

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Київський національний університет будівництва і архітектури

**ТЕХНІЧНА ДІАГНОСТИКА
ТА КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ
НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ**

Методичні вказівки
до виконання практичних робіт
для здобувачів першого (бакалаврського) рівня
вищої освіти спеціальності
185 «Нафтогазова інженерія та технологія»,
G16 «Гірництво та нафтогазові технології»,
освітня програма «Нафтогазова інженерія та технології»
денної та заочної форми навчання

Київ 2026

УДК 621.311

T38

Укладачі: В. Д. Новіков, канд. техн. наук;
П. О. Пасічник, канд. техн. наук, доцент;
Н. В. Чепурна, канд. техн. наук, доцент;
О. Г. Погосов, канд. техн. наук, доцент;
Є. О. Кулінко, магістр, асистент

Рецензент Ю. І. Ковальчук, канд. техн. наук, доцент

Відповідальний за випуск М. А. Кириченко, канд. техн. наук,
доцент, завідувач кафедри теплотехніки.

*Затверджено на засіданні кафедри теплотехніки, протокол
№11 від 10 червня 2026 року.*

В авторській редакції.

Технічна діагностика та контроль якості нафтогазового обладнання
T38 [електронний ресурс]: методичні вказівки до виконання практичних
робіт / уклад.: В. Д. Новіков та ін. – Київ: КНУБА, 2026. – 23с.

Містять зміст, порядок оформлення і вказівки до виконання
практичних робіт.

Призначено для здобувачів першого (бакалаврського) рівня
вищої освіти спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та
технологія», G16 «Гірництво та нафтогазові технології», освітня
програма «Нафтогазова інженерія та технології» денної та заочної
форм навчання.

© КНУБА, 2026

ЗМІСТ

Позначення та скорочення.....	4
Загальні положення.....	5
Практичне заняття №1: ідентифікація дефектів та розрахунок швидкості корозії	6
Практичне заняття №2: тепловізійна діагностика та термометрія	9
Практичне заняття №3: розрахунок параметрів ультразвукового контролю	12
Практичне заняття №4: оцінка якості зварних швів за радіографічними знімками	15
Практичне заняття №5: метод акустичної емісії в технічній діагностиці	19
Список літератури.....	22

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

АЕ – акустична емісія.

АРД-діаграма – амплітуда-відстань-діаметр (графік для оцінки розмірів дефектів в УЗК).

ВТД – внутрішньотрубна діагностика.

НК – неруйнівний контроль.

РК – радіографічний контроль.

УЗК – ультразвуковий контроль.

ГРП – гідророзрив пласта.

ЗЗ – зварне з'єднання.

КНБК – компоновка низу бурильної колони.

ЛЧ – лінійна частина (трубопроводу).

МГ – магістральний газопровід.

МН – магістральний нафтопровід.

НДС – напружено-деформований стан.

ПЕП – п'єзоелектричний перетворювач (датчик для УЗК).

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Методичні вказівки до виконання практичних занять з дисципліни «Технічна діагностика та контроль якості нафтогазового обладнання» розроблені відповідно до освітньо-професійної програми підготовки фахівців у галузі нафтогазової інженерії та технологій.

Основною метою видання є надання здобувачам теоретичної та практичної бази для оцінки технічного стану об'єктів магістрального транспорту нафти і газу.

Транспортування енергоносіїв є технологічно складним процесом, що супроводжується інтенсивним зносом металу під впливом корозії, високого тиску та динамічних навантажень. Вчасне виявлення дефектів та прогнозування залишкового ресурсу є критично важливими для запобігання екологічним катастрофам та економічним втратам. Саме тому структура практичних занять побудована за принципом поступового опанування основних методів неруйнівного контролю: від класичної оцінки швидкості корозії та візуалізації температурних полів до складних фізико-математичних методів ультразвукової, радіографічної та акусто-емісійної діагностики.

Завданнями практичного курсу є:

- оволодіння методиками ідентифікації поверхневих та внутрішніх дефектів зварних з'єднань і стінок труб;
- набуття навичок розрахунку параметрів контрольної апаратури залежно від геометрії та матеріалу об'єкта діагностування;
- вивчення нормативної бази (ДСТУ) для прийняття обґрунтованих рішень щодо придатності обладнання до подальшої експлуатації.

Особливістю цього курсу є поєднання аналітичних розрахунків із прикладними задачами, що моделюють реальні умови роботи лінійної частини трубопроводів, компресорних та насосних станцій.

Отримані знання стануть основою для подальшої професійної діяльності у сфері експлуатації, ремонту та технічного обслуговування нафтогазової інфраструктури.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №1

ІДЕНТИФІКАЦІЯ ДЕФЕКТІВ ТА РОЗРАХУНОК ШВИДКОСТІ КОРОЗІЇ

У системі технічної діагностики магістральних трубопроводів корозійний знос є одним із найвагоміших чинників, що визначають надійність системи.

Ідентифікація дефектів передбачає визначення їхнього типу (суцільна, пітингова, ерозійна корозія), а розрахункова оцінка дає змогу встановити кількісні показники деградації металу.

Основним завданням діагноста є не лише констатація факту наявності дефекту, а й прогнозування безпечного терміну експлуатації об'єкта до моменту, коли товщина його стінки досягне критичного (граничного) значення.

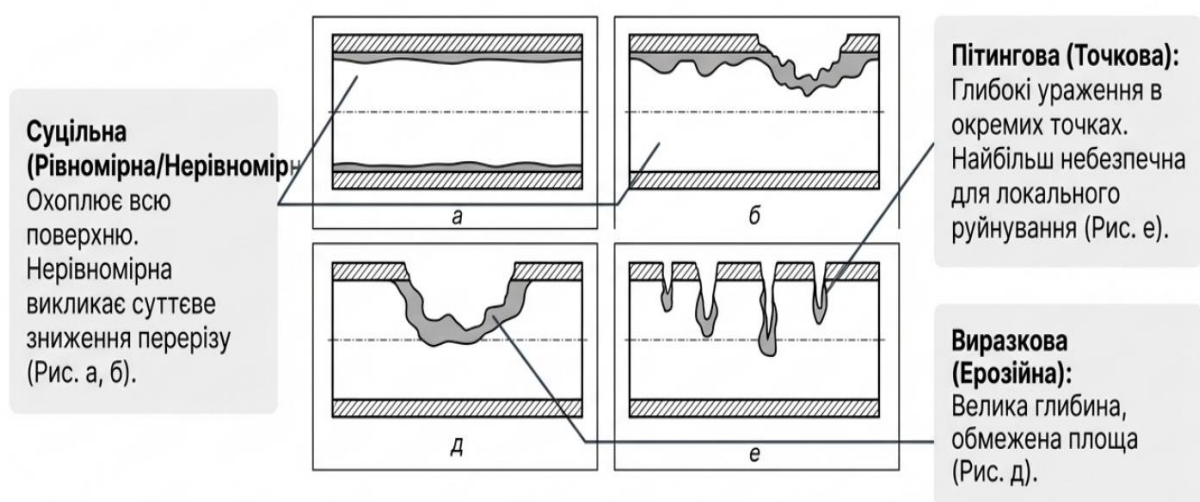


Рис.1. Класифікація корозійних пошкоджень стінок трубопроводів

Умова задачі:

Під час обстеження ділянки нафтопроводу (номінальний діаметр 530 мм) методом ультразвукової товщинометрії встановлено, що фактична товщина стінки на ділянці з корозійним пошкодженням становить 9,2 мм. Відомо, що трубопровід перебуває в експлуатації 12 років, а початкова товщина стінки згідно з проектною документацією становила 11,0 мм. Мінімально допустима товщина стінки за умов забезпечення міцності становить 7,4 мм.

Хід розв'язання:

Крок 1. Розрахунок швидкості корозійного зносу (V_c).

Для визначення інтенсивності процесу використовуємо формулу глибинного показника корозії:

$$V_c = \frac{\delta_{nom} - \delta_{fact}}{\tau},$$

де δ_{nom} – номінальна (проектна) товщина стінки, мм;

δ_{fact} – фактична товщина стінки за результатами діагностування, мм;

τ – час експлуатації об'єкта на момент заміру, років.

$$V_c = \frac{11,0 - 9,2}{12} = \frac{1,8}{12} = 0,15 \text{ мм/рік.}$$

Крок 2. Розрахунок прогнозованого залишкового ресурсу (ΔT).

Визначаємо час, протягом якого товщина стінки зменшиться від поточного значення до критичного:

$$\Delta T = \frac{\delta_{fact} - \delta_{min}}{V_c},$$

Де δ_{fact} – фактична товщина стінки, мм;

δ_{min} – мінімально допустима товщина стінки (граничне значення), мм;

V_c – розрахована швидкість корозії, мм/рік.

$$\Delta T = \frac{9,2 - 7,4}{0,15} = \frac{1,8}{0,15} = 12 \text{ років}$$

Висновок:

За результатами розрахунку встановлено, що швидкість корозії на досліджуваній ділянці становить 0,15 мм/рік, що за класифікацією стійкості металів належить до групи «стійких» матеріалів. Прогнозований залишковий ресурс до досягнення критичної товщини стінки становить 12 років.

Зважаючи на отримані дані, експлуатація ділянки при поточному робочому тиску дозволяється. Однак, згідно з регламентами технічної діагностики, наступне обстеження рекомендується провести через 6 років (що відповідає коефіцієнту запасу 0,5 від залишкового ресурсу) для уточнення динаміки корозійних процесів.

Ця методика є основою для формування планів капітального ремонту та технічного переоснащення підприємств нафтогазового комплексу.

- В експлуатації трубопроводів: результати розрахунків дозволяють диференціювати ділянки за ступенем небезпеки. Якщо ΔT виявляється меншим за міжтестастійний період, на ділянці встановлюють системи дистанційного моніторингу або планують її заміну в найближче «вікно» ремонтних робіт.

- У бурінні та капітальному ремонті свердловин: подібні розрахунки застосовуються для оцінки стану обсадних колон, особливо в агресивних пластових середовищах. Наприклад, під час реалізації «Способу будівництва бічного стовбура», де передбачено розширення стовбура в інтервалах над і під продуктивними горизонтами, контроль корозійного зносу основної колони є обов'язковим для надійного закріплення «хвостовика» та запобігання міжпластовим перетокам води.

Контрольні запитання

1. Які вихідні дані необхідні для розрахунку швидкості корозійного зносу стінки трубопроводу?

2. Чим відрізняється пітингова корозія від суцільної за характером пошкодження металу та ступенем небезпеки?

3. Як визначається прогнозований залишковий ресурс (ΔT) і які параметри на нього впливають?

4. Який коефіцієнт запасу зазвичай використовується для визначення терміну наступного обстеження після розрахунку залишкового ресурсу?

5. У яких ще сферах нафтогазової галузі, окрім магістральних трубопроводів, застосовується методика розрахунку корозійного зносу?

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №2

ТЕПЛОВІЗІЙНА ДІАГНОСТИКА ТА ТЕРМОМЕТРІЯ

Тепловізійний контроль є одним із найефективніших методів дистанційної діагностики нафтогазового обладнання. Він базується на реєстрації інфрачервоного випромінювання від поверхні об'єктів. Ключовим параметром, що впливає на точність вимірювання, є коефіцієнт випромінювальної здатності (ϵ).

На практиці об'єкти з однаковою фізичною температурою, але різним станом поверхні (наприклад, полірована сталь та пофарбована труба), відображаються на тепловізорі по-різному. Не врахування ϵ призводить до значних похибок. У системах транспортування нафти і газу цей метод дозволяє виявляти зони деградації теплоізоляції трубопроводів, місця витоків середовища та критичні перегріву електричних контактів приводів запірної арматури.

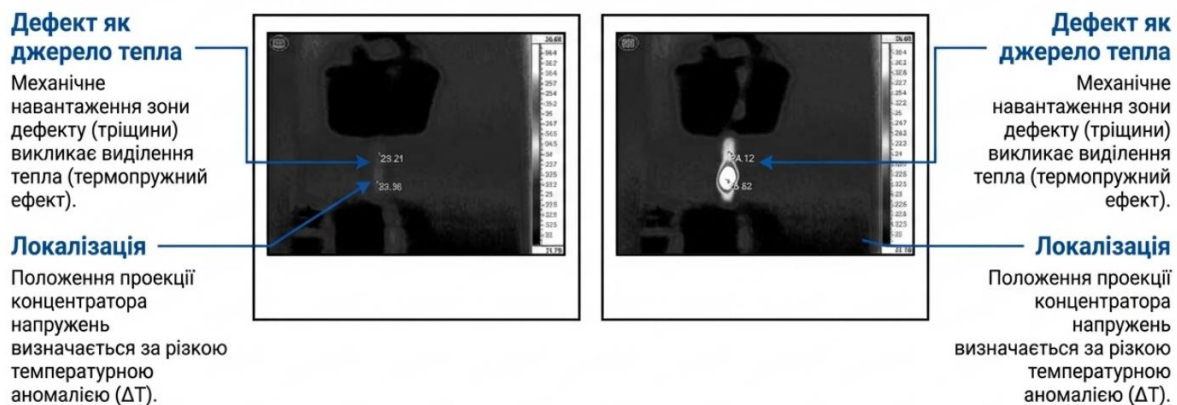


Рис.2. Діагностика локальних перегрівів та концентраторів напружень

Умова задачі:

Під час діагностування лабораторного стенда, що імітує магістральний трубопровід, проведено заміри температури двох ділянок:

1. Ділянка А: Полірована («блискуча») сталева труба ($\epsilon_A = 0,25$).
2. Ділянка Б: Пофарбована матовою фарбою ділянка тієї ж труби ($\epsilon_B = 0,95$).

Тепловізор зафіксував однакову радіаційну температуру для обох ділянок $T_{rad} = 40^\circ\text{C}$. Необхідно розрахувати справжню температуру ділянок та визначити похибку, якщо налаштування приладу не були відкориговані під конкретний матеріал.

Хід розв'язання:

Крок 1. Розрахунок справжньої температури об'єкта (T_{real})

Для спрощеного розрахунку (без врахування фонового випромінювання) використовується закон Стефана-Больцмана, згідно з яким дійсна температура обчислюється за формулою:

$$T_{real} = \frac{T_{rad}}{\sqrt[4]{\varepsilon}},$$

Де T_{rad} – радіаційна температура, зафіксована приладом (у Кельвінах, $K = t^{\circ}C + 273$), К;

ε – коефіцієнт випромінювальної здатності матеріалу, відн. од.

Переведемо температуру в Кельвіни: $T_{rad} = 40 + 273 = 313$ К.

Для ділянки А (блискуча):

$$T_{real_A} = \frac{313}{\sqrt[4]{0,25}} = \frac{313}{0.707} = 442,7 \text{ К} \approx 169,7^{\circ}\text{C}.$$

Для ділянки Б (пофарбована):

$$T_{real_B} = \frac{313}{\sqrt[4]{0,95}} = \frac{313}{0.987} = 317,1 \text{ К} \approx 44,1^{\circ}\text{C}$$

Крок 2. Розрахунок абсолютної похибки (ΔT):

$$\Delta T = T_{real} - T_{rad},$$

Де T_{real} – дійсна температура, $^{\circ}\text{C}$;

T_{rad} – температура, яку показав прилад без корекції ε , $^{\circ}\text{C}$.

Для ділянки А: $\Delta T_A = 169,7 - 40 = 129,7^{\circ}\text{C}$.

Для ділянки Б: $\Delta T_B = 44,1 - 40 = 4,1^{\circ}\text{C}$.

Висновок:

За результатами розрахунків встановлено, що ігнорування коефіцієнта випромінювання для металевих поверхонь без покриття призводить до критичних похибок (понад 129°C). Натомість для пофарбованих поверхонь похибка є мінімальною.

Це пояснюється тим, що «блискучі» метали мають високу відбивну здатність, і прилад фіксує не їхню власну енергію, а відображене випромінювання довкілля.

Рекомендації: Під час проведення тепловізійної зйомки нафтогазового обладнання необхідно використовувати спеціальні еталонні наклейки з відомим ε або наносити контактну фарбу на контрольні точки вимірювання.

Цей метод є ключовим у таких аспектах експлуатації:

- Транспортування газу: Виявлення зон обмерзання на вузлах редукування газу (ефект Джоуля-Томсона), що вказує на внутрішні відкладення гідратів.

- Енергоаудит: Пошук дефектів теплоізоляції резервуарів для зберігання нафти. Температурна аномалія («гаряча пляма») на поверхні ізоляції свідчить про її намокання або механічне руйнування, що веде до втрат тепла при підігріві високов'язких нафт.

- Електрообладнання: Діагностика контактних з'єднань у силових шафах насосних станцій. Перегрів контакту вище допустимих норм (наприклад, понад 70 °C) сигналізує про необхідність термінової підтяжки або заміни з'єднання для запобігання пожежі.

- Суміжне застосування: Аналогічні принципи термометрії використовуються при контролі процесу цементування свердловин (екзотермічна реакція твердіння цементу), що дозволяє визначити висоту підйому розчину за межами обсадної колони, як це передбачено в технологічних схемах відновлення свердловин бічними стовбурами.

Контрольні запитання

1. На чому базується метод тепловізійного контролю нафтогазового обладнання?

2. Що таке коефіцієнт випромінювальної здатності (ε) і як його ігнорування впливає на точність замірів?

3. Чому за однаковою фізичною температурою «блискуча» сталь та пофарбована труба мають різну радіаційну температуру на тепловізорі?

4. Які об'єкти або процеси можна діагностувати за допомогою тепловізора на компресорних станціях?

5. Як за допомогою термометрії можна контролювати процес цементування свердловин?

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №3

РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ

Ультразвуковий контроль (УЗК) є основним методом виявлення внутрішніх дефектів (тріщин, непроварів, шлакових включень) у зварних швах нафтогазопроводів.

Метод базується на здатності ультразвукових хвиль відбиватися від межі розділу середовищ (метал/повітря всередині дефекту).

Для контролю труб зазвичай використовують похилі перетворювачі, які вводять у метал поперечну хвилю під певним кутом.

Важливим завданням діагноста є точне визначення координат дефекту (глибини та відстані по поверхні) на основі часу проходження імпульсу, а також оцінка розміру дефекту за допомогою АРД-діаграм (Амплітуда–Відстань–Діаметр), які пов'язують амплітуду ехо-сигналу з розміром відбивача та відстанню до нього.

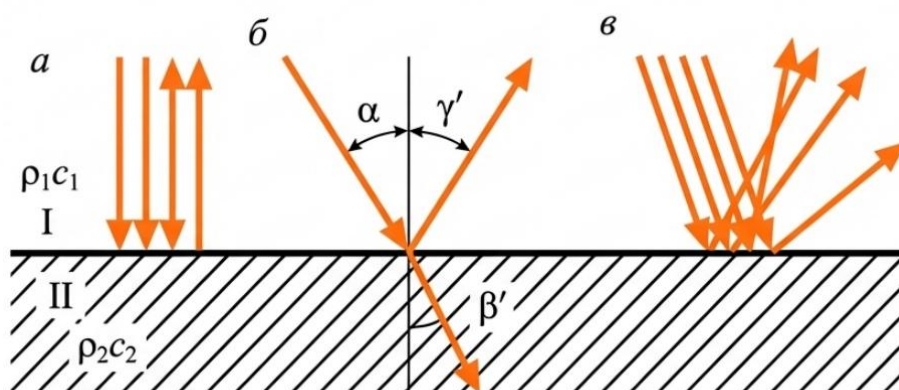


Рис. 3. Ультразвуковий контроль:

a – відбиття; *б* – заломлення; *в* – робота перетворювачів

Умова задачі:

Під час ультразвукового контролю кільцевого зварного шва нафтопроводу зі стінкою товщиною 14 мм за допомогою похилого перетворювача (кут призми $\beta = 40^\circ$) було зафіксовано ехо-сигнал від дефекту.

- швидкість поширення поперечної хвилі в сталі (c_t): 3240 м/с.
- час затримки сигналу (час подвійного пробігу τ): 12 мкс.
- кут введення променя в метал (α): 50° .

Завдання:

1. Визначити шлях променя S , який пододала ультразвукова хвиля до дефекту.

2. Розрахувати координати дефекту: глибину залягання (h) та відстань від точки виходу променя по поверхні (L).

Хід розв'язання:

Крок 1. Розрахунок шляху променя (S)

Оскільки час τ – це час пробігу хвилі від перетворювача до дефекту і назад, шлях до дефекту розраховується за формулою:

$$S = \frac{c_t \cdot \tau}{2},$$

де c_t – швидкість ультразвуку в металі, м/с (або мм/мкс);

τ – повний час затримки сигналу, мкс.

$$S = \frac{3,24 \text{ мм/мкс} \cdot 12 \text{ мкс}}{2} = 19,44 \text{ мм.}$$

Крок 2. Розрахунок координат дефекту (h та l).

Координати обчислюються через тригонометричні функції кута введення променя:

- Глибина (h):

$$h = S \cdot \cos(\alpha);$$

- Відстань по поверхні (L):

$$L = S \cdot \sin(\alpha),$$

Де S – шлях променя, мм;

α – кут введення променя в метал, град.

Розраховуємо:

$$h = 19,44 \cdot \cos(50^\circ) = 19,44 \cdot 0,643 \approx 12,5 \text{ мм}$$

$$L = 19,44 \cdot \sin(50^\circ) = 19,44 \cdot 0,766 \approx 14,9 \text{ мм.}$$

Висновок

За результатами розрахунків встановлено, що дефект залягає на глибині 12,5 мм, що при товщині стінки 14 мм свідчить про його розташування у кореневій частині зварного шва. Відстань від точки виходу променя до проєкції дефекту на поверхню становить 14,9 мм.

Наступним кроком діагностики має бути оцінка еквівалентної площі дефекту за АРД-діаграмою. Якщо амплітуда сигналу перевищує бракувальний рівень для товщини, зварне з'єднання підлягає ремонту.

УЗК є критично важливим на всіх етапах життєвого циклу обладнання:

- Будівництво трубопроводів: Перевірка 100% зварних стиків перед засипкою траншеї та пуском нафти.
- Експлуатація: Пошук втомних тріщин та підповерхневих корозійних виразок у тілі труби.
- Суміжне застосування (Буріння): Контроль стану замкових з'єднань бурильних труб та елементів багатоопорних КНБК.

Враховуючи високі динамічні навантаження під час роторного буріння, навіть мікроскопічні дефекти у різьбових з'єднаннях можуть призвести до аварії (обриву колони). Використання портативних дефектоскопів дає змогу вчасно виявити «втому» металу та відбракувати елементи колони до початку робіт, що особливо актуально під час відновлення свердловин методом будівництва бічних стовбурів, де навантаження на інструмент є специфічними та нерівномірними.

Контрольні запитання

1. Які типи внутрішніх дефектів зварних швів дає змогу виявити ультразвуковий контроль (УЗК)?
2. Як розраховується повний шлях променя (S), який долає ультразвукова хвиля до дефекту?
3. За якими тригонометричними формулами визначаються глибина залягання (h) та відстань по поверхні (L) до дефекту?
4. Для чого під час ультразвукової діагностики використовують АРД-діаграми?
5. Чому ультразвуковий контроль є обов'язковим для замкових з'єднань бурильних труб та КНБК?

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №4

ОЦІНКА ЯКОСТІ ЗВАРНИХ ШВІВ ЗА РАДІОГРАФІЧНИМИ ЗНІМКАМИ

Радіографічний контроль (РК) – це метод неруйнівного контролю, що базується на різному ступені поглинання рентгенівського або гамма-випромінювання ділянками металу з дефектами та без них.

На рентгенограмі дефекти (пори, шлакові включення, непровари) відображаються у вигляді темних плям або ліній, оскільки вони мають меншу щільність, ніж основний метал.

Основними параметрами, що визначають якість знімка, є чутливість (визначається за еталонами) та оптична щільність. Важливим етапом діагностики є розрахунок часу експозиції, який залежить від фокусної відстані, потужності джерела та товщини стінки труби, що просвічується.

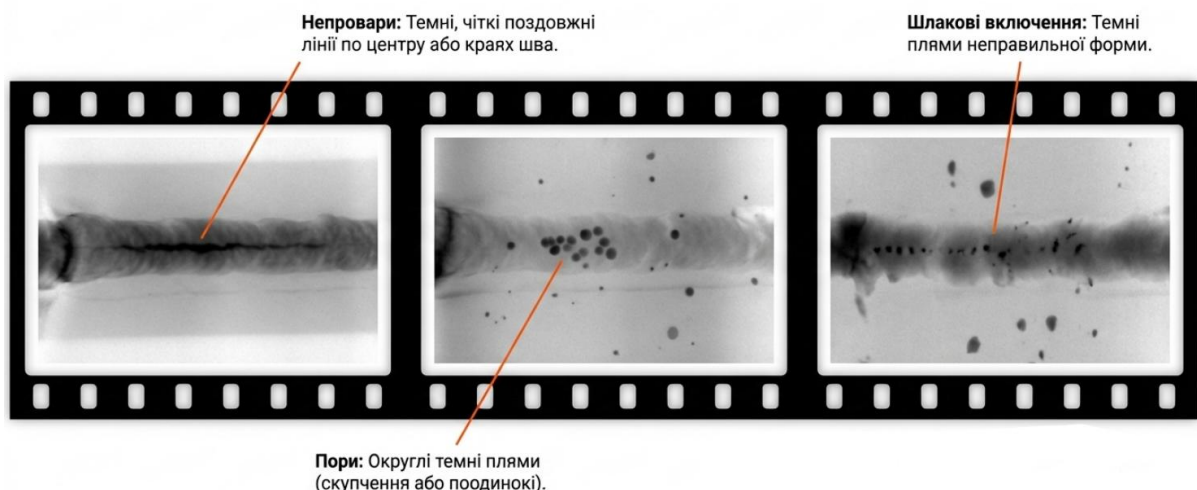


Рис. 4.1. Радіографічний контроль:
Ідентифікація внутрішніх дефектів

Умова задачі:

Необхідно провести рентгенографічний контроль кільцевого зварного шва магістрального газопроводу.

- Товщина стінки труби (δ): 16 мм.
- Матеріал: Сталь низьколегована.
- Фокусна відстань (F): 500 мм.

- Експозиційна доза (E): 20 мА·хв (визначена за номограмою для даної напруги та товщини).
- Струм рентгенівської трубки (I): 5 мА.

Завдання:

1. Розрахувати необхідний час експозиції (t).
2. Провести оцінку допустимості виявленого дефекту (пори), якщо її діаметр становить 1,5 мм, а згідно з ДСТУ допустима величина не має перевищувати 10 % від товщини стінки.

Хід розв'язання:

Крок 1. Розрахунок часу експозиції (t)

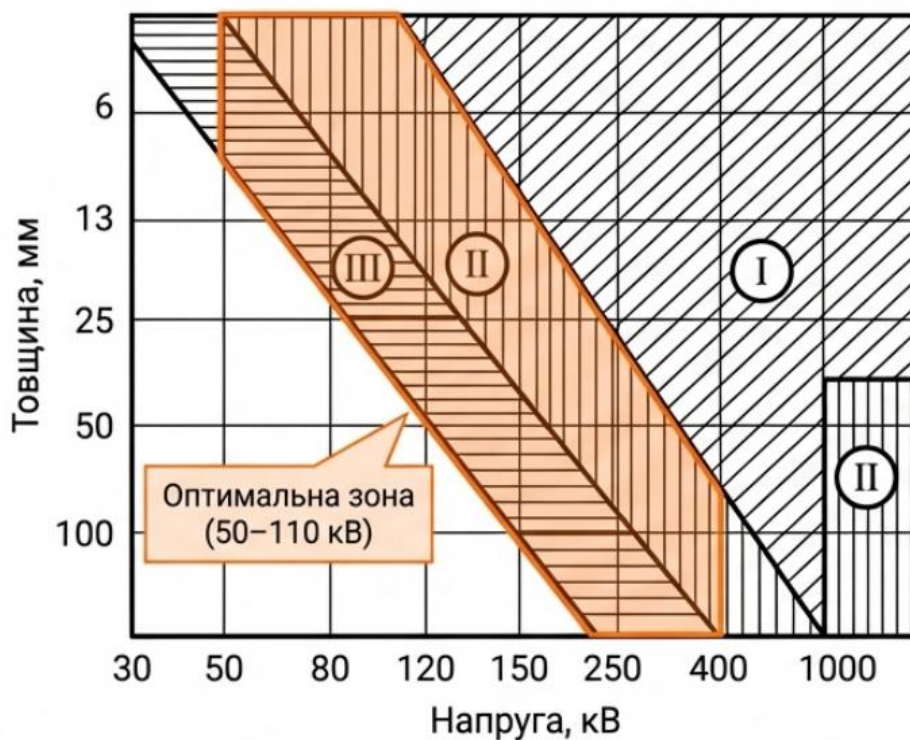


Рис. 4.2. Час експозиції та нормативна оцінка якості швів

Час, протягом якого джерело має випромінювати для отримання якісного знімка, розраховується за формулою:

$$t = \frac{E}{I},$$

де E – експозиційна доза, $\text{мА} \cdot \text{хв}$;

I – струм рентгенівської трубки, мА

$$t = \frac{20}{5} = 4 \text{ хв.}$$

Примітка: якщо змінюється фокусна відстань від еталонної, використовується закон зворотних квадратів: $t_{\text{new}} = t \cdot (F_{\text{new}}/F_{\text{old}})^2$.

Крок 2. Оцінка допустимості дефекту.

Визначаємо максимально допустимий розмір дефекту (d_{max}) для шва:

$$d_{\text{max}} = \delta \cdot K_{\text{adm}},$$

Де δ – товщина стінки труби, мм ;

K_{adm} – коефіцієнт допустимості (у нашому випадку 10%, або 0,1).

$$d_{\text{max}} = 16 \cdot 0,1 = 1,6 \text{ мм.}$$

Оскільки фактичний розмір пори (1,5 мм) є меншим за максимально допустимий (1,6 мм), такий дефект вважається допустимим за критерієм розміру.

Висновок:

За результатами розрахунків встановлено, що для отримання чіткого радіографічного знімка, якщо струм 5 мА , необхідний час експозиції становить 4 хв. Аналіз виявленого дефекту показав, що поодинокі пори діаметром 1,5 мм не виходять за межі норм, встановлених ДСТУ для газопроводів високого тиску. Проте, під час розшифровки знімка необхідно також врахувати кількість таких пор на одиницю довжини шва (скупченість), щоб прийняти остаточне рішення про якість з'єднання.

Радіографічний контроль є «золотим стандартом» під час будівництва та ремонту об'єктів транспорту нафти і газу:

- Контроль якості зварювання: РК дозволяє виявити найбільш небезпечні дефекти – непровари в корені шва та внутрішні тріщини, які неможливо побачити візуально.
- Арбітражний метод: У разі виникнення сумнівів під час ультразвукового контролю (УЗК), радіографію використовують як уточнюючий метод для візуалізації форми дефекту.

- Специфіка в нафтогазовій галузі: На компресорних та насосних станціях РК застосовують для діагностики литих корпусів запірної арматури та трійників складних форм. Подібно до того, як у вашому патенті № 158871 передбачено точне формування інтервалів розширення для відновлення свердловин, радіографія забезпечує «прозорість» критичних вузлів, гарантуючи, що під високим тиском обладнання не дасть збій через приховані ливарні або зварні дефекти.

Контрольні запитання

1. Як на рентгенограмі візуально відрізнити пори від непроварів або шлакових включень?
2. Від яких факторів залежить розрахунок часу експозиції (t) при проведенні радіографічного контролю?
3. Як зміниться час експозиції, якщо збільшити струм рентгенівської трубки?
4. Який критерій використовується для оцінки допустимості розміру дефекту згідно з нормативними документами (наприклад, ДСТУ)?
5. У яких випадках радіографічний контроль використовується як «арбітражний метод» діагностики?

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №5

МЕТОД АКУСТИЧНОЇ ЕМІСІЇ В ТЕХНІЧНІЙ ДІАГНОСТИЦІ

Метод акустичної емісії (АЕ) належить до пасивних методів неруйнівного контролю. Він базується на реєстрації пружних хвиль, що виникають під час швидкої локальної перебудови структури матеріалу (наприклад, під час зростання тріщини, пластичної деформації або витоку робочого середовища).

На відміну від ультразвукового контролю, АЕ дає змогу виявляти дефекти, що розвиваються в реальному часі під навантаженням. Ключовими завданнями діагноста є:

1. Локалізація джерела: визначення координат дефекту за різницею часу приходу сигналу на групу датчиків (метод триангуляції).
2. Оцінка активності: визначення ступеня небезпеки дефекту за швидкістю накопичення імпульсів АЕ (активні тріщини генерують постійний потік сигналів).

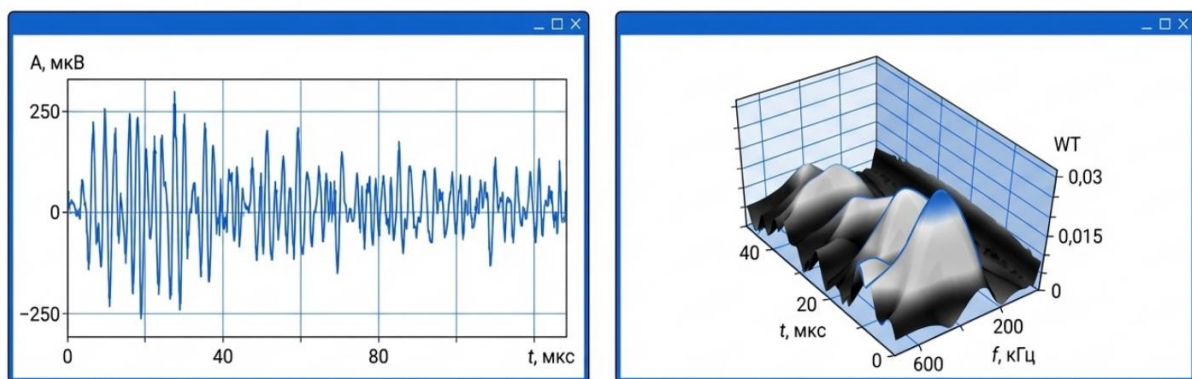


Рис. 5. Акусто-емісійний моніторинг: Реєстрація пружних хвиль

Умова задачі:

На лінійній ділянці трубопроводу встановлено два перетворювачі АЕ (Датчик 1 та Датчик 2) на відстані 10 метрів один від одного. Під час випробувань зафіксовано сигнал від джерела (тріщини), що розвивається між датчиками.

- Відстань між датчиками (D): 10 м.
- Швидкість поширення акустичної хвилі в сталі (V): 5000 м/с.
- Різниця часу приходу сигналу (Δt): 0,0008 с (або 0,8 мс).

Завдання:

1. Визначити координату джерела АЕ (x) відносно першого датчика.
2. Оцінити активність джерела, якщо за 10 хвилин спостереження зафіксовано 600 імпульсів.

Хід розв'язання:

Крок 1. Локалізація джерела (лінійна локалізація).

Координата джерела x на лінії між двома датчиками розраховується за формулою:

$$x = \frac{D - (V \cdot \Delta t)}{2},$$

Де D – відстань між датчиками, м;

V – швидкість звуку в матеріалі, м/с;

Δt – різниця часу реєстрації одного і того ж сигналу першим та другим датчиками, с. (Примітка: якщо Δt позитивне, джерело ближче до датчика, який прийняв сигнал першим).

$$x = \frac{10 - (5000 \cdot 0,0008)}{2} = \frac{10 - 4}{2} = 3 \text{ м.}$$

Джерело розташоване на відстані **3 метри** від датчика №1 (та, відповідно, 7 метрів від датчика №2).

Крок 2. Розрахунок активності джерела ($\dot{N}$).

Активність (швидкість рахунку) визначається за формулою:

$$\dot{N} = \frac{\Sigma N}{T},$$

де ΣN – сумарна кількість зафіксованих імпульсів;

T – час спостереження, хв.

$$\dot{N} = \frac{600}{10} = 60 \text{ імп/хв.}$$

Висновок:

За результатами діагностики встановлено, що джерело акустичної емісії локалізоване на позначці 3 м від першого датчика. Активність джерела становить 60 імп/хв (1 імпульс на секунду). Згідно з класифікацією за ступенем небезпеки, така інтенсивність сигналів при постійному тиску свідчить про активний розвиток дефекту (наприклад, підростання втомної тріщини).

Рекомендації: Необхідно провести додаткове обстеження локалізованої ділянки методами УЗК або РК для визначення геометричних розмірів дефекту та прийняття рішення про зупинку перекачування.

Метод АЕ є незамінним для інтегрального моніторингу:

- Транспортування нафти і газу: Постійний моніторинг складних вузлів (переходів через річки, запірної арматури) для виявлення зародження тріщин без зняття ізоляції. Також метод ефективний для пошуку мікротоків газу через запірні органи кранів.
- Резервуарні парки: Діагностика днищ резервуарів на предмет наскрізної корозії без виведення їх з експлуатації.
- Суміжне застосування (Буріння та свердловини): В акустичному каротажі та при гідророзриві пласта (ГРП) методи локалізації сигналів дозволяють визначити напрямок та довжину утворених тріщин. В контексті вашого патенту № 158871, контроль акустичних шумів під час розширення стовбура може допомогти діагностувати стан різального інструменту та однорідність породи, що розробляється, забезпечуючи точність формування інтервалів у кривлі та підшві продуктивних пластів.

Контрольні запитання

1. У чому полягає фізична сутність явища акустичної емісії та які процеси у матеріалі є її джерелами?
2. Чим метод акустичної емісії (АЕ) принципово відрізняється від інших методів неруйнівного контролю (УЗК, радіографії тощо)?
3. Яку роль відіграє механічне навантаження (тиск) об'єкта під час проведення АЕ-діагностики?
4. Які основні інформативні параметри АЕ-сигналів використовуються для оцінки ступеня небезпеки виявлених дефектів?
5. Опишіть переваги та недоліки використання методу акустичної емісії для моніторингу стану резервуарів та трубопроводів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Купер, І. М. Фізика нафтового і газового пласта: підручник / І. М. Купер, А. В. Угриновський. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. – 448 с.
2. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка. – Львів: Априорі, 2005. – 452 с.
3. Білецький В.С. Основи нафтогазової інженерії: підручник / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава : ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
4. Кондрат Р.М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : підручник / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Матіїшин. – Івано-Франківськ : ФОЛПАНТ, 2023. – 568 с.
5. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ – Львів, 1996. – 620 с.
6. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловин (Книга друга) Центр Європи, 2005. – 414 с.
7. Бойко В.С. Технологія видобування нафти: підручник. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2012. – 827 с.
8. Глоба В.М. Технічна діагностика і ремонт сталевих резервуарів: навч. посіб. / В. М. Глоба, Ю. О. Венгерцев. – Київ : Молодь, 1999 – 356 с.
9. Карпаш О.М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання: навч. посіб. / О. М. Карпаш, М. П. Возняк, В. М. Василюк. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – 341с.
10. Тарко Я.Б. Експлуатація нафтових і газових свердловин : навч. посіб. / Я. Б. Тарко. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2023. – 311 с.

Навчально-методичне видання

ТЕХНІЧНА ДІАГНОСТИКА ТА КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ

Методичні вказівки
до виконання практичних робіт
для здобувачів першого (бакалаврського) рівня
вищої освіти спеціальності
185 «Нафтогазова інженерія та технологія»,
G16 «Гірництво та нафтогазові технології»,
освітня програма «Нафтогазова інженерія та технології»
денної та заочної форми навчання

Укладачі: **Новіков** Володимир Дмитрович,
Пасічник Павло Олександрович,
Чепурна Наталія Володимирівна та ін

Комп'ютерне верстання *А. П. Селівестрової*

Ум. друк. арк. 1,39. Обл.-вид. арк. 1,5
Електронний документ. Вид № 91/V-26.

Виконавець і виготовлювач

Київський національний університет будівництва і архітектури
Проспект Повітряних Сил, 31, Київ, Україна, 03037

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів
видавничої справи ДК № 808 від 13.02.2002