної сили від відсоткового вмісту

вуглецю вуглецевих сталей:

— -теоретична крива [99,100];

ooo -експериментальні точки [101]

Для спрощення проведення контролю числові дані коерцитивної сили були переведені у величину струму розмагнічування I_p .

Експериментальні точки, отримані нами наведені на рис.3.7. Як видно з рисунку, вони досить точно відображають експериментальні дані Костера. Тому, не зважаючи на малий об'єм вибірки і враховуючи, що сталі, з яких виготовляють труби нафтового сортаменту (в основному сталі 10, 20, 35, 45) мають вміст вуглецю

менше 1% можна припустити, що дана залежність буде справедливою і в інших точках діапазону.

Дані оброблялись за допомогою підпрограми регресійного аналізу програми MathCad 6.0 Plus [102]. Експериментальна залежність та лінія регресії наведені на рис.3.8, а результати аналізу в табл. 3.4.

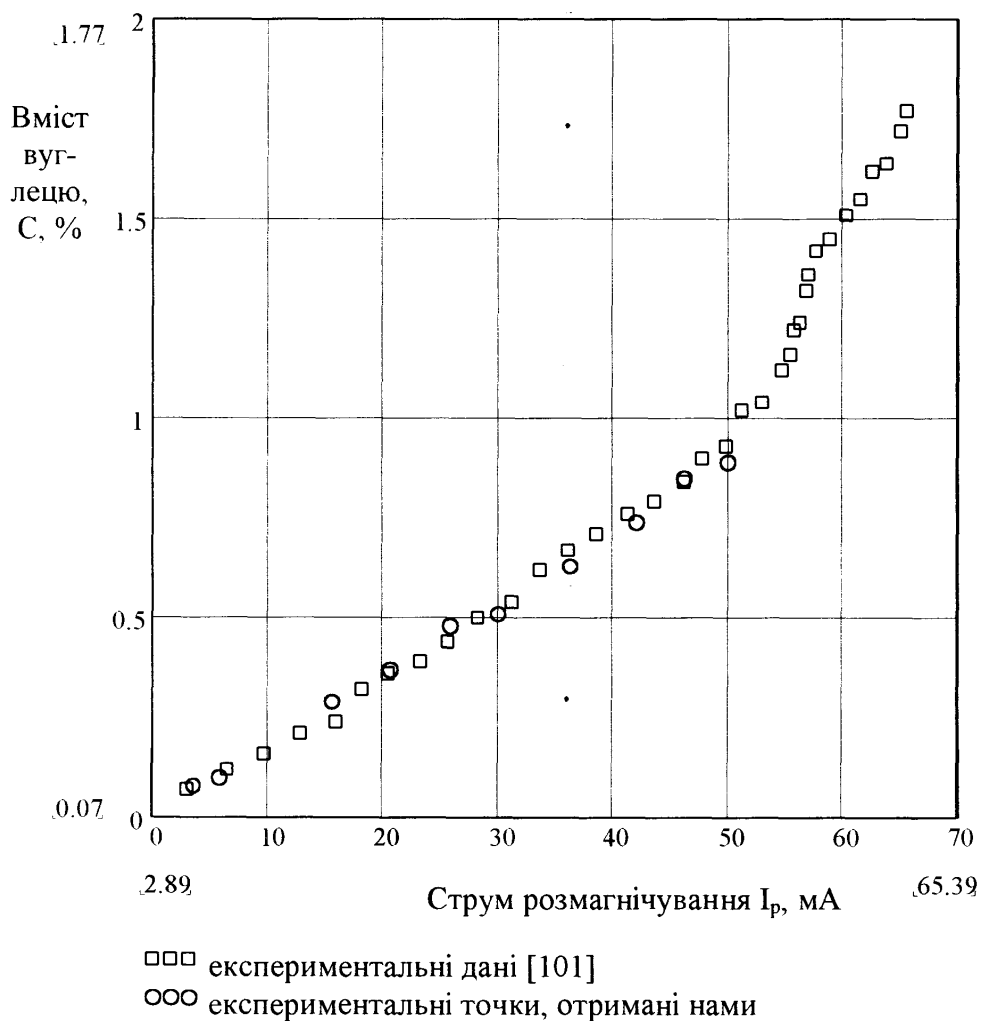


Рис.3.7. Залежність струму розмагнічування коерцитиметра від відсоткового вмісту вуглецю(діапазон 0-2%) у сталях

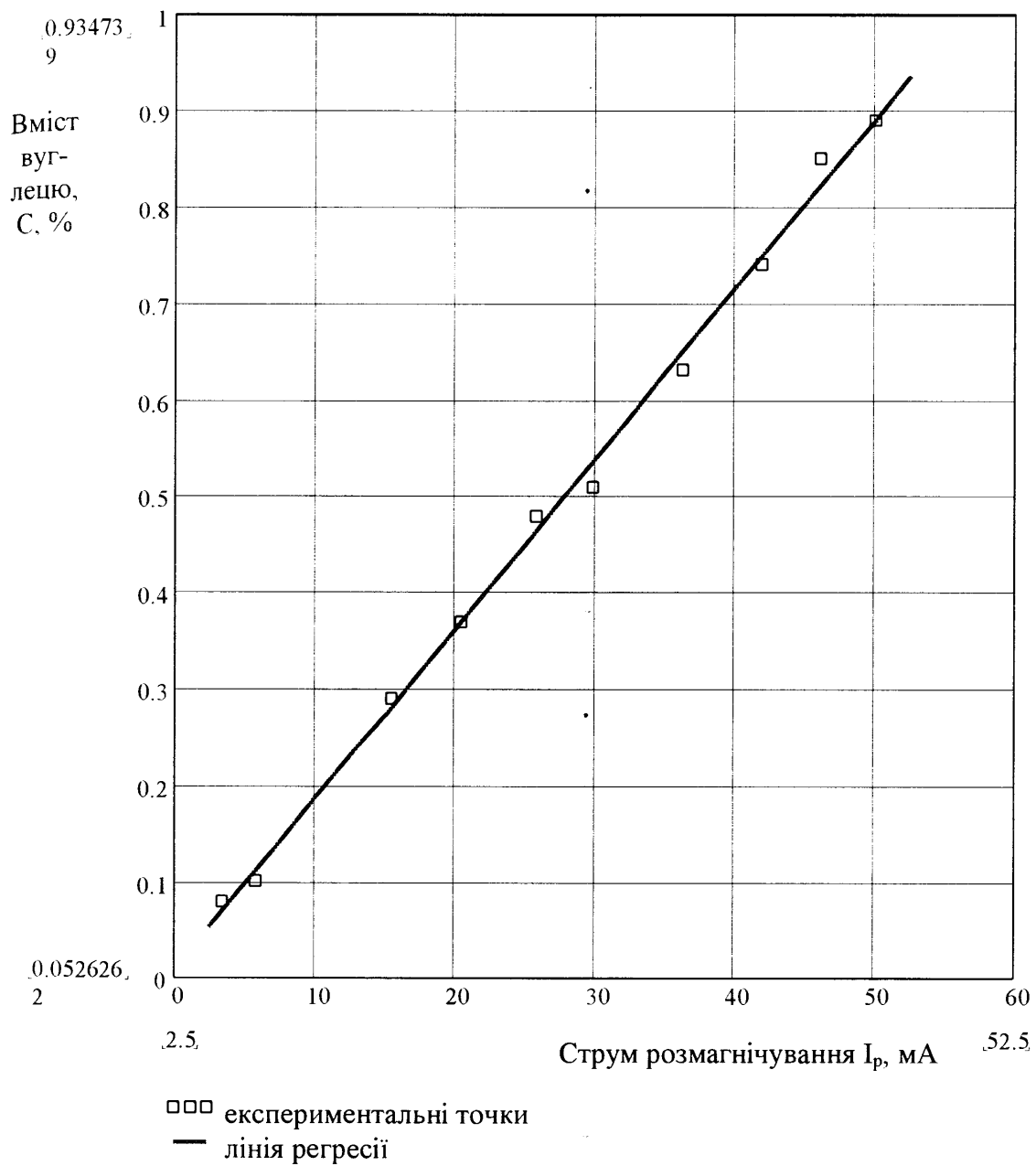


Рис.3.8. Залежність струму розмагнічування коерцитиметра від відсоткового вмісту вуглецю(діапазон 0-1%) у сталях

Таблиця 3.4 - Результати регресійного аналізу експериментальних даних $C\%$ та I_p

| Характеристика | Позначення і розмірність | Результати регресійного аналізу |
|--------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| Середнє квадратичне відхилення | $S_C, \%$ | 0.288 |
| | S_I, mA | 16.3 |
| Дисперсія | $D_C, \%$ | 0.075 |
| | D_I, mA | 239.12 |
| Коефіцієнт кореляції | $R_{I,C}$ | 0.998 |
| Рівняння регресії | $C\% = 0.018I_p + 0.008521$ | |

З рис.3.8 видно, що лінія регресії наближається до експериментальної кривої з достатньо високою точністю, що й підтверджується числовими даними з табл.3.4.

Отже, експериментальні дані залежності відсоткового вмісту вуглецю від струму розмагнічування коерцитиметра (точніше, коерцитивної сили), отримані нами для сталей 10, 20, 35, 45 з високою точністю відображають функціональний зв'язок ($R_{I,C} = 0.998$) і повторюють як теоретичну, так і експериментальну криві, отримані в [99,100,101]. Це дозволяє зробити висновок про можливість визначення вмісту вуглецю у сталях, з яких виготовлене нафтогазове обладнання, за допомогою вимірювання коерцитивної сили, хоча інформативним параметром є струм розмагнічування коерцитиметра.

В роботі не розглядалися способи розділення інформативного сигналу (струму розмагнічування) при контролі межі міцності та вмісту вуглецю при контролі виробів з вуглецевих сталей.. Це пов'язано з тим, що для виготовлення труб з вищими міцністними характеристиками, як правило, використовують сталі з вищим вмістом вуглецю. Тому, для більшості випадків, можна вважати, що зв'язок між σ_B та I_p і між $C\%$ та I_p є пропорційним.

3.5. Встановлення залежності зміни фізико-механічних характеристик від часу експлуатації нафтогазового обладнання та інструменту

Відомо, що надійність і безпечність експлуатації нафтогазового обладнання визначаються запасом міцності металу, з якого вони виготовлені, що задається з врахуванням навантажень і механічних властивостей металу. Однак, при розрахунках не враховуються часові фактори, що мають місце при тривалій експлуатації бурових веж та бурового обладнання, завдяки впливу яких не виключається зміна вихідних ФМХ металу обладнання на протязі його життєвого циклу. Про це можуть свідчити результати досліджень, наведені в роботах [103-107]. Встановлена закономірність, яка полягає в тому, що незалежно від системи легування і рівня міцності трубних сталей у часовій залежності механічних властивостей металу, з якого виготовлений нафтогазовий інструмент та обладнання, є два головних інтервали (рис.3.9).

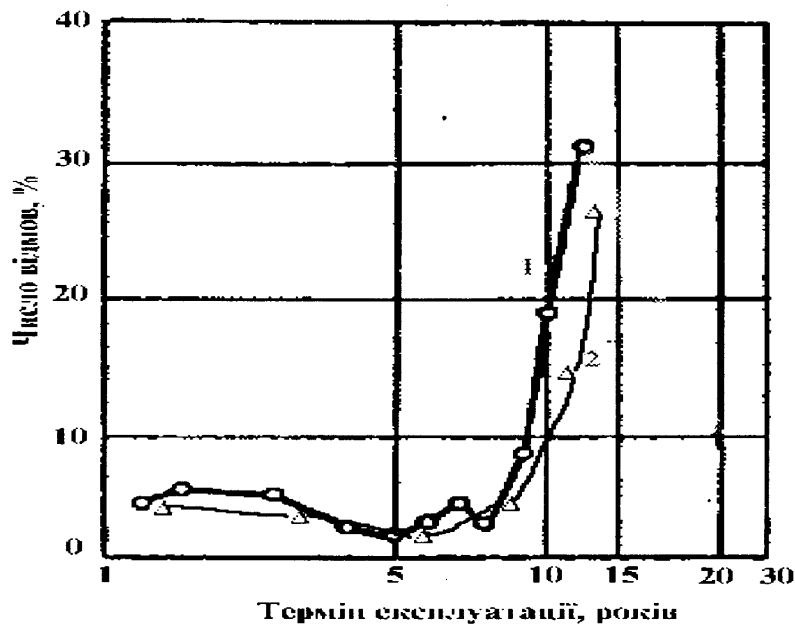


Рис. 3.9. Розподіл відмов в залежності від терміну експлуатації:

1-трубопровода [103];

2- нафтогазового обладнання

В першому інтервалі часу, до 5-10 років експлуатації, властивості металу труб практично не змінюються. В цьому інтервалі не спостерігається значної кількості відмов через зміну фізико-механічних характеристик, їх кількість мінімальна і зберігається на одному рівні.

В другому інтервалі часової залежності, яка перевищує 10-15 років, відбувається зниження пластичних і в'язкісних властивостей основного металу і зварних з'єднань. В цьому інтервалі часу відносне звуження основного металу знижується на 30%, металу зварних швів – на 25%.

Для дослідження впливу фактору часу на зміну фізико-механічних характеристик, структури і фрактографії руйнувань основного металу і зварних з'єднань труб були проведені їх спеціальні випробування [108] за сучасними фізичними методиками (визначення електричного опору, коерцитивної сили, внутрішнього тертя). Результати досліджень трубних сталей і зварних з'єднань, а також статистичні дані по руйнуванню трубних виробів однозначно свідчать про зміну початкових ФМХ в залежності від терміну експлуатації (рис.3.10).

В період з 1992 по 1998 р.р. нами були проведені аналогічні дослідження для елементів бурових веж. Було проконтрольовано більше 20 веж типу ВБ-53-320 1977-1992 р.р. випуску на бурових установках Стрийського УБР, Долинського УБР, Івано-Франківського УБР, Калуської НГРЕГБ, Самбірської НГРЕГБ. Результати досліджень (рис.3.10) підтверджують висновки вищезгаданих авторів, причому в часовому інтервалі 10-15 років і більше σ_T та σ_B знижуються відповідно на 6% і 8%.

У зв'язку з цим виникає необхідність визначення основних ФМХ (σ_T , σ_B , δ , ψ) обладнання в умовах його експлуатації з метою прогнозування залишкового ресурсу міцності нафтогазового обладнання при його експлуатації в понадамортизаційний термін.

Для того, щоб мати можливість прогнозувати зміну ФМХ металу обладнання потрібно встановити залежності зміни межі текучості σ_T , межі міцності σ_B , відносного видовження δ та відносного звуження ψ від часу експлуатації виду: $\sigma_T=f(\tau)$, $\sigma_B=f(\tau)$, $\delta=f(\tau)$, $\Psi=f(\tau)$, де τ - тривалість експлуатації, років.

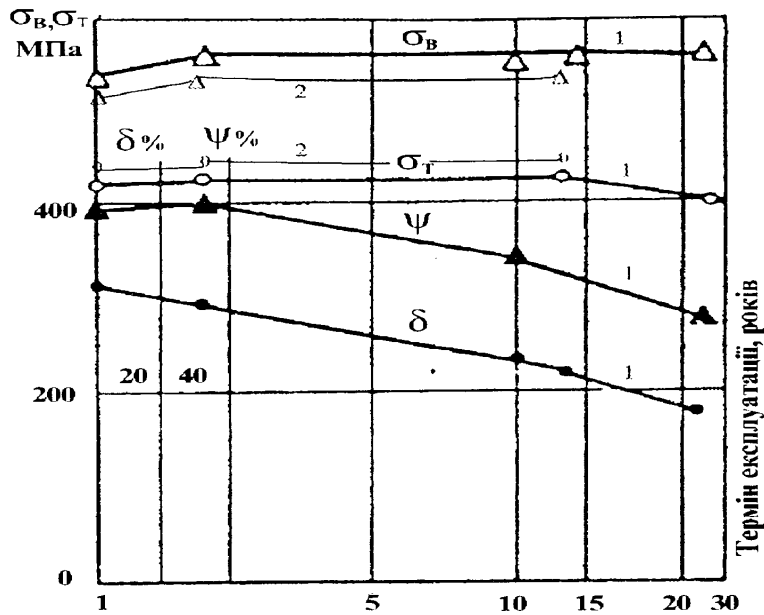


Рис. 3.10. Зміна механічних характеристик сталей в залежності від терміну експлуатації:

1-трубопроводів [108];

2-нафтогазового обладнання

Щоб отримати функції виду $\sigma_t=f(\tau)$, $\sigma_b=f(\tau)$, $\delta=f(\tau)$, $\Psi=f(\tau)$ потрібно апроксимувати графічні залежності, наведені на рис.3.10. Найбільш точно описати дані залежності за допомогою однієї функції можна, апроксимувавши графіки поліномом n -го порядку (на практиці недоцільно використовувати степінь полінома більше 4). Крім того, за допомогою програми MathCad 6.0 PLUS [102] можна апроксимувати будь-який графік з достатньо високою точністю.

Використовуючи функцію regress, можна використати єдиний поліном, щоб описати всі дані. Але, так як regress намагається описати всі точки даних, використовуючи один поліном, це не дасть необхідного результату, коли дані не зв'язані єдиною поліноміальною залежністю. Функція loess вирішує цю проблему, виконуючи локальне наближення. Замість створення одного полінома (як це робить regress), loess створює різні поліноми другого порядку в залежності від розміщення на кривій. Вона робить це, досліджуючи дані в малому околі точки. Аргумент span

керує розміром цього околу. Нижче наведені результати регресійного аналізу для залежності $\Psi = f(\tau)$.

```

n = rows ( τ )
i = 0 .. n - 1
n = 25
span = 0.24
xi = τi
z = loess ( τ , ψ , span )
f(x) = interp ( z , τ , ψ , x )
coeffs = submatrix ( z , 3 , length ( z ) - 1 , 0 , 0 )
coeffsT = 

|     |       |       |       |      |
|-----|-------|-------|-------|------|
| 233 | 234   | 235   | 236   | 237  |
| 0.1 | 0.255 | 9.691 | 9.119 | 0.24 |


```

$$R^2 = \frac{\sum (f(\tau) - \text{mean}(\psi))^2}{\sum (\psi - \text{mean}(\psi))^2} = 0.995$$

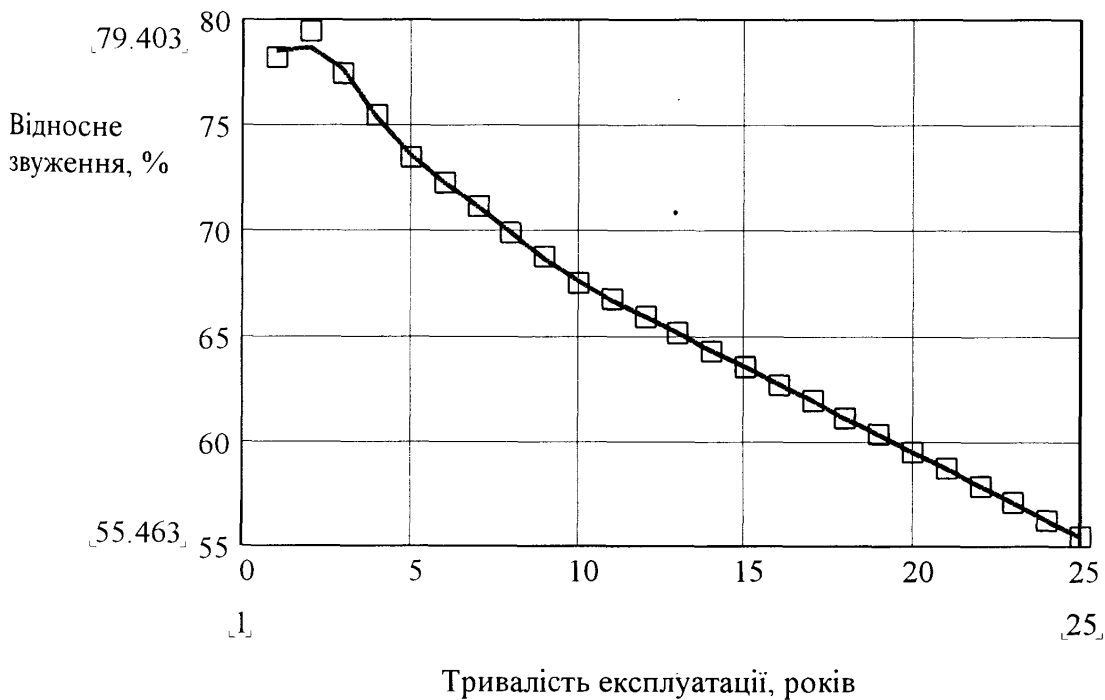


Рис 3.11. Регресійний аналіз графіка $\Psi=f(\tau)$ системою поліномів 2-го порядку

Як видно з графіка (рис.3.11) та наведених розрахунків, при достатньо точному співпаданні апроксимуючої кривої із досліджуваною (коефіцієнт кореляції $R=0.995$), отримуємо кількість поліноміальних коефіцієнтів, що дорівнює 237. Функція з такою кількістю коефіцієнтів є непридатною для практичних розрахунків.

Тому, прийнявши, що всі залежності $\sigma_T=f(\tau)$, $\sigma_B=f(\tau)$, $\delta=f(\tau)$, $\Psi=f(\tau)$ є кусково-лінійними (див. рис.3.10), проведемо апроксимацію на лінійних ділянках графіків за допомогою лінійної регресії (в результаті отримаємо кусково-лінійні функції, що описують залежності фізико-механічних характеристик від терміну експлуатації у різних часових проміжках).

Графіки механічних характеристик (рис.3.10) будемо досліджувати на слідуєчих часових проміжках:

- межа текучості σ_T – 1-2, 2-13, 13-25 років;
- межа міцності σ_B – 1-2, 2-14.5, 14.5-25 років;
- відносне видовження δ – 1-5, 5-13.5, 13.5-25 років;
- відносне звуження Ψ – 1-2, 2-10, 10-25 років.

Нижче наведені результати регресійного аналізу з використанням функцій лінійної регресії у вищевказаних інтервалах. Для даних значень (рис.3.10) початкових механічних характеристик отримали слідуєчі кусково-лінійні залежності:

- для межі текучості:

$$\begin{aligned}\sigma_T &= 5.07t + 413.433 / t=1 \dots 2 / \\ \sigma_T &= -1.866t + 449.627 / t=13 \dots 25 /\end{aligned}\quad (3.5)$$

- для межі міцності:

$$\begin{aligned}\sigma_B &= 20.896t + 514.03 / t=1 \dots 2 / \\ \sigma_B &= -0.429t + 562.037 / t=14.5 \dots 25 /\end{aligned}\quad (3.6)$$

- для відносного видовження:

$$\begin{aligned}\delta &= -1.306t + 32.5 / t=1 \dots 5 / \\ \delta &= -0.334t + 27.638 / t=5 \dots 13.5 / \\ \delta &= -0.48t + 29.617 / t=13.5 \dots 25 /\end{aligned}\quad (3.7)$$

- для відносного звуження:

$$\begin{aligned}\psi &= 1.194t + 72.015 / t = 1 \dots 2 / \\ \psi &= -1.485t + 82.373 / t = 2 \dots 10 / \\ \psi &= -0.804t + 75.562 / t = 10 \dots 25 /.\end{aligned}\tag{3.8}$$

Необхідно відмітити, що у формулах (3.5, 3.6) відсутні рівняння регресії для визначення межі текучості в період 2-13 років та межі міцності в період 2-14.5 років експлуатації. Це зумовлено тим, що дані механічні характеристики практично не змінюються на протязі цих періодів.

Таким чином, вирази (3.5-3.8) дозволяють наближено визначати ФМХ нафтогазового обладнання в процесі його тривалої експлуатації за наявності паспортів, у яких вказані ці характеристики на момент отримання з заводу-виготовлювача. Для більш точного визначення ФМХ рекомендується користуватися розробленими технічними засобами контролю.

Висновки

1. Проведені експериментальні дослідження електромагнітних і фізико-механічних характеристик зразків нафтогазового обладнання (на прикладі ТНС та елементів бурових веж), що дозволило вибрати інформативні параметри для контролю ФМХ та відсоткового вмісту вуглецю обладнання.

2. Встановлено, що інформативними параметрами електромагнітного контролю при визначенні межі текучості є початкова магнітна проникність μ_n і електрична провідність γ . Проведена статистична обробка експериментальних даних і визначені основні кореляційні залежності $\mu_n = f(\sigma_T)$ і $\gamma = f(\sigma_T)$. Це враховано при проектуванні засобів неруйнівного контролю межі текучості обладнання.

3. Встановлено, що найтісніший кореляційний зв'язок з межею міцності має коерцитивна сила, але з метою спрощення контролю вимірювання проводяться по струму розмагнічування коерцитиметра I_p . Отримано рівняння регресії $\sigma_B = f(I_p)$ для групи сталей 10, 20, 35 і 45, що дозволяє визначати межу міцності за визначеним у процесі контролю струмом розмагнічування коерцитиметра КИФМ-1.

4. Експериментально доведена можливість контролю відсоткового вмісту вуглецю сталей, які застосовуються у нафтогазовій промисловості, за вимірними значеннями коерцитивної сили, але з метою спрощення контролю вимірювання проводяться по струму розмагнічування коерцитиметра I_p . Визначено рівняння регресії $C\% = f(I_p)$ для вуглецевих (сталі 10, 20, 35 і 45) сталей, яке дозволяє визначати відсотковий вміст вуглецю (в діапазоні до 1%) за визначеним у процесі контролю струмом розмагнічування коерцитиметра КИФМ-1.

5. Експериментально встановлено характер зміни ФМХ нафтогазового обладнання в залежності від терміну його експлуатації. Отримані рівняння регресії зміни межі текучості σ_T , межі міцності σ_B , відносного видовження δ та відносного звуження ψ від часу експлуатації τ виду $\sigma_T = f(\tau)$, $\sigma_B = f(\tau)$, $\delta = f(\tau)$, $\psi = f(\tau)$, що дозволяє наближено визначати ФМХ нафтогазового обладнання в процесі його тривалої експлуатації за наявності паспортів, у яких вказані ці характеристики на момент отримання з заводу-виготовлювача.

4. РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ І МЕТОДИК КОНТРОЛЮ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ІНСТРУМЕНТУ

4.1. Виготовлення і випробування технічних засобів неруйнівного контролю фізико-механічних характеристик нафтогазового обладнання та інструменту

Виготовлення приладу СІГМА-5Т

На основі теоретичних та експериментальних досліджень розроблений прилад типу СІГМА-5Т (рис.4.1) з накладним первинним ВСП, призначений для локального контролю (в окремих точках) межі текучості сталевих ТНС груп міцності Д, К, Е, Л, М, Р, Т умовними діаметрами 60...168 мм.

Прилад СІГМА-5Т забезпечує контроль межі текучості нафтогазового обладнання на трубних базах виробничого обслуговування бурових підприємств, а також на бурових установках. Перевагою приладу є те, що контроль здійснюється без попередньої обробки тіла труби.

При розробці приладу геометричні розміри перетворювача і частота власних затухаючих коливань коливального контура, що складається з власної та вносимої індуктивності та взаємоіндуктивності перетворювача і паралельно включеної з ними ємністю, вибирались з умови забезпечення найбільшої чутливості до зміни межі текучості сталі при максимальній компенсації впливу зазору і поверхневого шару труби та з умови максимального наближення до лінійної залежності вихідної напруги вимірювальної обмотки від межі текучості.

Прилад СІГМА-5Т є переносним і складається з трьох окремих частин:

- вимірювального блока з цифровим індикатором;
- накладного первинного ВСП;
- блока живлення.

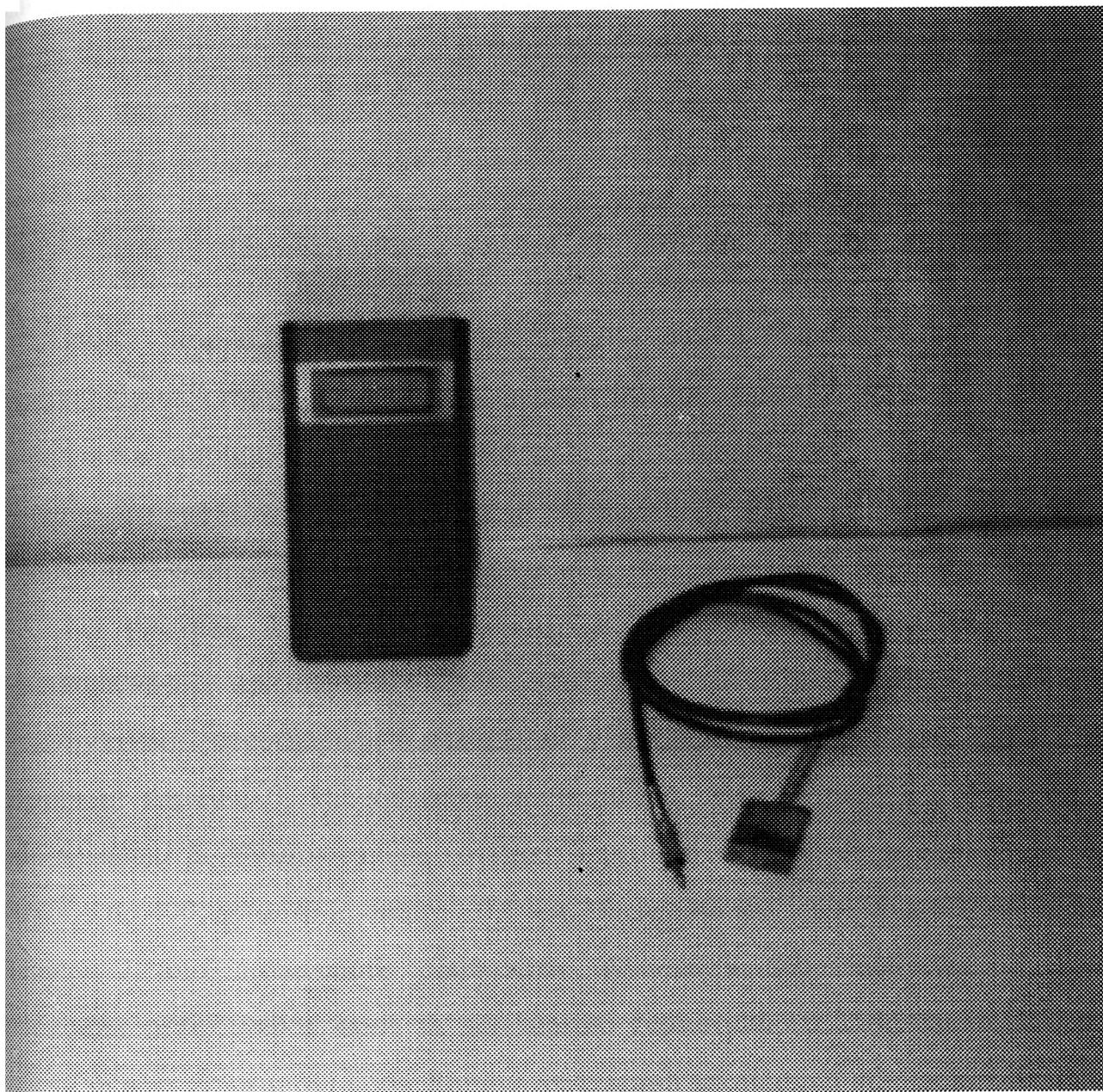


Рис.4.1. Загальний вигляд прилада СІГМА-5Т з первинним вихрострумовим накладним перетворювачем

Прилад простий в експлуатації. Покази цифрового індикатора відповідають одиницям текучості (МПа). Налаштування приладу здійснюється за допомогою ручки “КАЛІБР”. Первинний ВСП встановлюється на зразок для настроювання з відомим значенням межі текучості і ручкою “КАЛІБР” добиваються відповідних показів на цифровому індикаторі. Після цього прилад вважається підготовленим до роботи.

Первинний вихрострумний перетворювач

При розробці приладу особлива увага приділялась компактності перетворювача, тобто його вазі і габаритним розмірам. Також серйозна увага приділялась питанням захисту обмоток перетворювача від впливу агресивного зовнішнього середовища (глинистих розчинів, води, масла та ін.) та забезпеченню безпеки його експлуатації в польових умовах.

На рисунку 4.2 наведені конструкція та габаритні розміри накладного перетворювача, призначеного для контролю труб діаметром 60...168 мм. Конструктивно перетворювач виконаний у вигляді корпусу 1 (рис.4.2), у якому закріплені каркаси 3. На каркасах намотані по дві котушки – збуджуючі 4 та вимірювальні 5. Вимірювальні котушки намотані поверх збуджуючих. Кількість витків – по 400, діаметр проводу – 0.1 мм. Всередині каркасів знаходяться феритові стержні 2, що дозволяють підвищити чутливість перетворювача. У корпусі зроблений отвір, через який за допомогою герметичного хвостовика заводиться кабель зв'язку довжиною 1.5 м. Корпус виконаний захищеним від проникнення вологи.

При проектуванні і виготовленні перетворювача були використані результати теоретичних розрахунків розділу 2.

Прилади для контролю межі міцності, відсоткового вмісту вуглецю та твердості

Для проведення магнітного контролю межі міцності та відсоткового вмісту вуглецю було використано коерцитиметр КИФМ-1, адаптований таким чином, як

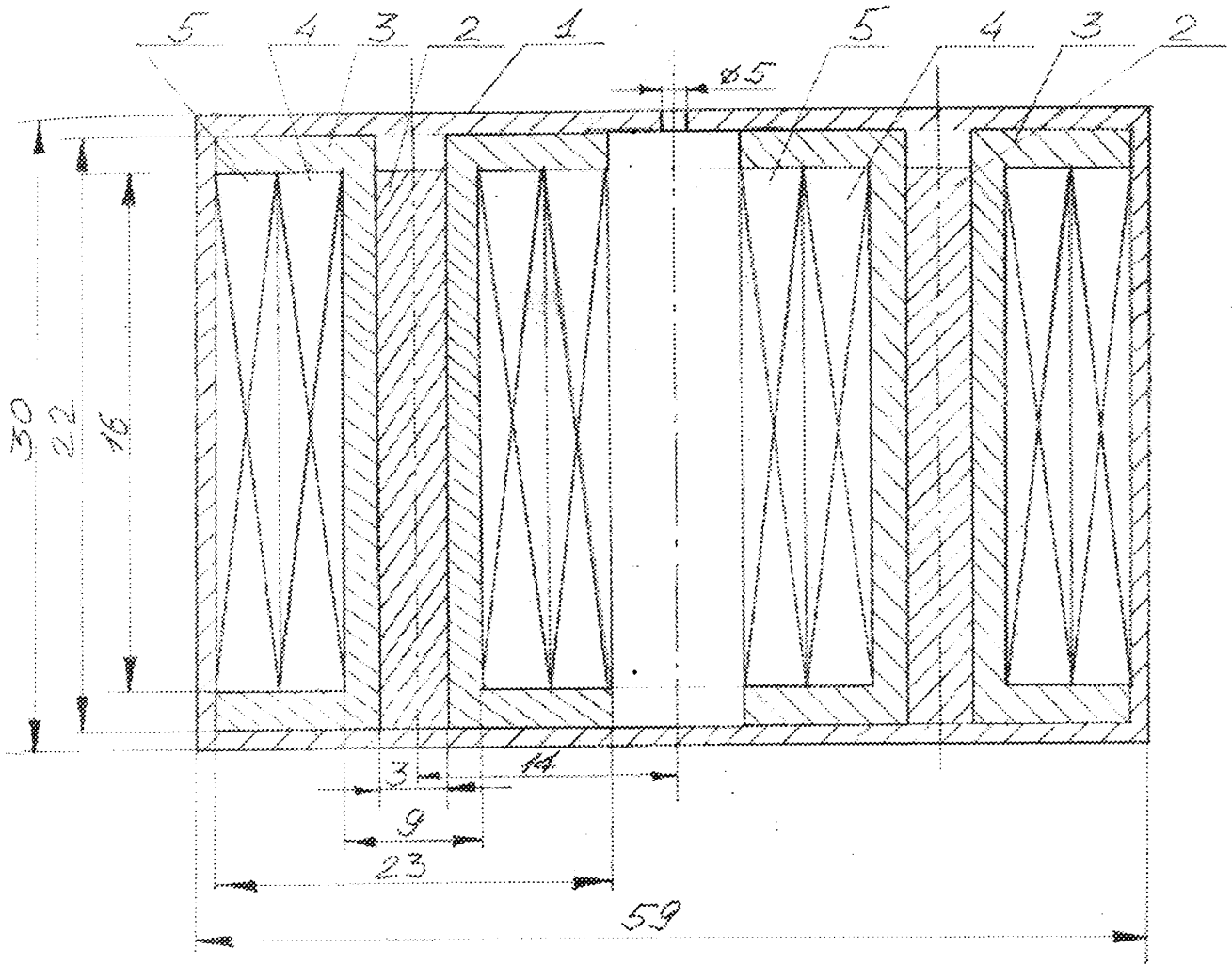


Рис.4.2. Первинний накладний вихрострумовий перетворювач

показано у розділі 2. Визначення межі міцності та відсоткового вмісту вуглецю проводилися за допомогою рівнянь регресії, отриманих у третьому розділі.

Вимірюванні твердості проводилося з використанням портативного динамічного твердоміра ТДМ-1 згідно його інструкції по експлуатації.

Результати випробування приладів СІГМА-5Т та КИФМ-1 на натурних зразках нафтогазового обладнання та нафтопромислових труб наведено відповідно на рис.4.3 та 4.4. По осі абсцис відкладені результати руйнівних випробувань натурних зразків, а по осі ординат – визначені за допомогою приладів значення σ_T і σ_B цих зразків.

Результати випробувань свідчать про тісний кореляційний зв'язок (коефіцієнт кореляції для σ_T дорівнює 0.97, а для σ_B – 0.95) між значеннями σ_T і σ_B натурних зразків, отриманими при руйнівних випробуваннях та визначених за допомогою приладів СІГМА-5Т і КИФМ-1.

Таким чином, розроблено технічні засоби неруйнівного контролю ФМХ нафтогазового обладнання, які дозволяють проводити достовірні вимірювання в умовах нафтогазових промислів та баз виробничого обслуговування.

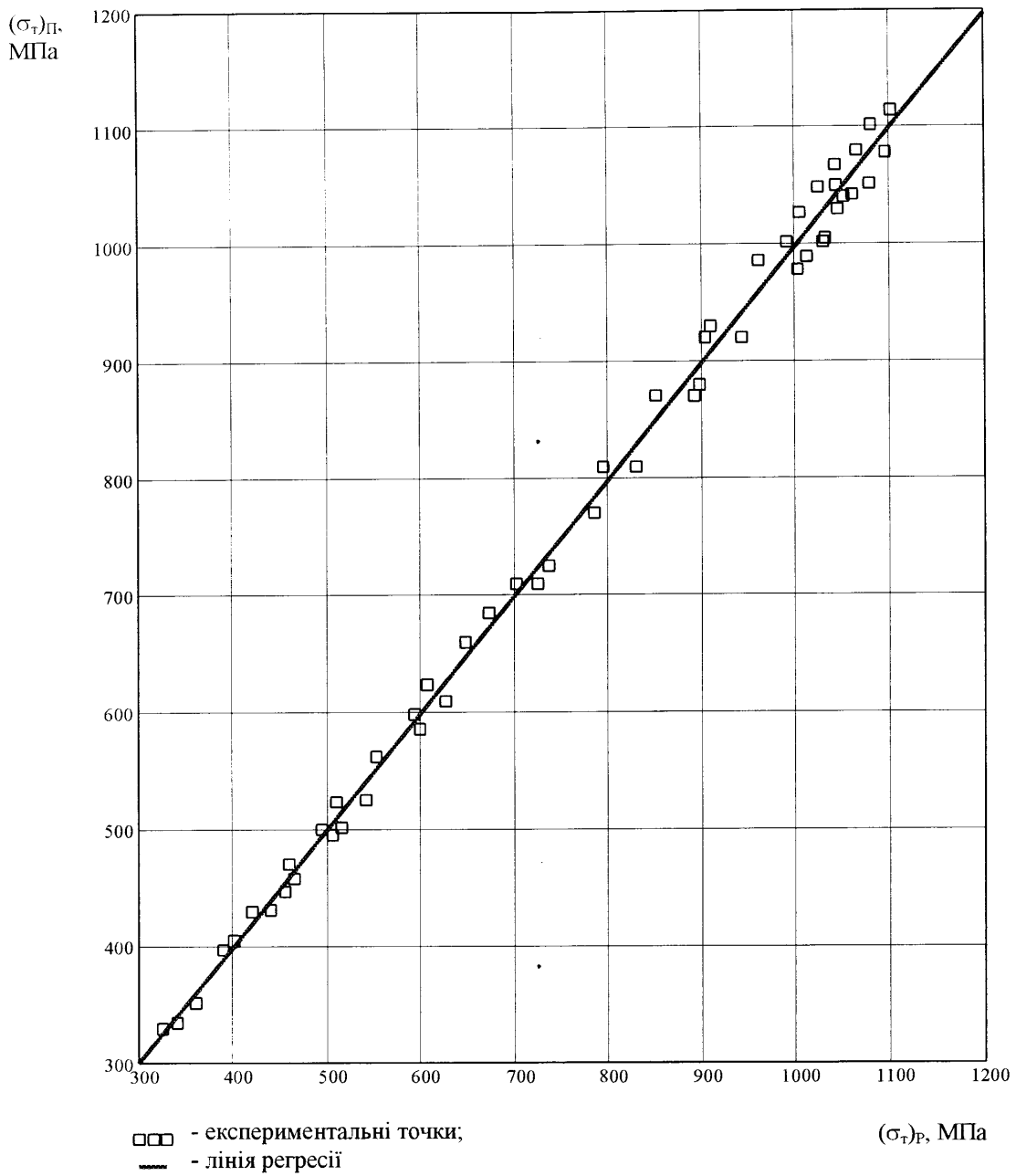


Рис.4.3. Результати випробувань прилада для визначення межі текучості СІГМА-5Т:

$(\sigma_{\tau})_{р}$ – руйнівні випробування;

$(\sigma_{\tau})_{п}$ – визначено приладом

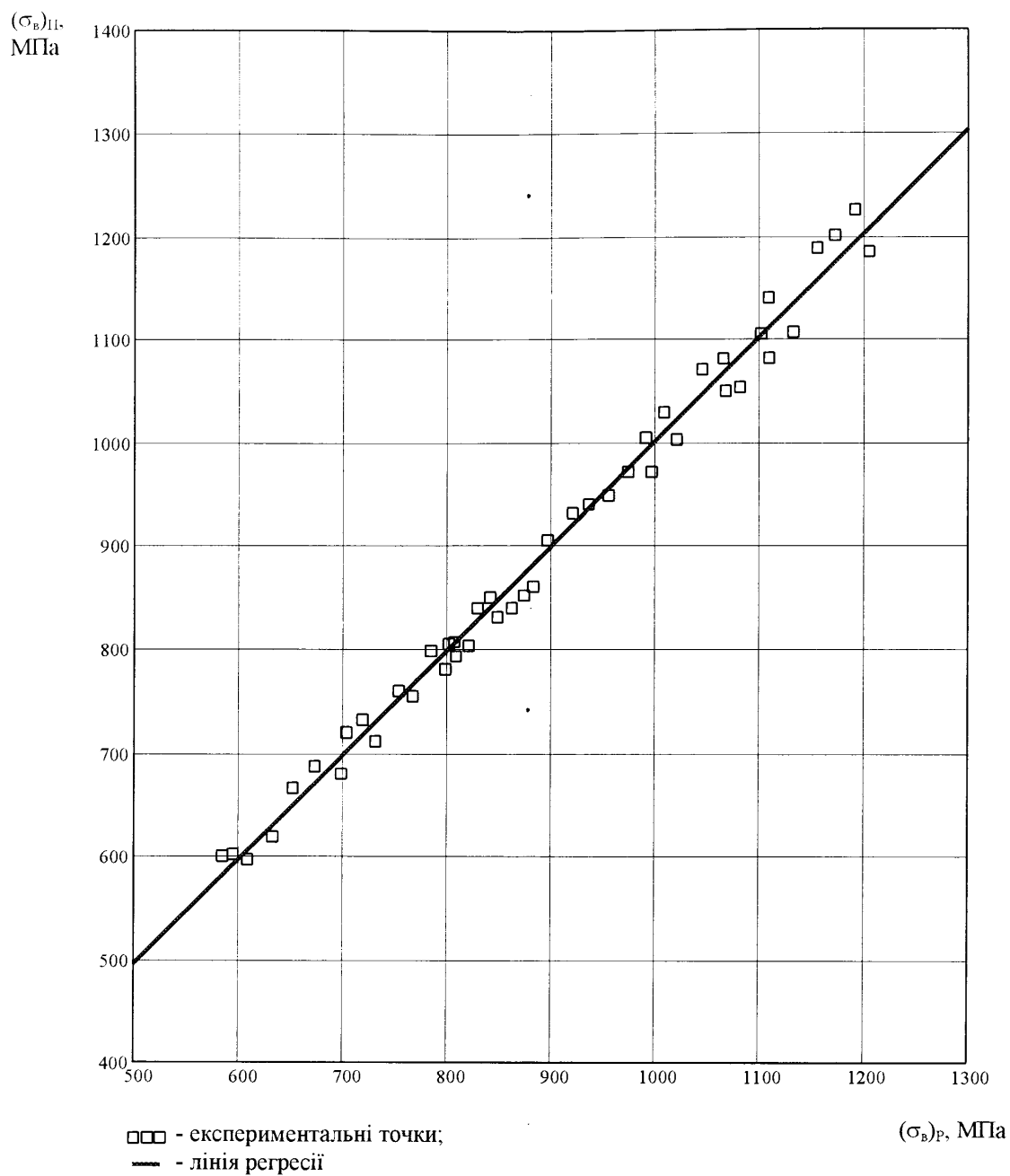


Рис.4.4. Результати випробувань прилада для визначення межі міцності КИФМ-1:

$(\sigma_{в})_p$ – руйнівні випробування;

$(\sigma_{в})_п$ – визначено приладом

4.2. Розробка методики ідентифікації групи міцності та марки сталі нафтогазового обладнання та інструменту за допомогою нечіткої логіки

Як було показано в першому розділі, роботоздатність нафтогазового інструменту та обладнання в різних умовах експлуатації визначається, в основному, ФМХ сталей, з яких вони виготовлені. До таких характеристик належать: межа текучості σ_T , межа міцності σ_B , відносне видовження δ і відносне звуження ψ . Механічні характеристики нафтогазового інструменту та обладнання однозначно визначаються маркою сталі (хімічним складом) та способом термообробки.

Як показують результати досліджень [108] та проведених нами (розділ 3), для виробів, які знаходилися тривалий час в експлуатації, має місце невідповідність механічних характеристик вказаним у НТД. Це зумовлено явищем деградації структури металу в процесі роботи, причому, зміна різних ФМХ є неоднаковою. Крім того, відмінність у режимах прокатки, ліквацийні явища, значні перепади температур по довжині і периметру труби, вибірковий характер відбору зразків для контрольних випробувань приводять до суттєвих відмінностей ФМХ партій труб, навіть виготовлених з металу однієї плавки і термооброблених за одним і тим же режимом [2].

Також відомо, що труби нафтового сортаменту в залежності від їх фізико-механічних характеристик поділяють на групи міцності Д, К, Е, Л, М, Р і Т (ГОСТ 632-80), але їх ідентифікацію при отриманні з заводу-виготовлювача та у процесі експлуатації ведуть, як правило, по межі текучості або межі міцності [50]. Відомості про належність труб до тієї чи іншої групи міцності дозволяють раціонально компоувати бурильну колону і забезпечити її безаварійну експлуатацію. Тому визначення груп міцності та ідентифікація марки сталі нафтогазового інструменту та обладнання при вхідному контролі та в процесі експлуатації є завданням досить актуальним.

Так як сортування обладнання та інструменту по групах міцності за допомогою лише однієї ФМХ (σ_T або σ_B) зумовлює його низьку точність, виникає

необхідність застосування комплексного підходу, а саме: врахування всіх ФМХ – σ_T , σ_B , δ , ψ та додаткових інформативних параметрів – твердості за шкалою Брінеля НВ і відсоткового вмісту вуглецю С%. При цьому, визначивши навіть всі основні фізико-механічні характеристики та вміст вуглецю однозначно ідентифікувати групу міцності та марку сталі дуже важко, оскільки через так звані явища деградації структури металу та обезвуглеводнення сталей в процесі експлуатації σ_T , σ_B , δ , ψ , НВ та С% змінюються неоднаково.

Одним із шляхів вирішення цього завдання може бути застосування для опису складного об'єкта дослідження уявлення про кібернетичну систему [109], яка схематично зображена на рис.4.5. Інколи таку кібернетичну систему називають "чорним ящиком". Стрілки справа зображають числові характеристики задач дослідження, позначаються буквою Y і називаються параметрами оптимізації (критерій оптимізації, цільова функція, вихід "чорного ящика").

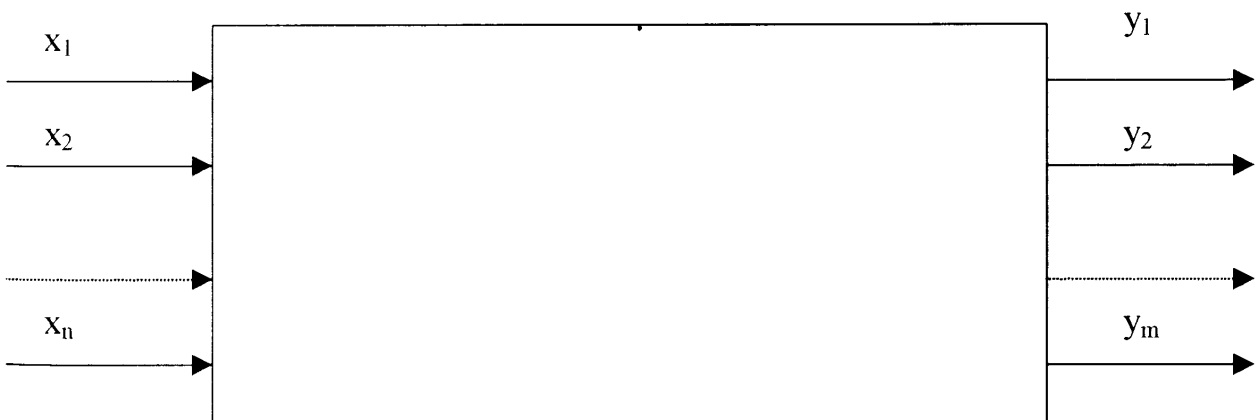


Рис. 4.5. Схема "чорного ящика"

Для проведення експерименту необхідно мати можливість впливати на поведінку об'єкта. Всі способи впливу (стрілки зліва) позначаються буквою X і називаються факторами або входами об'єкта.

При вирішенні задачі використовуються математичні моделі об'єкта дослідження, тобто рівняння, що зв'язують параметри оптимізації з факторами. В

загальному виляді їх можна записати, як функцію $y=f(x_1, x_2, \dots, x_n)$, яка характеризується функцією відклику.

Крім того, об'єкт дослідження повинен володіти деякими визначеними властивостями. Насамперед повинні виконуватись дві основні вимоги:

- 1) результати експерименту повинні бути відтворювані;
- 2) об'єкт повинен бути керованим.

На практиці немає абсолютно керованих об'єктів (на нього діють як керовані, так і некеровані фактори). Некеровані фактори впливають на відтворюваність результатів і є причиною її порушення. Це, наприклад, може бути зумовлено дією фактора, що систематично змінюється (дрейфує в часі).

У нашому випадку об'єктом контролю є нафтогазовий інструмент та обладнання, а точніше - його фактичний технічний стан. Факторами (входами) виступають межа текучості σ_T , межа міцності σ_B , відносне видовження δ , відносне звуження Ψ та твердість HB (рис.4.6).

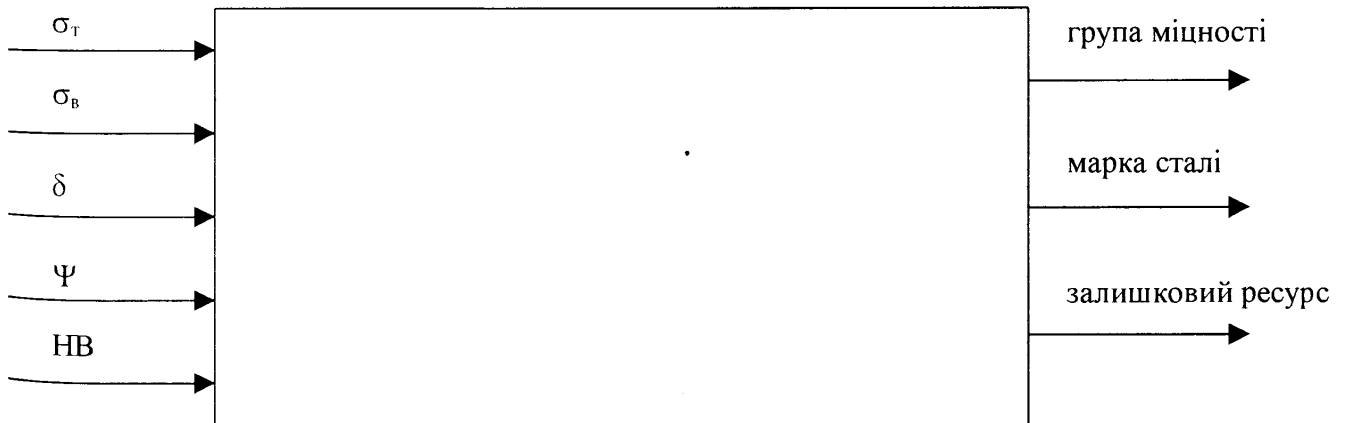


Рис.4.6. Схема чорного ящика у випадку контролю фактичного технічного стану нафтогазового інструменту та обладнання

Параметрами оптимізації Y (виходом "чорного ящика") виступають такі характеристики як група міцності, марка сталі, залишковий ресурс.

Скласти для такого об'єкта контролю математичні моделі виду

$$\begin{aligned} Y_1 &= f_1(\sigma_T, \sigma_B, \delta, \Psi, HB), \\ Y_2 &= f_2(\sigma_T, \sigma_B, \delta, \Psi, HB), \end{aligned} \quad (4.1)$$

де Y_1 -група міцності; Y_2 -марка сталі, виявляється досить складним завданням.

По-перше, для цього необхідно, щоб фактори не були функцією інших змінних. Але відомо, що зміна таких ФМХ як σ_T , σ_B , δ і Ψ взаємозв'язана. По-друге, потрібно мати можливість змінювати інші фактори при незмінному одному з них. Наприклад, σ_T – постійне а, σ_B , δ , Ψ – змінюються. Провести такі експерименти виявляється завданням дуже складним, або навіть і зовсім неможливим. Все вище перераховане дозволяє зробити висновок, що наш об'єкт контролю не є детермінованим і побудувати його математичну модель практично неможливо.

Тому необхідно застосувати інші підходи, які б дали можливість визначити марку сталі та групу міцності нафтогазового інструменту та обладнання в існуючій нечіткій ситуації.

Аналіз літератури показує, що найбільш придатною для застосування у даній ситуації можна вважати нечітку логіку. Нечітка логіка – це технологія розробки складних систем [110,111], яка використовує елементи повсякденної мови для опису поведінки системи на відміну від складного математичного опису при проектуванні звичайних систем на основі моделей. Нечітка логіка дозволяє розробляти, оптимізувати і будувати дуже стійкі і безпомилкові системи.

Нечітка логіка використовується у випадках, коли важко або неможливо побудувати адекватну математичну модель поставленого завдання або, коли присутня велика кількість параметрів, в тому числі нелінійних, або незалежних від часу. Крім того, класичні методи розрахунків [109] добре працюють при повністю детермінованому об'єкті контролю і детермінованому середовищі, а для систем з неповною інформацією або високою складністю об'єкта контролю їх застосування значно ускладнюється.

Для розробки методики визначення групи міцності та марки сталі нафтогазового обладнання з використанням нечіткої логіки необхідно здійснити наступні кроки:

- 1) формалізувати поставлене завдання: визначити змінні, співставити словесний опис з конкретними фізичними значеннями;
- 2) розробити бази правил, які визначають стратегію контролю: ввід фаззиправил і задання методу фаззифікації вихідних даних;
- 3) оптимізувати розроблену систему в режимі off-line: інтерактивний аналіз поведінки системи з використанням раніше підготовлених даних або за допомогою програмної моделі об'єкта контролю;
- 4) реалізувати програму ідентифікації.

Механічні характеристики нафтогазового обладнання (ТНС) наведені в табл.1.4, а хімічний склад найуживаніших марок сталей – табл.1.2 і 1.3. Як видно з табл.1.2,1.3,1.4 кожній механічній характеристиці і вмісту хімічного елементу відповідає чітке числове значення.

Наступним кроком буде підготовка даних таким чином, щоб проявились ознаки, які б можна було оцінити. Це означає, що потрібно отримати із чітких величин нечіткі діапазони. Для вибраних механічних характеристик отримаємо:

σ_T – Д, К, Е, Л, М, Р, Т;

σ_B – Д, К, Е, Л, М, Р, Т;

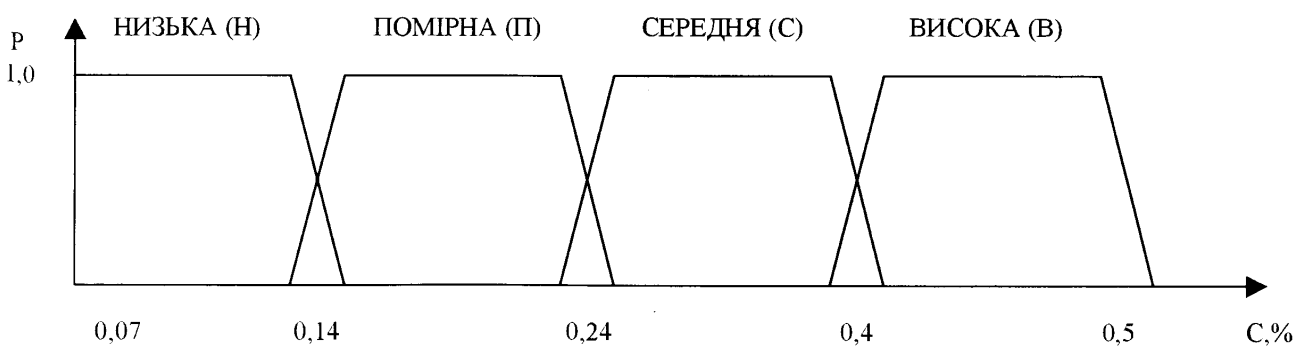
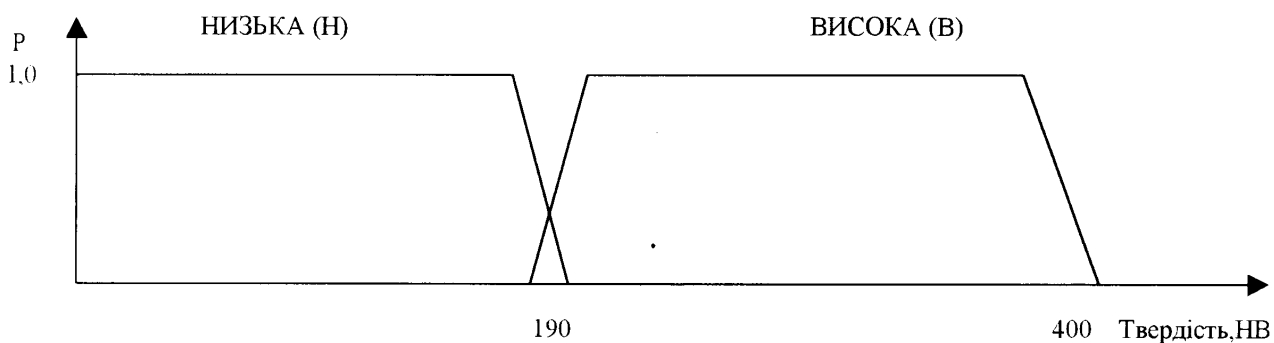
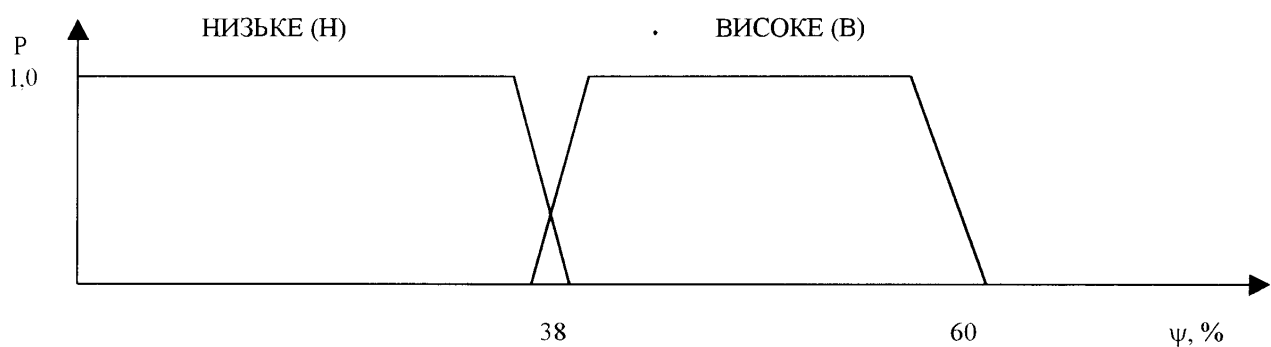
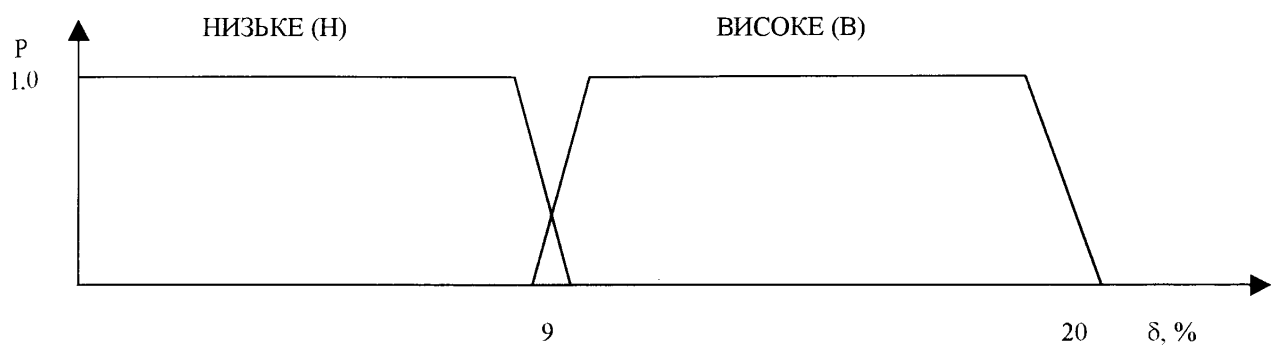
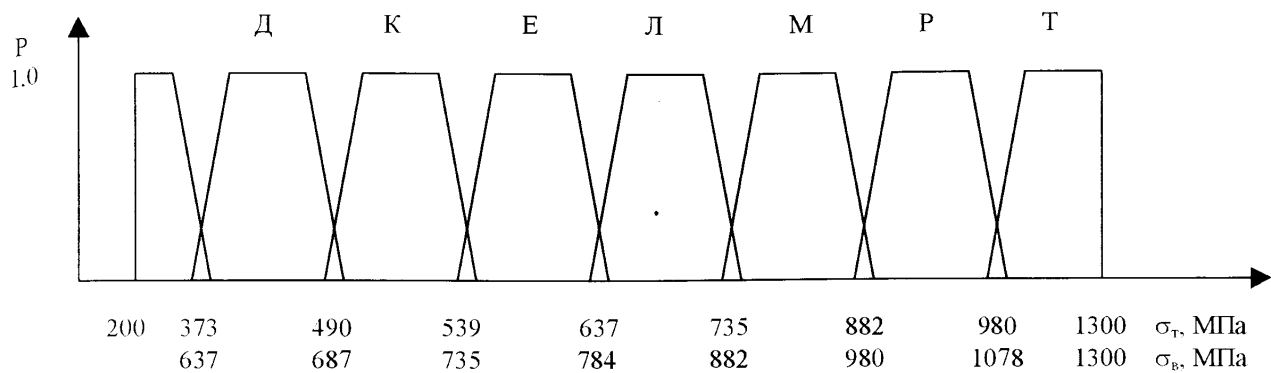
δ – низьке (Н), високе (В);

Ψ – низьке (Н), високе (В);

твердість HB - низька (Н), висока (В);

вміст вуглецю С% – низький (Н), помірний (П), середній (С), високий (В).

Знайдені таким чином нечіткі діапазони є даними фаззифікації. Терми, що відповідають знайденими нечітким діапазонам, наведені нижче.



Для розробки методики ідентифікації групи міцності та марки сталі нафтогазового обладнання та інструменту в умовах невизначеності будемо користуватися логічними правилами-продукціями [112] у вигляді

$$P=\mathbf{ЯКЩО} X_1,\dots, X_n \mathbf{ТО} Y_1,\dots, Y_m \mathbf{ІНАКШЕ} Z, \quad (4.2)$$

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

$$P=\mathbf{ЯКЩО} X=V \mathbf{ТО} Y=W, \quad (4.3)$$

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

Практика і теоретичні дослідження дозволяють зробити висновок, що під час експлуатації можливе виникнення наступних ситуацій:

1. Всі фізико-механічні характеристики і вміст вуглецю відповідають вимогам НТД.
2. σ_T, σ_B, HB – відповідають, δ і ψ - не відповідають (у сторону зниження) вимогам НТД, $C\%$ -відповідає.

Щоб описати перелік дій у різноманітних обставинах (вхідний контроль та контроль фізико-механічних характеристик в процесі експлуатації) необхідно скласти набір логічних правил-продукцій. Введемо наступні позначення: В-високе; Н-низьке; П-помірне; С-середнє; Д, К, Е, Л, М, Р, Т – терми відповідних груп міцності; $\sigma_T, \sigma_B, \delta, \psi, HB$ та $C\%$ - основні фізико-механічні характеристики та вміст вуглецю. Набір логічних правил-продукцій подамо у вигляді [113]:

$$P_1=\mathbf{ЯКЩО} \sigma_T \in D \mathbf{І} \sigma_B \in D \mathbf{І} \delta \in B \mathbf{І} \psi \in B \mathbf{І} HB \in B \mathbf{І} C\% \in H \mathbf{ТО} \text{“марка сталі 10, група міцності Д, експлуатація згідно НТД”}$$

$$P_2=\mathbf{ЯКЩО} \sigma_T \in K \mathbf{І} \sigma_B \in K \mathbf{І} \delta \in B \mathbf{І} \psi \in B \mathbf{І} HB \in B \mathbf{І} C\% \in P \mathbf{ТО} \text{“марка сталі 20, група міцності К, експлуатація згідно НТД”}$$

$$P_3=\mathbf{ЯКЩО} \sigma_T \in E \mathbf{І} \sigma_B \in E \mathbf{І} \delta \in B \mathbf{І} \psi \in B \mathbf{І} HB \in B \mathbf{І} C\% \in C \mathbf{ТО} \text{“марка сталі 35, група міцності Е, експлуатація згідно НТД”}$$

- $P_4 = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in E \text{ I } \sigma_B \in E \text{ I } \delta \in B \text{ I } \psi \in B \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in B \text{ ТО}$ “марка сталі 45, група міцності E, експлуатація згідно НТД”
- $P_5 = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in L \text{ I } \sigma_B \in L \text{ I } \delta \in B \text{ I } \psi \in B \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in C \text{ ТО}$ “марка сталі 35, група міцності L, експлуатація згідно НТД”
- $P_6 = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in L \text{ I } \sigma_B \in L \text{ I } \delta \in B \text{ I } \psi \in B \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in B \text{ ТО}$ “марка сталі 45, група міцності L, експлуатація згідно НТД”
- $P_7 = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in M \text{ I } \sigma_B \in M \text{ I } \delta \in B \text{ I } \psi \in B \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in C \text{ ТО}$ “марка сталі 35, група міцності M, експлуатація згідно НТД”
- $P_8 = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in M \text{ I } \sigma_B \in M \text{ I } \delta \in B \text{ I } \psi \in B \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in B \text{ ТО}$ “марка сталі 45, група міцності M, експлуатація згідно НТД”
- $P_9 = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in P \text{ I } \sigma_B \in P \text{ I } \delta \in B \text{ I } \psi \in B \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ ТО}$ “марка сталі 40X, група міцності P, експлуатація згідно НТД”
- $P_{10} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in T \text{ I } \sigma_B \in T \text{ I } \delta \in B \text{ I } \psi \in B \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ ТО}$ “марка сталі 40X, група міцності T, експлуатація згідно НТД”
- $P_{11} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in D \text{ I } \sigma_B \in D \text{ I } \delta \in H \text{ I } \psi \in H \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in H \text{ ТО}$ “марка сталі 10, група міцності D, необхідна оцінка фактичного технічного стану”
- $P_{12} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in K \text{ I } \sigma_B \in K \text{ I } \psi \in H \text{ I } \delta \in H \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in P \text{ ТО}$ “марка сталі 20, група міцності K, необхідна оцінка ФТХ”;
- $P_{13} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in E \text{ I } \sigma_B \in E \text{ I } \psi \in H \text{ I } \delta \in H \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in C \text{ ТО}$ “марка сталі 35, група міцності E, необхідна оцінка ФТХ”;
- $P_{14} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in L \text{ I } \sigma_B \in L \text{ I } \psi \in H \text{ I } \delta \in H \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in C \text{ ТО}$ “марка сталі 35, група міцності L, необхідна оцінка ФТХ”;
- $P_{15} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in L \text{ I } \sigma_B \in L \text{ I } \psi \in H \text{ I } \delta \in H \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in B \text{ ТО}$ “марка сталі 45, група міцності L, необхідна оцінка ФТХ”;
- $P_{16} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in M \text{ I } \sigma_B \in M \text{ I } \psi \in H \text{ I } \delta \in H \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in C \text{ ТО}$ “марка сталі 35, група міцності M, необхідна оцінка ФТХ”;
- $P_{17} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in M \text{ I } \sigma_B \in M \text{ I } \psi \in H \text{ I } \delta \in H \text{ I } \text{НВ} \in B \text{ I } C\% \in B \text{ ТО}$ “марка сталі 45, група міцності M, необхідна оцінка ФТХ”;

$P_{18} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in P \text{ I } \sigma_B \in P \text{ I } \psi \in H \text{ I } \delta \in H \text{ I } HB \in B \text{ TO "марка сталі 40X, група міцності P, необхідна оцінка ФТХ"};$

$P_{19} = \text{ЯКЩО } \sigma_T \in T \text{ I } \sigma_B \in T \text{ I } \psi \in H \text{ I } \delta \in H \text{ I } HB \in B \text{ TO "марка сталі 40X, група міцності T, необхідна оцінка ФТХ"}.$

Потрібно відмітити, що набір правил-продукцій $P_1 \dots P_N$ дозволяє здійснювати ідентифікацію групи міцності та марки сталі нафтогазового інструменту і обладнання з тим більшою точністю, чим більшою кількістю нових правил-продукцій надалі він буде поповнюватись.

Отримані правила-продукції були переведені на мову програмування FPL і реалізовані за допомогою блока FUZZY програмного забезпечення системи SIMATIC S7-300.

Таким чином, застосування підходів нечіткої логіки дозволило розробити методику ідентифікації груп міцності та марок сталей нафтогазового обладнання і тим самим забезпечити раціональне компонування бурильної колони та зменшення аварійності на промислах.

4.3. Розробка методики розрахунку залишкового ресурсу бурових веж з врахуванням визначених поточних фізико-механічних характеристик сталі

Однією з основних класифікаційних ознак бурових веж для експлуатаційного і розвідувального буріння є їх вантажопідйомність (табл.4.1), яка визначає вагу інструмента на гаку, а отже, найбільшу допустиму глибину буріння H_6 .

Таблиця 4.1 - Класифікація бурових веж по вантажопідйомності [114].

| № п/п | Тип бурової вежі | Допустиме навантаження на гак, т |
|-------|------------------|----------------------------------|
| 1 | ВА-41-170 | 170 |
| 2 | ВМ40-185Бр | 185 |
| 3 | ВМ45-185Бр | 185 |
| 4 | ВА-45-200 | 200 |
| 5 | ВМ-41М | 200 |
| 6 | ВБО-42-200 | 200 |
| 7 | ВА-45-250 | 250 |
| 8 | ВА-45-320 | 320 |
| 9 | ВБ-53-320 | 320 |
| 10 | 4ВБ-53-300 | 350 |
| 11 | ВБА-58-300 | 400 |

Вантажопідйомність вежі в значній мірі залежить від ФМХ матеріалу, з якого вона виготовлена. Враховуючи те, що останнім часом у виробників спостерігається тенденція продовження терміну експлуатації металомісткого обладнання високої вартості і зважаючи на явище деградації структури матеріалу (що викликає зміну ФМХ) визначення допустимого навантаження на гак, а отже і допустимої глибини буріння в процесі експлуатації з метою забезпечення безаварійної провідки

свердловин є завданням досить важливим.

Тому необхідно було встановити залежність між допустимим навантаженням на гак (допустимою глибиною буріння) та ФМХ сталі і на її основі розробити методику оцінки залишкового ресурсу бурових веж.

Несучувздатність вежі визначають за величиною навантажень, що діють на неї в робочому стані. Робочий стан – це випадок, коли спускають обсадну колону максимальної ваги при встановлених за палець свічах (РТМ 26-02-6-68, Міннафтохімаш СРСР).

Вага обсадної колони визначається за формулою [114]:

$$G_{Г\max} = H_{о.к.} \cdot g_{о.к.}, \quad (4.4)$$

де $g_{о.к.}$ – приведена вага одного метра обсадної колони, кг/м; $H_{о.к.}$ – довжина обсадної колони (глибина свердловини), м.

Вага обсадної колони зумовлює дію на вежу вертикальних навантажень (див. рис. 4.7).

$$G_{в} = G_{Г\max} + G_{р} + G_{н} + G_{обл.}, \quad (4.5)$$

де $G_{р}$, $G_{н}$ – відповідно зусилля в рухомому та нерухомому кінцях талевого каната (талевої системи); $G_{обл.}$ – вага змонтованого на вежі обладнання. $G_{р}$ та $G_{н}$ визначаються за наступними формулами:

$$G_{р} = G_{Г\max} \frac{\beta^{2n}(\beta - 1)}{\beta^{2n}} \cos \alpha; \quad (4.6)$$

$$G_{н} = \frac{G_{р}}{\beta^{2n}} \cos \gamma. \quad (4.7)$$

У формулах (4.6) та (4.7): β – величина, обернена коефіцієнту корисної дії одного контактного блока (шківа) талевої системи, $\beta=1.04$; n – число канатних

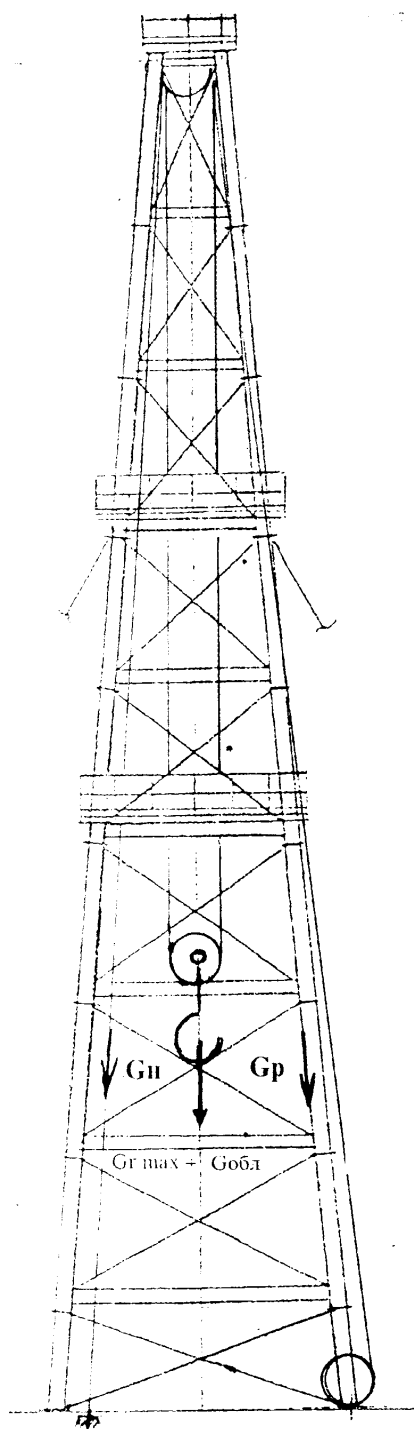


Рис.4.7. Вертикальні навантаження, що діють на бурову вежу

шківів талевого блока (при оснастці 6×7 число шківів $n=6$, при оснастці $5 \times 6 - n=5$ і т.д.); α, γ – кути нахилу до вертикалі відповідно рухомої та нерухомої гілок талевої системи, $\alpha, \gamma \approx 5-6^\circ$. При таких кутах в розрахунках допускається приймати $\cos \alpha = \cos \gamma = 1$.

Суму навантажень від зусиль у гілках талевої системи у стоцентному вигляді визначаємо за формулою:

$$G_p + G_n = \frac{G_{r \max}}{n} \quad (4.8)$$

А допустиме вертикальне навантаження $[N]$ вежі визначається як вертикальне навантаження без врахування ваги обладнання:

$$[N] = G_{r \max} + G_p + G_n = G_{r \max} + \frac{G_{r \max}}{n} \quad (4.9)$$

З іншої сторони, допустиме вертикальне навантаження вежі з умови стійкості

$$[N] = \frac{4F[\sigma_{-1}]\phi}{K_d} - G_{\text{обл.}} \quad (4.10)$$

де F – площа поперечного перерізу ноги вежі в ослабленому місці, визначеному за допомогою проведення контролю товщини (товщина стінки $\delta_p = \delta_{\min} - \Delta$, де δ_p – розрахункова мінімальна товщина стінки; δ_{\min} – мінімальна товщина стінки, визначена товщиноміром; Δ – розділююча здатність товщиноміра, $\Delta = 0.6$ мм); K_d – коефіцієнт, що враховує додаткове навантаження на гак внаслідок прихватів, динамічних навантажень при розходженні, коли переборюється тертя об стінки свердловини – звичайно приймають $K_d = 1.25$; $[\sigma_{-1}]$ – допустиме напруження на стикування; ϕ – коефіцієнт зменшення допустимого напруження на стиск, яке залежить від гнучкості елемента (стрижня) і вибирається з таблиць [114].

Величину $[\sigma_{-1}]$ можна визначити відповідно до [115]:

$$[\sigma_{-1}] = \sigma_T / n_{ст}, \quad (4.11)$$

де $n_{ст}$ – коефіцієнт запасу стійкості, що враховує специфічність прикладення навантаження, викривлення стержня, неоднорідності матеріалу.

Для сталей $n_{ст} = 1.8 \dots 3.0$ (у більшості випадків приймають $n_{ст} = 2.0$);

Площа поперечного перерізу ноги вежі визначимо за площею кругового кільця [116]:

$$F = 2\pi r \delta_p \quad (4.12)$$

де r – середній радіус: $r = \frac{D - \delta_p}{2}$ (тут D – зовнішній діаметр труби, з якої виготовлена нога вежі). Підставивши у вираз (4.12) значення r та δ_p отримаємо:

$$F = 2\pi \left(\frac{D - \delta_{\min} + \Delta}{2} \right) (\delta_{\min} - \Delta) \quad (4.13)$$

або в спрощеному вигляді:

$$F = \pi (\delta_{\min} - \Delta) \cdot (D - \delta_{\min} + \Delta). \quad (4.14)$$

Підставивши (4.11) і (4.14) в (4.10) та виконавши деякі перетворення, отримаємо:

$$[N] = 4\varphi \sigma_T (\delta_{\min} - \Delta) (D - \delta_{\min} + \Delta) - G_{обл}. \quad (4.15)$$

Вага обладнання $G_{обл.}$ визначається як сума:

$$G_{обл.} = G_B + G_{кб} + G_{Гб} + G_o \quad (4.16)$$

де G_B – вага вежі; G_{KB} – вага кронблока; $G_{ГБ}$ – вага гакоблока; G_o – вага оснастки. Величини G_B , G_{KB} , $G_{ГБ}$ та G_o визначаються з паспорта на бурову установку.

Виконавши перетворення виразу (4.9), отримаємо:

$$G_{Г\max} = [N] \frac{n}{n+1}. \quad (4.17)$$

Враховуючи те, що $H_b = H_{o.k.}$, запишемо формулу для визначення допустимої глибини буріння:

$$H_b = \frac{n(4\varphi\sigma_m(\delta_{\min} - \Delta)(D - \delta_{\min} + \Delta) - G_{обл.})}{g_{o.k.}(n+1)} \quad (4.18)$$

Використовуючи формулу (4.18) можна визначати допустиму глибину буріння за допомогою бурової вежі попередньо провівши вимірювання σ_T і δ_{\min} .

Такі вимірювання проводились під час контролю з 1992 по 1998 р.р. веж типу ВБ-53-320 на бурових установках Стрийського УБР, Долинського УБР, Івано-Франківського УБР, Калуської НГРЕГБ, Самбірської НГРЕГБ. Було проконтрольовано більше 20 веж 1977-1992 р.р. випуску. За результатами вимірювання для кожної вежі будувались номограми, за допомогою яких можна оцінювати допустиму глибину буріння по замірах σ_T . Номограма для однієї з веж наведена на рис.4.8.

Таким чином, результати розрахунків свідчать про тісну залежність допустимої глибини буріння H_b від поточного значення межі текучості σ_T . Так, зменшення σ_T на 2% приводить до зменшення H_b на 2.5%, а зменшення σ_T на 3.5% - до зменшення H_b на 4.5%.

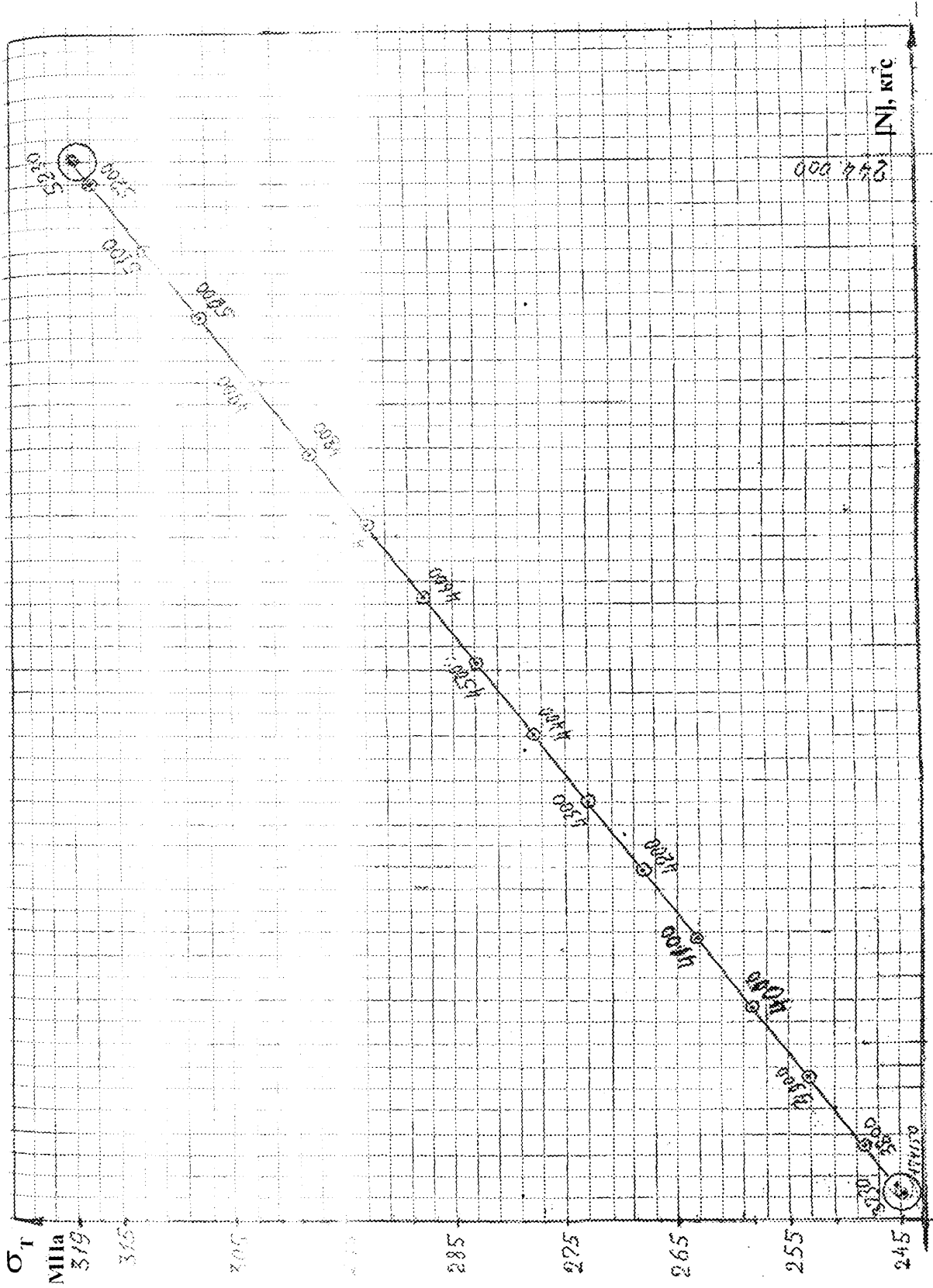


Рис. 4.8. Приклад номограми для визначення допустимої глибини буріння вежі ВБ-53-320

4.4. Визначення метрологічних характеристик розроблених технічних засобів

Після розробки приладів були проведені їх лабораторно-промислові випробування, що мали на меті оцінити основну відносну похибку приладів та сумарну похибку методів контролю.

Розроблений прилад СІГМА-5Т та вдосконалений прилад КИФМ-1 були випробувані на трубних базах і бурових установках об'єднань ВАТ “Укрнафта” та АТ “Укргазпром” з метою визначення точності контролю межі текучості та межі міцності сталевих ТНС умовними діаметрами 60...168 мм. При цьому нами проводився набір і порівняння статистичних даних вимірювань прилада з результатами руйнівних механічних випробувань на натурних зразках труб нафтового сортаменту. За результатами цих випробувань було проведено оцінку похибки приладів.

Вимірювання проводили у трьох точках (початок, середина і кінець) шкали приладів:

- для прилада СІГМА-5Т – відповідно 400, 700 і 1000 МПа;
- для прилада КИФМ-1 – відповідно 600, 900 і 1200 МПа.

Об'єм вибірки при цьому становив від 10 до 14 значень у кожній з трьох точок шкали.

В якості значення вимірюваної величини приймали середнє арифметичне \bar{x} ряду експериментальних даних [117, 118, 119], а як характеристику її похибки – оцінку параметра нормального розподілу (середнє квадратичне відхилення S_x).

Слід відмітити, що така оцінка характерна для нормального розподілу експериментальних даних. Тому, щоб правильно вибрати метод розрахунку похибки вимірюваної величини, нами було проведено перевірку гіпотези про вид розподілу експериментальних даних.

При об'ємі вибірки $10 \leq n \leq 50$ для перевірки відповідності розподілу даних нормальному використовують складений критерій [119]. Якщо гіпотеза про

нормальність відкидається хоча б за одним критерієм, вважають, що розподіл експериментальних даних відрізняється від нормального.

Якщо для критерія I виберемо рівень значимості q_1 , а для критерія II – рівень значимості q_2 , то рівень значимості складеного критерія буде дорівнювати:

$$q_1 \leq q_1 + q_2. \quad (4.19)$$

Перевірку гіпотези про нормальність закону розподілу будемо здійснювати у наступній послідовності.

Критерій I.

1. Обчислимо значення \tilde{d} за формулою:

$$\tilde{d} = \frac{\sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}|}{n \cdot S_x^*}, \quad (4.20)$$

де x_i - поточне значення вимірюваної величини; n – об'єм вибірки; S_x^* - зміщене середнє квадратичне відхилення; \bar{x} - середнє арифметичне значення вимірюваної величини,

$$S_x^* = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}}. \quad (4.21)$$

2. Гіпотеза про нормальність закону розподілу експериментальних даних приймається, якщо:

$$d_{1-q_{1/2}} < \tilde{d} < d_{q_{1/2}}, \quad (4.22)$$

де $d_{1-q_{1/2}}$ і $d_{q_{1/2}}$ - відсоткові точки розподілу значень \tilde{d} , що знаходяться за таблицями [119].

Критерій II.

1. Гіпотеза про нормальність закону розподілу експериментальних даних підтверджується, якщо не більше m різниць $(x_i - \bar{x})$ більші значення $S_x \cdot z_{P/2}$. Тут S_x визначено за формулою:

$$S_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}; \quad (4.23)$$

$z_{P/2}$ - верхня $100 \cdot P/2$ - відсоткова точка нормованої функції Лапласа; $P(n, q)$ - визначається по n і по рівню значимості q_2 критерія як корінь рівняння [121]:

$$1 - \sum_{k=0}^m C_n^k \cdot (1-P)^k \cdot P^{n-k} = q_2, \quad (4.24)$$

де P - імовірність довіри.

2. У випадку, якщо рівність (4.24) не виконується, гіпотеза про нормальність закону розподілу експериментальних даних повинна бути відкинута. Для знаходження значення P будемо користуватися таблицями [119] з вхідними даними n і q_2 для значень $m=1$ і $m=2$. Враховуючи, що кількість експериментальних даних у знаходиться в межах $10 \leq n \leq 50$, прийmemo $m=1$.

Результати перевірки гіпотези про нормальність розподілу експериментальних даних наведені в табл.4.2. Результати дослідження показують, що для всіх груп результатів вимірювань виконується критерій I, а для критерію II жодна з різниць $(x_i - \bar{x})$ не більша від значення $S_x \cdot z_{P/2}$.

Отже, гіпотеза про нормальність розподілу експериментальних даних підтверджується. При цьому рівень значимості складеного критерію $q \leq 0.04$, тобто гіпотеза про нормальність розподілу даних підтверджується з імовірністю $P = 1 - q$, що складає 96%.

Наступним кроком була оцінка похибок приладів СІГМА-5Т та КИФМ-1 при визначенні відповідно межі текучості та межі міцності нафтопромислових труб і обладнання. Оскільки гіпотеза про розподіл результатів вимірювань підтвердилася,

оцінку похибок проведемо по середньому арифметичному значенню вибірки \bar{x} та середньому квадратичному відхиленню S_x [119].

Таблиця 4.2 - Результати перевірки гіпотези про нормальність розподілу експериментальних даних

| Фізико-механічна характеристика | Межа шкали прилада, МПа | Кількість вимірювань | \bar{x} , МПа | S_x^* , МПа | S_x^{**} , МПа | \tilde{d} | $d_{1-q/2}$ | $d_{q/2}$ | $S_x \cdot z_{P/2}$ | q , % |
|---------------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------|---------------|------------------|-------------|-------------|-----------|---------------------|---------|
| σ_T | 400 | 14 | 403.9 | 10.91 | 10.51 | 0.78 | 0.68 | 0.91 | 25.4 | 0.04 |
| | 700 | 10 | 705.8 | 16.04 | 15.22 | 0.75 | 0.67 | 0.94 | 37.4 | 0.04 |
| | 900 | 10 | 1008 | 27.01 | 25.62 | 0.82 | 0.67 | 0.94 | 63.14 | 0.04 |
| σ_B | 600 | 12 | 608.8 | 16.39 | 15.69 | 0.81 | 0.67 | 0.94 | 38.2 | 0.04 |
| | 900 | 11 | 903.1 | 25.98 | 24.77 | 0.8 | 0.67 | 0.94 | 60.5 | 0.04 |
| | 1200 | 12 | 1213 | 30.68 | 29.38 | 0.93 | 0.67 | 0.94 | 71.5 | 0.04 |

Як згадувалося раніше, експериментальні дані результатів вимірювань кожної з ФМХ (межі текучості та межі міцності) були розділені на три групи. Відповідно основна відносна похибка результатів вимірювань визначалася у кожній з трьох груп (окремо для σ_T і σ_B) за формулою:

$$\delta_i = \frac{|\bar{x}_i - S_{x_i}|}{\bar{x}_i} \cdot 100\%. \quad (4.25)$$

де i – номер групи результатів вимірювань; \bar{x}_i - середнє арифметичне i -ої групи; S_{x_i} - середнє квадратичне відхилення i -ої групи.

Сумарна похибка результатів визначалася наступним чином:

$$\delta_\Sigma = \frac{\sum_{i=1}^r \delta_i}{r}, \quad (4.26)$$

де r – кількість груп вимірювань.

Результати розрахунку похибок вимірювання приладів СІГМА-5Т та КИФМ-1 наведено в табл.4.3. Як видно з табл.4.3, сумарні похибки вказаних приладів не перевищують $\pm 3\%$.

Таблиця 4.3 – Результати розрахунку похибок вимірювання приладів СІГМА-5Т і КИФМ-1

| Вимірювана величина | Прилад | Кількість вимірювань | Похибки вимірювань | | | |
|---------------------|----------|----------------------|--------------------|----------------|----------------|-----------------------|
| | | | $\delta_1, \%$ | $\delta_2, \%$ | $\delta_3, \%$ | $\delta_{\Sigma}, \%$ |
| σ_T | СІГМА-5Т | 14 | 2.7 | - | - | 2.73 |
| | | 10 | - | 2.9 | - | |
| | | 10 | - | - | 2.6 | |
| σ_B | КИФМ-1 | 12 | 2.7 | - | - | 2.57 |
| | | 11 | - | 2.3 | - | |
| | | 12 | - | - | 2.7 | |

Метрологічний аналіз динамічного твердоміра ТДМ-1 не проводився, оскільки він є серійним приладом, що атестований в органах Держстандарту України. Згідно даних повірки його основна абсолютна похибка вимірювань становить ± 20 НВ.

Використовуючи решту натурних взірців (по 6 взірців кожної групи міцності) було проведено оцінку достовірності контролю ФМХ. Встановлено, що сумарна похибка неруйнівних методів вимірювання межі текучості та межі міцності не перевищує $\pm 6\%$.

Таким чином, результати проведених метрологічних розрахунків по визначенню похибок приладу показують, що основна відносна похибка не перевищує $\pm 3\%$. Це дозволяє використовувати прилади СІГМА-5Т та КИФМ-1 для визначення межі текучості та межі міцності нафтогазового обладнання з високою достовірністю.

4.5. Аналіз результатів впровадження розроблених технічних засобів та методик неруйнівного контролю фізико-механічних характеристик нафтогазового обладнання та інструменту

Результати проведених досліджень були опробовані в пересувній лабораторії неруйнівного контролю ПЛНК-2 та стаціонарній установці для неруйнівного контролю сталених обсадних труб "Зонд-СОТ", виготовлених науково-виробничою фірмою "Зонд". Пересувна установка ПЛНК-2 впроваджена (див. Додаток А) в Полтавському, Стрийському, Красноградському та Шебелинському УБР, а стаціонарна установка "Зонд-СОТ" впроваджена (див. Додаток Б) у Красноградському УБР і встановлена у цеху гарячого навороту замків бази виробничого обслуговування.

Застосування пересувної установки ПЛНК-2 на бурових Івано-Франківського, Надвірнянського, Долинського, Стрийського управлінь бурових робіт та Калуської і Самбірської НГРЕГБ при проведенні контролю бурових веж типу ВБ-53-320 дозволило визначати їх залишковий ресурс з врахуванням поточних ФМХ сталі в процесі експлуатації у понадамортизаційний термін. За результатами контролю будувалися номограми допустимої глибини буріння.

Крім того, проводився контроль межі текучості сталених бурильних труб діаметром 140 мм груп міцності Д, К, Е в умовах бурових промислів вищезгаданих бурових підприємств за допомогою розробленого прилада СІГМА-5Т. Було визначено межу текучості матеріалу труби, з якої потім виготовлялися зразки (рис.4.9) за стандартною методикою [75,76]. Далі зразки було піддано руйнівним випробуванням на розривній машині (по ГОСТ 7855-84) у ІФДТУНГ з метою визначення межі текучості. Результати (табл.4.4) підтверджують, що основна відносна похибка прилада не перевищує $\pm 3\%$.

Результати теоретичних та експериментальних досліджень, отримані у даній роботі були використані при розробці галузевих стандартів України (див. Додатки В, Д):

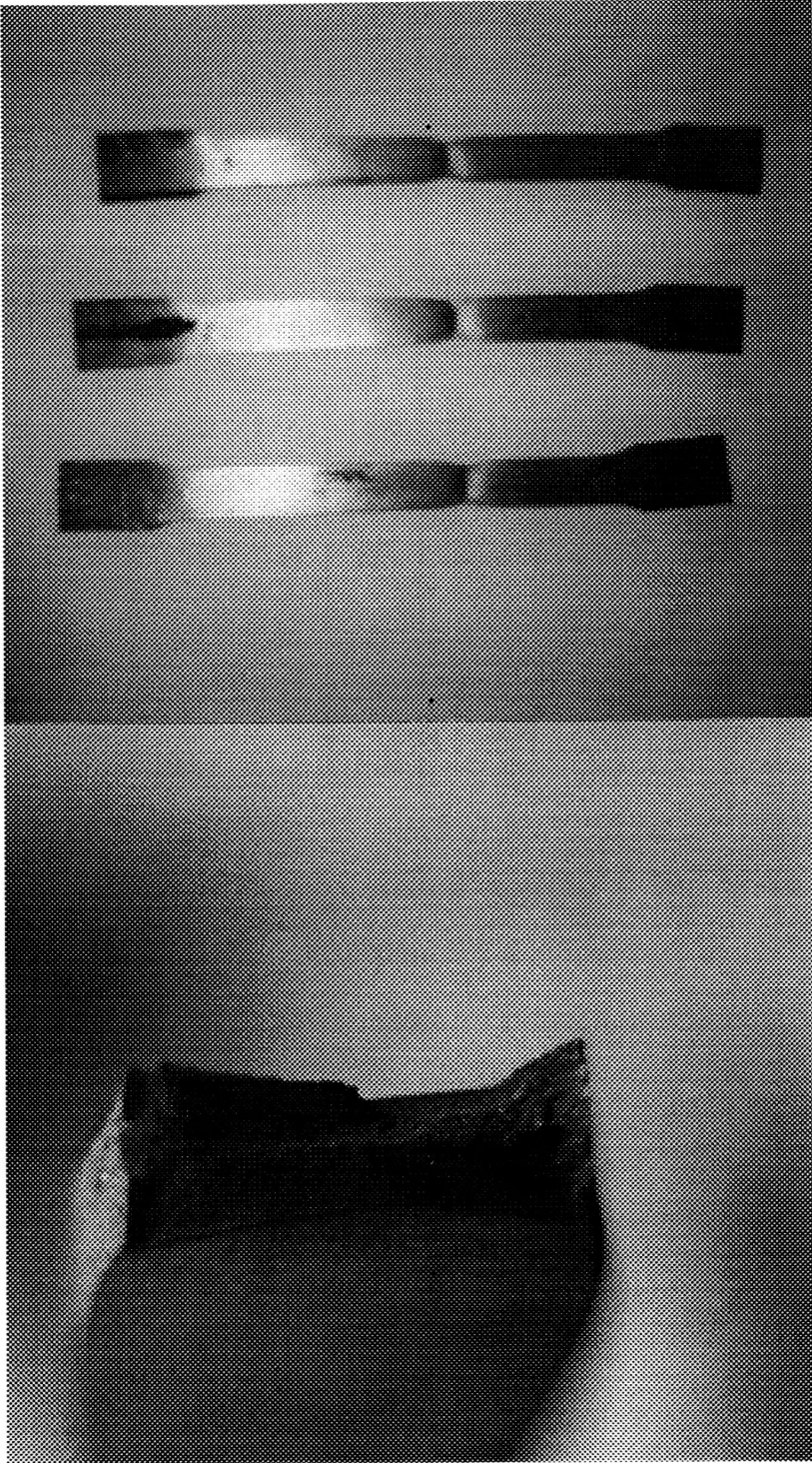


Рис.4.9. Зразки для руйнівних випробувань
стальних бурильних труб

Таблиця 4.4 - Результати впровадження прилада СІГМА-5Т

| Показники | Група міцності сталі | | | | | | | | |
|--------------------------------|----------------------|------|------|-------------|-------|-------|-------------|-------|-------|
| | Д | | | К | | | Е | | |
| | Номер серії | | | Номер серії | | | Номер серії | | |
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| $R_T(\sigma_T), T$ | 11.2 | 11.3 | 11.3 | 14.67 | 14.8 | 14.81 | 16.14 | 16.28 | 16.29 |
| $R_B(\sigma_B), T$ | 18.1 | 17.9 | 18.0 | 19.51 | 19.30 | 19.40 | 20.86 | 20.63 | 20.74 |
| σ_T -руйнівні випробув. | 373 | 374 | 375 | 490 | 494 | 494 | 539 | 541 | 542 |
| σ_T -визначено приладом | 365 | 367 | 369 | 480 | 482 | 481 | 548 | 552 | 549 |

- ГСТУ 320.028.29777.012-99 "Неруйнівний контроль та оцінка технічного стану металоконструкцій бурових веж в розібраному й зібраному стані";

- ГСТУ 320.028.29777.009-99 "Рекомендації по проведенню неруйнівного контролю бурового обладнання".

Використання розроблених технічних засобів та технології в поєднанні з організаційно-методичними положеннями, викладеними в нормативних документах, дозволило зменшити кількість відказів елементів бурильної колони та зекономити значні матеріальні та енергетичні ресурси.

Економічний ефект від використання розроблених технічних засобів та методик складає не менше 1.5 млн. гривень на рік (див. Додаток Е).

Висновки

1. Виготовлено технічні засоби контролю ФМХ нафтогазового обладнання в процесі його експлуатації.

2. Розроблено методику ідентифікації групи міцності та марки сталі нафтогазового обладнання на протязі періоду експлуатації за допомогою нечіткої логіки, наведено терми для кожної ФМХ та твердості і вмісту вуглецю. Це дозволяє забезпечити раціональне компонування бурильної колони та безаварійну експлуатацію обладнання.

3. Розроблено методику розрахунку допустимої глибини буріння бурової вежі з врахуванням поточних ФМХ сталі, наведено номограму для вежі типу ВБ-53-320, що дозволяє визначати її залишковий ресурс.

4. Проведений метрологічний аналіз приладів СІГМА-5Т та КИФМ-1, який дозволив визначити, що їх основна відносна похибка не перевищує $\pm 3\%$. Встановлено, що сумарна похибка неруйнівних методів контролю межі текучості та межі міцності не перевищує $\pm 6\%$.

5. Розроблені технічні засоби неруйнівного контролю реалізовані в пересувній лабораторії неруйнівного контролю ПЛНК-2 та стаціонарній установці для неруйнівного контролю сталених обсадних труб "Зонд-СОТ". Впровадження цих установок в Полтавському, Стрийському, Красноградському та Шебелинському УБР дозволили зменшити кількість аварій нафтогазового обладнання, пов'язаних з невідповідністю ФМХ нормованим значенням.

6. Результати теоретичних та експериментальних досліджень використано при розробці галузевих стандартів України.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ВИСНОВКИ

1. На основі проведених теоретичних і експериментальних досліджень розроблено та впроваджено у виробництво комплекс технічних засобів і технологій, які дозволяють проводити контроль ФМХ нафтогазового 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 межа текучості σ_T і межа міцності σ_B .

3. Встановлено, що найбільш структурно-чутливими електромагнітними характеристиками при контролі межі текучості є початкова магнітна проникність μ_n і питома електрична провідність γ , а при контролі межі міцності – коерцитивна сила H_c , що послужило основою для розробки технічних засобів.

4. Розроблено заводостійкий прилад для вимірювання межі текучості "СІГМА-5Т" та модернізовано серійний коерцитиметр "КИФМ-1", які дозволяють вимірювати основні фізико-механічні характеристики нафтогазового обладнання та інструменту. Метрологічний аналіз розроблених засобів показав, що сумарна основна відносна похибка вимірювань не перевищує $\pm 3\%$.

5. В результаті експериментальних досліджень встановлено, що:

- сумарна похибка методу вимірювання межі текучості не перевищує $\pm 6\%$, а кореляційний зв'язок описується рівняннями регресії виду $\sigma_T = 1123 - 2.64\mu_n$, $\sigma_T = 1359 - 137.12\gamma$;
- сумарна похибка методу вимірювання межі 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 межі текучості на 6% і межі 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 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 сталених 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" (розділи 14 і 15) та ГСТУ 320.028.29777.004-99 "Рекомендації по проведенню неруйнівного контролю бурового обладнання" (розділи 6.3 і 9). 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. гривень в рік.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лившиц Л.С., Левин С.М. Стали для оборудования нефтяной и газовой промышленности: Справочное пособ.– М.: Недра, 1995.– 287с.: ил.
2. Баштанников Л.А., Копей Б.В. Надёжность бурильных и обсадных труб и контроль качества их материала – М.: ВНИИЭгазпром, 1987, 53 с. (Обз. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин, вып. 1).
3. Баштанников Л.А. Неразрушающий контроль бурильных и обсадных колонн в практике отечественного и зарубежного бурения – М.: ВНИИЭгазпром, 1988, 40 с. (Обз. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин, вып. 1).
4. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник/ В.В.Клюев, Ф.Р.Соснин, В.Н.Филинов и др.; Под ред. В.В.Клюева.– М.: Машиностроение, 1995. – 488 с., ил.
5. Мак-Гоннейгль. Испытание без разрушения. Пер. с англ.– М.: Машиностроение, 1965, с.272-284.
6. Неразрушающие испытания. Справочник / Под. ред. Р. Мак-Мастерса. Пер. с англ. – М.-Л.:1965, кн.2. – 492с.
7. В.И.Шарандо, С.А.Новиков. Исследования гальванических покрытий термоэлектрическим и магнитоотрывным методами при различных условиях нанесения и термообработки // Дефектоскопия. – 1996. – № 5. – С. 105-108.
8. К.В.Подмастерьев, Е.В.Пахолкин. Электрический метод и средства поиска локальных дефектов опор качения // Дефектоскопия. – 1998. – № 8. – С. 59-67.
9. В.А.Митрофанов. Вопросы теории электропотенциального метода неразрушающего контроля на переменном токе // Дефектоскопия. – 1998. – № 3. – С. 37-44.

10. Матис И.Г. Электрическое поле на службе у неразрушающего контроля. Рига: Зинатие, 1978, 81с.
11. Михеев М.Н., Горкунов Э.С. Магнитные методы структурного анализа и неразрушающего контроля. – М.:Наука, 1993. – 252с.
12. Горкунов Э.С. Магнитные приборы контроля структуры и механических свойств стальных и чугуновых изделий (обзор) // Дефектоскопия. – 1992. – № 10. – С.3-35.
13. Сандомирский С.Г. Устройство для электромагнитного контроля механических свойств движущихся ферромагнитных изделий. Авт. свид. №1173293. – Бюл. Изобр., 1985, № 30.
14. Загайнов А.В., Ульянов А.И. Прибор для измерения коэрцитивной силы изделий из твёрдых сплавов, в разомкнутой магнитной цепи // Дефектоскопия. – 1988. – № 9. – С. 90-91.
15. Stanek P., Zelenka K. Способ определения локальных изменений структурно-механического состояния ферромагнитных тел вращения и устройство его осуществления. Авт. свид. №169003. – Бюл. Изобр., 1977.
16. Франкфурт В.И. Устройство для электромагнитного контроля движущихся изделий. Авт. свид. №1229674. – Бюл. Изобр., 1986, № 17.
17. Михеев М.Н., Горкунов Э.С. Использование необратимых магнитных характеристик при перемагничивании ферромагнетиков в магнитном структурном анализе сталей и сплавов. – В кн.: Электромагнитные методы измерений и неразрушающего контроля. Свердловск, ИФМ, 1982, с.3-10.
18. С.Г. Сандомирский. Магнитный контроль физико-механических свойств изделий массового производства в движении (обзор) // Дефектоскопия. – 1996. – № 7. – С. 25-30.
19. Высокопроизводительный цифровой феррозондовый коэрцитиметр // Дефектоскопия. – 1992. – № 12. – С. 80-84.
20. Преобразователи к коэрцитиметру КИФМ – 1 // Дефектоскопия. – 1991. – № 4. – С. 95.

21. Бида Г.В., Михеев М.Н., Сурин Г.В., Почуев Н.Д. Об идентификации коэрцитиметров // Дефектоскопия. – 1981. – № 11. – С. 90-94.
22. Радилов С.В., Воробьев Е.И. Усовершенствованная схема коэрцитиметра типа КИФМ – 1 // Дефектоскопия. – 1978. – № 12. – С. 94-95.
23. Францевич В.М., Крылов В.П., Михеев М.Н., Сурин Г.В. Полупроводниковый феррозондовый коэрцитиметр КИФМ – 1П // Дефектоскопия. – 1980. – № 8. – С. 100-103.
24. Коэрцитиметр ВЕГА – 1. – Проспект.
25. Koerzimat 1.095. INSTITUT D.G. FÖRSTER. – Проспект.
26. Захаров В.А., Михеев М.Н., Францевич В.М. Способы снижения влияния зазора между изделиями и наконечниками электромагнита на величину размагничивающего тока феррозондового коэрцитиметра с приставным электромагнитом // Дефектоскопия. – 1970. – № 4. – С. 100-106.
27. Ю.Ф. Пономарёв. Обобщенный анализ характеристик трубчатых феррозондов с поперечным возбуждением. I. Физические основы // Дефектоскопия. – 1997. – № 4. – С. 23-24.
28. Закиров С.М. Многослойный цилиндр в щелевом преобразователе. – В кн.: Тезисы докладов III Всесоюзной конференции, электромагнитные методы контроля качества изделий. – Куйбышев: АН СССР, 1978, с.12-13.
29. Мельгуй М.А., Матюк В.Ф. Расширение области отстройки от влияния изменений зазора между преобразователем и контролируемым изделием при импульсном магнитном методе контроля. – Дефектоскопия, 1982, №11, с.46-49.
30. Мельгуй М.А. и др. Неразрушающие методы и средства контроля и их применение в промышленности. – Минск: Наука и техника, 1973,-98с.
31. В.В.Поляков, А.В.Егоров. Вихретоковый контроль удельной электрической проводимости и магнитной проницаемости изделий из магнитомягких материалов // Дефектоскопия. – 1992. – № 12. – С. 78-80.

32. Г.О.Кобидзе, В.М.Карпов. Численные методы расчёта токов и напряжений в схемах с вихретоковыми преобразователями при произвольном периодическом параметрическом воздействии // Дефектоскопия. – 1992. – № 7. – С. 81-90.
33. В.А.Сандовский, А.И.Уваров. К вопросу об определении величины зерна вихретоковым методом // Дефектоскопия. – 1997. – № 10. – С. 42-43.
34. Герасимов В.Г., Покровский А.Д., Сухоруков В.В. Неразрушающий контроль. Кн. 3. Электромагнитный контроль: Практ. пособие. Под. ред. В.В.Сухорукова. – М.: Высшая школа, 1992. – 312 с.
35. Герасимов В.Г., Останин Ю.Я., Покровский А.Д. и др. Неразрушающий контроль качества изделий электромагнитными методами. – М.: Энергия, 1978. – 216с.
36. Дорофеев А.Л. Вихревые токи. М.: Энергия, 72с.ил. (массовая библиотека. Вып.935).
37. Натыкан М.Ю., Никитин А.И., Товпинец А.А. Электромагнитные свойства и выбор информативных параметров неразрушающего контроля механических свойств труб из низкоуглеродистых и слаболегированных сталей. – В кн.: Теория и технология производства стальных и чугунных труб: Научные труды ВНИТИ. – М.:Металлургия, 1992.
38. Натыкан М.Ю. Многопараметровый неразрушающий контроль механических свойств труб из низкоуглеродистых и слаболегированных сталей. – В кн.: Теория и технология производства стальных и чугунных труб: Научные труды ВНИТИ. – М.:Металлургия, 1992.
39. Ю.Я.Останин. Влияние электромагнитных параметров материала на выходные сигналы накладного вихретокового преобразователя с учётом диэлектрической проницаемости // Дефектоскопия. – 1996. – № 7. – С. 25-30.
40. Э.С Горкунов, Л.Х.Коган, О.А.Пашагин и др. Вихретоковый контроль глубины и твёрдости поверхностно-упрочнённых слоёв изделий с

- использованием накладных преобразователей // Дефектоскопия. – 1996. – № 5. – С. 54-58.
41. Учанин В.Н., Макаров Г.Н. Подавление влияния зазора при бесконтактном измерении удельной электрической проводности методом вихревых токов // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1996. – № 4. – С. 41-45.
42. Тетерко А.Я. Обобщённый фазовый метод увеличения чувствительности селективного вихретокового контроля // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1997. – № 2. – С. 9-18.
43. А.Я Тетерко. Метод миттевих значень з формуванням особливих точок при селективному вихрострумовому контролі // Матеріали другої української науково-технічної конференції "Неруйнівний контроль та технічна діагностика", с.102.
44. А.Я Тетерко. Підвищення точності фазового методу селективного вихрострумового контролю // Матеріали другої української науково-технічної конференції "Неруйнівний контроль та технічна діагностика", с.103.
45. Неразрушающий контроль металлов и изделий. Справочник / Под ред. Г.С.Самойловича. – М.: Машиностроение, 1976, – 436 с.
46. Зацепин Н.Н. Законы магнитостатического подобия. I. Критерий подобия параметров измерительных датчиков, расположенных с источником поля по одну сторону листа(способ на "отражение") // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1997. – № 2. – С. 3-8.
47. Маевский С.М., Онгирская Н.Г. Метод расчёта вносимых параметров накладного вихретокового преобразователя на основе определения коэффициента электромагнитной сети // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1997. – № 4. – С. 3-7.
48. Берник З.А., Учанин В.М., Білокур І.П. Вихрострумовий контроль механічних характеристик металу посудин тиску на підвищених частотах //

- Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1994. – № 2. – С. 104-107.
49. В.А.Сандовский, В.В.Дякин, М.С.Дударев. Исследование частотной зависимости магнитной проницаемости при вихретоковом контроле тонких ферромагнитных материалов // Дефектоскопия. – 1998. – № 11. – С. 27-33.
50. Молодецкий І.А. Визначення фізико-механічних характеристик нафтогазового інструменту // Методи та прилади контролю якості. – 1997. – №1. – С.65-66.
51. Н.В.Бугай, А.А.Лебедев, Л.Я.Левитан. Определение взаимосвязи механических и акустических свойств стали 12Х1МФ // Дефектоскопия. – 1982. – № 2. – С. 85-86.
52. В.М.Бобренко. Ультразвуковые методы и устройства для контроля механических напряжений // Дефектоскопия. – 1983. – № 12. – С. 8-14.
53. А.В.Шарко. Современное состояние и перспективы развития акустических методов контроля прочностных свойств конструкционных материалов // Дефектоскопия. – 1983. – № 5. – С. 72-87.
54. А.В. Коваленко, А.А.Лебедев, Л.Я.Левитан и др. Акустический контроль твёрдости колец подшипников качения // Дефектоскопия. – 1986. – № 8. – С. 23-28.
55. А.В.Шарко. Оценка необходимой точности аппаратуры для акустического контроля прочностных свойств углеродистых сталей // Дефектоскопия. – 1989. – № 3. – С. 12-16.
56. В.В.Муравьёв. Взаимосвязь скорости ультразвука в сталях с режимами их термической обработки // Дефектоскопия. – 1989. – № 2. – С. 66-68.
57. А.А.Лебедев, А.В.Шарко. Акустический контроль механических свойств стальных изделий поверхностными волнами Рэлея // Дефектоскопия. – 1990. – № 10. – С. 14-19.
58. Ю.В.Ланге. Контроль физико-механических свойств материала(Обзор) // Дефектоскопия. – 1990. – № 8. – С. 3-19.

59. Отчёт НИР. Опытное-методическое исследование прибора для измерения внешнего износа стальных буровых труб с учётом проводки глубоких разведочных скважин в солевых отложениях Припятской впадины БССР / Яцун М.А., Сухой М.И. и др. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1975 № гос. регистр. 75038925.
60. Отчёт по НИР. Разработка прибора для контроля физико-механических свойств и качества буровых труб / Яцун М.А., Сухой М.И. и др. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1977 № гос. регистр. 77025237.
61. Сухой М.И., Чернов А.С., Яцун М.А., Приходько В.Н. Контроль физико-механических свойств стальных буровых труб импульсным вихретоковым методом. – В кн.: Машины и нефтяное оборудование. – М.: ВНИИОЭНГ, № 6, 1981, с. 13-16.
62. Сухой М.И., Чернов А.С., Михайлив В.И. Оценка погрешности контроля групп прочности стальных буровых труб. В кн.: Неразрушающие методы контроля в народном хозяйстве. – Рига: ЛатНИИ НТИ, 1985.
63. Криничний П.Я., Молодецький І.А. Прилад для контролю фізико-механічних характеристик труб нафтового сортаменту СІГМА-5Т // Методи та прилади контролю якості. – 1998. – №2. – С. 9-10.
64. І.М.Бучма, О.І.Бучма, П.Г.Столярчук. Оцінка впливу асиметрії основних та паразитних параметрів на роботу диференціального трансформаторного вихрострумowego перетворювача // Вимірювальна техніка та метрологія. – 1996р. – №52.
65. Захаров В.К., Лыпарь Ю.И. Электронные устройства автоматики и телемеханики. Л., 1984.
66. Коэрцитиметр КИФМ – 1. Паспорт Иа2.778.147.ПС.
67. Магнитные методы неразрушающего контроля. Сб. статей. Свердловск, 1979 (УНЦ АН СССР).
68. Yensen T.D. Ziegler N.A. Magnetic properties of iron as affected by carbon, oxygen and grain-size.– Trans. Amer. Soc. Met., 1935, 23, p.556-557.

69. В.Н.Гриднев, В.Г.Гаврилюк, Ю.Я.Мешков. Прочность и пластичность холоднодеформированной стали. Киев, "Наукова думка", 1974.
70. Структура и механические свойства металлов. Материалы конференции. – М.: Металлургиздат, 1967, - 384 с.
71. Пятунин Г.А., Бида Г.В. Учёт влияния толщины листового проката при магнитном контроле механических свойств // Дефектоскопия. – 1978. – № 10. – С. 24-28.
72. Табачник В.П., Чернова Г.С., Федорищева Э.Э. К работе коэрцитиметра с П-образным электромагнитом при равенстве площадей поперечного сечения сердечников электромагнита и изделия // Дефектоскопия. – 1985. – № 10. – С. 55-59.
73. Табачник В.П., Бурганова В.А., Кохман Л.В., Чернова Г.С., Федорищева Э.Э. Учёт влияния размеров труб при коэрцитиметрическом контроле прибором КИФМ-1 // Дефектоскопия. – 1989. – № 12. – С. 56-60.
74. Твердомер динамический ТДМ-1. Паспорт 14327992.000.001 ПС.
75. ДСТУ 3365-96. Труби металеві. Методи відбору проб, заготовок та зразків для механічних та технологічних випробувань.
76. ГОСТ 7564-73. Сталь. Общие правила отбора проб заготовок и образцов для механических и технологических испытаний.
77. ДСТУ 3124-95 Труби із сталі і сплавів. Відбір та підготовка проб для визначення хімічного складу. Основні положення.
78. Временная инструкция по статистической обработке промышленной информации / Эйгелес Р.М., Стреколова Р.В., Новиков Ю.А., Атанасян Р.Г. – М.: 1972. – 83 с.
79. Математическая статистика / Под ред. проф. Д.М.Длина. – М.: Высшая школа, 1975. – 398 с.
80. Мирзаджанзаде А.К., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 228 с.

81. Смирнов Н.В., Барковский И.В. Курс теории вероятности и математической статистики для технических приложений. – М.: Наука, 1965, – 256 с.
82. Солонин И.С. Математическая статистика в технологии машиностроения. – М.: Машиностроение, 1972, – 215 с.
83. Статистическая обработка результатов механических испытаний инструментальных материалов. Методические рекомендации. – М.: ОНТИ, 1977, – 44 с.
84. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1972, – 735 с.
85. Джонсон Н., Лион Ф. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке. – М.: Мир, 1981, – 375 с.
86. Власов В.В., Комаров В.А. Взаимодействие магнитного поля длиной одновитковой токовой рамки с проводящим ферромагнитным цилиндром // Дефектоскопия. – 1972. – № 4. – С. 17-21.
87. Кохман Л.В., Михеев М.Н. Электромагнитный контроль механических свойств труб из углеродистых сталей // Дефектоскопия. – 1969. – № 5. – С. 91-96.
88. Григорян Г.В., Мулько Г.Н. Определение механических свойств толстолистовой стали 17Г1С // Дефектоскопия. – 1976. – № 1. – С. 77-88.
89. 91. Г.А.Пятунин, В.И.Славов. Природа связи между механическими и магнитными свойствами углеродистой стали // Дефектоскопия. – 1978. – № 11. – С. 98-103.
90. Г.А.Хасин, А.Б.Покровский, Э.Л.Осмнин, Н.В.Шаталин, В.Н.Вакуленко, Т.Е.Котова. Внедрение статистических и неразрушающих методов контроля механических свойств сортового проката // Заводская лаборатория. – №4. – 1980. – С. 372-375.

91. Мельгуй М.А., Пятунин Г.А., Чеснов Н.А., Пиунов В.Д. Неразрушающие методы и средства контроля и их применение в промышленности. – Минск: Наука и техника, 1973, с. 98.
92. О.С.Коновалов, А.С.Головко, В.И.Ройтман. Магнитный контроль механических свойств стальных труб // Дефектоскопия. – 1982. – № 8. – С. 82-84.
93. Jiles D.C. Magnetic properties and microstructure of AISI 1000 series carbon steels. –J.Phys. D: Appl. Phys., 1988, 21, p. 1186-1195.
94. Thompson S.M., Tanner B.K. The magnetic properties of pearlitic steels as a function of carbon content. –J. Magn. Magn. Mater., 1993, 123, p.283-298.
95. Ranjan R., Yieles D.C., Rastogi P.K. Magnetic properties of gecarburized steels: An investigation of the effect of grain size and carbon content. –JEEE Trans. Magn., 1987, 23, № 3, p. 1869-1876.
96. Э.С.Горкунов, В.М.Сомова, Т.П.Царкова и др. Взаимосвязь коэрцитивной силы с химическим составом и микроструктурой отожжённых сталей // Дефектоскопия. – 1997. – № 8. – С. 31-49.
97. Tanner B.K., Szpunar J.A., Willcock S.N.M. and other. Magnetic and metallurgical properties of high-tensile steels. –J. Mat. Science, 1988, 23, p. 4534-4540.
98. Вонсовский С.В., Шур Я.С. Ферромагнетизм. М. –Л.: ОГИЗ, 1948, 816с.
99. Kersten M. Problem der technischen Magnetisierungskurve.– Berlin, 1938, s.42.
100. Kersten M. Über die Bedeutung der versetzungsdichte für die Theorie der koerzitukraft rekrastellierter Werkstoffe.–Zs. angew. Phys., 1958, 8, №10, s.496-502.
101. Koster W. Zur Frage des Stickstoffs im technischen Eisen. –Arch. Eisenhüttenw., 1930, 4, №6, p. 289-301.
102. Mathcad 6.0 Plus. Финансовые; инженерные и научные расчёты в среде Windows 95. Издание 2-е, стереотипное. – М.: Информационно-издательский дом "Филинь", 1997. – 712с.

103. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985. С. 231: ил.
104. Ямалеев К.М. Старение металла труб в процессе эксплуатации нефтепроводов. Обзор, информация. Серия "Транспорт и хранение нефти". – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. С.64.
105. Анучкин М.И., Горицкий В.Н., Мирошниченко Б.И. Трубы для магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1986. С. 231: ил.
106. Ланчаков Г.А., Степаненко А.И., Пашков Ю.И. Влияние времени эксплуатации на ресурс прочности трубопроводов // Газовая промышленность. – 1994. – №3. – С.11-12.
107. Ланчаков Г.А., Степаненко А.И., Пашков Ю.И. и др. Диагностика напряженного состояния газопроводов при эксплуатации // Газовая промышленность. – 1993. – №4. – С.15-18.
108. Ю.И.Пашков, Ю.И.Анисимов, Г.А.Ланчаков и др. Прогнозирование остаточного ресурса прочности магистральных газонефтепроводов с учётом продолжительности эксплуатации // Строительство трубопроводов. – 1996. – №2. – С. 2-5.
109. Планирование научного эксперимента. ЦНИИТЭИ приборостроения. – М., 1976.
110. Fuzzy-Logik simulieren und erfolgreich anwenden: objektorientierte Fuzzy-Simulation/Johanes Hofer. –Munhen, Franzis., 1994.
111. Fuzzy-Logik: Einführung in die Grundlagen mit Anwendungen /von. Adolf Grauel. Mannheim (u.a.):BJ – Wiss – Verl.,1995. 245 S.
112. Семенцов Г.Н., Чигур І.І. Математичний опис задачі контролю працездатності доліт при бурінні свердловин // Методи та прилади контролю якості. – 1999. – №3. – С. 45-49.
113. Карпаш О.М., Молодецький І.А. Вдосконалення методології визначення групи міцності та ідентифікації марки сталі нафтогазового обладнання та інструменту // Методи та прилади контролю якості. – 1999. – №3. – С.12-13.

114. Писаренко П.С., Яковлев А.П., Матвеев В.В. Справочник по сопротивлению материалов. – Киев.: Наукова думка, 1975. – 703с.
115. Денисов И.Г. Сооружение буровых. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 397с.: ил.
116. Бронштейн Н.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике. – М.: Наука, 1964. – 608с.: ил.
117. Рабинович С.Г. Погрешности измерений. –Л.: Энергия, 1978. – 262 с.
118. Козлов В.В. Проверка средств неразрушающего контроля. – М.: Издательство стандартов, 1989, 215с., с ил.
119. Селиванов М.Н., Фридман А.Э., Кудряшова Ж.Ф. Качество измерений: Метрологическая справочная книга. – Л.: Лениздат, 1987. – 295с., ил.
120. Трощенко В.Г. и др. Сопротивление материалов деформированию и разрушению. Справочное пособие, ч. 2. – К.: Наукова думка, 1994. – 701с., ил.
121. Труды метрологических институтов СССР. Вып. 134 (194). Методы обработки результатов наблюдений при измерениях. – М.: Издательство стандартов, 1972. – 116 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

ГСТУ 320.02829777.003-99

ГАЛУЗЕВИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ

**НЕРУЙНІВНИЙ КОНТРОЛЬ
ТА ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ
МЕТАЛОКОНСТРУКЦІЙ БУРОВИХ ВЕЖ
В РОЗІБРАНОМУ Й ЗІБРАНОМУ СТАНІ**

Видання офіційне

Держнафтогазпром

Продовження додатка А

Передмова

РОЗРОБЛЕНО Науково-виробничою фірмою "Зонд" (директор - докт. техн. наук, проф. О.М.Карпаш)

ПОГОДЖЕНО

з Державним Комітетом України по нагляду за охороною праці

з ДК "Укргазвидобування"

з АТ "Укрнафта"

з ДП "Чорноморнафтогаз"

з Держкомгеології України

з Технічним комітетом ТК-78 "Технічна діагностика та неруйнівний контроль"

з Науково-технічним центром "СЕПРОЗ"

з УкрНДІнафтогазінформ

ЗАТВЕРДЖЕНО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ наказом Державного комітету нафтової, газової та нафтопереробної промисловості України" №34 від 8.02.99 р.

РОЗРОБНИКИ: О.М.Карпаш, докт.техн.наук, проф.; В.О.Троїцький, докт.техн.наук, проф.; Я.М.Зінчак, канд.техн.наук; В.М.Івасів, канд.техн.наук; О.К.Бондаренко, канд.техн.наук; П.Я.Криничний, І.І.Цюцяк, Я.Б.Даниляк, І.М.Кійко, М.В.Буній, І.А.Молодецький, В.І Степченков

ЗАРЕЄСТРОВАНО Українським науково-дослідним інститутом стандартизації, сертифікації та інформатики Держстандарту України за №

ІВВЕДЕНО ВПЕРШЕ

Цей стандарт не може бути повністю чи частково відтворений, тиражований і розповсюджений як офіційне видання без дозволу Науково-виробничої фірми "Зонд" та Держнафтогазпрому України.

Продовження додатка А

Зміст

| | |
|--|----|
| Вступ..... | V |
| Галузь використання..... | 1 |
| Нормативні посилання..... | 2 |
| Визначення..... | 4 |
| Вимоги до організацій та персоналу, які здійснюють контроль..... | 5 |
| Вимоги охорони праці під час проведення контролю | 6 |
| Обсяг та види неруйнівного контролю елементів бурових веж в зібраному й розібраному стані..... | 8 |
| Методи неруйнівного контролю..... | 13 |
| Вимоги до апаратури, обладнання та інструменту | 17 |
| Візуальний контроль | 18 |
| Інструментальний контроль | 20 |
| Акустичний (ультразвуковий) контроль | 21 |
| 11.1 Підготовка до акустичного (ультразвукового) контролю..... | 21 |
| 11.2 Акустична товщинометрія тіла елементів веж..... | 23 |
| 11.3. Акустична (ультразвукова) дефектоскопія тіла трубних елементів веж | 25 |
| 11.4 Акустична дефектоскопія зони кріпильних отворів фланців ніг (для веж в розібраному стані)..... | 26 |
| 11.5 Акустична дефектоскопія зовнішніх зварних швів з'єднань тіла ноги з фланцем | 35 |
| 11.6 Акустична дефектоскопія зварних швів з'єднань тіла ноги з косинкою | 40 |
| Вихрострумова дефектоскопія тіла трубних елементів веж | 44 |
| Радіаційний контроль та капілярна дефектоскопія елементів і зварних з'єднань бурових веж..... | 48 |
| 13.1 Радіаційний контроль зварних з'єднань..... | 48 |
| 13.2 Капілярна дефектоскопія | 49 |

Продовження додатка А

| | | |
|----|--|----|
| 14 | Контроль фізико-механічних властивостей матеріалу веж | 50 |
| | 14.1 Підготовка до контролю..... | 50 |
| | 14.2 Контроль границі текучості матеріалу металоконструкцій веж вихрострумовим методом | 50 |
| | 14.3 Контроль твердості металоконструкцій | 52 |
| 5 | Оцінка технічного стану металоконструкцій бурових веж за результатами неруйнівного контролю | 55 |
| 16 | Періодичність обстеження металоконструкцій бурових веж | 56 |
| 17 | Норми часу на проведення неруйнівного контролю | 57 |
| 18 | Оформлення результатів контролю..... | 59 |

| | | |
|------------------|--|----|
| <i>Додаток А</i> | Апаратура, рекомендована для використання при проведенні обстеження та неруйнівного контролю елементів металоконструкцій бурових веж | 65 |
|------------------|--|----|

| | | |
|------------------|---|----|
| <i>Додаток Б</i> | Зразки для настроювання (калібровки) апаратури при проведенні контролю | 66 |
|------------------|---|----|

| | | |
|------------------|---|----|
| <i>Додаток В</i> | Розрахунок бурових веж за методом граничних станів | 74 |
|------------------|---|----|

Додаток Г

| | | |
|----|--------------------------------|-----|
| Г1 | Форма Технічного висновку..... | 125 |
|----|--------------------------------|-----|

| | | |
|----|--|-----|
| Г2 | Форма Акту обстеження та неруйнівного контролю металоконструкцій бурової вежі | 129 |
|----|--|-----|

| | | |
|----|---|-----|
| Г3 | Форма Відомості дефектів та пошкоджень..... | 132 |
|----|---|-----|

| | | |
|----|-----------------------------|-----|
| Г4 | Витяг з Паспорту вежі | 134 |
|----|-----------------------------|-----|

| | | |
|------------------|---|-----|
| <i>Додаток Д</i> | Технічні характеристики бурових веж | 137 |
|------------------|---|-----|

Додаток Б

ГСТУ 320.02829777.004-99

ГАЛУЗЕВИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ

РЕКОМЕНДАЦІЇ ПО ПРОВЕДЕННЮ
НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ

Видання офіційне

Держнафтогазпром

Продовження додатка Б

Передмова

1 РОЗРОБЛЕНО Науково-виробничою фірмою "Зонд" (директор - докт. техн. наук, професор О.М.Карпаш)

2 УЗГОДЖЕНО

- з Державним Комітетом України по нагляду за охороною праці
- з АТ "Укргазпром"
- з АТ "Укрнафта"
- з ДП "Чорноморнафтогаз"
- з Держкомгеології України
- з Технічним комітетом ТК-78 "Технічна діагностика та неруйнівний контроль"
- з Науково-технічним центром "СЕПРОЗ" НАН України
- з УкрНДІнафтогазінформ

3 ЗАТВЕРДЖЕНО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ наказом Державного комітету нафтової, газової та нафтопереробної промисловості України № 36 від 18.02.99 р.

4 РОЗРОБНИКИ: О.М. Карпаш, докт.техн.наук, професор; Я.М. Зінчак, канд.техн.наук; В.О. Троїцький, докт.техн.наук, професор; Ю.К. Бондаренко, канд. техн. наук; В.М. Івасів, канд.техн.наук; Я.Б. Даниляк; П.Я. Криничний; І.І. Цюцяк; Л.Ф. Ружило; І.А. Молодецький; А.В. Козоріз; М.В. Буній; В.О. Васьків.

5 ЗАРЕЄСТРОВАНО Українським науково-дослідним інститутом стандартизації, сертифікації та інформатики Держстандарту України за № від

6 ВВЕДЕНО ВПЕРШЕ

Цей стандарт не може бути повністю чи частково відтворений, тиражований і розповсюджений як офіційне видання без дозволу Науково-виробничої фірми "Зонд" і Державного комітету нафтової, газової та нафтопереробної промисловості України

Продовження додатка Б

ЗМІСТ

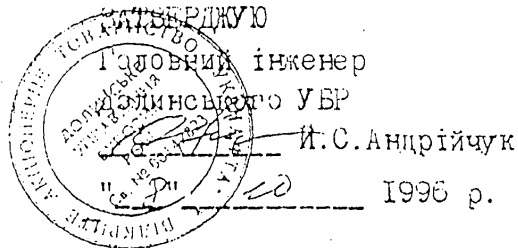
стор.

| | |
|---|-----|
| Вступ..... | V |
| Галузь використання..... | 1 |
| Нормативні посилання..... | 1 |
| Вимоги до організацій та персоналу, що здійснюють контроль..... | 4 |
| Вимоги охорони праці під час проведення контролю..... | 5 |
| Обсяг та види неруйнівного контролю бурового обладнання в зібраному і розібраному стані..... | 6 |
| Методи неруйнівного контролю..... | 9 |
| 6.1 Візуальний та інструментальний контроль..... | 9 |
| 6.2 Акустичний контроль..... | 18 |
| 6.3 Вихрострумний контроль..... | 18 |
| Вимоги до апаратури..... | 19 |
| Підготовка до контролю..... | 20 |
| Методика і технологія неруйнівного контролю елементів бурового обладнання..... | 21 |
| 9.1 Неруйнівний контроль елеваторів..... | 21 |
| 9.2 Неруйнівний контроль штропів..... | 31 |
| 9.3 Неруйнівний контроль гальмівних механізмів..... | 42 |
| 9.4 Неруйнівний контроль талевих блоків..... | 50 |
| 9.5 Неруйнівний контроль вертлюгів..... | 69 |
| 9.6 Неруйнівний контроль кронблоків..... | 90 |
| 9.7 Неруйнівний контроль гаків та гакоблоків..... | 96 |
| 9.8 Неруйнівний контроль ключів машинних для бурильних та обсадних труб..... | 117 |
| 9.9 Неруйнівний контроль крана кінцевого вимикача..... | 134 |
| Оформлення результатів контролю..... | 138 |
| Норми часу на контроль..... | 140 |

Продовження додатка Б

| | |
|--|-----|
| Додаток А. Апаратура, рекомендована для проведення контролю за наведеними методиками..... | 142 |
| Додаток Б. Методика виготовлення та атестації стандартних зразків підприємства для настройки ультразвукової апаратури..... | 143 |
| Додаток В. Форма акту про проведення НК бурового обладнання..... | 162 |
| Додаток Г. Перелік п'єзоперетворювачів..... | 170 |
| Додаток Д. Геометричні розміри вантажопідйомних елементів бурового обладнання згідно ГОСТ 25468-82 | 172 |

Додаток В



А К Т

впровадження технічних засобів та технологій
неруйнівного контролю на бурових Долінського УБР

Комісія в складі: начальника ЦІТС долінського УБР Новака І.О.,
начальника технологічного відділу Гавриліва Д.М. та зав.сектором
НВФ "Зонд" Цюцяка І.І. склали цей акт про наступне:

Розроблені НВФ "Зонд" засоби і методики неруйнівного контролю:

- а/ для контролю різьбових з'єднань труб, виготовлених по стандартах АНІ /ВШК/;
- б/ для контролю якості зборки різьбових з'єднань підвищеної міцності та герметичності /труби ВК за ГОСТ 631-75/;
- в/ для контролю груп міцності сталевих бурових труб;
- г/ безперервного вимірювання товщини стінки труб;
- д/ для неруйнівного контролю та технічної діагностики елементів бурових веж

на протяжні 1994-1996 рр. впроваджені на бурових Долінського УБР.

Підписи

І.О. Новак Новак І.О.
Д.М. Гаврилів Гаврилів Д.М.
І.І. Цюцяк Цюцяк І.І.

Продовження додатка В

АКТ
здачі - приймання
науково-дослідної (дослідно-конструкторської) роботи

Івано-Франківськ

20 серпня 1997 р

що нижче підписались, представник Замовника - заступник головного механіка Шабелинського УТТІСТ Чаговець С.Т. та представник Виконавця - заступник директора технічного підприємства Науково-виробнича фірма "ЗОНД" - Рашкевич О.В., склали акт про наступне:

відповідності з договором № 124-П-96 від 21.05.1996 р. та згідно листа АТ "Укргазпром" № 18-1970 від 05.04.1997 р. Виконавець передає, а Замовник приймає пересувну лабораторію неруйнівного контролю бурильного інструменту та бурового обладнання ПЛНК-2 на шасі автомобіля ГАЗ-66.

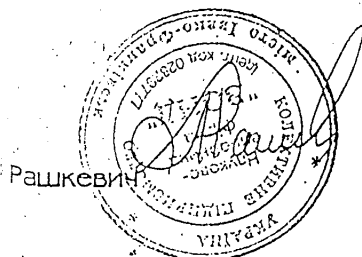
Комплектність лабораторії ПЛНК-2 відповідає специфікації № 2 на лабораторію.

Лабораторія передається в комплекті з усіма документами (свідоцтво про метрологічну станцію, дозвіл ДАІ, експлуатаційна документація), необхідними для її експлуатації.

Експлуатаційні, метрологічні та інші характеристики лабораторії перевірені під час вимірних випробувань та метрологічної атестації і повністю співпадають з наведеними в технічній документації на виріб.

Представник Виконавця

Представник Замовника

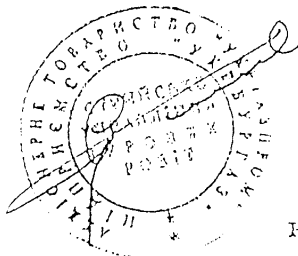


Продовження додатка В

ЗАТВЕРДЖУЮ

Начальник Стрийського УБР

В.В. Галик



ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор НВФ «Зонд»

О.М. Карпаш

АКТ

приймки-здачі

науково-дослідної (дослідно-конструкторської) роботи

м. Івано-Франківськ

«25» 12 1997р.

Ми, що нижче підписалися, представник Замовника - завідувачий лабораторією НК Стрийського УБР Мамчин І.Я., та представник Виконавця - заступник директора НВФ «Зонд» Даниляк Я.Б. склали цей акт про наступнє:

1. У відповідності з договором №124-П-96 від 21.05.1994р., укладеним між НВФ «Зонд» та «Укрзарубіжнафтогаз», та згідно з листом Замовника №18-454Ф від 25.06.1997р. Виконавець передає замовнику «Пересувну лабораторію неруйнівного контролю бурильного інструменту та бурового обладнання в польових умовах (ПІІ-К-2)» (зав. №003) на шасі автомобіля ГАЗ-66 (двигун №184021, шасі №0304441, кузов №5708).
2. Комплектність лабораторії повністю відповідає вимогам паспорту ПІІ-К - 2.00.000 ПС.
3. Експлуатаційні, метрологічні та інші характеристики лабораторії перевірені під час приймальних випробувань та метрологічної атестації і повністю співпадають з наведеними в технічній документації на лабораторію.
4. Зауважень та претензій з боку представника організації Замовника до виконавця немає.

Представник Замовника

І.Я. Мамчин

Представник Виконавця

Я.Б. Даниляк

Додаток Д

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Начальник управління
 буріння свердловин
 ДК "Укргазвидобування"
 Мельник М.М.

Мельник
 "12" 03 1999р.

АКТ № приймальної комісії

Приймальна комісія в складі:

- голови: Мельника М.М. – начальника управління буріння свердловин ДК "Укргазвидобування";
- і членів комісії: Ханенка В.М. – начальника управління-головного механіка ДК "Укргазвидобування";
 Синюка Б.Б. – заступника начальника науково-технічного управління ДК "Укргазвидобування";
 Кравця П.Є. – начальника виробничо-технічного відділу ФБУ "Укрбургаз";
 Кушнарєва В.Л. – головного інженера Хрестищенського відділення бурових робіт;
 Микитчака В.П. – начальника виробничо-технічного відділу Хрестищенського відділення бурових робіт;
 Тесленка В.С. – керівника групи КВПіА Хрестищенського відділення бурових робіт;
 Даниляка Я.Б. – заступника директора НВФ "Зонд";
 Кравченівського В.І. – головного державного інспектора територіального управління Держнаглядохоронпраці по Харківській області;
 Фоміна О.С. – державного інспектора Харківської гірничо-технічної інспекції,

призначена наказом ДК "Укргазвидобування" № 47 від 16.02.1999р., розглянувши дослідний зразок установки "Зонд-СОТ" та технічну документацію, представлені НВФ "Зонд", на підставі протоколу приймальних випробувань ВВАЖАЄ, що дослідний зразок, призначений для комплексного неруйнівного контролю сталених обсадних труб в умовах бази виробничого обслуговування витримав приймальні випробування і відповідає

Продовження додатка Д

вимогам технічного завдання, стандартів і технічній документації.

ПРОПОНУЄТЬСЯ

1. НВФ "Зонд" забезпечити підприємства ДК "Укргазвидобування" на їх замовлення установками типу "Зонд-СОТ".

2. У зв'язку із введенням нового порядку видачі дозволів на проведення неруйнівного контролю та технічної діагностики нафтогазовидобувних виробництв та об'єктів (затверджено Головою Держнаглядохоронпраці України 15.07.1997р.), у відповідності з яким дозвіл підприємствам видається тільки центральним органом Держнаглядохоронпраці після акредитації відповідних служб підприємств (наказ Держнаглядохоронпраці №41 від 23.03.1998р) Хрестищенському відділенню бурових робіт вирішити питання акредитації лабораторії неруйнівного контролю. НВФ "Зонд" надати методичну та практичну допомогу при акредитації.

3. НВФ "Зонд" продовжити роботи по даній проблемі, зокрема, розробити систему спостереження та реєстрації результатів контролю на базі комп'ютера.

4. ДК "Укргазвидобування" в I кв. 1999р. вирішити питання оплати виконаних НВФ "Зонд" робіт по розробці та виготовленню установки.

Додаток: Протокол приймальних випробувань.

Члени комісії:

Ханенко В.М.

Синюк Б.Б.

Кравець П.С.

Кушнар'ов В.Л.

Микитчак В.П.

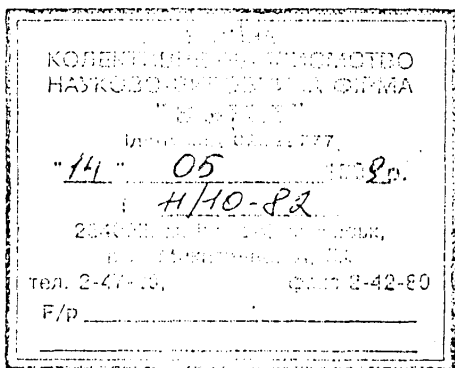
Тесленко В.С.

Даниляк Я.Б.

Учасник комісії
Упр. Держнаглядохоронпраці

Кравченівський В.І.

Фомін О.С.



Спеціалізованій вченій раді
по захисту докторських дисертацій
по спеціальності "Прилади та методи
контролю"
при Івано-Франківському державному
технічному університеті

Д О В І Д К А

Одним із найефективніших способів забезпечення експлуатаційної надійності бурильної колони є її періодичний контроль методами та засобами неруйнівного контролю і технічної діагностики. Ефективність застосування цих засобів в значній мірі залежить від правильності вибору контрольованих параметрів, методів їх вимірювання та достовірності результатів контролю.

В НВФ "Зонд" під керівництвом та при безпосередній участі завлабораторією Молодецького Ігоря Анатолійовича розроблено комплекс засобів для контролю фізико-механічних властивостей бурильного інструменту та бурового обладнання. Це установки ПЛНК-2, "СОТ-ЗОНД", "ФЗА-ЗОНД", прилади ІВІТ та СІГМА, які впроваджені на бурових підприємствах АТ "Укргазпром", АТ "Укрнафта", ДП "Чорноморнафтогаз". Результати вищеназваних досліджень реалізовані в ГСТУ 320.02829777.004-98 "Рекомендації по проведенню неруйнівного контролю бурового обладнання" і ГСТУ 320.02829777.003-98 "Неруйнівний контроль та оцінка технічного стану металоконструкцій бурових веж в розібраному і зібраному стані".

Використання технічних засобів та технологій в поєднанні з організаційно-методичними положеннями, викладеними в нормативних документах, дозволило значно зменшити кількість відказів елементів бурильної колони, скоротити строки будівництва свердловин, зекономити значні матеріальні та енергетичні ресурси.

Економічний ефект від використання вищеназваних технічних засобів та методик складає не менше 1,5 млн. гривень в рік.

Перший заступник НВФ "Зонд",
головної організації
Держнафтогазпрому України
канд. техн. наук



Зинчук

Я.М.Зінчук