

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 579.222; 665.75:671.58

ОЦІНКА ВПЛИВУ ЯКОСТІ ПІДГОТОВКИ ПОВЕРХНІ НАФТОГАЗОПРОВІДІВ НА СТІЙКІСТЬ ДО ВІДШАРУВАННЯ ПРОТИКОРОЗІЙНИХ ПОКРИТТІВ В УМОВАХ КАТОДНОЇ ПОЛЯРИЗАЦІЇ

¹Є.І. Крижанівський, ¹Я.Т. Федорович, ¹М.С. Полутренко, ²І.Я. Федорович, ³В.І. Квич

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: no@nimg.edu.ua

²БМУ4 Філії БМФ “Укргазпромбуд” ПАТ “Укртрансгаз”;
76000, м. Івано-Франківськ, вул. Горбачевського, 1, тел. (0342) 584106,
e-mail: pmk4@inbox.ru

³УМГ “Прикарпаттрансгаз” ПАТ “Укртрансгаз”;
76000, м. Івано-Франківськ, вул. Незалежності, 48, тел. (0342) 597651,
e-mail: kvich-vi@utg.ua

Розглядається комплексний (пасивний та активний) протикорозійний захист підземних нафтогазопроводів, від якого залежить їх довговічність і безперебійна робота. Показано, що за певних умов може здійснюватися відшарування ізоляційного покриття (пасивного захисту). Проаналізовано механізм впливу катодного (активного) захисту на відшарування ізоляційних покриттів на основі бітумних мастик різних модифікацій. Проведено аналіз способів підготовки поверхні трубопроводів перед нанесенням ізоляційного покриття. Показано, що підготовка поверхні суттєво впливає на відшарування ізоляційних покриттів в умовах катодної поляризації.

Для оцінки якості сформованого ізоляційного покриття в умовах катодної поляризації визначено їх площу відшарування. З цією метою для проведення досліджень вибрано методику згідно ДСТУ 4219-2003. Наведено електричну схему і лабораторну установку, зібрану за даною схемою. Випробування проводилось на зразках із труби магістральних трубопроводів діаметром 1020 мм, поверхня яких підготовлена металевими щітками та піскоструменевою обробкою в оптимальному режимі. На підготовлені поверхні зразків вищезгаданими способами наносили три види бітумно-полімерних покриттів, використовуючи базову мастику Дашавського заводу композиційних матеріалів МБПМ-Д (Б) і модифіковані бітумно-полімерні мастики МБПМ1-Д (Г) і МБПМ2-Д (Ж).

Метод для обчислення площі відшарування ізоляційного покриття розроблено в лабораторії покриттів ВАТ «РосНИТИ». За основу даного методу взято отримання растрового зображення високої чіткості зразка з відшарованим покриттям і подальшу обробку зображення на персональному комп'ютері за допомогою графічного редактора. Наведено результати проведених випробувань та відповідних обчислень.

Експериментально встановлено підвищену стійкість до відшарування дослідних зразків, поверхня яких підготовлена піскоструменевою обробкою в оптимальному режимі і на які нанесені модифіковані покриття. Найменша площа відшарування виявлена на зразках із протикорозійним покриттям на базі мастики (Ж), модифікованої інгібітором із класу четвертинних амонійних солей.

Ключові слова: комплексний протикорозійний захист, ізоляційні покриття, катодна поляризація, площа відшарування.

Рассматривается комплексная (пассивная и активная) противокоррозионная защита подземных нефтегазопроводов, от которой зависит их долговечность и бесперебойная работа. Показано, что за определенных условий может осуществляться отслоение изоляционного покрытия (пассивной защиты). Проанализировано

зировано механізм впливу катодної (активної) захисти на відшарування ізоляційних покриттів на основаних битумних мастик різних модифікацій. Проведено аналіз способів підготовки поверхні трубопроводів перед нанесенням ізоляційного покриття. Показано, що підготовка поверхні суттєво впливає на відшарування ізоляційних покриттів в умовах катодної поляризації.

Для оцінки якості сформованого ізоляційного покриття в умовах катодної поляризації визначено його площу відшарування. Для проведення досліджень вибрана методика згідно з ГОСТ 4219-2003. Приведена електрична схема і лабораторна установка, яка зібрана за даною схемою. Испитання проводились на зразках з труби магістральних трубопроводів діаметром 1020 мм, поверхню яких підготовлено металевими щітками і пескоструйною обробкою в оптимальному режимі. На підготовлені поверхні зразків вищезазначеними способами наносили три види битумно-полімерних покриттів, використовуючи базову мастику Дашавського заводу композиційних матеріалів МБПІ-Д (Б) і модифіковані битумно-полімерні мастики МБПІМ1-Д (Г) і МБПІМ2-Д (Ж).

Метод для визначення площі відшарування ізоляційного покриття, розроблений в лабораторії покриттів ОАО «РосНИТИ», в основі якого лежить отримання растрового зображення високої чіткості зразка з відшарованим покриттям і подальша обробка зображення на персональному комп'ютері з допомогою графічного редактора. Приведені результати проведених випробувань.

Експериментально встановлено, підвищену стійкість до відшарування експериментальних зразків, поверхню яких підготовлено пескоструйною обробкою в оптимальному режимі. Найменша площа відшарування виявлена на зразках з протикорозійним покриттям на базі мастики (Ж), модифікованої інгібітором з класу четвертинних амонійних солей.

Ключові слова: комплексна протикорозійна захиста, ізоляційні покриття, катодна поляризація, площа відшарування.

The corrosion protection complex (passive and active) of underground pipelines, which determines their durability and smooth operation is considered. It is shown that the isolative coating (passive protection) may be detached under certain conditions. The mechanism of cathodic (active) protection affect the detachment of insulating coatings based on bitumen mastics different versions is analyzed. The analysis of the surface preparation before applying the pipe coating methods is made. The fact that surface preparation influences the insulating coating delamination under cathodic polarization is shown.

To assess the quality of the formed insulation coating in the conditions of cathodic polarization we choose the area of its delamination. With this aim the research methodology is chosen according ISO 4219-2003. The electrical circuit and the laboratory setup collected under this scheme is presented. The tests are carried out with the samples of pipelines with diameter 1020 mm, and their surfaces were optimally prepared by wire brushing and sand blasting. The prepared samples were covered by three types of bitumen-polymer coatings: MBPI-D (B) and polymer modified bitumen mastic MBPIM1-D (G) and MBPIM2-D (F) made by the Dashava plant of composite materials.

The method of calculating of the coating delamination area, which is used, was developed in the coating laboratory of JSC "RosNYTY", and it is based on a bitmap HD peeled off the surface of the sample and subsequent image processing on a personal computer with a graphical editor. The results of the tests and related calculations are given.

The increased resistance to test samples delamination whose surfaces were optimally prepared by sand blasting and covered by modified coatings is experimentally proved. The smallest area of delamination was found on the samples covered with anticorrosive coating based on the mastic (F), modified with inhibitor of quaternary ammonium salts class.

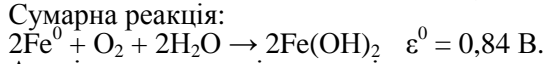
Key words: complex anticorrosive protection, isolative coating, cathodic polarization, area of delamination

Україна має потужну мережу підземних трубопроводів для транспортування природного газу, нафти та нафтопродуктів. Більшість трубопроводів в Україні експлуатується вже досить тривалий час і значна частина з них відпрацювала свій амортизаційний термін. Середній термін служби нафтогазопровідних систем та промислових трубопроводів перевищив 20 - 30 років [1]. Довговічність і безперебійна робота підземних нафтогазопроводів безпосередньо залежить від ефективності їх протикорозійного захисту. Для забезпечення надійності нафтогазопроводів при тривалій їх експлуатації використовують комплексний протикорозійний захист, який поєднує пасивний захист з використанням ізоляційних покриттів й активний - засобами електрохімічного захисту. При достатньо хороших ізолюючих властивостях окремих протикорозійних покриттів, але через неможливість на практиці забезпечити абсолютну суцільність покриття в ньому, завжди залишаються мікродіфекти, що стають джерелом корозійних руйнувань з самого початку експлуатації трубопроводу. Тому навіть при використанні комплексного захисту не забезпечується

необхідна якість захисту трубопроводів від корозії. За певних умов може відбуватися вплив систем електрохімічного захисту на стан захисного ізоляційного покриття, що може призвести його відшарування.

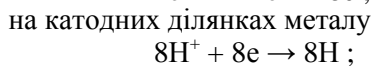
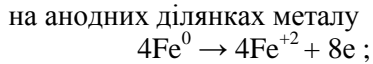
Відомо, що ізоляційне покриття, як пасивний захист від корозії, зменшує густину катодного струму на декілька порядків. Так, для катодного захисту сталі в ґрунті з якісним покриттям потрібно всього 0,01 - 0,2 мА/м². Внаслідок деградації властивостей ізоляційного покриття під час експлуатації, при виникненні дефектів в покритті, що призводить до оголення металу, катодний струм зростає. На встановлений потенціал захисту, крім того, можуть накладатися потенціали блукаючих струмів, більш високі потенціали ґрунтів, що містять солі, кислоти, продукти життєдіяльності сульфатвідновлювальних бактерій та інш. Накладання зовнішнього електричного струму на метал перешкоджає відходів електродів зі сталі і заважає утворенню розчинних йонів. На практиці, згідно нормативної документації [2] мінімальний захисний потенціал складає - 0,85В за Cu/CuSO₄ електродом. Таке значення ґрунту-

ється на теоретичних розрахунках електрорушійної сили (ЕРС) реакції окиснення заліза в нейтральному середовищі за наявності води. При цьому відбуваються наступні реакції:

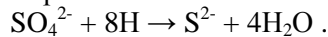


Аналіз наведених рівнянь свідчить, що для пригнічення даного електрохімічного процесу необхідно прикласти зовнішній потенціал, який дорівнює ЕРС сумарної реакції, але протилежний за знаком.

В реальних умовах експлуатації нафтогазопроводів на ділянках траси, де можливий ризик розвитку мікробіологічної корозії в присутності сульфатвідновлювальних бактерій таке значення захисного потенціалу неефективне. У випадку ґрунтової корозії, внаслідок життєдіяльності сульфатвідновлювальних бактерій, окиснення заліза відбувається без участі кисню згідно класичної схеми катодної деполяризації:



катодна деполяризація сульфат відновлювальних бактерій



Сумарна ЕРС реакції катодної деполяризації становить 0,60 В. Таким чином, у випадку відновлення сульфату рекомендований потенціал катодного захисту перевищує сумарну ЕРС на $-0,24$ В, що сприяє підвищенню корозійної активності СВБ у модельних дослідах та польових умовах [5]. З огляду на це, значну увагу потрібно приділяти якості підготовки поверхні металу трубопроводів перед нанесенням протикорозійного покриття, що є прихованим резервом у підвищенні ефективності ремонтних робіт, пов'язаних з переізоляцією.

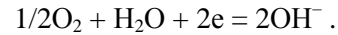
На сьогодні підготовка (очищення) поверхні трубопроводів від пасивних плівок, нерозчинних оксидів металу в трасових умовах проводиться в два етапи. Спочатку видаляють стару плівку скребками. Потім очищення поверхні трубопроводів від окалини та іржі виконують за допомогою металевих щіток, абразивного інструменту. На кінцевій стадії очищення інколи використовують піскоструменеву або гідроструменеву обробку. Піскоструменева обробка поверхні є поширеним методом очищення трубопроводів. Піскоструменеву обробку проводять з метою досягнення рівномірної матової однорідної поверхні металу, створення необхідного рівня і розподілу залишкових напружень у поверхневих шарах металу трубопроводу для компенсації втрат міцності від корозійних пошкоджень. Підготовлена поверхня піскоструменевим способом суттєво впливає на корозійну стійкість та адгезію протикорозійного покриття, а також термін його служби. Проте, на підставі аналізу технології її проведення

в окремих дочірніх підприємствах ПАТ «Укртрансгаз», здійснюється на режимах, які не забезпечують необхідної якості очищення поверхні, не викликають глибокі зміни в поверхневому шарі металу. Але в окремих випадках із-за різних причин піскоструменеву обробку поверхні трубопроводів перед нанесенням протикорозійного покриття не проводять.

Проведені нами експериментальні дослідження дробоструменевої обробки поверхні зразків на установці термоабразивного очищення КТО-1 в Долинському ЛВУМГ в режимах обробки в залежності від часу дають можливість вибрати оптимальний.

Одним із важливих технічних показників, що характеризує якість сформованого ізоляційного покриття є площа відшарування покриття під дією катодної поляризації.

Відшарування покриття від поверхні сталевих трубопроводів відбувається в результаті утворення йонів гідроксиду в катодній зоні за реакцією:



З часом покриття старіє з втратою діелектричних властивостей і в ньому утворюються дефекти, які заповнюються електролітом з різною електропровідністю в залежності від йонного складу.

Встановлено, що швидкість відшарування при накладеному потенціалі висока на початкових стадіях, з часом вона падає. При відшаруванні в результаті катодної поляризації мають місце хімічні і механічні процеси. Високе значення рН (без накладеного потенціалу) і катодна поляризація до 1500 мВ при рН = 6 сприяє хімічним змінам на тонкій поверхні розподілу між металом і покриттям, яке руйнує адгезійні зв'язки і призводить до відшарування покриттів. Механічний компонент в процесі відшарування визначається відмінністю швидкостей відшарування як функції товщини покриття і характером взаємодії покриття з ґрунтом.

За останній час питання відшарування покриттів (особливо при катодній поляризації) стало особливо актуальним. Не дивлячись на важливість вказаної проблеми, до цього часу не встановлена залежність відшарування різних покриттів від величини потенціалу. Відсутні дані про густину струму і потенціалу труба – електроліт.

На підставі літературних даних можна передбачити, що при високих густинах струму адгезія на міцність знижується, а при малих – практично залишається незмінною.

В якості протикорозійного покриття трубопроводів використовується бітумна ізоляція, частка якої становить 50 % в структурі ізоляційних покриттів у газовому секторі економіки [3,4] (див. рис. 1).

Тому доцільно було простежити як впливає якість підготовки поверхні трубопроводів на відшарування таких покриттів в умовах катодної поляризації.

Метою даної роботи було визначення стійкості базового бітумно-полімерного покриття та бітумно-полімерних покриттів модифікова-

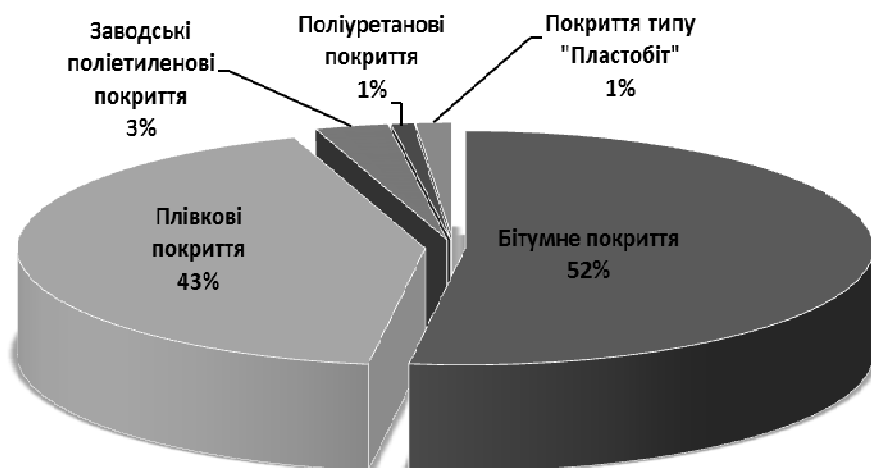
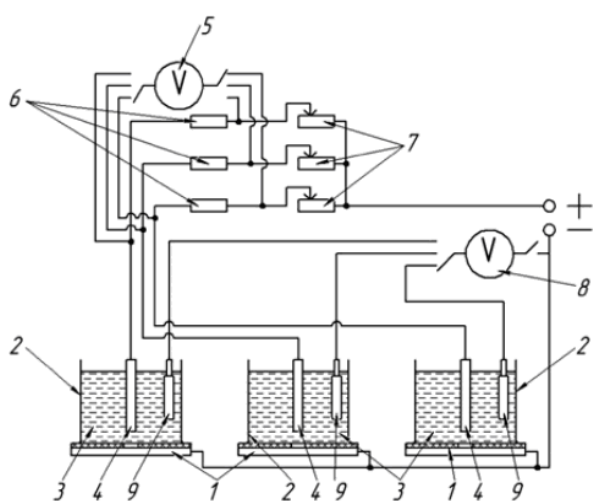


Рисунок 1 – Частка ізоляційних покриттів різних типів, що використовуються в ПАТ «Укртрансгаз»



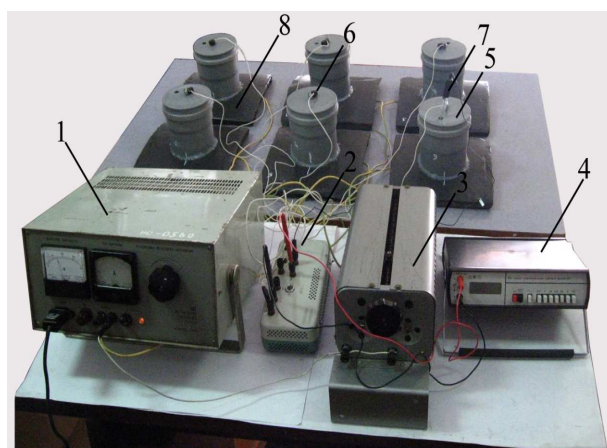
1 – випробувальний зразок; 2 – труба із поліетилену (камера); 3 – електроліт; 4 – анод; 5, 8 – вольтметр; 6 – еталонний опір; 7 – реостат; 9 – електрод порівняння

Рисунок 2 – Електрична схема для випробування трьох зразків

них нітрогеновмістими інгібіторами корозії, нанесених на підготовлену поверхню зразків в умовах катодної поляризації до відшарування шляхом визначення площі відшарування.

Експериментальна частина

Для проведення досліджень щодо впливу катодної поляризації на стійкість до відшарування ізоляційних покриттів використовували методику згідно ДСТУ 4219-2003. Виходячи із вимог ДСТУ 4219-2003 за значення площі відшарування покриттів при катодній поляризації приймали середнє арифметичне значення результатів вимірювань на трьох зразках, тому збирали електричну схему з трьома випробувальними зразками з використанням інертного анода (рис. 2) [6]. Загальний вигляд лаборатор-

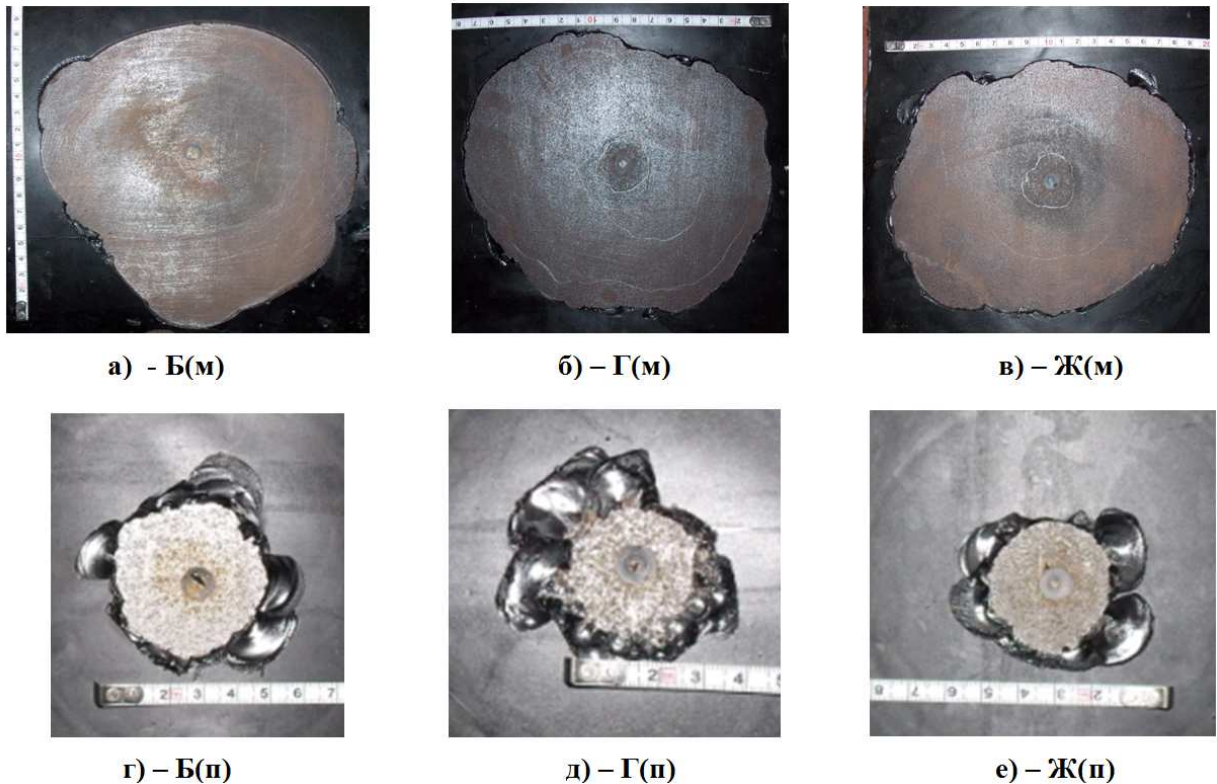


1 – джерело живлення постійного струму; 2 – магазин еталонних опорів; 3 – реостат; 4 – вольтметр; 5 – труба із поліетилену (камера); 6 – інертний анод; 7 – допоміжний електрод порівняння; 8 – досліджувані зразок

Рисунок 3 – Лабораторна установка для дослідження відшарування бітумної ізоляції

ної установки для дослідження відшарування представлено на рисунку 3.

Для випробувань було підготовлено серію із 18-и зразків розміром 200×200 мм, вирізаних із труби магістральних трубопроводів діаметром 1020 мм. З метою вивчення впливу якості підготовленої поверхні на відшарування бітумно-полімерного покриття поверхні, частину зразків обробляли металевими щітками, а поверхню другої частини зразків обробляли піско-струменевим способом в оптимальному режимі [7]. Після цього на підготовлені поверхні зразків вищезгаданими способами наносили три види бітумно-полімерних покриттів, використовуючи базову мастику Дашавського заводу композиційних матеріалів МБПІ-Д (Б) і модифіковані бітумно-полімерні мастики МБПІМ1-Д (Г) і МБПІМ2-Д (Ж) [8].



(м) – підготовка зразків до випробування металевими щітками;
 (п) – підготовка зразків до випробування піскоструменевою обробкою

Рисунок 4 – Відшарування бітумних мастик різних типів Б, Г, Ж залежно від способу підготовки поверхні зразка при катодній поляризації

Для проведення досліджень, в центрі кожного зразка просвердлювали отвір діаметром 9 мм для утворення в металі конічного заглиблення. Метал при цьому не повинен бути перфорований. Поверхню металу в отворі обезжирювали. Підготовлені таким чином зразки встановлювали на ізоляційну плиту. На кожен зразок з покриттям 8 (рис. 3) за допомогою високоякісного герметика встановлювали поліетиленову трубу (камеру) 5 таким чином, щоб вісь камери співпадала з центром конічного заглиблення. Потім в кожну камеру заливали електроліт (3-х % розчин натрій хлориду) до рівня 50 мм від поверхні покриття. В розчин поміщали інертний електрод (анод) 7, який прикріплений до кришки камери 5 на віддалі не менше 38 мм від поверхні покриття. Зразок 8 підключали до негативного полюса джерела живлення постійного струму. Кожен інертний електрод з'єднували послідовно з еталонними опорами (1 Ом) 2, реостатами 3 і позитивним полюсом джерела живлення. За допомогою вольтметра, який підключали паралельно еталонному опору, реостатом встановлювали на зразку потенціал мінус ($1,5 \pm 0,05$ В), після чого вольтметр відключали і фіксували початок вимірювань.

Зразки витримували в розчині електроліту під дією прикладеного катодного струму протягом 40 діб при температурі плюс (20 ± 2) °С. Періодично через кожні 7 днів випробувань розчин електроліту замінювали свіжим. При

цьому припиняли подачу напруги на зразки, електроліт виливали, камери і зразки промивали дистильованою водою, потім заливали свіжий 3-х % розчин натрій хлориду.

Після закінчення випробувань зразки з покриттям демонтували, промивали водою і витирали. Поверхню відшарованої ділянки оголювали, обережно демонтуючи покриття скальпелем (рис. 4). Для обчислення площі відшарування ізоляційного покриття нами було використано метод, розроблений в лабораторії покриттів ВАТ «РосНИТИ», в основі якого лежить отримання растрового зображення високої чіткості зразка з відшарованим покриттям і подальша обробка зображення на персональному комп'ютері за допомогою графічного редактора.

Фотознімання зразка проводиться на фоні еталонного трафарету у вигляді сітки з розміром клітинок 1×1 мм, а при відсутності трафарету на фоні приладів для вимірювання довжини (лінійка, рулетка і т.п.) На відзнятому зображенні будували елемент у вигляді квадрата площею 1 см^2 однорідного кольору і за допомогою графічного редактора проводиться підрахунок кількості пікселів (найменших логічних елементів растрового зображення), які містяться у даному квадраті. Після цього область відшарування зразка зафарбовували однорідним кольором і підраховували кількість пікселів утвореної фігури (рис. 5).

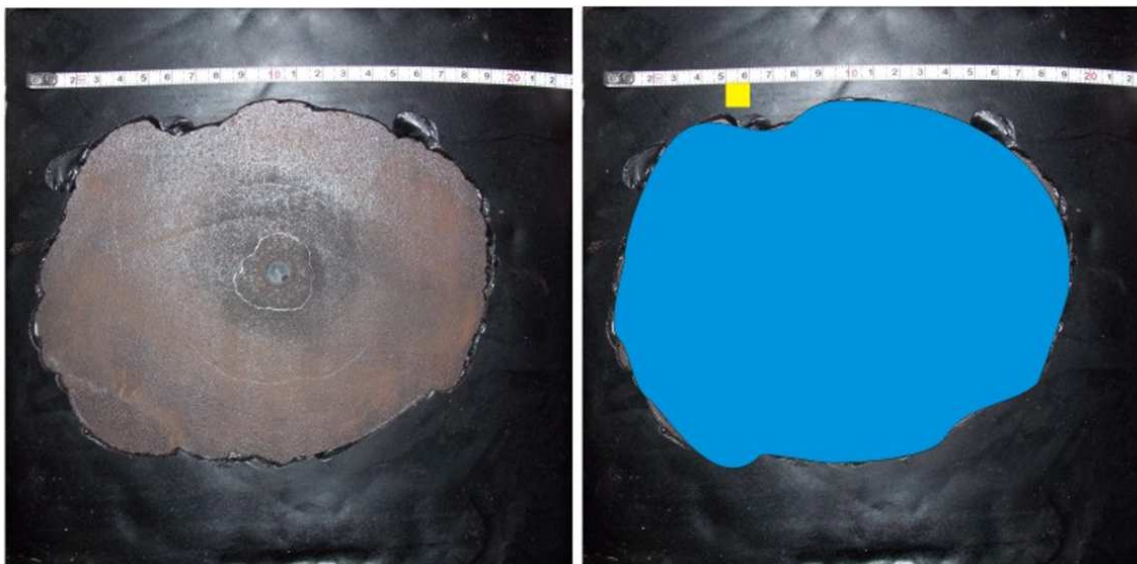


Рисунок 5 – Приклад визначення площі відшарування з використанням растрового зображення

Таблиця 1 – Величина площі відшарування покриттів

Тип мастики	Площа відшарування при механічній обробці, см ²	Площа відшарування при піскоструменевій обробці, см ²
Б	245,84	16,14
Г	204,31	9,55
Ж	199,62	7,12

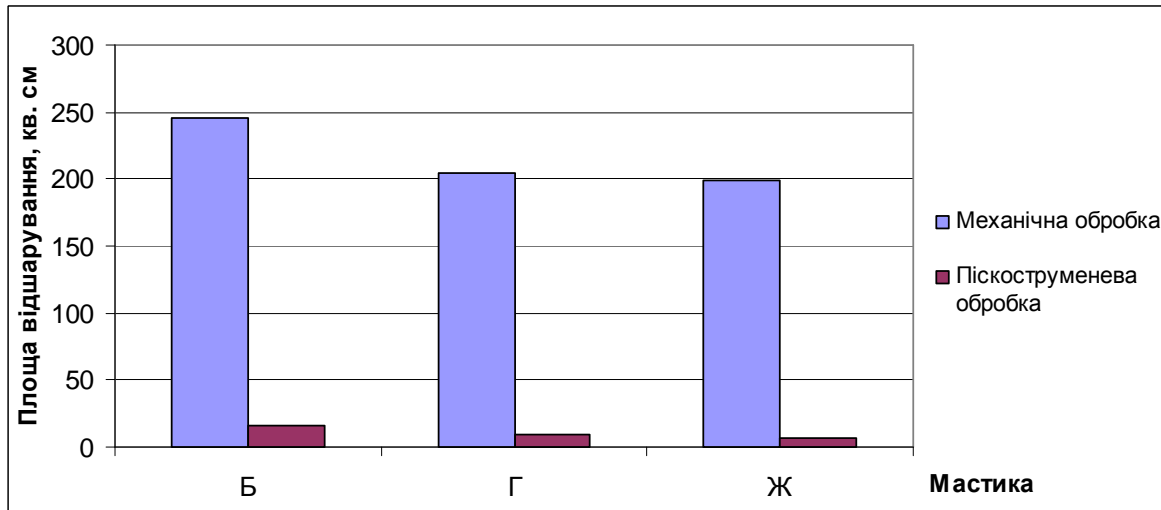


Рисунок 6 – Гістограми порівнянь площ відшарувань бітумних покриттів при катодній поляризації

Площу відшарування підраховували за формулою:

$$S_{\text{відш.}} = S / S_{\text{кв.}}$$

де S – площа зафарбованої області відшарованого покриття, пікселів;

$S_{\text{кв.}}$ – площа еталонної фігури (квадрата), пікселів/см².

Результати обчислень занесені в таблицю 1.

Для порівняння площ відшарування побудовані гістограми, які представлені на рисунку 6.

Аналіз отриманих результатів свідчить, що площа відшарування базового бітумного покриття (Б), нанесеного на поверхню зразка підготовленою піскоструменевою обробкою менша площі відшарування при обробці металевими щітками на 93 %. Площа відшарування покриття на базі модифікованої мастики (Г), нанесеного на поверхню зразка підготовленою піскоструменевою обробкою менша площі відшарування при обробці металевими щітками на

95 %. Площа відшарування покриття на базі модифікованої мастики (Ж), нанесеного на поверхню зразка підготовленою піскоструменевою обробкою менша площі відшарування при обробці металевими щітками на 96 %.

За результатами проведених випробувань можна зробити висновок, що на відшарування протикорозійних покриттів на бітумно-полімерній основі суттєво впливає якість підготовки поверхні трубопроводів в умовах катодної поляризації.

Висновки

1. Показано, що одним із важливих технічних показників, які характеризують якість сформованого ізоляційного покриття є площа відшарування покриття в умовах катодної поляризації.

2. Проведено дослідження впливу катодної поляризації на відшарування ізоляційних покриттів на бітумній основі.

3. Експериментально встановлено, що найменша площа відшарування виявлена на зразках з покриттям на базі модифікованої мастики (Ж), поверхня яких підготовлена піскоструменевою обробкою.

Література

1 Крупка В.О. Сучасна техніка і технології ремонту лінійної частини магістральних трубопроводів / В.О. Крупка, Є.Б. Іваник, О.М. Марчук, С.Ю. Федотова // Нафтогазова енергетика. – 2011. – № 3(16). – С. 12-29.

2 ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. – Київ: Держстандарт України, 2003. – 69 с.

3 Довідник-каталог «Сучасні протикорозійні матеріали для захисту об'єктів нафтогазового комплексу України» / В.М. Василюк, В.А. Черватюк, В.П. Васьківський, Ю.Г. Федоренко, С.В. Ткач. – Л.: СПОЛОМ, 2008. – 170 с.

4 Крижанівський Є.І. Ефективність використання сучасних покриттів для захисту підземних нафтогазопроводів від корозії / Є.І. Крижанівський, М.С. Полутренко, Я.Т. Федорович, І.В. Федорович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №3(44). – С.7-14.

5 Крижанівський Є.І. Відновлення протикорозійного захисту підземних газонафтопроводів в сильномінералізованих ґрунтах / Є.І. Крижанівський, М.С. Полутренко, Я.Т. Федорович та ін. // Нафтогазова енергетика. – 2011. – №1 (41). – С.34-38.

6 Андреюк К.І. Мікробна корозія підземних споруд / К.І. Андреюк, І.П. Козлова, Ж.П. Коптева та ін. – К.: Наукова думка, 2005. – 258 с.

7 Пат. 84769 Україна, МПК (2006) F16L 58/02 Спосіб ремонту сталевих трубопроводів / Крижанівський Є.І., Федорович Я.Т., Полутренко М.С., Рудко В.В., Федорович І.Я., заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а200613389; опубл. 25.11.2008, Бюл. №22.

8 Пат. 89709 Україна, МПК (2009) C23F 11/00, F16L 58/02 Спосіб протикорозійного захисту підземних нафтогазопроводів, прокладених в болотних, замулених ґрунтах, які містять сульфатредуючі бактерії / Крижанівський Є.І., Федорович Я.Т., Полутренко М.С., Гужов Ю.П., Федорович І.В.; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а200807330; опубл. 25.02.2010, Бюл. №4.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
03.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Банахевичем Ю.В.
(відділ експлуатації МГ і ГРС
ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)*

Техніка і технології

УДК 622.276.054

ВИКОРИСТАННЯ ТРУБНИХ І ГРАВІЙНИХ ФІЛЬТРІВ ДЛЯ ЗАПОБІГАННЯ НАДХОДЖЕННЯ ПІСКУ ІЗ ПЛАСТА У СВЕРДЛОВИНУ

Р.М. Кондрат, Н.С. Дремлюх

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: public@nuing.edu.ua*

Наведено розподіл фільтрів, які використовують для запобігання надходження піску із пласта у свердловину за конструкцією і технологією виготовлення. Описано причини поступлення піску у свердловину, оснащені протипісочними фільтрами. Розглянуто трубні дротяні та щілинні фільтри, фільтропакети, металокерамічні фільтри, підвісні гравійні фільтри, гравійно-намівні фільтри та умови їх ефективного застосування, раціональне співвідношення між розмірами щілин, отворів, зерен гравію і частинок піску. Охарактеризовано переваги і недоліки трубних фільтрів. Висвітлено технології створення гравійно-намівних фільтрів всередині перфорованої обсадної колони труб і гравійних фільтрів з верхнім і нижнім наміванням. Описано технології і матеріали, які використовують для пластового створення гравійних набивок. Розглянуто самоочисний піщаний фільтр, багатошарові дротяні фільтри, які затримують тонкий пластовий пісок без зовнішнього гравійного обсыпання, багатошаровий фільтр із щілинним фільтром ФС-1 над ним. Наведено область ефективного використання фільтрів різних типів. Показано високу ефективність використання гравійних фільтрів, обґрунтовані напрями їх вдосконалення.

Ключові слова: нестійкі колектори, піскоутворення, свердловинні фільтри, очищення фільтрів, гравійні фільтри.

Приведено распределение фильтров, которые используют для предотвращения поступления песка из пласта в скважину по конструкции и технологии изготовления. Описаны причины поступления песка в скважины, оборудованные противопесочными фильтрами. Рассмотрены трубные проволочные и щелевые фильтры, фильтропакеты, металлокерамические фильтры, подвесные гравийные фильтры, гравийно-намывные фильтры и условия их эффективного использования, рациональное соотношение между размерами щелей, отверстий, зерен гравия и частиц пластового песка. Охарактеризованы преимущества и недостатки трубных фильтров. Освещены технологии создания гравийно-намывных фильтров внутри перфорированной обсадной колонны труб и гравийных фильтров с верхним и нижним намывом. Описаны технологии и материалы, которые используют для создания гравийных набивок. Рассмотрены самоочищающийся песочный фильтр, многослойные проволочные фильтры, которые задерживают тонкий пластовый песок без внешней гравийной обсыпки и многослойный фильтр с щелевым фильтром ФС-1 над ним. Приведена область эффективного использования фильтров различных типов. Показана высокая эффективность использования гравийных фильтров, обоснованы направления их совершенствования.

Ключевые слова: неустойчивые коллекторы, пескообразование, скважинные фильтры, очистка фильтров, гравийные фильтры.

The distribution of filters that are used for the prevention of sand entry into the wellbore based on the design and production technology was shown. Reasons of the sand entry into the wellbore which are equipped with sand filters were described. Pipe wire-wrapped filters and slotted filters, filter packs, sintered metal filters, suspended gravel-packed filters, gravel-precoat filters and conditions for their effective utilization, rational correlation among the size of gaps, holes, gravel grains and formation sand particles were viewed. Advantages and disadvantages of pipe filters were defined. Creation technology of gravel-precoat filters inside the perforated casing pipe and gravel filters with upper and lower deposition was shown. Technologies and materials that were used to create gravel packs were described. Self-cleaning sand filter and multi-wire filters that trap thin sand formation without external gravel package, multilayer filter with slotted filter FS-1 above it were viewed. The field of effective usage of various filters was considered. High usage efficiency of gravel filters was shown; methods for their improvement were established.

Keywords: unstable manifolds, sand formation, well filters, filter cleaning, gravel filters.



а) гравійні; б) щілинні; в) перфоровані; г) дротяні;
 д) сітчасті; ж) фільтр з опорним елементом.

Рисунок 1 – Свердловинні фільтри

Проблема експлуатації свердловин у нестійких колекторах виникла у початковий період промислового видобування нафти і газу [1]. Щорічно витрачаються значні кошти на очищення свердловин від пластового піску і ліквідацію ускладнень, пов'язаних з його винесенням із пласта.

Досвід експлуатації свердловин у нестійких колекторах свідчить, що найбільш ефективним методом боротьби з піскопроявами є встановлення спеціальних фільтрів в експлуатаційній колоні, що перешкоджають надходженню піску із пласта в свердловину [2].

Під фільтрами розуміють різні пристрої для затримання піску [3]. Суть використання їх полягає у затримуванні частинок піску продуктивного пласта навколо отворів штучного фільтра. Фільтр повинен затримувати 70-80% (за масою) великих частинок породи пласта і пропускати дрібні частинки (не більше 20-30%). За цієї умови буде збережено механічну стійкість скелета пласта, хоч слід намагатися затримувати усі частинки породи [4]. Фільтр повинен пропускати пластові флюїди і створювати при цьому мінімальний гідравлічний опір, запобігати проникненню твердої фази в свердловину, утворенню піщаних корків на вибоях і суттєвому зниженню дебіту свердловини [5, 6].

У фільтрах найважливішими конструктивними параметрами є розміри щілин по відно-

шенню до діаметру частинок пластового піску, що виноситься (рисунок 1).

Розміри щілин проектує такими, щоб повністю запобігти винесенню піску при допустимій продуктивності свердловини. Ця задача розв'язується шляхом вибору оптимального співвідношення розмірів щілин і піску [7].

Поступлення піску у свердловини, оснащені протипісочними фільтрами, зумовлено такими причинами [8]:

- неправильний вибір розмірів міжвиткових зазорів фільтрів через відсутність достовірних даних про гранулометричний склад порід пласта вздовж зони екранування;

- збільшення питомого навантаження на поверхню фільтроелементів і як наслідок – їх руйнування із-за кольматації частини поверхні глинистими складовими порід;

- тривалий період роботи свердловини без достатньої гравійної набивки по периметру фільтроелементів, що призводить до ерозійного руйнування;

- недостатня міцність матеріалу фільтроелементів від ерозійно-корозійного зношування в період експлуатації.

Аналіз роботи протипісочних фільтрів, які випускаються вітчизняною і зарубіжною промисловістю і використовуються в нафтогазовій практиці, свідчить, що фільтри повинні відповідати таким основним вимогам [9, 10]:

- надійність і простота в експлуатації;
- здатність відділяти великі фракції піску від малих фракцій;
- збереження структури і проникності пористого середовища;
- володіння необхідною механічною міцністю і достатньою стійкістю проти корозії і ерозії;
- забезпечення надійного гідродинамічного зв'язку з пластом і суфозійної стійкості порід у привибійній зоні;
- низька засмічуваність і можливість очищення фільтра без піднімання на поверхню.

За конструкцією і технологією виготовлення розрізняють трубні, гравійні і металокерамічні фільтри.

Трубні фільтри виготовляють із труб і опускають у свердловину на обсадних трубах під час спорудження свердловини або з допомогою колони насосно-компресорних труб (НКТ) всередину обсадної колони. Їх поділяють на прості (з розмірами отворів 1,5-20 мм і щілин 0,4-0,5 мм на трубі) і складні, що утворені з простих намотуванням дроту (дротяні), встановленням кнопок (кнопкові), кілець (кілецеві) і фільтропакетів [4].

Щілинні фільтри. Найдешевшими є щілинні фільтри, які представляють собою трубу з різним розміщенням горизонтальних або вертикальних щілин [11]. Ширина вертикальних щілин із паралельними стінками коливається в межах 0,3-12,7 мм, а вертикальних, розширених всередину щілин – 0,5-12,7 мм. Ширина горизонтально нарізаних, розширених всередину щілин становить 0,25-2,29 мм [4].

Фільтри з горизонтальним розміщенням щілин чинять опір радіальним деформаціям, які виникають в момент захоплення їх ловильними інструментами при витягуванні їх на поверхню, але вони виявляють недостатню міцність під дією розтягуючих вертикальних навантажень і поперечному згині. Тому найчастіше використовують фільтри з різним розміщенням вертикальних щілин [5].

До недавнього часу найбільш широко застосовували щілинні фільтри, що представляють собою сталеву перфоровану трубу НКТ, на яку через повздовжні стрингери з певним зазором намотано дріт з нержавіючої сталі. Вся конструкція скріплена контактним зварюванням [12]. Такі фільтри часто мають відмови з причини кольматації застійних зон між дротяною опліткою і трубним каркасом. Крім того, дослідженнями встановлено, що при тривалій експлуатації на сталевому корпусі фільтра скупчуються сольові відкладення пластової води. Ці солі перекривають перфоровані отвори в каркасі і знижують пропускну здатність фільтра.

Компанія СП «Углеводородные Скважинные Системы» виготовляє щілинні фільтри особливої конструкції з нержавіючого дроту з трикутним перерізом, який намотаний на повздовжній каркас [6]. Отвір трикутного перерізу створює ефект сопла під час зворотного промивання фільтра, а коли експлуатація фільтра ведеться інтенсивно, компанія пропонує

фільтроелементи спеціальної зносостійкої конструкції.

У даний час розроблені і серійно випускаються безкаркасні фільтри виробництва ООО «ЛЭМЗ» [13]. Такі фільтри не мають трубного каркасу і виконані повністю з нержавіючого дроту, що дає змогу їх експлуатації в агресивному середовищі і виключає виникнення сольових відкладень. Важливим чинником у запобіганні закупорювання піском як окремих частин так і всього фільтра є форма і розмір самої щілини. На сьогодні фільтри виробництва ООО «ЛЭМЗ» вдало зарекомендували себе як у водозабірних, нафто- і газовидобувних свердловинах, так і у свердловинах на підземних сховищах газу (ПСГ).

У 2010 році в ОАО «СевКавНИПИГаз» в результаті стендових досліджень безкаркасного щілинного фільтра було підтверджено його ефективність під час експлуатації і капітальному ремонті свердловин, а також зроблено висновок про те, що безкаркасні фільтри мають ряд переваг перед каркасними і їх використання є ефективнішим [13].

ЗАО «ПО СТРОНГ» (м. Санкт-Петербург) виготовляє свердловинні щілинні фільтри (ФСЦ) для закінчування горизонтальних свердловин [6]. Щілинні фільтри розробляють для слабозцементованих колекторів, конструктивно виконують для будь-якого діаметру обсадної колони. Фільтроелементи (основні комплектуючі фільтрів ФСЦ) виготовляють з високоточного V-взріцевого профілю. Ступінь фільтрації визначається згідно розміру щілини, який підбирають на підставі даних замовника щодо встановлення фільтра. Мінімальний розмір щілини фільтроелементів – 30 мкм. Фільтроелементи мають велику кількість опорних елементів, які збільшують їх міцнісні характеристики в осьовому і радіальному напрямках.

За час ремонту щілинні фільтри очищують і промивають без розбирання [14]. Елементи розбирають тільки для заміни пошкоджених пластин. Під час ремонту перевіряють зазор між пластинами, який повинен бути не більше 0,05 мм.

Щілинні фільтри, незважаючи на дешевизну, отримали обмежене застосування внаслідок малої вихідної площі, схильні до корозії і ерозії, оскільки виготовляють їх в основному з низьковуглецевої сталі [11]. Недоліком щілинних фільтрів є також зниження продуктивності свердловин і складність вилучення фільтрів на поверхню.

Дротяні фільтри. Дротяні фільтри є більш досконалими [15]. Дротяні фільтри представляють собою трубу з великою кількістю радіальних отворів або пазів, на зовнішній поверхні якої навивається калібрований дріт круглого або трапецієдального перерізу [16]. Ширина щілин повинна бути до 0,076 мм [7].

Серед дротяних фільтрів розрізняють фільтри, в яких: а) дріт намотано безпосередньо на трубу; б) аналогічно на жолобчастий корпус; в) аналогічно на підкладні ребра; г) дріт намотано на підкладні ребра з точковим зварюванням дроту в усіх контактах [4].

Дротяні фільтри, в яких дріт намотано на трубу, мають найменшу пропускну здатність із всіх видів дротяних фільтрів на трубчастому каркасі, а фільтри з підкладними ребрами із зварюванням дроту у всіх точках контактів характеризуються найбільшою пропускну здатністю [5].

У світовій практиці виготовлення фільтрів спостерігається тенденція заміни різноманітних конструкцій на дротяні фільтри. Дротяні фільтри, одну з перших конструкцій яких розробив В.С. Бояринцев у 1952 р., зазнали суттєвих змін [5]. Перш за все, це стосується переходу з круглого перерізу дроту на фігурний. У процесі роботи свердловини щілина заповнюється частинками породи і виникає розклинюючий ефект, який сприяє інтенсивному ущільненню породи і, як результат, закупорюванню фільтру. Закупорювання щілин за наявності в пласті дрібних фракцій піску і глинистого матеріалу, неоднорідності гравійної набивки, наявності в ній кольматантів відбувається досить швидко. Дрібні частини і кольматант цементують поровий простір між більш великими частинами, які знаходяться в контакті з поверхнею дроту, багаторазово знижуючи ефективну фільтруючу поверхню.

Фільтри RBWWS з точковим зварюванням дроту в усіх контактах виготовляє фірма "con-slot SCREENS Development & Trading Entwicklungs und Vertriebsgesellschaft mbH" понад 20 років [7]. У результаті використання фільтрів RBWWS дебіт нафти у 2-3 рази більший, ніж у свердловинах, оснащених традиційними двоконтурними фільтрами. Для успішного використання фільтрів RBWWS необхідно знати гранулометричний склад порід у зоні розміщення свердловини або за родовищем згідно даних аналізу зразків порід з розвідувальних свердловин, якщо пласти мають однорідну структуру. За результатами гранулометричного аналізу порід вибирають конструкцію фільтра і необхідний матеріал.

ВНИИгазом розроблено дротяний фільтр для свердловин ФСК, що складається із перфорованого трубчастого корпусу з розміщеними вздовж його твірної опорних стержнів, на які намотаний дріт трапецієдального перерізу [5]. Необхідний міжвитковий зазор досягається завдяки виступам на дроті, які отримали при його обтискуванні у процесі намотування (фільтр ФС), або за рахунок використання контактного зварювання для з'єднання дроту з опорними стержнями (фільтр ФСК). Фільтри типу ФСК виготовляють за допомогою напівавтоматичного пристрою. Фільтри ФСК використовують на Щелковському, Касимовському, Солоховському, Краснопольському, Базайському та інших підземних газосховищах, а також на нафтових родовищах Бузовни-Маштаги [5]. Завдяки використанню дротяних свердловинних фільтрів типу ФС дебіт свердловин збільшується на 20-50%, а в деяких випадках і більше. Досвід використання фільтрів ФС і ФСК у газових свердловинах показав їх переваги порівняно із сітчастими, гравійно-цементними і керамічними

фільтрами. За час експлуатації сітчасті фільтри повністю зруйнувалися і вийшли із ладу. Керамічні фільтри виявилися неміцними і часто розбивалися під час опускання або піднімання. Гравійно-цементні фільтри погано піддаються регенерації, вилучити їх на поверхню, як правило, не вдавалося. У той же час фільтри ФС і ФСК, як свідчать результати їх експлуатації, є надійними в роботі, мають високу міцність і здатність до регенерації властивостей практично до початкового рівня.

У процесі видобування нафти, пісок і інші домішки, які поступають із пласта, створюють серйозні ускладнення. Ефективними є свердловинні дротяні фільтри СП «УСС», які дають змогу зберігати структуру і проникність пласта, запобігати обвалам, зменшити зношення свердловинного обладнання [9]. Щоб фільтр не замічувався, використовують щілини з трапецієдальним перерізом і визначеним кутом нахилу. Для збереження структури пласта і його проникності формують над щілиною так званий «міст» із двох гранул піску. При русі флюїду із пласта у свердловину над щілиною фільтра утворюється міст із піщинок, які зіштовхуються на вході, їх розміри перешкоджають їх одночасному проходженню крізь щілину. Важливим є те, що такий міст затримує великі піщинки, пропускаючи малі. Розмір піщинок, які утворюють міст, залежить від ширини щілини. Якщо щілину вибрано правильно, то створюється стійкий міст. Під час руйнування мости мають властивість відновлюватися миттєво. У невідсортованому піску, стійкі мости створюють, завдяки спеціальній методиці розрахунку ширини зазору, щілини фільтроелементу.

Відомі різні конструкції свердловинних фільтрів, з яких кращими є каркасно-дротяні з використанням дроту трапецієдального перерізу [17]. Цей фільтр складається із перфорованого корпусу (НКТ), вздовж твірної розміщено опорні стержні, виконані з дроту трапецієдального перерізу, на які намотано дріт також трапецієдального перерізу з кутом розкриття 8–12° в напрямку руху пластового флюїду. Для запобігання порушень міжвиткового зазору витки дроту зварюють чотирма повздовжніми швами по твірній корпусу. Опорні стержні після намотування дроту приварюють до корпусу і спеціальної обойми. Секції фільтра з'єднують за допомогою спеціальних муфт.

Дротяно-зварювальні фільтри являють собою перфорований каркас із НКТ діаметром 89 мм з 21 опорними поздовжніми стержнями, на які намотано профільований у вигляді трапеції дріт із легованої сталі [18]. Дріт і стержні з'єднані електроконтактним зварюванням в кожній точці дотику. Зовнішній діаметр фільтра – 104 мм, внутрішній – 76 мм, зазор між витками 0,25 мм.

Для кородуючих середовищ фільтри можна виготовляти зі спеціальних стопів. Наприклад, дріт і корпус фільтра можуть бути з низьковуглецевої сталі, нержавіючої сталі марки 304 або марки 316, із стопів монель, інконель, хастеллой або карпентер 20 [4].

Дротяні фільтри менше піддаються ерозії і корозії порівняно зі щільними фільтрами, мають вищу пропускну здатність. Однак вартість дротяних фільтрів більша від щільних [5].

Сітчасті фільтри. Сітчасті протипісочні фільтри використовують у свердловинах з відкритим вибоєм. При виготовленні сітчастих фільтрів використовують сітки із нержавіючої, хімічно стійкої сталі. Дренажні сітки забезпечують рівномірне розподілення рідини або газу по всій поверхні сталі [19].

З 1993 року використовують сітчастий фільтр УППСС-168, розроблений спеціалістами ПО "Надымгазпром". Фільтр складається із трьох типорозмірних труб і вузла очищення свердловинного фільтра [5].

У даний час для запобігання надходження піску використовують сітчастий фільтр РогоМах [20]. Сітчасті елементи фільтра оснащені спеціальним запобіжним "кожухом", який захищає фільтруючі матеріали. Сітчасті фільтри РогоМах характеризуються стійкістю до засмічення комірком, забезпечують підвищення темпів видобування флюїдів і продовження періоду експлуатації свердловин.

ЗАО НПП «Самарские горизонты» виготовляє свердловинні фільтри (закритий сітчастий багатошаровий фільтр ФЗСМ, патент РФ на корисну модель № 38827). Свердловинний фільтр представляє собою сталеву перфоровану трубу. Отвори в трубі під час монтажу фільтра заглушені алюмінієвими корками, що забезпечують герметичність фільтра при тиску до 5 МПа. На поверхні труби укладено три шари сітки з нержавіючої сталі. Дренажні сітки дозволяють рівномірно розподіляти рідину або газ по всій поверхні фільтра. Шар фільтрувальної сітки має дрібну клітинку. Поверхня фільтра покрита захисним перфорованим "кожухом" з нержавіючої сталі. Фільтруючі властивості фільтра зберігаються за будь-яких навантажень [6].

Лобненська геологорозвідувальна експедиція розробила і впровадила у виробництво сітки із полімеру лавсан для свердловинних фільтрів. Лавсанові фільтрові сітки з успіхом замінюють сітки, виготовлені з дефіцитних кольорових металів і нержавіючої сталі [21]. Сітки із лавсану міцніші за латунні сітки на протискування в 1,7 разів, по зношенню на стирання в декілька сотень разів, еластичніші металічних, не змінюють фізико-хімічних властивостей в діапазоні температур 60 – 90 °С. Широке використання лавсанові фільтри отримали на газових свердловинах і підземних сховищах газу. Вони забезпечують високі дебїти без винесення піску, стійкі при депресіях тиску на пласт, які перевищують 2 МПа.

В кнопкових фільтрах, після нетривалого перебування їх в свердловині, кнопки під дією пластової води і піску руйнуються і випадають, що порушує умови роботи фільтра, призводить до зниження продуктивності свердловини [22].

Фільтропакети. Інститутом УкрНДІгаз розроблено фільтри, які опускають або на експлуатаційній колоні в процесі закінчення спо-

рудження свердловини, або на НКТ [4]. Фільтр К-168-Н опускають на експлуатаційній колоні. Фільтр складається з обсадної труби, в якій зроблено отвори діаметром 26–30 мм. Отвори фільтра перекривають фільтропакетом з 14-15 шарами лавсанової сітки. Фільтропакет закріплено на трубі металевими стрічками за допомогою електрозварювання. Щоб запобігти глинізації, фільтропакети заповнюють милом або розрідженим бітумом, які під час освоєння свердловин розмиваються водою або газовим конденсатом. Перевага фільтра в тому, що він максимально наближений до пласта і конструктивно простий, його можна виготовити в промислових умовах. Фільтр встановлюють із заколонними пакерами. Фільтр К-168-Н пройшов промислові випробування на родовищі Медвеже, а також на родовищах ДАТ "Чорноморнафтогаз" (на останніх застосовували дещо змінену конструкцію).

Використовують фільтр ФІЛ-1 з лавсановим фільтруючим елементом, який опускають на колоні НКТ [4]. При встановленні фільтра кожна секція споряджується гумовим, дюралевим або іншим центратором, який легко розбурюють. Перевага фільтра ФІЛ-1 – простота конструкції та високі експлуатаційні якості. Відсутність виступаючих елементів (муфт) дає змогу в разі потреби витягувати фільтр без розбурювання. Фільтри ФІЛ-1 використовують на Червонопартизанському підземному сховищі газу. Фільтри пропускають буровий розчин і затримують пісок. Максимальний дебїт газу становив 260 тис. м³/д, але з часом фільтри виходили з ладу і потребували ремонту.

Металокерамічні фільтри. Одним із перспективних методів боротьби з винесенням піску є використання металокерамічних фільтрів. Їх виготовляють шляхом пресування металевго порошку і кераміки в сталевих пресформах, які мають форму фільтрувальних елементів, з подальшим спіканням у печах за високої температури (1200°С) у середовищі водню [4]. Металокерамічні фільтри мають здатність затримувати тверді частини будь-якого заданого розміру [5]. Металокерамічні фільтри для газової свердловини збирають із окремих з'єднаних між собою секцій, кожна з яких складається із перфорованої труби і металокерамічного елемента із зазором між ними близько 5 мм з кожної сторони. Для забезпечення зазору через кожні чотири металокерамічні елементи встановлюють центрувальні кільця, які одночасно є і спрямовуючими, оскільки центрують фільтр у стовбурі свердловини і захищають фільтруючі елементи від руйнування під час опускання фільтра в свердловину. Фільтр опускають у свердловину за допомогою НКТ або спеціального пакера зі свинцевим або гумовим кільцем для запобігання поступлення піску вище фільтрової зони [4]. Металокерамічні фільтри характеризуються корозійною стійкістю, теплостійкістю і теплопровідністю, їм властива достатньо висока міцність і пластичність, що дає можливість витримувати високі перепади тиску, легко піддаються механічній обробці і зварюван-

ню, володіють малим гідравлічним опором і затримують найдрібніші фракції піску. Металокерамічні фільтри чинять опір різким коливанням температур, не засмічують фільтруючий продукт матеріалами фільтру, добре регенеруються майже до повного відновлення своїх початкових властивостей, не складні у виготовленні [23]. У процесі експлуатації їх проникність, як і будь-яких інших фільтрів, знижується, проте при проведенні зворотного промивання проникність відновлюється майже до початкового значення [5].

Фільтри інших видів. На родовищі Медвеже в період 1984-1986 рр. використовували протипісочний свердловинний фільтр із титановими фільтруючими елементами ПСТФЕ-3 конструкції УкрНДІгазу [5]. Фільтруючий елемент конструкції – це високопроникний, виконаний із титанового порошку елемент довжиною 0,6 м, діаметром 90 мм, з порами 150-200 мкм і пористістю, рівною 32-40%. Елемент володіє високою міцністю, корозійною і термічною стійкістю. Незважаючи на те, що по всіх свердловинах отримали позитивні результати, слід звернути увагу на недоліки цих фільтрів: титанові елементи є досить дорогими, при їх виготовленні використовується складна технологія, титанові елементи витримують перепад тиску до 0,6 МПа.

Відомий також фільтр О.М. Чарієва, який складається із металічного перфорованого корпусу і внутрішнього фільтруючого елемента [5]. Фільтруючий елемент із зернистого наповнювача поміщений в оболонку із склотканини. Зерна наповнювача зв'язані між собою за допомогою оболонки епоксидної смоли марки ЕД-5, ЕД-6. В якості зернистого наповнювача використовують кварцовий пісок, скляні або поліетиленові кульки. Однак ці фільтри в даний час промисловістю уже не випускаються.

Починаючи з 1987 року на Медвежевому родовищі пройшли випробування склопластикові фільтри (ФСОГ) різних модифікацій, які виготовляє Боровський ізоляційний завод [5]. Склопластик представляє собою композиційний матеріал, арматуру якого виконано у вигляді скляних ниток – наповнювачів, які забезпечують міцність і твердість системи. В якості зв'язуючого матеріалу використовують епоксидно-дієнову смолу. У процесі встановлення склопластикових фільтрів на Медвежевому родовищі були виявлені недоліки у конструкції: крихкість; роз'їдання фільтру при прямій дії струменя газу з піском навпроти перфорованих отворів. При вилученні із свердловини зруйнованих фільтрів виникає ряд проблем, зокрема, підняття НКТ із свердловин, як правило, із залишенням фільтруючих елементів. Для очищення вибою фільтруючі елементи необхідно розбурювати. У даний час на Медвежевому родовищі відмовилися від використання склопластикових фільтрів.

У процесі опускання фільтра в горизонтальну свердловину необхідно забезпечити його стійкість на зминання при аномальних тисках, збереження форми фільтра, яка впливає на

якість фільтрації. Перфораційні фільтри відповідають цим вимогам і використовують з різними технологіями, які покращують фільтрацію флюїдів через них [19].

У свердловинах з дуже високими температурами (200-370 °С) або у свердловинах для запомповування перегрітої пари, в яких через різницю між величинами теплового розширення обвитки з нержавіючої сталі і трубчастого корпусу фільтра з вуглецевої сталі може порушитися або послабитися фільтр, відділення "Johnson" фірми "UOP" розробило фільтр, в якому до одного з кінців кожної секції фільтра прикріплено кільце механічного розширення, яке рухається по трубі залежно від диференціального розширення або стискання [4].

Піщані фільтри традиційно використовують для попередження надходження піску в свердловину, але суттєвим недоліком їх є те, що фільтри можуть засмічуватися і, в кінцевому результаті, заблокуватися [24]. В результаті зменшується видобуток вуглеводнів і знижується рентабельність свердловини. Відновлення видобутку – коштовна операція, оскільки для видалення піску необхідно піднімати із свердловини свердловинний насос і піщаний фільтр, який необхідно очистити або замінити.

Самоочисний піщаний фільтр, який випробуваний в центрі RМОТС (США) не має таких обмежень – як тільки пісок починає поступати до стінок фільтра, спрацьовує механізм зворотного змивання і одночасної вібрації [24]. Процес очищення триває менше однієї хвилини. Пісок відводиться в спеціальний шурф. Оператори, які використовують даний інструмент, позбавлені від виконання складної і дорогої операції очищення або ремонту піщаного фільтра. Рух флюїдів не порушується, що, в кінцевому результаті, впливає на збільшення видобутку флюїдів із свердловини.

Фільтр розміщується в свердловині нижче свердловинного насоса і забезпечений окремою лінією для активації механізму зворотного змивання. Механізм зворотного змивання представляє собою потужну гідравлічну систему, яка видаляє з поверхні тверді частини з допомогою потоку повітря, інертного газу, води, пари з або без домішок. Потужні пульсуючі струмені подають по всьому простору (довжині і поверхні отвору) внутрішньої поверхні фільтру. Додатковий фільтр, який розміщений у верхній частині механізму змивання, попереджує попадання бруду і твердих частинок у струминну систему. Цей невеликий фільтр активується одночасно з усією системою. Вібратор з гідравлічним приводом передає енергію двом частинам системи і на поверхню пластовим флюїдам. У процесі очищення вібрація забезпечує вільне переміщення відсіяних твердих частинок і допомагає звільнити поверхню фільтра. Висока частота вібрації дає змогу також очистити експлуатаційну колону від фільтраційної кірки. Вібрація впливає на виклик свердловинних флюїдів які перебувають безпосередньо близько від фільтру, що прискорює переміщення частин, які змиваються у спеціальний шурф.

Гравійні фільтри. Найбільш ефективним способом запобігання піскопроявлень є гравійні фільтри, які використовують в Україні і за кордоном. До гравійних належать фільтри, в яких фільтруюча поверхня складається із штучно введеного гравію (піску), розміщеного навколо опорних фільтрів-каркасів [25].

Гравійні фільтри поділяють на [4]:

а) підвісні гравійно-трубні, які створені на поверхні (шар гравію в зазорі між двома центричними перфорованими трубами);

б) гравійно-намівні, які створені у свердловині (намівання шару твердих частинок за стінки перфорованої труби).

Гравійні фільтри можуть ефективно працювати тільки при правильно підібраній ширині щілин або розмірів зерен гравію (точніше, піску з більшими розмірами частинок) з урахуванням гранулометричного складу пластового піску. Важливими є й інші параметри, зокрема характеристики гравію, ступінь ущільнення і якість матеріалу, конфігурація щілин і конструкція фільтрів.

Розмір зерен гравію вибирають на основі ситового аналізу взірців пластового піску. Основна умова – діаметр зерен гравію повинен перевищувати в десять разів розмір зерен піску, який складає продуктивний пласт [26]. Щоб повністю затримувати всі пластові піщинки, необхідно при виборі гравію орієнтуватися на найтонші фракції пластового піску, присутні в продуктивному інтервалі [4]. Вчений Роджерс рекомендує використовувати гравій, який складається не менше, ніж на 95 % з кварцу і силікатних матеріалів, а в ньому не повинні міститися “м’які” або “грунтові” мінерали, такі як сланці, гіпс або ангідрит [27]. Погана якість гравійного матеріалу несприятливо впливає на продуктивність свердловини. До чинників, що впливають на проникність гравію відносять: помутніння потоку, розмір і форма частинок, пористість, розподілення зерен за розмірами [27].

Проникність фільтра типу гравійного може бути значно підвищена, якщо замість кварцового піску використовувати матеріали з подвійною пористістю і проникністю, які за принципом закону адитивності збільшують пористість гравійної набивки і багаторазово підвищують її фільтруючі властивості. В ролі таких матеріалів фірмою “СредАзНИПИнефть” запропоновано використовувати порізоване вугілля, спучений “роздутий” перліт і керамзит [28]. Результати експериментальних і стендових досліджень свідчать, що проникність фільтра із наведених матеріалів зростає в 1,5-2,3 рази порівняно з гравійними фільтрами з монолітних зерен кварцового піску. Шляхом регулювання концентрації нових наповнювачів у в’язучому розчині, в межах докритичного, критичного і післякритичного співвідношень, можна отримати фільтрувальні камені з проникністю від 0,05 до 6-7 мкм².

За даними роботи [29], ефективним способом запобігання надходження піску на нафтовому родовищі Кенкіяк є встановлення в сверд-

ловинах гравійних фільтрів (замість гравію використовують ракушняк).

Найбільших успіхів у створенні техніки і технології запобігання піскопроявлень за допомогою гравійних фільтрів за кордоном досягли фірми “Type Petroleum”, “Layens”, “Lokometik” (США) “Nagaoka” (Японія), “Schlumberger” (США - Франція) та ін. [10].

Найбільш ефективним і перспективним механічним способом запобігання піскопроявлень є створення гравійних фільтрів у процесі закінчування свердловин бурінням [10]. Суть технології полягає в наступному. Свердловина буриться і кріпиться до покрівлі продуктивного горизонту, який розкривається долотом меншого діаметру. Після цього проводять розширення стовбуру свердловини в продуктивному інтервалі, опускають фільтр з урахуванням перекриття продуктивного інтервалу і запомповують гравій в розширений інтервал між пластом і фільтром.

При одночасній експлуатації декількох пластів, серед яких тільки деякі необхідно обладнати гравійними фільтрами, більшу перевагу надають гравійним фільтрам, що виготовлені на поверхні. Тут можна чергувати звичайні фільтри з гравійними [30].

Гравійно-підвісні фільтри. Підвісні гравійні фільтри затримують тонкий пластовий пісок без зовнішнього гравійного обсипання [4]. Підвісні гравійні фільтри мають внутрішній шар гравію, що затримує пластовий пісок. Шар гравію іноді закріплюють смолою. Фільтри не встановлюють всередині обсадної колони, оскільки тоді необхідно робити зовнішнє гравійне обсипання для заповнення за ними перфораційних каналів і каверн гравієм, інакше відбудеться значне зниження продуктивності. При встановленні фільтрів у відкритому вибої їх діаметр повинен бути дещо меншим від діаметра вибою, а це зумовлює заповнення зазору пластовою породою під час відбирання флюїдів із свердловини.

У 1995 році розроблено і виготовлено підвісний гравійний фільтр ФСП-168, який складається із захисного кожуха, всередині якого є фільтруюча труба. Фільтрами ФСП-168 були обладнані 4 свердловини Уренгойського нафтогазоконденсатного родовища [5].

Гравійно-намівні фільтри. У промисловій практиці для боротьби з винесенням піску із пласта у свердловину широке застосування отримали гравійно-намівні фільтри. Такий фільтр являє собою щілинний фільтр-каркас, кільцевий простір між яким і стінкою свердловини заповнюють гравієм [28]. Намівання гравію може здійснюватись під тиском. У цьому випадку створюється напружений фільтр, при використанні якого не відбувається руйнування пласта під дією зсуву і розтягу [3]. Розмір щілин фільтра-каркаса вибирають залежно від гранулометричного складу порід пласта і розміру фракцій гравію, що використовується [28]. Довжина фільтра-каркаса визначається з умови перекриття ним всього інтервалу продуктивної частини пласта-колектора. Залежно від геолого-

технічних умов гравійно-навивні фільтри встановлюють у відкритому стовбурі, перфорованій частині обсадної колони або в розширеній привибійній зоні.

Відомий спосіб створення гравійного фільтра в свердловині включає розкриття продуктивного пласта, обладнання вибою перфорованою обсадною колоною, намівання гравію в простір обсадної колони в інтервалі перфорації і в простір каверни за обсадною колоною з гідроущільненням привибійної зони пласта (ПЗП) [31]. Для запобігання порушення компактності структури піску в ПЗП з утворенням каверни навколо стовбуру свердловини за рахунок відтискування від стовбуру свердловини пластового піску під тиском на пласт запомповують високов'язку рідину – зшитий гель. Потім в утворену каверну і в стовбур свердловини під тиском намівають гравійний засип з високопроникною навивною фракцією, яка слугить протипісочним екраном для пластового піску при роботі свердловини, виконану з полімернопокритого матеріалу з густиною, що перевищує густину пластового піску, щонайменше, в 3,5 раз. При цьому одночасно виконується умова щодо складу гравійного фільтра залежно від гранулометричного складу пластового піску. Відповідно до критерію Сосье медіанний діаметр частинок фракції фільтра-екрану повинен бути більшим медіанного діаметру пластового піску в 5-6 разів. Технічним результатом є зниження витрат на намівання фільтру і часу на спуско-піднімальні операції.

Розроблено нові технології намівання гравію в перфораційні канали з допомогою в'язких рідин і вдосконалені методи перехресного намівання гравію, причому гравій намівають і в перфораційні канали, і навколо дротяних або щільних фільтрів. Відомий метод намівання гравію без введення його у перфораційні канали не рекомендується, не дивлячись на досить високі результати [4].

Методи намівання гравію всередині обсадної колони поділяють на одноетапні і двоетапні. У першому випадку намівання гравію у перфораційні канали виконують як окрему операцію. У другому випадку обидві операції намівання гравію у міжколонний простір і в перфораційні канали проводять тоді, коли на вибої вже встановлено дротяний або щільний фільтр [4].

Для ефективнішого уведення гравію в кожний перфораційний канал великого значення набувають склад рідини-носія і метод оброблення. Ефективність транспортування поліпшується за низьких концентрацій піску і високих витрат води.

Д.Д. Спарлін розробив принцип намівання гравію з подаванням його у вигляді густої пульпи, щоб уникнути зниження проникності, зумовленого контактним перемішуванням пластового піску і гравію [4]. Ідея способу полягає в зависанні гравію у в'язкій рідині (в нафті з динамічним коефіцієнтом в'язкості 0,2-1,0 Па·с за високих концентрацій – до 1,8 кг гравію на літр рідини) і запомповуванні цієї пульпи через

перфораційні канали за дуже малих витрат – 1,3 л/с або навіть ще менше. Д.Д. Спарлін також рекомендує уводити в пульпу склеювальний агент, який сприяє транспортуванню гравію без розпушування пульпи. Результати наступних робіт підтвердили необхідність використання в'язких рідин-носіїв і високих концентрацій гравію, але деякі дослідники надають перевагу проведенню процесу за високих витрат пульпи [4].

В умовах аномально низького пластового тиску і високої проникності продуктивного пласта встановлення гравійних фільтрів з використанням традиційних технологій ускладнено через інтенсивні поглинання продуктивними пластами рідини-пісконосія. Якісно розв'язати дану проблему дає змогу, розроблена у ОАО "СевКавНИПИгаз", технологія встановлення гравійних фільтрів у газовому середовищі [1]. Технологія забезпечує збереження колекторських властивостей продуктивного пласта в процесі спорудження гравійного фільтра за рахунок використання в якості агента-пісконосія природного газу, який запомповують у пласт.

Найбільш широко використовують гравійні фільтри з верхнім і нижнім наміванням. В обох випадках в центральній частині встановлюють механічний фільтр, який є трубою з просвердленими отворами, що обмотані дротом. Довжина механічного фільтра повинна перевищувати продуктивну зону пласта на 3 м, внутрішній діаметр фільтра становить 19-32 мм при умовному діаметрі колони ліфтових труб, через яку спускається фільтр 73 мм. Конструкцію гравійного фільтра вибирають з врахуванням умов експлуатації свердловини, а також можливості його вилучення в подальшому [32].

Намівання гравійного фільтру виконують із застосуванням колтюбінгової труби в тих випадках, коли бурова установка вже демонтована, дебіт свердловини малий, використовувати агрегати для підземного ремонту стандартного типу економічно недоцільно, а пласт характеризується високим тиском, і глушіння його небажане. Вибір гранулометричного складу гравійного фільтру здійснюють з тих же міркувань, що і при традиційній технології [32].

Навивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини встановлюють там, де міцність привибійної зони дає можливість розширити стовбур свердловини. Ці фільтри мають низькі фільтраційні опори і, як наслідок, більш високу продуктивність порівняно із внутрішньоклонними гравійними фільтрами або кріпленням привибійної зони хімічними реагентами [26].

Спорудженням гравійно-навивних фільтрів на родовищах і підземних сховищах газу з 1983 року займається підприємство "ВНИИгаз" (м. Москва). З того часу гравійними фільтрами облаштовано понад 400 свердловин на Касимовському, Щелковському, Краснодарському, Базайському та інших підземних газосховищах, а також на Уренгойському нафтогазоконденсатному родовищі.

Успішне проведення робіт з намівання гравійних фільтрів, якість намівних фільтрів залежать від виконання всіх технологічних вимог до процесу намівання. Одна з основних вимог – оптимальне регулювання подачі гравію в свердловину як за темпами, так і за загальною його кількістю. Контролювати процес намівання – це контролювати темп запопповування і кількість гравію, що запопповується. Принципово існують два основні методи контролю: масовим витратоміром або за динамікою рівня гравію в бункері [33].

Гравійна набивка. В останній час отримали поширення дротяні фільтри з гравійною набивкою, щоб відмовитися від процедури намівання гравію. Такі фільтри зменшують витрати на підготовку свердловини і збільшують швидкість монтажу хвостовика з фільтрами. Результати багаточисельних досліджень використання фільтрів з попередньою гравійною набивкою свідчать про їх практичну цінність за умови правильного підбору параметрів набивки залежно від умов експлуатації свердловини. Фільтри з гравійною набивкою почали інтенсивно використовувати на багатьох нафтових промислах. Вони особливо ефективні в свердловинах, в яких видобувається разом із нафтою вода [9].

В якості матеріалу для гравійної набивки найбільш звичним є природний пісок, але це не єдиний матеріал, який використовується [4]. При використанні піску можуть мати місце два механізми його руйнування: хімічне розчинення кремнезему гарячими високоп'язними рідинами (особливо на родовищах, де застосовується запопповування пари для видобування нафти) і дроблення його, яке супроводжується утворенням дрібних уламків, що колюють гравійне набивання.

Як гравійні набивання можуть бути використані без яких-небудь ускладнень і такі матеріали: а) силіконові матеріали – спеціально приготовлені піски, піски із зовнішнім покриттям (молібденом, графітом або епоксидною смолою) і силікати (скляні кульки, карборунд і гранат); б) алюмінієві матеріали – спечений боксит, корунд; в) вуглецеві матеріали – антрацит.

Добрим матеріалом для гравійної набивки є такий, який містить кремній. Це особливо важливо для пластів, які містять сильно мінералізовану воду [34].

Гравій, який використовується для гравійної набивки, повинен бути чистим, з досить круглими, гладкими і однорідними зернами. Такі характеристики гравію сприяють збільшенню проникності і пористості набивки [34].

Розмір частинок гравію при виконанні гравійної набивки вибирають так, щоб запобігти надходженню піску із пласта у свердловину [35].

У США під час вибору розміру зерен гравію для набивки, а також фільтра, зазвичай, керуються наступними міркуваннями [36]: частинки гравію повинні бути не більше, ніж в 5-6 разів більшими пластових частинок, з винесенням яких ведеться боротьба; фільтр повинен

ефективно затримувати найдрібніші частинки гравію; для гравійної набивки бажано використовувати гравій з округлими зернами.

У процесі проектування гравійного фільтра необхідно враховувати щільність перфораційних каналів поряд з проникністю гравійної набивки і потенційну продуктивність пласта передбачуваним способом експлуатації [36].

Для гравійного набивання використовують пісок з розміром зерен 0,84-1,67 мм. Коли із свердловини виноситься пісок з вмістом дрібних фракцій в кількості 5% і більше, для набивання використовують дрібний пісок з розміром зерен 0,42- 0,84 мм [4].

Хімічна підготовка пласта для створення гравійної набивки включає багаточисельні процеси і визначається індивідуальними характеристиками конкретної свердловини.

Спочатку використовували просту технологію створення гравійної набивки – гравій запопповували із водою [37]. Оскільки допустима концентрація гравію у воді становила 120 кг/м³, у свердловину запопповували великі об'єми води, щоб забезпечити перенесення на вибір достатньої кількості гравію. У цих умовах у пласт поступав значний об'єм води, що викликало погіршення проникності для нафти і газу у привибійній зоні. Недоліком використання води в якості рідини-носія була також висока швидкість запопповування, яку необхідно підтримувати для попередження вільного осідання гравію і закупорювання колони НКТ.

У даний час використовують дуже в'язкі рідини, здатні переносити гравій у високих концентраціях. Перевага цього методу – збереження чистоти пласта. Оскільки із загущеного розчину гравій швидко не осідає, запопповування суспензії у свердловину можна виконувати із малою швидкістю. Отже, менша кількість потенційно забруднюючих речовин проникає в пласт [37].

У вітчизняній практиці накопичено позитивний досвід використання фільтрів з гравійною набивкою для запобігання піскопроявлень (РД 39-1-1113-84, НПО "Союзпермнефть"). Технологія випробувана на родовищах Казахстану і Азербайджану і дозволила в 5-10 разів зменшити надходження механічних частинок у видобувні свердловини і в 2-3 рази збільшити міжремонтний період роботи свердловини [38].

Фільтр типу ФСК-ПГ з гравійною набивкою запобігає надходженню піску в процесі експлуатації свердловин з нестійкими колекторами. Конструкція фільтра передбачає можливість його експлуатації без зовнішнього гравійного засипання [6].

Методи намівання гравійних набивок з використанням продувального і здвоєного фільтрів детально розглянуті в роботі [39].

Широко використовують попередньо напружені фільтри, що розширюються [3]. Такі фільтри характеризуються більш щільним запаковуванням зерен гравію та ефективніше запобігають руйнуванню привибійної зони пласта у процесі експлуатації свердловини. Згідно з даними, наведеними в роботі [3], при викорис-

танні свердловинних напружених фільтрів не реалізується механізм руйнування пласта напругами зсуву і розтягу.

Один з підходів зі створення гравійних набивок у горизонтальних свердловинах полягає у використанні мінералізованої води в якості носія гравію. Системи такого типу часто називають альфа-бета системами. У таких системах використовують малов'язкий сольовий розчин для перенесення гравію в кільцевий простір з регульованою швидкістю потоку, що запобігає передчасному "дюновидному" скупченню гравію. Проблеми, які виникають при реалізації цього методу, пов'язані з перепомповуванням сольового розчину із перенесенням гравієм на всьому шляху від гирла до вибою горизонтальної свердловини і назад. Ця проблема може бути вирішена шляхом використання спеціальних або попередньо заповнених гравієм свердловинних фільтрів в якості резервних.

Відомий ще один підхід зі створення гравійних набивок в горизонтальних свердловинах, який полягає у використанні спеціальних інструментів у поєднанні з в'язкою несучою рідиною. Такою рідиною гравій переноситься більш ефективно, з меншим ризиком утворення "гравійних дюн" і збільшення ймовірності повного заповнення всього кільцевого простору від гирла до вибою свердловини [35].

Якщо у вертикальних свердловинах витрати на створення гравійного фільтра не перевищують, як правило, 10 % вартості свердловини, то у свердловинах з горизонтальною ділянкою стовбуру, протяжність якого в 10-30 разів перевищує товщину продуктивного пласта, витрати на ці роботи співставимі з вартістю буріння свердловини і не завжди дають очікувані результати. Цю обставину необхідно враховувати при проектуванні закінчення горизонтальних свердловин з встановленням гравійних фільтрів [10].

Складні фільтри. Там, де щілинні та дротяні фільтри не можуть затримувати частинки тонкозернистого піску, широко розповсюдженим і ефективним способом затримування піску є використання щілинних фільтрів із зовнішнім гравійним обсіпанням [4]. Гравій запобігає надходженню пластового піску, стабілізуючи та підтримуючи поверхню каверни в пласті і не даючи піску рухатися. Затримування піску забезпечується правильним підбором діаметру порових проходів у гравійному масиві відповідно до діаметру частинок пластового піску.

Багатошарові дротяні фільтри здатні затримувати тонкий пластовий пісок без зовнішнього гравійного обсіпання [4]. Багатошарові дротяні фільтри мають декілька шарів дротяного обвиття, причому кожний наступний шар від зовнішнього до внутрішнього має зазор, що зменшується, між витками. Призначення багатошарового фільтра полягає в тому, щоб затримувати частинки більшого розміру в зовнішніх шарах, а дрібніші – у внутрішніх. Таким чином, у фільтрі відбувається селективне відділення великих фракцій піску, які ще й виконують роль гравійної набивки.

Для підвищення ефективності багатошарового фільтра рекомендують встановлювати над ним при опусканні в свердловину НКТ щілинний фільтр ФС-1 (патент РФ №2096589), який складається з НКТ з муфтою, насадок з наскрізними трапецієдальними пазами, в яких передбачені вузькі щілини розміром від 0,1 мм і більше на вході газу всередину фільтра [40].

На Анастасіївсько-Троїцькому родовищі ОАО "Роснефть-Краснодарнефтегаз" впроваджено технологію встановлення протипісочних трапецієдальних дротяних фільтрів з намиванням гравійно-піщаного фільтра. Після проведення ремонтних робіт у свердловині і визначення приймальності на завершальному етапі проводиться намивання в зону фільтра грубозернистого відмитого піску (фракційний склад 0,615 – 0,8 мм).

Використання сітчастих фільтрів або хвостовиків з щілинними отворами для обмеження винесення піску із пласта у свердловину широко поширено у світовій практиці, а засипання гравію навколо сітчастого фільтра забезпечує ряд додаткових переваг. Гравійна набивка часто створюється для того, щоб збільшити розмір частин і проникність матеріалу в зоні, яка безпосередньо прилягає до сітчастого фільтра у свердловині. Після визначення розміру частинок гравію для запобігання винесення піску із пластів можна оцінити розмір отворів сітки, яка необхідна для утримання частинок гравію. Основні задачі створення гравійної набивки – збільшення продуктивності свердловин, зменшення винесення із пласта піску і дрібнодисперсного матеріалу через сітку, а також зменшення швидкості утворення осаду на стінках труб при використанні сітчастих фільтрів з великими отворами [34].

Одне з найбільш успішних досягнень останнього часу в області технології піщаних фільтрів є фільтр "Stratacoil", конструкція якого базується на пористій металевій мембрані, спеціально розробленій для фільтрації [41]. Фільтр "Stratacoil" забезпечує регулювання надходження піску як із застосуванням гравійного фільтра, так і без нього. Основна конструкція складається із перфорованої труби з дренажним шаром, виконаним з дротяної сітки і трьох незалежних наварених шарів пористої металеві мембрани. Другий шар металічної сітки намотаний поверх шарів мембрани. В якості захисного зовнішнього корпусу використана зовнішня оболонка з перфорованої вуглецевої сталі. Міцна конструкція дає змогу фільтру в процесі експлуатації зберігати механічну цілісність і водночас ефективно затримувати пісок. Перевага використання піщаного фільтра замість проведення повного підземного ремонту виявилася досить значною.

Практика свідчить, що трубні фільтри недостатньо ефективні, оскільки за дуже малих отворів вони забиваються піщинками і в результаті цього створюють великий опір потокові з пласта, а за більших отворів – не затримують піщинок. Металокерамічні фільтри не мають належної міцності проти ударів і можуть

розтріскуватися і руйнуватися, особливо під час опускання у свердловину [4].

Найбільш ефективним і перспективним механічним способом запобігання піскопроявам є створення гравійних фільтрів. Ефективність роботи гравійного фільтра, поряд з конструкцією і вибором гравійного матеріалу, визначається технологією його встановлення, зокрема велике значення має вибір рідини-носія [10].

Кристалічний кварцовий гравій – матеріал, який найчастіше використовується для боротьби з винесенням пластового піску. Він ідеально підходить для цих цілей завдяки низькій вартості, слабкій розчинності в кислоті, значній міцності, а також високій сферичності та обкочування зерен. Ці властивості визначають при дослідженні і ретельно контролюють, оскільки від якості гравійного матеріалу залежить експлуатаційна характеристика свердловини [27].

Закінчування свердловин із створенням гравійного фільтра в необсадженому продуктивному інтервалі, складеному слабкоцементованими пісковиками, визнано найбільш ефективним методом запобігання піскопроявам і забезпечення тривалої експлуатації високодебітних свердловин без зниження їх продуктивності і зупинок на ремонт [10].

Гравійні фільтри достатньо довговічні – термін експлуатації фільтрів становить 5 років [42]. Недоліком гравійних фільтрів є зниження продуктивності свердловин (через утворення непронижного масиву між фільтром і стінкою свердловини) і складність вилучення фільтрів на поверхню [19].

Наведені матеріали свідчать про велику кількість трубних і гравійних фільтрів, які застосовують у свердловинах для запобігання надходження піску із пласта у свердловину. Найбільший інтерес представляють гравійні фільтри, серед них попередньо напружений гравійний фільтр з нагнітанням рідини-носія з гравієм безпосередньо у пласт. Науковий і практичний інтерес представляє оцінка впливу на продуктивність свердловини розміру попередньо розмитої і заповненої гравієм привибійної зони пласта, що являється предметом подальших досліджень.

Література

1 Гасумов Р. Предупреждение слипания влажного песка при сооружении гравийного фильтра в газовой среде / Р. Гасумов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – №9. – С.37–39.

2 Копей Б.В. Використання захисних пристроїв при винесенні піску в процесі штангово-насосної експлуатації нафтових свердловин / Б.В. Копей, О.О. Кузьмін // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №4. – С.10-12.

3 Пятахин М.В. Напряженный фильтр для стабилизации призабойной зоны скважин / М.В. Пятахин // Газовая промышленность. – 2004. – №11. – С.64-68.

4 Эксплуатация свердловин у нестійких колекторах [Текст] : Монографія / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко. – Київ, 2004. – 400 с. – ISBN 966-694-012-4.

5 Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения [Текст] / А.А. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 219. – ISBN 5-7831-0383-7.

6 Штурн Л.В. Отечественные фильтры для заканчивания скважин / Л.В. Штурн, А.А. Кононенко, С.О. Денисов // Территория нефтегаз. – № 6. – 2010. – С.57-61.

7 Юргенс Х. Применение одноконтурных проволочных фильтров / Х. Юргенс, З. Невигер // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – №9. – С.40-43.

8 Бурштейн М.А. Анализ динамики и причины пескований горизонтальных скважин пласта АС₄₋₈ Федоровского месторождения / М.А. Бурштейн, Г.Г. Гиляев, А.Т. Кошелев, А.В. Цыбин, Б.Р. Саркисян, Н.Л. Щавелев, Г.Т. Вартумян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – №1. – С.11-15.

9 Апрель А.М. Управление выносом песка при добыче нефти / А.М. Апрель // Научные труды. – 2012. – №3. – С.59-62.

10 Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации [Текст] : [справ. пособие] : у 6 т. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – Т. 5. – 2006. – 431 с.: ил., табл.. – ISBN 5-8365-0156-4.

11 Зотов Г.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах [Текст] / Г. А. Зотов, А. В. Динков, В. А. Черних. – М. : Недра, 1987. – 172 с.

12 Безкаркасні фільтри виробництва ООО «ЛЭМЗ» <http://lemz.com.ua/ru/node/337>.

13 Боридько Е.В. Анализ современных механических способов предотвращения выноса пластового песка в скважинах подземных хранилищ газа / Е.В. Боридько // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2010. – №3. – С.68-71.

14 Щілинні фільтри <http://www.ngpedia.ru/id562753p1.html>.

15 Близиуков В.Ю. Методы предупреждения и ликвидации пескопроявления в добывающих скважинах / В.Ю. Близиуков, А.Г. Гиляев., Р.Ф. Исламов, З.Х. Моллаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №9. – С.15-21.

16 Дротяні фільтри <http://www.ngpedia.ru/id562446p1.html>.

17 Арестов Б.В. Проволочный скважинный фильтр для предотвращения выноса песка / Б.В. Арестов, С.Н. Бузинов, В.В. Макеев, А.А. Ковальчук // Газовая промышленность. – 1988. – №2. – С.18-19.

18 Аржанов Ф.Г. Применение противопесочных фильтров в скважинах IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения / Ф.Г. Аржанов, И.И. Маслов, В.И. Репин,

В.С. Свиридов // Нефтепромысловое дело. – 1981. – №10. – С.35-39.

19 Ледков А.О. Выбор забойных фильтров добывающих скважин Ванкорского месторождения / А.О. Ледков // Научные исследования и инновации. – 2011. – №1. – С.99-102.

20 Сітчастий фільтр PoroMax
www.halliburton.com.

21 Василевський Л.В. Скважинные фильтры из лавсана / Л.В. Василевський // Газовая промышленность. – 1980. – №10 – С.24.

22 Кулиев С.М. Гравийные фильтры и опыт их применения на нефтяных промыслах [Текст] / С.М. Кулиев. – Баку : Азнефтеиздат, 1951. – 122с.

23 Павковская Е.И. Металлокерамические фильтры [Текст] / Е.И. Павковская., Б.Ф. Ширяев. – М. : Недра, 1967. – 164 с.

24 Gordon R. Оптимизация добычи при помощи самоочищающегося песчаного фильтра / R. Gordon, M. Curtis // Нефтегазовые технологии. – 2010. – №2. – С.34-37.

25 Арестов Б.В. разработка и исследование техники и технологии создания гравийных фильтров в скважинах [Текст] : дис. канд. техн. Наук : 21.12.87 / Арестов Борис Викторович. – Москва, 1987. – 175 с.

26 Паникаровский Е.В. Ликвидация пескопроявлений при эксплуатации скважин / Е.В. Паникаровский, В.В. Паникаровский, Я.Б. Бельтиков // Нефть и газ 2011. – №4. – С.50-54.

27 Коуколз Б. Оптимизация выбора материалов для гравийных фильтров / Б. Коуколз // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1993. – №6. – С.14-19.

28 Кондрат Р.М. Особливості розробки та експлуатації Архангельського газового родовища і шляхи підвищення ефективності видобування газу та коефіцієнта газовилучення / Р.М. Кондрат, М.Б. Харитонов, О.Р. Кондрат, П.П. Мельничук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №2. – С.66-69.

29 Белько Ю.А. Борьба с выносом песка на месторождении Кенкияк / Ю.А. Белько, И.М. Маслов, А.Д. Гритчин и др. // Нефтепромысловое дело. – 1979. – №2. – С.17-19.

30 Способы предупреждения образования песчаных пробок на забоях газовых скважин [Текст] : материалы XII регион. науч.-техн. конф., Ставрополь, 2008г.– Ставрополь : Сев-КавГТУ, 2008. – 298с.

31 Пат. 2393339 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/04. Способ создания гравийного фильтра в скважине Текст / Четверик А.Д., Климовец В.Н., Фёдоров Ю.К.; заявитель и патентообладатель Четверик А.Д., Климовец В.Н., Фёдоров Ю.К. – №2009112893/03; заявл. 06.04.2009; опуб. 27.06.2010.

32 Установка гравийных фильтров <http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-spetsialista/ustanovka-graviinyh-filtrov>.

33 Игнатьев А.И. Оптимизация процесса намыва гравийных фильтров / А.И. Игнатьев, А.Е. Леонтьев, Ю.Н. Садилов, Х.Н. Шульгин // Газовая промышленность. – 1983. – №5. – С.31-32.

34 Чжан Ю. Создание гравийных набивок на промыслах Китая / Ю. Чжан // Нефть газ и нефтехимия за рубежом. – 1981. – №4. – С.30-34.

35 Спарлин Д.Д. Предотвращение выноса песка в горизонтальные скважины / Д.Д. Спарлин // Нефтегазовые технологии. – 2005. – №12. – С.44-48.

36 Борьба с пескопроявлениями // Нефтяная промышленность. Сер. нефтепромысловое дело. – М.: ЭИ ВНИИОЭНГ, 1984. – №1. – С.17-20.

37 Варгас Л. Борьба с выносом песка / Л. Варгас // Нефть, газ и нефтехимия. – 1982. – №10. – С.25-28.

38 Состояние и развитие работ в области крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин / В.М. Строганов, В.И. Дадыка, Г.Г. Гилаев и др. – НИТПО: Наука. – 2004.

39 Пайкоу Р.А. Современные операции по борьбе с выносом песка / Р.А. Пайкоу // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №2. – С.31-36.

40 Юрьев В.А. Нетрадиционный способ крепления призабойной зоны / В.А. Юрьев, Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников и др. // Газовая промышленность. – 2004. – №11. – С.30-31.

41 Шнкур Д.Х. Применение песчаного фильтра, спускаемого на канате, сокращает расходы на подземный ремонт скважины / Д.Х. Шнкур // Нефтегазовые технологи. – 1997. – № 1. – С.40-41.

42 Ясашин А.М. Ликвидация песчаных пробок в нефтяных скважинах [Текст] / А.М. Ясашин. – М. : Недра, 1964. – 150 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
08.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Дорошенком В.М.
(управління геології і розробки родовищ
нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*

ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГУ ЗАПАСНИХ ЧАСТИН СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

¹В.Я. Грудз, ¹Я.В. Грудз, ²О.В. Ганжа, ¹Н.Я. Дрінь

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727138,
e-mail: public@nimg.edu.ua

²ПАТ «Рівнегаз»; 33027, м. Рівне, вул. Білякова, 4, тел.: (0362) 280889,
e-mail: vtv@gas.rivne.com

Наведено загальні принципи вибору обсягу запасних частин в процесі експлуатації систем газопостачання для випадків відновлювальних і не відновлювальних елементів. Розглядається номенклатура як перелік номерів і найменувань запасних інструментів та приладдя, складений в певному групуванні і послідовності відповідно до технічної документації заводів-виготовлювачів і містить механічні деталі, вузли і агрегати. Критерії оцінки достатності комплекту запасних частин вибрано з умови достатньої надійності процесу експлуатації системи, заснованої на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів. Попит на запасні частини і матеріали носить випадковий характер і розглядається у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона. Принцип розрахунку зводиться до визначення вірогідності того, що в механізмі будуть заповнені всі канали обслуговування і всі місця очікування відповідно до теорії масового обслуговування. В результаті запропоновано методіку розрахунку обсягу запасних частин в процесі експлуатації систем газопостачання.

Ключові слова: системи газопостачання, обсяг запасних частин, розподіл Пуассона.

Приводятся общие принципы выбора объема запасных частей при эксплуатации систем газоснабжения для случаев восстановительных и невозобновимых элементов. Рассматривается номенклатура как перечень номеров и наименований запасных инструментов и принадлежностей, составленный в определенном группировке и последовательности в соответствии с технической документацией заводов - изготовителей и содержит механические детали, узлы и агрегаты. Критерии оценки достаточности комплекта запасных частей выбрано из условия достаточной надежности процесса эксплуатации системы, основанную на оценках вероятности появления отказа в период регулярной замены элементов. Спрос на запасные части и материалы носит случайный характер и рассматривается в виде стационарного процесса, описываемого распределением Пуассона. Принцип расчета сводится к определению вероятности того, что в механизме будут заполнены все каналы обслуживания и места ожидания согласно теории массового обслуживания. В результате предложена методика расчета объема запасных частей при эксплуатации систем газоснабжения.

Ключевые слова: системы газоснабжения, объем запасных частей, распределение Пуассона.

General principles of the spare parts amount selection when operating gas supply systems for renewable and non-renewable elements have been developed. Nomenclature is considered as a list of numbers and names of spare instruments and equipment, which is compiled in accordance with a certain grouping and sequencing according to the producing plants technical documentation and which includes mechanical details, assemblies, and aggregates. The assessment criteria of the spare parts set sufficiency have been chosen based on the condition of the sufficient system operation reliability which is based on the estimates of the failure emergence probability during the period of regular element renewals. The demand for spare parts and materials is of random nature and it is considered as a stable process which is described by the Poisson's distribution. The calculation principle comes down to determine the possibility of the fact that all the service channels and waiting spaces in the mechanism will be filled in accordance with the queuing theory. The technique for spare parts amount selection when operating gas supply systems has been developed eventually.

Keywords: gas supply system, the amount of spare parts, the Poisson distribution.

Оперативна система обслуговування устаткування систем газопостачання повинна бути забезпечена достатнім резервом запасних елементів, що встановлюються замість несправних. Вузли, що відмовили, вибувають з сфери обслуговування і поступають на ремонтні бази. Така система вимагає обґрунтованого вибору обсягу запасних частин і періодів їх відновлення. Враховуючи структуру відмов і способи їх усунення, процеси обслуговування основно-го устаткування можна розділити на два види:

1) проведення профілактичних робіт і усунення дрібних несправностей, які не ведуть до тривалої системи газопостачання;

2) ремонт апаратури в умовах ремонтної бази або спеціалізованою виїзною бригадою із заміною вузла, що відмовив, запасним.

Комплект запасних інструментів і приладдя (ЗІП) повинен містити всі необхідні а процесі експлуатації елементи. Іноді відсутність необхідних елементів в комплектах ЗІП набагато збільшує час відновлення апаратури. Проте створення надмірних розмірів ЗІП економічно нераціонально, оскільки при цьому відбувається заморожування величезних засобів і нерідко дефіцитних елементів. Отже, правильне комплектування ЗІП, оптимізація його за вартістю - важлива проблема у вирішенні питань ремон-

топридатності основного устаткування систем газопостачання.

Кількість необхідних елементів в комплектах запасних частин газового устаткування визначається розрахунком залежно від причин відмов і середньої кількості очікуваних відмов (замін), раптових (поломка) і поступових (зношування, старіння, корозія) відмов.

Кількість запасних частин для основного газового устаткування залежить від рівня технічної експлуатації, термінів умов і режимів експлуатації, кваліфікації обслуговуючого персоналу, рівня організації і матеріального постачання резервними елементами і ін.

Інтенсивність відмов залежить від часу поповнення ЗПП, його необхідної достатності, організації постачання і ступеня його відновлюваності.

ЗПП розділяються на одиночний і груповий комплекти.

Одиночний комплект додається певному елементу системи газопостачання і призначається для забезпечення тільки даного елемента.

Груповий комплект додається як група елементів; він необхідний для поповнення одиничних комплектів ЗПП і забезпечення елементів тими складовими частинами, яких немає в одиничному комплекті.

При експлуатації устаткування комплекти ЗПП поповнюються: поодинокий - за рахунок групового, групового - за рахунок елементів, які розташовуються на спеціальному складі або є у відповідних службах постачання.

За характером використання елементи устаткування можна диференціювати на відновлювані (блоки, вузли, модулі і т.д.) і невідновлювані. До невідновлюваних відносяться такі елементи устаткування які після відмови недоцільно відновлювати. Відновлювані елементи групового устаткування ремонтують або на місці експлуатації силами обслуговуючого персоналу чи виїзних ремонтних бригад, або в спеціальних ремонтних службах.

Готовий виріб перед надходженням в експлуатацію забезпечується експлуатаційно-технічною документацією, що регламентує порядок підтримання якості в процесі використання за призначенням на компресорних станціях. Ці документи містять періодичність і об'єм оглядів і поточних ремонтів елементів системи газопостачання, інструкцію для обслуговуючого персоналу з відновлення їх якості після можливих відмов і несправностей, а також перелік запасних частин найбільш ненадійних деталей і вузлів.

Для правильного порядку виконання планово-попереджувальних оглядів і ремонтів, а також для визначення оптимальної кількості запасних частин і пристосувань необхідно використовувати показники надійності устаткування компресорної станції, отримані і забезпечені на всіх етапах їх створення.

Процес формування комплекту запасних частин складається з двох етапів: визначення номенклатури запасних вузлів, елементів і розрахунку їх кількості.

Номенклатурою запасних частин є перелік номерів і найменувань ЗПП, складених за певними групами і послідовностями відповідно до технічної документації заводів-виготовлювачів і містить механічні деталі, вузли і агрегати; деталі, комплекти і складальні одиниці електроустаткування, гідрообладнання, прилади паливної апаратури і систем живлення; вироби з гуми, пластмас, пробки та інших матеріалів. У номенклатуру запасних частин включаються також елементи систем, ресурс яких є меншим повного ресурсу системи до списання; елементи, які можуть мати в процесі експлуатації випадкові і аварійні пошкодження, які можуть виникнути при розбірно-складальних операціях; елементи, які можуть бути загублені в процесі експлуатації. Вказана номенклатура повинна розроблятися на початок випуску системи і уточнюватися в процесі їх експлуатації.

Номенклатура запасних частин газового устаткування в ремонтних комплектах залежить від умов і досвіду експлуатації аналогічних деталей; можливості попередження їх відмов; середнього ресурсу деталей; методики і досвіду ремонту устаткування на місці або на ремонтній базі.

При використанні агрегативного методу ремонту у складі ЗПП повинні знаходитися знімні агрегати (блоки, модулі). Якщо ремонт знімних відновлюваних елементів відбувається на місці експлуатації, то ЗПП додатково повинен містити невідновні елементи механізму.

Під час розрахунку кількості запасних елементів може статися так, що деякі деталі, включені в попередню номенклатуру, необхідно з неї виключити у випадку, якщо результати розрахунку свідчать, що вірогідність відмови їх в період експлуатації або ремонту незначна.

Для виявлення кількості запасних елементів для газового устаткування необхідно визначити залежність цієї кількості від стратегії профілактичного обслуговування. Профілактичні стратегії передбачаються в такому виді [1,5]:

- нульова або базова стратегія, яка полягає в наступному: при технічному обслуговуванні замінюють елементи, що тільки відмовили, тобто устаткування експлуатують без профілактичних замінів елементів;

- групова стратегія замінів, при якій належить встановлювати оптимальний інтервал замінів T_3 . При цьому в моменти часу $T_3, 2T_3, 3T_3$... замінюють всі елементи даного типу, включаючи і ті з них, які недавно поставлені замість тих, що відмовили;

- стратегія замінів із напрацювання або індивідуальна стратегія. В цьому випадку елемент, що знаходиться в системі, замінюють при напрацюванні T_3 . Якщо відмова відбулася до цього часу, то профілактична заміна нового елемента, поставленого замість того, що відмовив, відтермінується і її здійснюють тільки після фактичного досягнення цим елементом нормативного ресурсу.

Розглянемо вплив роду відмов устаткування систем газопостачання на кількість запасних

частин. Розрізняють два різновиди відмов: раптові і поступові. У разі раптової відмови невідновлювані елементи в системі замінюють справними елементами з числа запасних, а елементи, що відмовили, не ремонтують. ЗІП поповнюється з фондів загального складу.

Незалежно від методики ремонту газового устаткування можуть бути здійснені три схеми забезпечення її запасними елементами [2]:

1. Нормальна, коли є одиничний і груповий комплекти запасних елементів.

2. Одиночна, коли відсутній груповий комплект запасних елементів.

3. Групова, коли відсутні одиничні комплекти запасних елементів.

Останні дві схеми є окремими випадками нормальної схеми. При відмові устаткування її несправний елемент замінюють справними з складу ЗІП. У зв'язку з цим в ЗІП якийсь час відсутній необхідний справний елемент, який поставляється з відповідного органу постачання (групового ЗІП, складу, заводу і т.д.).

Час відсутності необхідного елемента в комплекті запасних елементів назвемо часом відновлення елемента ЗІП. Він складається з часу доставки елемента, заміни його на складі і очікування заміни або ремонту.

Середній час відновлення механізму можна представити у вигляді чотирьох компонентів [3]:

$$T_{ВП} = T_{АР} + T_{ЗЧ} + T_{ОР} + T_{П},$$

де $T_{АР}$, $T_{ЗЧ}$, $T_{ОР}$ – середній час відповідно активного ремонту, вимушеного простою устаткування через відсутність в ЗІП необхідних елементів (час постачання), вимушеного простою устаткування при поточному ремонті через адміністративні чинники (виклик бригади ремонту і т.д.).

Цей вираз зручніше представити у вигляді:

$$T_{ВП} = T_{ен}^* + T_{ЗЧ},$$

де $T_{ен}^* = T_{АР} + T_{ОР} + T_n$ – середній час відновлення устаткування при необмеженому (ідеальному) комплекті ЗІП, тобто за відсутності затримки в постачанні.

У свою чергу середній час відновлення устаткування можна виразити через середній час відновлення устаткування при відмові певних елементів:

$$T_{ВП} = \sum_{i=1}^N t_{ВПi} q_i, \quad (1)$$

де $t_{ВПi}$ – середній час відновлення устаткування при відмові i -го елемента;

$$t_{ВПi} = t_{ВПi}^* + t_{ЗЧi},$$

$t_{ВПi}^*$, $t_{ЗЧi}$ – компоненти тільки для i -го елемента;

N – кількість елементів в механізмі;

q_i – вірогідність відмови устаткування i -го елемента при достовірному факті відмови устаткування.

Не порушуючи спільності в (1), можна перейти від конкретного елемента до групи однотипних елементів заміною $t_{ВПi}$ на $t_{ВПj} q_j$

$$T_{ВП} = T_{ВП}^* + T_{ЗЧ} = \sum_{J=1}^N t_{ВПj} q_j$$

Звідки

$$T_{ЗЧ} = \sum_{J=1}^k t_{ЗЧj} q_j,$$

де k – кількість груп елементів в механізмі (номенклатура елементів);

$t_{Пj}$ – середній час вимушеного простою устаткування при поточному ремонті через елементи J -ї групи;

q_j – вірогідність відмови механізму через елементи J -ї групи при відмові механізму взагалі, тобто умовна вірогідність відмови устаткування через елементи J -ї групи.

Величина $T_{ЗЧ}$ може бути прийнята за критерій достатності ЗІП. Проте ЗІП безпосередньо впливає на коефіцієнт готовності газового устаткування, яким задається в технічному завданні на апаратуру, що обумовлює необхідність пов'язати критерій достатності ЗІП з коефіцієнтом готовності механізму [6,7], який можна записати так:

$$K_G = \frac{T_P}{T_P + T_{ВП}^* + T_{ЗЧ}},$$

де T_P – напрацювання на відмову або

$$K_G = \frac{T_P}{T_P + T_{ВП}^*} \cdot \frac{T_P + T_{ВП}^*}{T_P + T_{ВП}^* + T_{ЗЧ}} = K_G^* P_D, \quad (2)$$

де $K_G^* = \frac{T_P}{T_P + T_{ВП}^*}$ – коефіцієнт готовності устаткування при необмеженому комплекті ЗІП;

$P_D = \frac{T_P + T_{ВП}^*}{T_P + T_{ВП}^* + T_{ЗЧ}}$ – коефіцієнт забезпеченості устаткування КС запасними елементами.

З (2) слідує, що коефіцієнт забезпеченості механізму ЗІП істотно впливає на коефіцієнт готовності механізму і відображає ступінь зменшення його за рахунок ЗІП.

Таким чином, якщо середній час відновлення устаткування $T_{ВП}$ і коефіцієнт готовності механізму K_G – критерії ремонтпридатності, то середній час простою механізму $T_{ЗЧ}$ через ЗІП і коефіцієнта забезпеченості устаткування механізму ЗІП P_D – критерії забезпеченості устаткування запасними елементами. Для приблизного розрахунку визначення кількості запасних частин використовуємо принцип, заснований на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів.

Тривалість простою між двома регулярними або плановими оглядами залежить від надійності механізму і визначається середнім числом його відмов і часом, що витрачається на усунення цих відмов. Якщо середнє напрацювання на відмову механізму рівне T_0 , то можна знайти, наскільки часто він відмовлятиме за час t_0 між двома регулярними оглядами (T_0 – напрацювання механізму, рівне поточному часу за

вирахуванням загальної тривалості простою). Якщо між двома регулярними оглядами на механізм не впливають відмови унаслідок зносу, і його працездатність змінюється за експоненціальним законом [3], вірогідність безвідмовної роботи між двома оглядами:

$$P(t_0) = \exp(-t_0/T_0), \quad (3)$$

Середній час між оглядами T_{cp} – обчислюють для напрацювання t_0 аналогічно тому, як розраховують середнє напрацювання на відмову інтеграцією $P(t)$ від нуля до безмежності. Середній час між оглядами фактично є середнім часом між плановими і позаплановими оглядами:

$$T_{cp} = \int_0^{\infty} P(t) dt .$$

У разі експоненціального закону:

$$T_{cp} = \int_0^{\infty} \exp(-t/T_0) dt = T_0 [\exp(-t/T_0)]_0^{\infty} = T_0 Q(t_0).$$

Якщо прийнята планова регулярна заміна деталей, кількість відмов через зношення може бути значно зменшена, а практично їх можна зовсім виключити, завдяки правильному вибору періоду заміни. Вірогідність того, що механізм відмовить під час роботи, різко зменшується, якщо в період між регулярними замінами елементів можуть відбутися тільки раптові відмови [2,4], число однотипних елементів, що підлягають заміні, зважаючи на відмови в період до регулярної заміни τ_3 складатиметься:

$$k = N Q(\tau_3),$$

де N – число однотипних елементів газового устаткування;

$Q(\tau_3)$ – вірогідність відмови одного елементу за період напрацювання між двома регулярними замінами (τ_3).

Якщо $Q(\tau_3)$ мале і наголошуються тільки раптові відмови, може бути використане наближення:

$$Q(\tau_3) = \frac{\tau_3}{T_0} .$$

Звідси

$$k = \tau_3 \frac{N}{T_0} .$$

Точний розрахунок номенклатури і кількості запасних частин ґрунтується на обліку фізичної моделі виникнення відмов, показників безвідмовності і довговічності, а також значення регламентованої вірогідності, обслуговуючої необхідний рівень надійності виробу при регулярній заміні деталей із ЗПП.

Кількість запасних частин одиночного комплекту встановлюється розрахунковим методом залежно від характеристик для елементу причин відмови, тобто за раптовими відмовами (поломка) або за поступовими (зношення, старіння, корозія). Кількість запасних частин кожного типорозміру може бути визначене як для одного і того ж типу машин, так і для уста-

ткування різних типів, зважаючи на те, що вони володіють конструктивною спадкоємністю.

Визначення обсягу ЗПП для невідновлюваних елементів. Попит на запасні частини і матеріали може носити детермінований або випадковий характер. У останньому, більш загальному випадку, попит розглядають у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона [4], який позначає вірогідність отримати m_i відмов i -го типу елементів устаткування системи газопостачання за час t , якщо інтенсивність відмов цих елементів:

$$P_{m_i, \lambda_i, t} = \frac{(\lambda_i t)^{m_i}}{m_i!} \exp(-\lambda_i t). \quad (4)$$

Вірогідність того, що число відмов m_i не перевищить числа запасних частин k_{3i} :

$$P(m_i \leq k_{3i}, \lambda_i, t) = \sum_{l=1}^{k_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^l}{l!} \exp(-\lambda_i t). \quad (5)$$

Число k_{3i} запасних частин буде достатнім, якщо

$$P(m_i \leq k_{3i}) \geq P_D ,$$

де P_D – достатність запасних частин (близька до одиниці).

Середнє число заміни елементів даного вигляду:

$$m_i = N \lambda_i t, \quad (6)$$

де N – число елементів i -го типу в устаткуванні системи газопостачання.

З (5) знаходимо сумарну інтенсивність заміни конструктивних елементів

$$\Lambda_3 = N \lambda_i. \quad (7)$$

Підставивши (7) в (5), отримаємо вірогідність того, що за час t число елементів, що відмовили, не перевищить числа запасних частин k_{3i} :

$$P(m_i \leq k_{3i}) = P_3 = \sum_{l=1}^{k_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^k}{k!} \exp(-\lambda_i t) \geq P_D. \quad (8)$$

Для зручності проведення розрахунків часто користуються іншою формулою:

$$\begin{aligned} 1 - P_3 &= 1 - \sum_{l=1}^{k_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^k}{k!} \exp(-\lambda_i t) = \\ &= \sum_{k_3+1}^{\infty} \frac{(\lambda_i t)^k}{k!} \exp(-\lambda_i t) \geq P_D, \end{aligned} \quad (9)$$

де $1 - P_3 = P(m \geq k_3)$ – вірогідність того, що замінювана кількість елементів i -го типу буде більша від числа запасних частин k_{3i} .

Отже, якщо відомі значення Λ_3 і t , то, задовшись достатністю запасних частин P_D можна встановити необхідну кількість запасних частин k_3 .

Залежність складу ЗПП від допустимої його недостатності також очевидна. Ступінь недостатності вимірюється вірогідністю того, що число елементів, що відмовили, буде більшим

Таблиця 1 – Значення вірогідності P_{mi}, Λ_3 залежно від m_i і k_{3i}

k_{3i}	$k_{3i}=0$	$k_{3i}=1$	$k_{3i}=2$...	k_{3i}
$P(m_i, \Lambda_3)$	P_0, Λ_3	P_1, Λ_3	P_2, Λ_3	...	P_{k_3}, Λ_3
$P(m_i \leq k_{3i})$	$P(m_i \leq 0)$	$P(m_i \leq 1)$	$P(m_i \leq 2)$...	$P(m_i \leq k_{3i})$
$P(m_i > k_{3i})$	$P(m_i > 0)$	$P(m_i > 1)$	$P(m_i > 2)$...	$P(m_i > k_{3i})$

числа елементів, що знаходяться в ЗПП для заміни. Якщо в ЗПП є два елементи, а вірогідність того, що за час T відбудеться більше двох відмов, рівна $0,1$, то це означає, що достатність ЗПП рівна $0,9$, а недостатність – $0,1$. Коефіцієнт достатності ЗПП P_D задається зазвичай $0,9...0,99$.

Запишемо процедуру визначення числа запасних частин деякого i -го типу для елементарного випадку, коли потік відмов – простий і заміновані елементи не відновлюються. Нехай інтенсивність відмов i -го типу елементів рівна λ_i час поповнення i -го типу елементів T_{inon} , число i -их елементів N_i , достатність ЗПП P_D .

Визначимо значення сумарної інтенсивності відмов i -го елемента

$$\Lambda_3 = \lambda_i N_i.$$

Заповнимо таблицю 1 значеннями вірогідності наступним чином. За час поповнення ЗПП T_{inon} відбудеться деяке число m_i випадкових відмов. Залежно від числа $m_i = 0, 1, 2, 3, \dots, k_{3i}$ і числа Λ_3 будуть мінятися P_{mi}, Λ_3 . Другий рядок таблиці заповнюється значеннями P_{mi}, Λ_3 , розрахованими по (4), де λ_i замінено Λ_3 . Третій рядок заповнюється для кожного m_i , причому кожне значення рівне сумі всіх елементів в попередньому рядку аж до даного. Четвертий рядок – доповнення третього до одиниці.

Якщо кількість запасних частин кожного типу k_{3i} має необхідну вірогідність P_i , вірогідність достатності загальної кількості запасних частин P_D всіх типів протягом часу експлуатації устаткування буде рівна твору всієї приватної вірогідності P_i :

$$P_D = \prod P_i.$$

Необхідна кількість запасних частин для підтримки працездатності устаткування компресорних станцій магістральних газопроводів слід визначати в такому порядку. З таблиці 1 виберемо таке значення P_D , яке не менше заданого значення достатності ЗПП P_D . Число k_{3i} відповідне цьому значенню P_D , рівне числу запасних елементів в ЗПП можна також скористатися рядком таблиці. У цьому випадку $1 - P_3$ повинне бути менше допустимої недостатності ЗПП.

Величину P_i залежно від наслідку відмови об'єкту приймають:

– при відмові з важкими наслідками, пов'язаними з небезпекою для людського життя – $0,95...0,99$;

– при відмові в режимі роботи (викликає збитки від простою) – $0,90...0,99$;

– при невиконанні функції в заданому обсязі (факт відмови) – $0,95...0,96$.

У практичних розрахунках вважають, що вірогідності можна прийняти рівними. Тоді

$$P_i = \sqrt[k]{P_D}.$$

Або наближено

$$P_i = 1 - \frac{1 - P_D}{k}.$$

Для кожного типу запасних частин устаткування систем газопостачання середня очікувана кількість відмов протягом часу T_p (час експлуатації) можна визначити так [5,6]:

$$m_i = N \lambda_{pi} T_{pi} + N \lambda_{oci} T_{oci}, \quad (10)$$

де λ_{pi} – інтенсивність відмов i -го елемента в робочому режимі;

T_{pi} – напрацювання i -го елемента;

λ_{oci} – інтенсивність відмов i -го елемента у відключеному режимі (режимі зберігання);

T_{oci} – час очікування i -го елемента;

N – кількість елементів i -го типу.

Для підтримки працездатності устаткування протягом заданого часу з вірогідністю, достатньо близькою до одиниці, кількість запасних частин кожного типу повинна відповідати не середньому очікуваному, а достатньому, щоб із заданою вірогідністю підтримати працездатність механізму.

Достатня кількість запасних частин k_{3i} i -го типу визначається таким чином:

– за заданою вірогідністю знаходимо P_D ;

– знаходимо P_i для кожного типу запасних частин.

Інтенсивність відмов:

$$\Lambda_{3i} = \frac{m_i}{T_k}. \quad (11)$$

Далі використовується методика, що описана вище.

Розрахунок кількості запасних частин відновлюваних елементів

Відмова елемента відбувається з інтенсивністю λ_i . Елемент, що відмовив, ремонтується і поступає на поповнення ЗПП.

Середній час ремонту з урахуванням часу на транспортування ремонтного елемента рівний $T_{ВП}$.

Наближена схема розрахунку ЗП для відновлюваних елементів: визначаємо сумарну інтенсивність відмов $\Lambda_3 = \lambda_4 N_i$.

Заповнюємо таблицю 1 значень вірогідності того, що за час ремонту $T_{ВП}$ відбудеться число відмов m_i , що задовольняє умові (8);

З таблиці 1 вибираємо таке значення вірогідності, яке або не менше заданого значення достатності ЗП, або не більше заданої недостатності ЗП. Число k_{3i} , відповідне цим значенням, рівне числу запасних елементів.

Якщо час ремонту $T_{ВП}$ тривалий, а інтенсивність відмов велика, може статися, що для ЗП буде потрібно велике число запасних елементів. В цьому випадку планується поповнення його елементами, що зберігаються на складах.

Поповнення ЗП елементами потрібне тоді, коли ремонт обмежений деяким допустимим числом ремонтів відновлюваного виробу. Для ремонтної майстерні створюється ЗП з первинних елементів, що входять до складу замінюваного елемента.

Завдання розрахунку необхідних запасних елементів полягає в тому, щоб знайти таке значення k_{3i} , яке забезпечить можливість того, що у будь-який момент хоч би один із запасних елементів знаходиться в справному стані ($k_{3i} = 1$). Для забезпечення постійної працездатності агрегату необхідне дотримання співвідношення:

$$\frac{k_{pi}}{T_0} \leq \frac{n_{pk}}{T_{ВП}}, \quad (12)$$

де $T_{ВП}$ – середній час відновлення даного елемента;

k_{pi} – кількість робочих елементів даного типу, що входять до складу устаткування;

n_{pk} – число ремонтних каналів, тобто кількість потоку ремонтів елементів, які можна ремонтувати одночасно (залежить від методу організації ремонтної служби на місці експлуатації обладнання);

T_0 – напрацювання повністю запасного елемента (її приймають рівним напрацюванню повністю робочого елемента).

Вказана умова означає, що потік відмов повинен бути меншим потоку відновлення.

Число ремонтних каналів визначається з вказаної умови наступним чином:

$$n_{pk} \geq \frac{k_{pi} T_{ВП}}{T_0}. \quad (13)$$

Співвідношення позначаємо так:

$$\frac{k_{pi} T_{ВП}}{T_0} = \rho_i.$$

Тоді отримаємо $n_{pk} \geq \rho_i$.

Число ремонтних каналів береться за більшим значенням.

Процес забезпечення системи газопостачання запасними частинами розглянемо як завдання масового обслуговування [4]. Обслуговуюча система - ЗП і ремонтна база. Обслуговуючий апарат - безпосередньо запасна частина. При відмові устаткування в обслуговуючу систему поступає вимога на необхідну запасну частину, яка задовольняється ЗП. Якщо така запасна частина відсутня, то вимога стає в чергу очікування обслуговування. При цьому даний обслуговуючий апарат або ремонтний канал є зайнятим, тобто дана запасна частина знаходиться на відновленні в ремонтній базі. Після відновлення вона повертається в ЗП на своє місце, звільняючи тим самим обслуговуючий апарат. Число обслуговуючих апаратів або ремонтних каналів - K , а довжина черги очікування - n .

Критерій оцінки системи обслуговування - необхідна вірогідність P_i - того, що у будь-який момент хоч би одна із запасних частин даного i -го типу знаходилася в справному стані, тобто коли вільний хоч би один обслуговуючий апарат.

Отже, розрахунок зводиться до визначення вірогідності того, що в механізмі будуть заповнені всі канали обслуговування і всі місця очікування відповідно до формули, відомої з теорії масового обслуговування [4]:

$$P_{n+K} = \frac{\rho^{n+K}}{K! K^n} \cdot \left(\sum_{q=0}^K \frac{\rho^q}{q!} + \frac{\rho^K}{K!} \sum_{s=0}^n \left(\frac{\rho}{K} \right)^s \right). \quad (14)$$

$$\rho_i = \frac{\Lambda_3}{\mu\beta} - \text{відношення параметра потоку}$$

відмов устаткування до інтенсивності відновлення.

$$\text{Тут } k_{3i} = K + n.$$

В результаті розрахунку набудуть значення вірогідності того, що всі запасні частини агрегату знаходяться на відновленні або чекають ремонту. Тоді необхідно розрахувати таке значення P_i , при якому величина P_{n+K} , знайдена по (14), задовольняла б співвідношенню:

$$P_i = 1 - P_{n+K} \geq P_D.$$

Розрахунок необхідної кількості запасних частин зручно проводити за допомогою номограм, які будуються таким чином:

– по осі ординат відкладають значення вірогідності P_i ;

– по осі абсцис – значення ρ_i .

Будують сімейство кривих залежності P_i від ρ_i , використовуючи (14) для кожного фіксованого n_{pk} і $m=0,1,2$, що змінюються. Тоді кожна крива відповідатиме певній кількості запасних частин $k_{3i} = n + n_{pk}$, а все сімейство - заданому числу ремонтних каналів n_{pk} .

Розрахунок необхідної кількості запасних частин виконують на підставі початкових даних:

$$\frac{k_{pi} T_{ВП}}{T_0} = \rho_i.$$

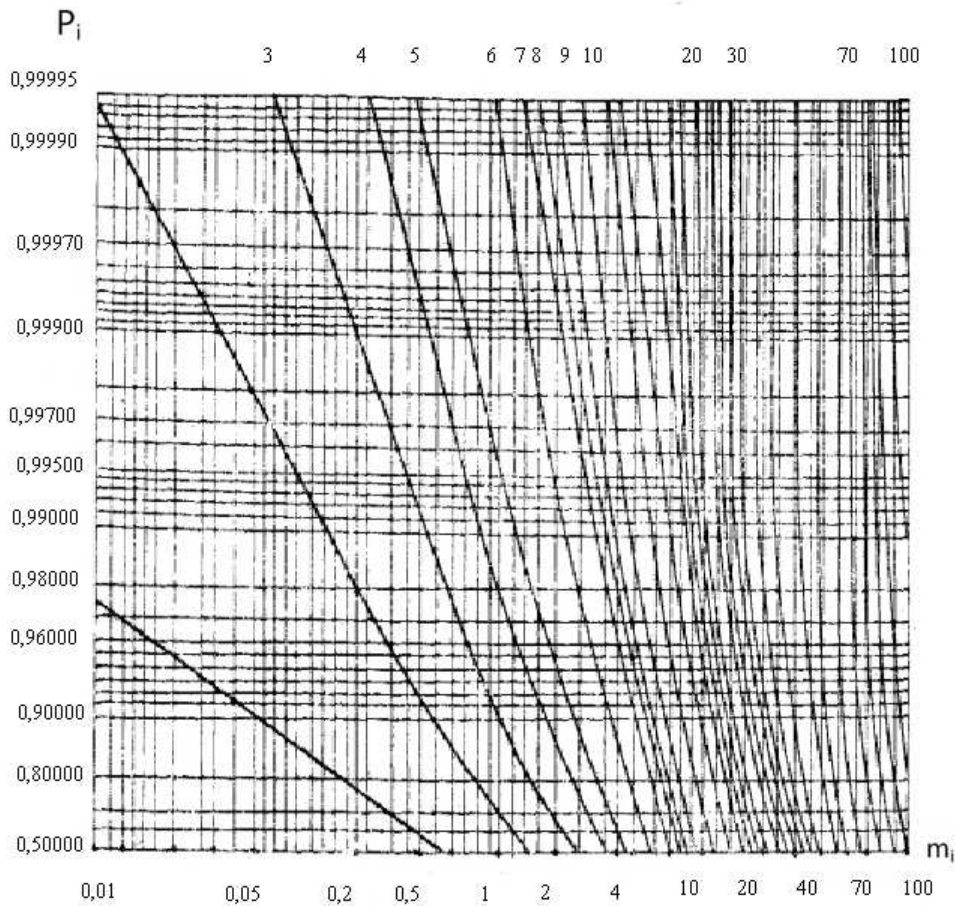


Рисунок 1 – Номограма 1

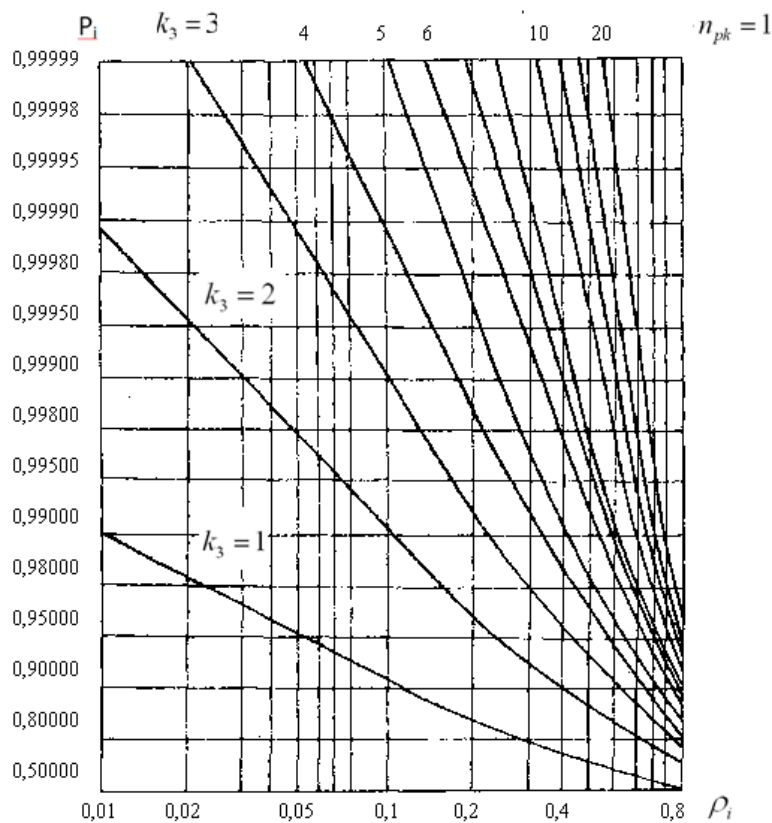


Рисунок 2 – Номограма 2

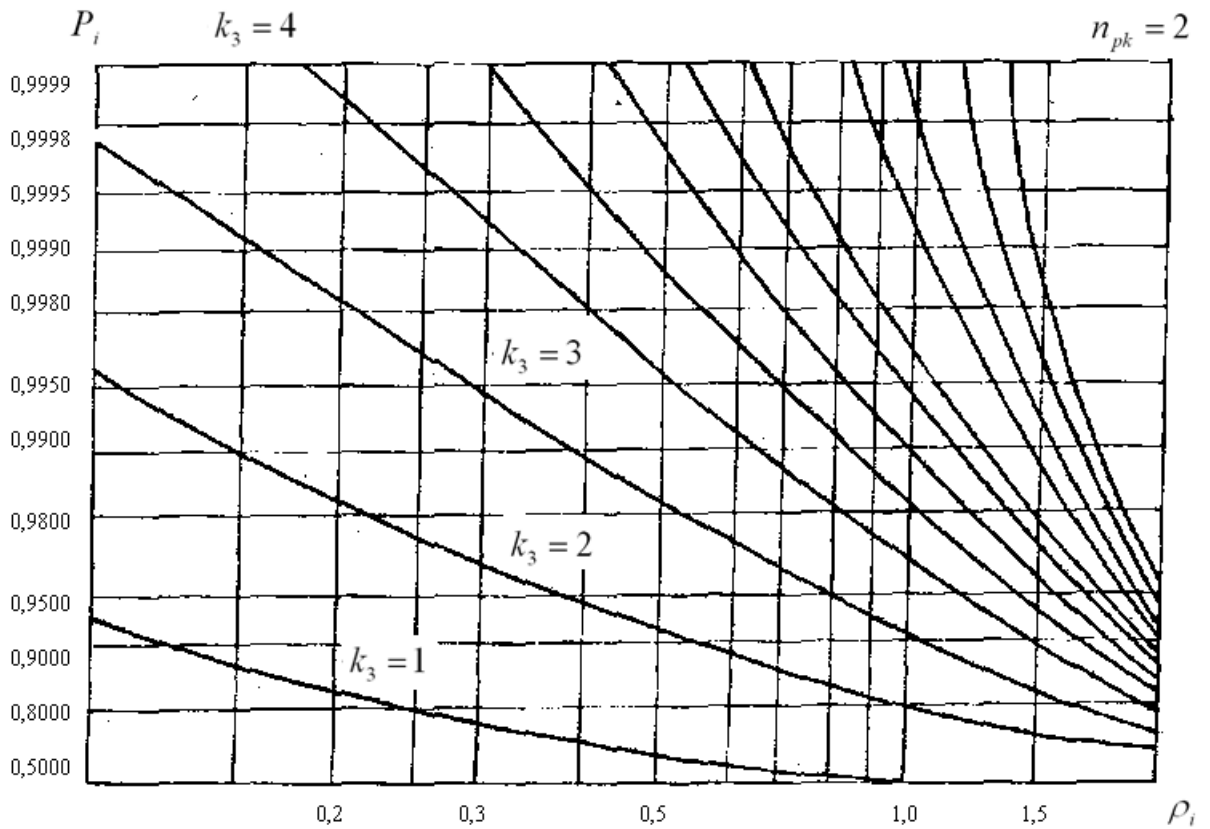


Рисунок 3 – Номограма 3

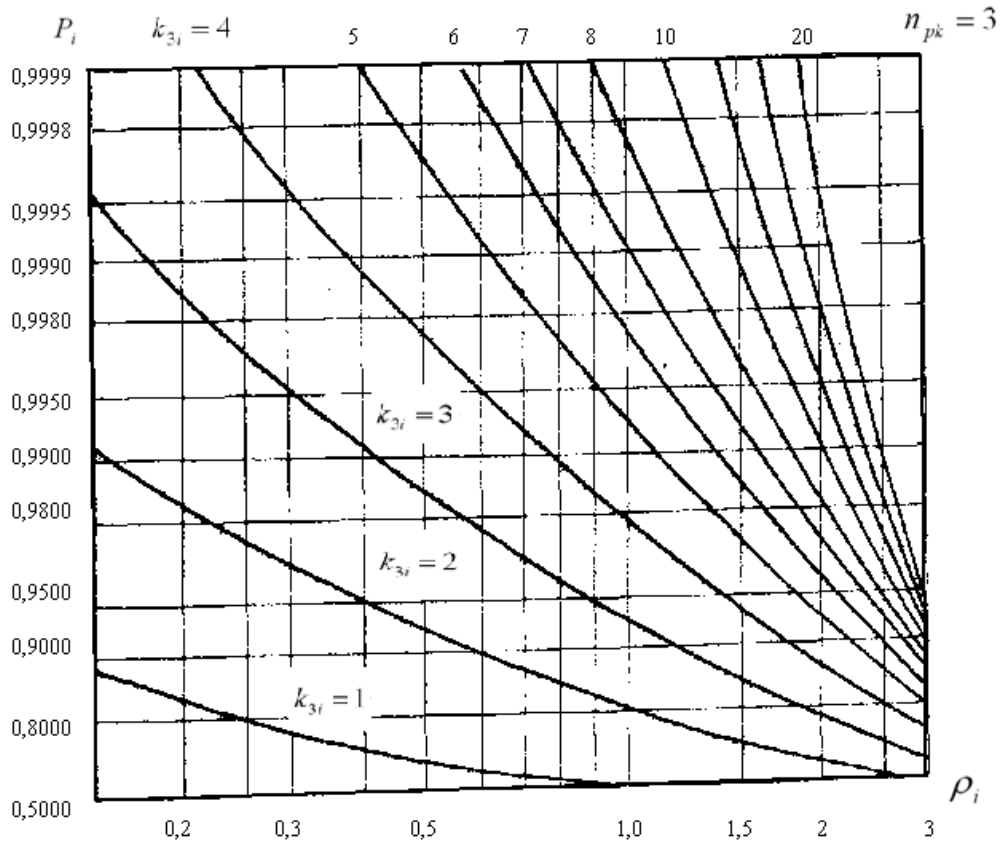


Рисунок 4 – Номограма 4

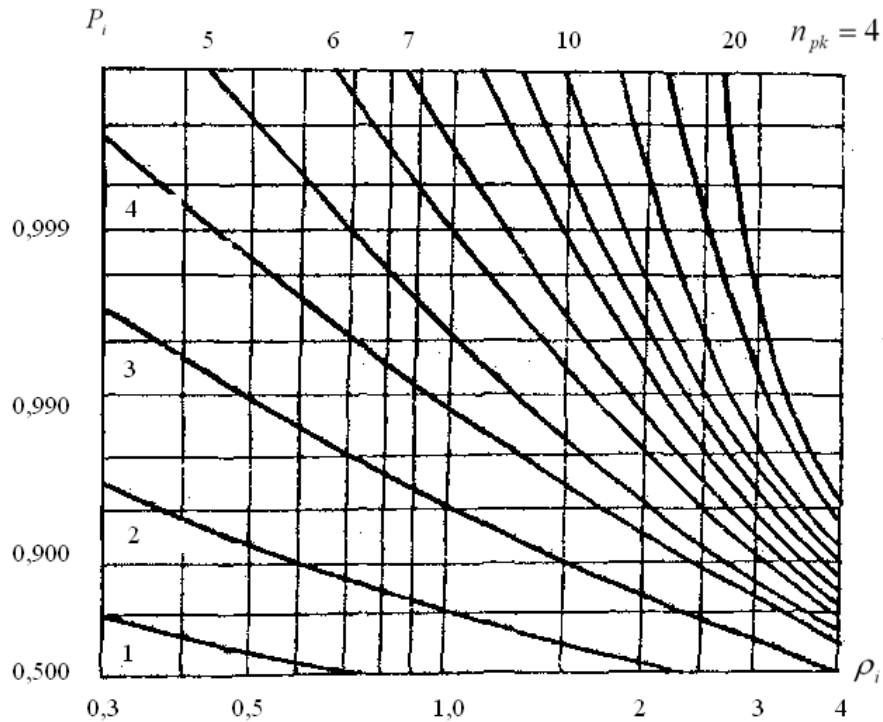


Рисунок 5 – Номограма 5

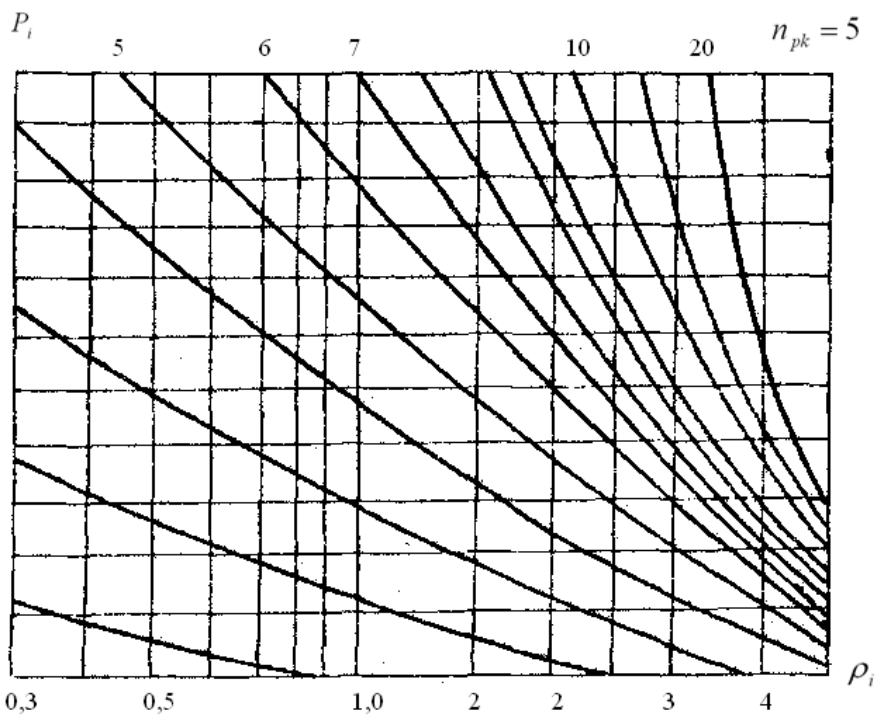


Рисунок 6 – Номограма 6

За номограмами, відповідних заданій кількості ремонтних каналів n_{pk} і заданої величини P_i , визначають відповідну кількість запасних частин k_{zi} , яке береться за найближчою кривою точки, що проходить вище (ρ_i, P_i) .

Визначимо кількість запасних частин в газотранспортних системах з урахуванням поступових відмов елементів устаткування.

Поступовою відмовою елементів називається відмова, що виникла в результаті поступової зміни значень одного або декількох основних параметрів системи. В результаті елемент втрачає працездатність унаслідок зміни робочого параметра.

Необхідними даними для розрахунку сумарного напрацювання елемента устаткування в заданому періоді $T_k \in T_{p1}, T_{p2}$ - напрацювання

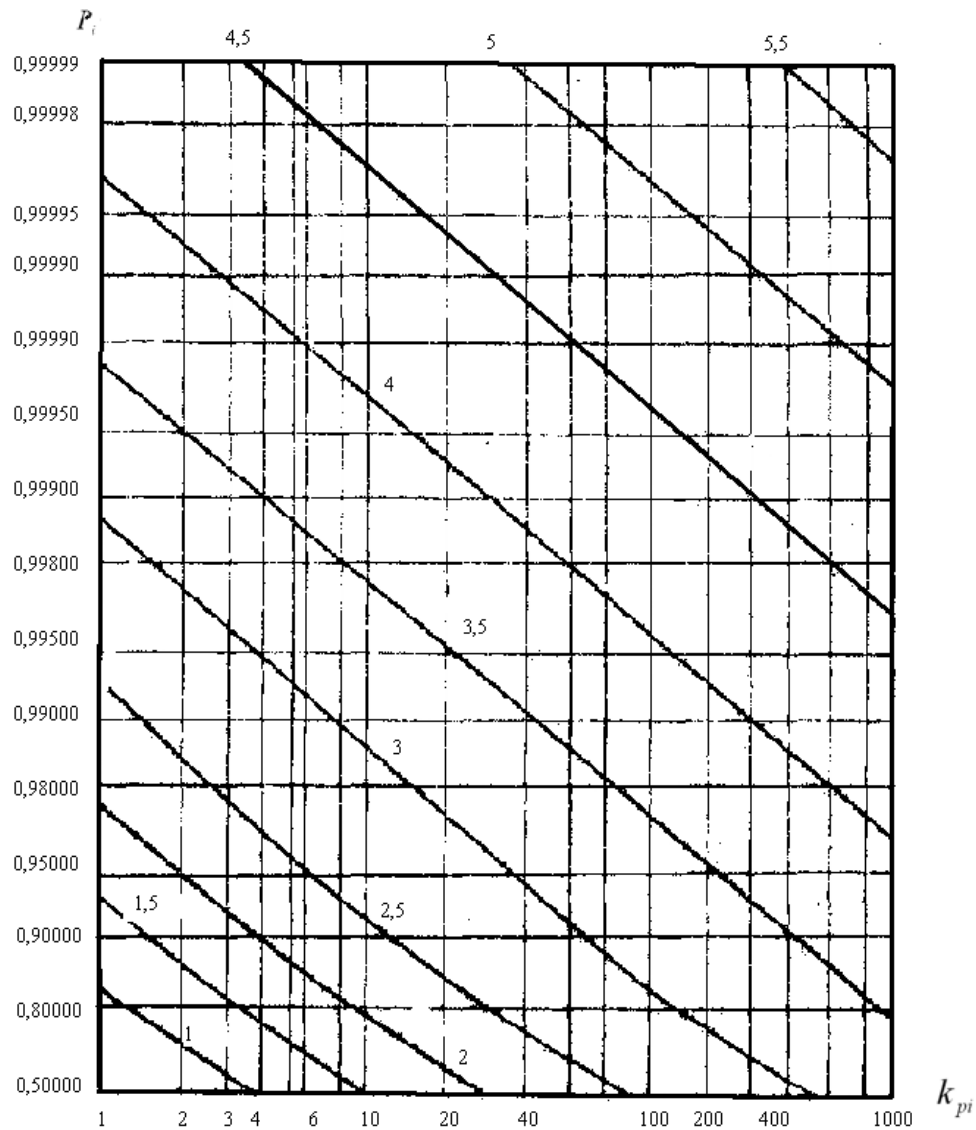


Рисунок 7 – Номограма 7

елементу відповідно до першого пошкодження (до певного рівня зміни робочого параметра), і від першого до другого пошкодження, і тому подібне.

Загальний час роботи елемента зазвичай приймають у вигляді

$$T_p = T_{p1} + T_{p2} + \dots + T_{pi}$$

де T_1, T_2 – випадкові незалежні величини, що мають однакові розподіли.

Під час експлуатації спостерігаються два випадки:

1) середній ресурс елемента до списання T_{pc} більше розрахункового робочого часу (середнього ресурсу виробу до капітального ремонту) T_{pkr} , тобто $T_{pc} > T_{pkr}$. У цьому випадку можна припускати, що за час T_{pkr} потрібно замінити тільки деяку частину основних робочих деталей, що входять в систему, кількісно визначених дисперсією напрацювання (ресурсу) власне деталей;

2) середній ресурс елемента T_{pc} до списання менше розрахункового часу T_{pkr} , тобто $T_{pc} \leq T_{pkr}$. В цьому випадку за час T_{pkr} , потрібна

неодноразова заміна всіх робочих деталей агрегату, причому кількість таких замінь буде тим більша, чим більша величина співвідношення T_{pkr} / T_{pc} .

Метод розрахунку запасних частин для випадку $T_{pc} > T_{pkr}$

Для визначення m_i розраховують допоміжну величину K :

$$K = \frac{T_{pc} - T_{pkr}}{\sigma_i} = \frac{T_{pc} - T_{pkr}}{VT_{pc}},$$

де V – коефіцієнт варіації (за відсутності даних 0,3).

За знайденою величиною K і значенням $K_{pi} = 1$, згідно номограми 7, знаходять вірогідність безвідмовної роботи однієї деталі P_{il} за час T_{pkr}

$$q_{il} = 1 - P_{il}. \quad (15)$$

Середня очікувана кількість відмов деталей в механізмі за час T_{pkr}

$$m_i = q_{il} K_{pi}. \quad (16)$$

За номограмою 3 для отриманого значення ρ_i і заданій вірогідності P_i знаходять необхідну кількість запасних частин k_{3i} .

Другий випадок, коли середній ресурс до списання елемента $T_{pc} \leq T_{ркр}$. Тоді середня очікувана кількість відмов за час $T_{ркр}$

$$m_i = K_{pi} T_{ркр} / T_{pc}$$

Далі за цією ж номограмою для даного значення m_i і заданою вірогідністю P_i визначають k_{3i} .

Для дорогих елементів агрегатів, що не мають резерву, вибір значення величини P_d може істотно вплинути на вартість змісту агрегатів в працездатному стані. Дійсно, із збільшенням об'єму запасу на складі, супроводжуючого збільшенням вірогідності задоволення попиту, одночасно збільшується об'єм засобів, омертвлених в запасах. Питання оптимізації об'ємів запасів розглядаються в теорії управління запасами, яка дає наступний вираз функції витрат:

$$C = C_3 \sum_{m=0}^{k_3-1} (k_3 - m)P(m) + C_4 \sum_{m=k_3}^{\infty} (m - k_3)P(m), (17)$$

де C_3 – питомі (віднесені до однієї одиниці зберігання) витрати, пов'язані з постачанням і зберіганням запасу на складі;

$P(m)$ – вірогідність відмови m деталей за час t ;

C_n – питомі (віднесені до однієї одиниці зберігання) збитки від простоїв агрегату через брак деталей на складі.

Перший член (17) є математичним очікуванням витрат, пов'язаних з постачанням і зберіганням запасу на складі; другий – математичне очікування збитків від простоїв агрегатів через брак там деталей.

Оптимальна величина запасу k_{3onm} відповідна мінімуму функції визначається при відомих значеннях величин C_3 і C_n за умови:

$$P(m \leq (k_{3onm} - 1)) \leq E \leq P(m \leq k_{3onm}). (18)$$

Причому

$$E = \frac{C_n}{C_3 + C_n}.$$

З (18) видно, що показник E , по суті, оцінює економічно обґрунтований рівень вірогідності забезпечення достатності запасних елементів P_{Donm} . Практично можна прийняти

$$E = P_{Donm}.$$

або

$$E = P(m \leq k_{3onm}).$$

При спрощених розрахунках питомі витрати C_3 можна приймати вартість деталі, а питомі збитки C_n оцінювати твором середнього значення годинної собівартості елементів, що відмовили, за час простою через відсутність запасних деталей на складі.

Таким чином, приведені принципи вибору обсягу запасних частин під час експлуатації систем газопостачання для випадків відновлю-

вальних і не відновлювальних елементів дали змогу створити методику, яка містить засади формування номенклатури як перелік номерів і найменувань запасних інструментів та приладдя, складений в певному групуванні і послідовності, критерії оцінки достатності комплекту запасних частин, які вибрано з умови достатньої надійності процесу експлуатації системи, засновану на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів. Показано, що попит на запасні частини і матеріали носить випадковий характер і розглядається у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона. Принцип розрахунку зводиться до визначення вірогідності того, що в механізмі будуть заповнені всі канали обслуговування і всі місця очікування відповідно до теорії масового обслуговування.

Література

- 1 Байхельт Ф. Надежность и техническое обслуживание / Ф. Байхельт, П. Франкен // Математический подход; пер. с нем. – М.: Радио о связь, 1988. – 392 с.
- 2 Барзилович Е.Ю. Модели технического обслуживания сложных систем / Е.Ю.Барзилович. – М.: Высшая школа, 1982. – 231 с.
- 3 Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем / Н.П. Бусленко. – М.: Наука, 1978. – 399 с.
- 4 Гнеденко Б.В. Введение в теорию массового обслуживания / Б.В. Гнеденко, И.Н. Коваленко; 2-е изд. – М.: Наука, 1987. – 336 с.
- 5 Грудз В.Я. Обслуживание газотранспортных систем / В.Я. Грудз, Д.Ф.Тымкив, Е.И. Яковлев. – Киев, 1991. – 160 с.
- 6 Грудз В.Я. Обслуживания і ремонт газопроводів / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, В.Б. Михалків, В.В. Костів. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 711 с.
- 7 Ставровский Е.Р. Методы расчета надежности магистральных газопроводов / Е.Р. Ставровский, М.Г. Сухарев, Н.М. Карасевич. – Новосибирск: Наука, 1982, – 92 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
11.04.14

Рекомендована до друку
професором **Сердюк М.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Банахевичем Ю.В.**
(управління МГ і ГРС ПАТ «Укртрансгаз»,
м. Київ)

ПРО МОЖЛИВІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ДИСКРЕТНО-РОЗПОДІЛЕНИХ УДАРНИХ НАВАНТАЖЕНЬ В КНБК ДЛЯ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ЗАКЛИНЮВАНЬ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

В.М. Чарковський

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727144,
e-mail: e k o n . p i d @ n u n g . e d u . u a

Викладено основні етапи реалізації технології ліквідації та попередження заклинювань колон труб з допомогою дискретно-розподілених ударних навантажень. Сформульовано основні результати досліджень. Показано, що за певних умов в аварійній колоні бурильних труб можуть виникати резонансні явища, які потрібно враховувати під час конструювання нових технічних засобів. Запропоновано конструкцію секційного механічного яса для реалізації нової технології. Запропоновано математичну модель для визначення умов роботи механічного яса. Виконано основні дослідження на базі запропонованої моделі. Дослідження виконувалися для умов як доударної так і післяударної фаз коливальних процесів у колоні труб. Також розрахунки виконувалися для різних типів заземлення нижнього кінця колони труб з метою виявлення впливу природи заклинювання на коливальні процеси.

Ключові слова: КНБК; математична модель; параметри ліквідації прихоплення; ударний механізм для ліквідації прихопленя; режими роботи ударного механізму; варіанти застосування ударного механізму.

Изложены основные этапы реализации технологии ликвидации и предупреждения прихватов колон труб с помощью дискретно-распределенных ударных нагрузок. Сформулированы основные результаты исследований. Показано, что при определенных условиях в аварийной колонне бурильных труб могут возникать резонансные явления, которые необходимо учитывать при проектировании новых технических средств. Предложена конструкция секционного механического яса для реализации новой технологии. Предложена математическая модель для определения условий работы механического яса. Выполнены основные исследования на базе предложенной модели. Исследования выполнялись как в доударной, так и послеударной фаз колебаний. Расчеты также выполнены для различных типов заземления нижнего конца колони труб с целью выявления влияния природы заклиниваний на колебательные процессы.

Ключевые слова: КНБК; математическая модель; параметры ликвидации прихвата; ударный механизм для ликвидации прихватов; режимы работы ударного механизма; варианты применения ударного механизма

Main implementation stages of the technology of freeing and preventing drill string jamming with the help of discretely distributed shock loadings are described. The basic study results are formulated. It is shown that some resonance phenomena may occur in the emergency drill string under certain conditions. These phenomena must be taken into consideration while designing new technical equipment. A sectional mechanical jar design has been developed for the new technology implementation. A mathematical model has been also developed for defining of the mechanical jar operation conditions. Basic studies have been conducted on the basis of the developed model. The studies have been done for the conditions of both shock and after-shock oscillating phases in the drill string. The calculations have been also made for different types of the bottom-hole assembly jamming in order to determine the influence of jamming nature on oscillating processes.

Keywords: BHA, mathematical model, parameters of stuck pipe freeing, percussion device for stuck pipe freeing, percussion device operation mode, ways of the percussion device utilization.

Із розвитком похило-скерованого та горизонтального буріння зросли вимоги до попередження прихопленя КНБК під час проводки свердловин на викривлених інтервалах. Окрім односторонніх виробок і, як наслідок, формування жолоба, у сильно викривлених інтервалах похило-скерованих та горизонтальних свердловин виникає також накопичення шламу та обважнювача. У цих умовах висувуються нові вимоги до якості бурового розчину, очищення вибою, темпів буріння та технології виконання робіт з метою попередження непередбаченої втрати рухомості колони у свердловині.

Одним із методів попередження прихопленя є застосування ударних механізмів (УМ) у вмонтованому в КНБК варіанті під час буріння свердловини. Незважаючи на явні переваги цього методу, такі як швидке введення в дію

УМ та ефективного руйнування утримуючих зв'язків, а також те, що цей метод відомий давно, широкого впровадження він не набув з ряду об'єктивних причин.

По-перше, внаслідок одночасної дії декількох взаємно суперечливих факторів. Так, конструкція УМ передбачає його встановлення у стисненій частині КНБК, а над УМ встановлюються ОБТ для забезпечення достатньої сили удару. Це зміщує місце розташування УМ у складі КНБК донизу, що збільшує ймовірність прихоплення його самого, особливо у похило-скерованих свердловинах.

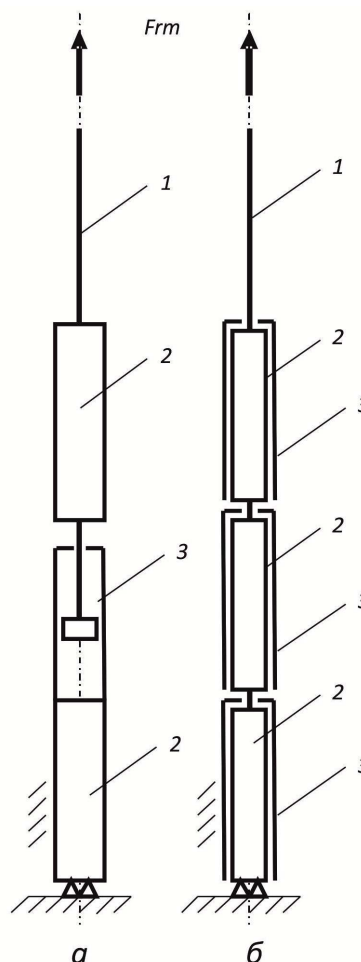
По-друге, традиційні конструкції УМ містять рухомі деталі, які розміщені у певному кінематичному взаємозв'язку та взаємодії, на основі чого В.Г.Ясовим було запропоновано класифікацію конструкцій УМ, що дало змогу ви-

явити шляхи їх подальшого вдосконалення. Найбільшого розповсюдження набули телескопічні конструкції, основним джерелом енергії для роботи яких є пружно здеформована (тобто попередньо розтягнена або стиснена) колона бурильних труб. Відповідно одна рухома частина цієї телескопічної конструкції з'єднується з колоною бурильних труб, а інша – з прихваченою частиною КНБК. Саме ці рухомі частини УМ є найбільш вразливими з точки зору їх зносостійкості в умовах постійно діючих вібрацій та знакозмінних навантажень на бурильну колоноу. Свого часу роботи із вивчення зносостійкості УМ у складі КНБК виконувалися В.Н.Пановим та А.К.Самотоєм. Було доведено, що традиційні телескопічні конструкції швидко виходять з ладу, незважаючи на додаткові заходи фіксації рухомих частин УМ.

У даній статті пропонується замінити нанесення ударів з допомогою традиційної телескопічної конструкції УМ методом створення в КНБК дискретно-розподілених ударних навантажень.

На рис.1 відображено принципові відмінності в реалізації цих двох методів. Технологія ліквідації прихоплень при традиційному застосуванні УМ у складі КНБК (рис. 1а) детально розкрита в роботі [1]. Розглянемо технологію попередження прихоплень з допомогою дискретно-розподілених ударів. Для цього кожна секція ОБТ у складі КНБК має бути забезпечена протиприхоплювальними втулками, які би перекривали переважну частину довжини ОБТ з можливістю обмеженого осьового переміщення кожної втулки для нанесення ударних навантажень у випадку, якщо на втулку діятиме утримуюча сила прихоплення. Таким чином може бути усунене перше протиріччя при традиційному застосуванні УМ у складі КНБК, тобто в даному випадку можемо забезпечити достатню силу удару по всій довжині КНБК. Запропоноване (рис. 1б) технічне рішення не буде спрацьовувати тільки в одному випадку – якщо утримуюча сила прихоплення діятиме на елементи колони та КНБК, які не перекриті протиприхоплювальними втулками. Звичайно, що у цьому випадку вся конструкція має забезпечити роз'єднання колони у будь-якому місці відомими традиційними методами з підйомом на поверхню вільної частини колони для подальшого планування і виконання робіт з ліквідації аварії.

Що стосується самої технології ліквідації прихоплення даним методом, то для безпосереднього виконання аварійних робіт вона залишиться незмінною. Як і у випадку застосування бурових ясів, потрібно створити навантаження або розвантаження колони для створення удару у відповідному напрямку. У найпростішому випадку, а саме при застосуванні втулок без замкових пристроїв, ударні навантаження по втулці можуть створюватися за рахунок кінетичної енергії рухомих елементів КНБК. Потрібно зауважити, що у цьому випадку більшою ефективністю відрізнятимуться удари, направлені вниз.



1 – аварійна колона; 2 – ОБТ; 3 – УМ

Рисунок 1 – Порівняльні схеми ударних способів ліквідації заклинювання КНБК при традиційному застосуванні УМ у складі КНБК (а); застосуванні КНБК із можливістю створення дискретно-розподілених ударів (б)

Технічне рішення, продемонстроване на рис. 1б, перспективне також тим, що протиприхоплювальні втулки 3, які тут виконують роль ударного механізму, можуть бути забезпечені також опорно-центруючими елементами, які, як відомо, встановлюються на точно визначених відстанях по довжині КНБК. Ймовірність заклинювання ОЦЕ порівняно з іншими елементами КНБК при цьому значно вища, а тому можливий випадок, коли прихопленою виявиться верхня частина КНБК при рухомій нижній частині, а динамічні процеси в колоні труб при створенні ударних навантажень можуть мати дещо інший характер.

Для дослідження коливальних процесів у колоні при створенні ударних навантажень було використано математичну модель [2], скореговану для моделювання дискретно розподіленого удару за допомогою відповідної зміни початкових умов і зв'язків для окремих елементів/секцій КНБК.

Бралися до уваги такі фази(періоди) роботи УМ при нанесенні дискретно-розподілених ударів:

Фаза попереднього натягу аварійної колони бурильних труб в межах пружних деформацій. При цьому розглядалися випадки заклинювання протиприхоплювальних втулок у верхній, середній та нижній секціях КНБК. Тобто, ті частини КНБК, які розміщувалися нижче зони прихоплення, моделювалися як попередньо не розтягнені, але приєднані до аварійної колони.

Фаза розрядки замкового пристрою заклиненої у свердловині протиприхоплювальної втулки і створення вільних повздовжніх коливань в аварійній колоні бурильних труб. Модель дає можливість кількісно та якісно визначити вплив приєднаних у нижній частині нерозтягнених секцій КНБК на швидкість та переміщення бойка.

Створення удару та, відповідно, фаза перерозподілу коливальних процесів в аварійній колоні та елементах КНБК. Тут вважатимемо, що має місце ударний режим роботи при ліквідації прихоплення, а отже коливальними процесами в протиприхоплювальній втулці та їх впливом на динамічні характеристики можна знехтувати.

Математична модель, що реалізована в пакеті Mathcad, складається з наступних блоків.

Блок вхідних даних.

Frm – сила натягу аварійної колони, що необхідна для розрядки замкового пристрою УМ, Н;

l_j – довжина невагомого пружного j -го елемента, який моделює аварійну колону труб, що з'єднує m_j та m_{j+1} маси коливальної системи і розміщена над верхньою межею прихоплення, м;

ls_j – довжина невагомого пружного j -го елемента, який моделює елемент КНБК, що з'єднує ms_j та ms_{j+1} маси коливальної системи і розміщений нижче зони прихвату, м;

D_j, Ds_j та d_j, ds_j – відповідно зовнішній та внутрішній діаметри колони бурильних труб та елементів КНБК, довжиною відповідно l_j та ls_j , м;

E_j – модуль пружності при розтягуванні, Па;

ρ_j – густина металу труб на ділянці l_j або ls_j , кг/м³;

h_j, hs_j – коефіцієнти в'язкого опору у свердловині на ділянках відповідно l_j або ls_j , 1/с.

У блок вхідних даних входять також результати проміжних розрахунків, а саме

c_j, cs_j – жорсткості j -го елемента колони труб довжиною відповідно l_j та ls_j , Н/м;

m_j, ms_j – зосереджена маса [2] j -го елемента колони труб, довжиною відповідно l_j та ls_j , кг;

S_j, Ss_j – площа поперечного перерізу колони труб на довжині відповідно l_j та ls_j , м².

Блок розрахунків зміни в часі сумарного переміщення x_j та швидкості v_j коливальної системи «аварійна колона – ОБТ» у доударній фазі однією з вбудованих функцій розв'язування системи диференціальних рівнянь [2]. Для цього блоку попередньо вхідні дані формують у вектор-стовпець початкових умов

$$x_j = \frac{-Frm}{c_j}, \quad (1)$$

$$v_j = 0 \quad (2)$$

з таким розміщенням, щоб остання j -та маса m_j співпадала з місцем бойка УМ в аварійній колоні. У цьому випадку початок координат коливальної системи співпадатиме з верхнім кінцем колони, а напрямок координатної осі буде направлений вниз. Саме з цієї причини перша початкова умова (1) є від'ємною. Результати розрахунків вбудована функція повертає у вигляді таблиць для кожної i -ої точки розрахунку із заданого діапазону інтегрування. Перший стовпець таблиць – це результати часу коливань t_i , інші – відповідні переміщення $x_{j,i}$ та швидкості $v_{j,i}$. Відповідно переміщення та швидкість бойка УМ буде рівна сумі всіх переміщень $x_{j,i}$ та швидкостей $v_{j,i}$.

Блок розрахунків зміни в часі сумарного переміщення xs_j та швидкості vs_j коливань вільної від зони прихоплення частини проти-прихватної втулки. Початкові умови для розв'язку диференціальних рівнянь цих коливань набувають вигляду

$$xs_j = \frac{Frm}{cs_j}, \quad (3)$$

$$vs_j = 0 \quad (4)$$

і розміщені у вектор-стовпці початкових умов, починаючи з останньої коливальної маси ms_j математичної моделі. Таким чином, початок координат буде співпадати з верхньою границею прихоплення, а вісь координат матиме напрямком вгору. Саме з цієї причини початкова умова(3) є додатною, а переміщення ковадла протиприхоплювальної втулки визначатиметься сумою переміщень $xs_{j,i}$ кожної маси $ms_{j,i}$ у кожній точці i .

$$X = \begin{bmatrix} x_{j,i} \\ v_{j,i} \\ x_{j+1,i} + xs_{j+2,i} \\ v_{j+1,i} + vs_{j+2,i} \\ x_{j+2,i} \\ v_{j+2,i} \\ xs_{j+1,i} \\ vs_{j+1,i} \\ xs_j \\ vs_j \end{bmatrix} \quad DD(V, X) = \begin{bmatrix} X_1 \\ \frac{c_{j+1}(X_2 - X_0) - c_j X_0 - h_j X_1}{m_j} \\ X_3 \\ \frac{-cs_{j+2}(X_4 - X_6) - c_{j+1}(X_2 - X_0) - h_{j+1} X_3}{m_{j+1} + ms_{j+2}} \\ X_5 \\ \frac{-c_{j+2}(X_4 - X_2) - h_{j+2} X_5}{m_{j+2}} \\ X_7 \\ \frac{cs_{j+2}(X_4 - X_6) - cs_{j+1}(X_6 - X_8) - hs_{j+1} X_7}{ms_{j+1}} \\ X_9 \\ \frac{cs_{j+1}(X_6 - X_8) - cs_j X_8 - hs_j X_9}{ms_j} \end{bmatrix}$$

Рисунок 2 – Вектор X початкових умов та вектор аргумента вбудованої функції для випадку, коли удар виникає між ms_{j+2} та m_{j+1} масами коливальної системи

Блок розрахунку часу удару або часу зіткнення бойка з ковадлом. Цю частину математичного моделювання виконують у ручному режимі, спочатку призупинивши інші розрахунки. Потім присвоюють такий номер з таблиці результатів розрахунків, який відповідає одному з критеріїв оптимальності системи, тобто, або максимальній швидкості переміщення бойка в доударній фазі, або ж фіксованому ходу бойка для конкретної конструкції УМ. Часу удару присвоюється з таблиці результатів розрахунків такий час t_i , який забезпечує досягнення відповідних значень критерію. Звісно, що критерій оптимальності у доударному періоді може не співпадати з відповідним критерієм у післяударному періоді, а тому час удару поступово наближують до потрібного, роблячи послідовні розрахунки коливань у п'ятому, останньому блоці розрахунків.

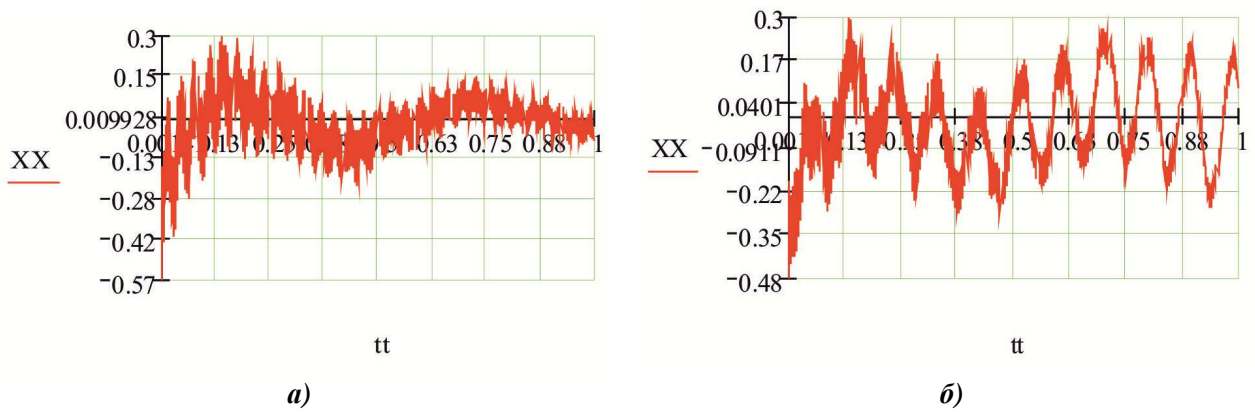
Блок розрахунків зміни в часі сумарного переміщення та швидкості коливальної системи, коли бойок змикається з ковадлом, тобто у післяударній фазі. У цьому випадку остання маса m_j аварійної колони та остання за номером j маса ms_j , якою моделюється протиприхоплювальна втулка, будуть коливатися разом, а їхнє переміщення XX та швидкість VV у часі будуть знайдені як сума всіх переміщень x_j, xs_j та, відповідно, швидкостей v_j, vs_j у кожній точці i . Вектор початкових умов тут має враховувати вибір початкових переміщення та

швидкості, які відповідатимуть переміщенню та швидкості з таблиці попередніх результатів розрахунків, яким, у свою чергу, відповідатиме час зіткнення бойка з ковадлом за присвоєним номером i . За цієї умови подальший розрахунок коливань розпочнеться із часу удару tu .

Таким чином у даній роботі моделювалися коливання у випадку застосування УМ традиційної телескопічної конструкції. У випадку застосування технології та техніки нанесення по зоні прихоплення дискретно-розподілених ударних навантажень виникає необхідність змоделювати зіткнення відповідних за номером j коливальних мас КНБК (рис.1) та останньої за номером j маси ms_j , якою моделюється протиприхоплювальна втулка. Виконуючи розрахунки коливань за вищенаведеним алгоритмом для випадків прихоплення кожної протиприхоплювальної втулки окремо, отримаємо реальну картину зміни визначених критеріїв ефективності запропонованої технології.

На рис. 2 в узагальненому вигляді відображено фрагмент розрахунку з використанням початкових умов для математичної моделі та граничних умов аналогової (рис. 1) моделі. Останні призначені для моделювання зв'язків коливальних мас у системі дослідження і використовуються як аргумент вбудованої функції розрахунку системи диференціальних рівнянь у Mathcad. На рис. 2 змодельовано умови, коли бойок змикається з ковадлом у другій по рахунку трубі ОБТ, що на рис.1б.

При дослідженні впливу на коливальні процеси приєднаних внизу мас елементів КНБК



*a) – розрядка замкового пристрою у нижній секції ОБТ;
б) – розрядка замкового пристрою у верхній секції ОБТ*

Рисунок 3 – Зміна переміщення коливальної системи «бурильні труби – ОБТ» з часом у післяударному періоді

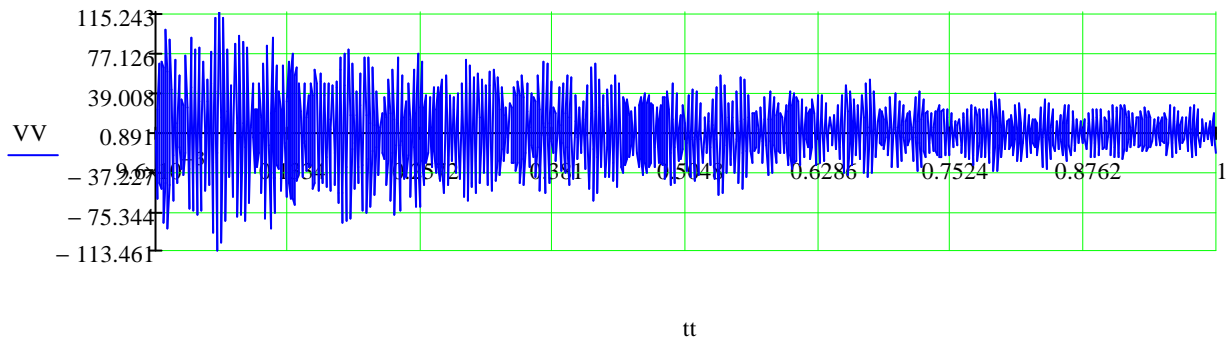


Рисунок 4 – Зміна швидкості коливальної системи в часі у післяударному періоді

необхідно враховувати, що у після ударній фазі ці коливання утворюються внаслідок суперпозиції коливань чотирьох елементів коливальної системи, а саме: 1) аварійної колони бурових труб; 2) ОБТ, котрі розміщені над верхньою межею прихоплення; 3) ОБТ, котрі розміщені нижче прихваченої частини і знаходяться у рухомому та не розтягнутому стані; 4) частини прихваченої втулки, яка є вільною від утримуючої сили і може розтягуватися.

На рис. 3а зображено графік зміни сумарного переміщення коливальної системи в часі у після ударній фазі за умови, що розрядка замкового пристрою відбувається на відстані 30 м від долота, а на рис. 3б – переміщення, створені за тих же умов тільки при розрядці замкового пристрою на відстані 150 м від долота. Розрахунки виконані для таких вхідних даних: зусилля розрядки замкового пристрою $F_{rm} = 200$ кН; довжина аварійної колони бурових труб $L = 1500$ м; довжина КНБК $L = 150$ м; аварійна колона складена зі сталевих бурових труб $\varnothing 127 \times 10$ мм; КНБК складена секціями ОБТ, забезпечених протиприхоплювальними втулками $\varnothing 178 \times 10$ мм; відстань між верхньою межею прихоплення та ковадлом протиприхоплювальної втулки 10 м; хід бойка 200 мм; коефіцієнт в'язкого опору у свердловині $h = 3$ с⁻¹.

Із рис. 3 можна зробити висновок, що зі зміщенням вверх зони прихоплення по довжині КНБК та, відповідно, збільшенням довжини приєднаної маси ОБТ коливання приєднаних мас можуть вступати в резонанс із коливаннями інших елементів системи, що потрібно враховувати на стадії проектування відповідних технічних засобів для реалізації цієї технології. Даний висновок підтверджується перерозподілом швидкості коливальних процесів у часі для післяударної фази (рис. 4), де можемо спостерігати збільшення часу затухання ударних хвиль при зміщенні вверх зони прихоплення.

У табл.1 наведено результати екстремальних значень швидкостей при розрядці замкового пристрою в різних секціях КНБК, рахуючи знизу – вверх.

Тут підтверджується висновок, наведений у роботі [1], про виникнення локальних екстремумів швидкості та імпульсу при зміні довжини ОБТ. У випадку дискретно-розподілених ударних навантажень ці екстремуми підсилюються резонансним характером переміщень (рис. 3б). Для порівняння, а також більшої об'єктивності та повноти висвітлення результатів моделювання, у табл.1 наведено результати екстремальних значень швидкостей за розрядки замкового пристрою в різних секціях КНБК, але в доударній фазі вільних коливань системи, тобто коли моделювання виконувалося без уда-

Таблиця 1 – Екстремальні значення швидкостей коливальної системи

Швидкість	Довжина не розтягнутої маси ОБТ, приєднаної до коливальної системи «бурильні труби – ОБТ» нижче зони прихвату				
	0 м	30 м	60 м	90 м	120 м
Післяударна фаза коливань					
max VV, м/с	-138,04	-275,83	-198,44	-358,22	-357,67
Доударна фаза коливань					
max v, м/с	3,914	3,635	3,695	3,712	3,725

ру. За виконаними на даний час дослідженнями якусу певну закономірність між результатами розрахунків у доударній та післяударній фазах виявити важко. Все ж таки, застосована у цій роботі математична модель [2] може бути корисна для досліджень результатів моделювання більш у якісному плані, ніж у кількісному. До результатів, наведених у табл. 1 можна додати, що у доударній фазі коливань та при знаходженні ОБТ тільки над УМ (тобто у випадку застосування традиційної конструкції УМ, коли ОБТ застосовуються у якості молота) фіксується чітко виражений екстремум кінетичної енергії ударної системи в залежності від маси молота над УМ.

Враховуючи зазначене вище, запропоновано один із варіантів конструкції [3], яка призначена для практичної реалізації технології дискретно-розподілених ударних навантажень. Конструкція являє собою механічний яс, що містить корпус, забезпечений нижнім перевідником та ковадлом, встановлений в корпусі та забезпечений проточкою і верхнім перевідником штоку з бойком, замкове з'єднання штока з корпусом, шток механічного яса додатково забезпечений нижнім перевідником для з'єднання із нижче розміщеними ділянками яса та виконаний зовнішнім діаметром із стандартизованого розмірного ряду на розмір меншим за розрахований для буріння свердловини діаметр обважнених бурильних труб. Корпус яса виконано у вигляді втулки, розміщеної на штоку з обмеженим осьовим ходом між верхнім та нижнім перевідниками штока, зовнішнім діаметром рівним розрахованому для буріння діаметру обважнених бурильних труб і з'єднаної з штоком замковим з'єднанням у вигляді двох послідовно розміщених на довжині проточки штока пружно деформованих кілець, котрі взаємодіють з відповідними поверхнями проточки через вмонтовані на внутрішньому ободі кілець тіла кочення або ковзання і фіксують втулку на штоку. Причому у випадку забезпечення кілець тілами ковзання, тіла ковзання можуть бути виконані заодно з пружно деформованими кільцями, а бойком та ковадлом є відповідні торцеві поверхні верхнього і нижнього перевідників та торцеві поверхні корпусу з відстанню між кожним бойком та ковадлом, меншою за повздовжній хід кожного кільця в проточці штока.

Запропоновані розмірні співвідношення штока та корпусу дають змогу виготовити сек-

ційний механічний яс, секції (або ділянки) якого з'єднуються з необхідною довжиною для створення навантаження на долото при бурінні, а у випадку виникнення прихоплення корпусу нижнім та верхнім перевідниками на штоку яса можна наносити вибірково або ввверх, або вниз ударні навантаження по торцях корпусу (ковадлах). Виконання зовнішнього діаметра штока на розмір меншим, ніж розрахований із стандартизованого розмірного ряду для буріння свердловини, дозволяє розмістити на штоку корпус зовнішнім діаметром рівним розрахованому зовнішньому діаметру ОБТ, тобто досягти необхідної ваги для створення навантаження на долото. Виконання замкового з'єднання у вигляді пружно деформованих кілець дозволяє конструктивно забезпечити даному вузлу необхідну силу розрядки з напрямком як ввверх, так і вниз. Забезпечення кілець на внутрішньому ободі тілами кочення або ковзання, які в останньому випадку можуть бути виконані заодно з пружно деформованими кільцями, дозволяє підвищити ресурс роботи замкового з'єднання. Виконання бойків та ковадл на торцевих поверхнях, відповідно, перевідників штока та корпусу з відстанню між кожним бойком та ковадлом меншою за повздовжній хід кожного кільця в проточці штока, дозволяє забезпечити вибірково нанесення ударів ввверх або вниз та підвищити надійність роботи замкового з'єднання шляхом розмежування взаємодії кілець з поверхнями проточки при циклах розрядки-зарядки.

Сказане продемонстровано на рис. 5.

Секція механічного яса містить шток 1, виконаний з проточкою 2, забезпечений у верхній та нижній частинах перевідниками 3 та 4. Корпус 5 виконано у вигляді втулки з обмеженим осьовим ходом між перевідниками 3 і 4 та торцевими поверхнями 6 і 7. Корпус фіксується на штоку замковим з'єднанням, що містить пружно деформовані кільця 8, розміщені у виточках 9 корпусу з можливістю пружної деформації від радіальної складової сили розрядки. В кільця вмонтовано тіла кочення або ковзання 10, що взаємодіють з відповідними поверхнями проточки 11. У верхній частині шток та корпус взаємодіють по гранчастій поверхні 12.

Механічний яс працює наступним чином. Секції механічного яса збирають в компоновку низу бурильної колони. Кількість секцій механічного яса вибирається, виходячи із необхідного навантаження на долото при бурінні. У випадку виникнення прихоплення корпусу

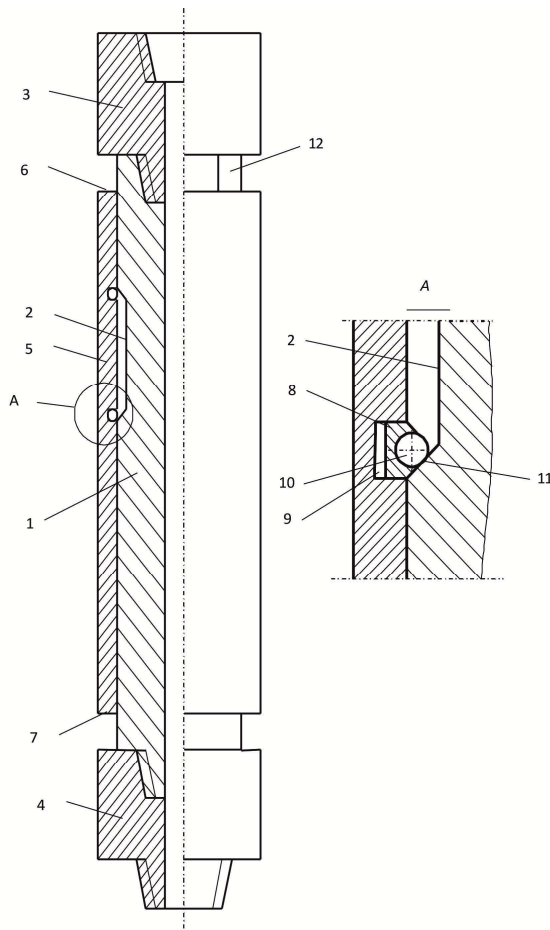


Рисунок 5 – Конструктивне виконання однієї секції механічного яса

(чи декількох корпусів) механічного яса (або їх затяжки чи посадки при СПО) до штока прикладається зі сторони колони бурильних труб додаткова сила розтягу або стискуюча сила в залежності від того, якого напрямку потрібно створити удар – вгору або вниз. При цьому навантаження від штока 1 яса передаються на кільця 8 через тіла кочення (або ковзання) 10. Завдяки взаємодії цих тіл зі штоком по поверхнях 11 проточки 2 виникає радіальна складова сили розтягу або стискуючої сили, яка відповідно діятиме на нижнє або верхнє кільце. Ця радіальна складова, розтискаючи відповідне нижнє або верхнє кільце, дозволяє цим самим при певних силах розрядки замкового з'єднання звільнити шток від фіксації з корпусом. При цьому, внаслідок попередньої пружної деформації бурильної колони шток починає рухатися, набираючи швидкість і вдаряючи перевідником 3 по торцевій поверхні 6 у випадку нанесення удару вниз, або перевідником 4 по торцевій поверхні 7 у випадку нанесення удару вгору. У випадку нанесення удару вгору тіла кочення або ковзання нижнього кільця, а у випадку нанесення удару вниз – відповідно верхнього кільця – після виходу із взаємодії з поверхнями 11 проточки 2 штока котяться (ковзають) по зовнішній поверхні штока. Завдяки тому, що відстань між бойком та ковадлом є меншою за хід кільця в проточці, одне з кілець після роз-

рядки з відповідно вибраним напрямком удару, завжди буде знаходитись у проточці штока, що власне і забезпечуватиме вибірковий напрямок створення ударів та підвищуватиме надійність роботи замкового з'єднання. Для нанесення повторних ударів зарядку замкового з'єднання виконують розвантаженням або натягуванням колони бурильних труб для повернення штока в попереднє положення, коли кільця 8 замкнуться в проточці 2 під дією сили пружності тіла кочення або ковзання 10 і знову зафіксують шток в корпусі.

При нанесенні ударів вгору зарядку яса виконують розвантаженням, а якщо удари наносилися в напрямку вниз, то яса заряджають натягуванням колони. Гранчасті поверхні 12 потрібні для передачі крутного моменту на корпус у випадку необхідності його прокручування при ліквідації прихоплення, або ж роз'єднання колони для виконання аварійних робіт.

Результати, що наведені на рис. 3, 4 та у табл. 1 отримані при значенні сили опору у зоні прихоплення на рівні сил опору у свердловині та жорсткого защемлення нижньої границі прихоплення, що допустимо для технології ліквідації прихоплення традиційними конструкціями УМ, коли між верхньою межею прихоплення та місцем розташування УМ у складі аварійної колони знаходяться бурильні труби чи ОБТ. Запропонована конструкція (рис.5) максимально реалізує чисто ударний режим роботи УМ, при якому енергія удару безпосередньо передається на прихвачений корпус/втулку 5. При цьому вплив природи утримуючих зв'язків на перерозподіл коливальних процесів у після ударній фазі може виявитися значним. З метою дослідження впливу природи утримуючих зв'язків у зоні прихоплення на характеристики коливальних процесів пропонується феноменологічна модель ліквідації прихоплення, один із варіантів якої показаний на рис. 6.

Феноменологічна модель на рис. 6 – це в'язко-пластичне реологічне тіло, яке через ударний механізм з ходом бойка l_a знаходиться у взаємодії з аварійною колоною бурильних труб і має такі характеристики [1,4]: τ_m – максимальне напруження зсуву при ліквідації прихвату у парі сталь – глиниста кірка; τ_c – характеристика тертя пари сталь – глиниста кірка після руйнування утримуючих зв'язків. У якості інших варіантів побудови феноменологічної моделі можна використати різні комбінації відомих реологічних моделей.

У даній роботі при застосуванні математичної моделі [2] використано в'язку реологічну модель ліквідації прихоплення, для якої прийнято, що площа контакту реологічного тіла з корпусом механічного яса рівна площі зовнішньої поверхні корпусу. На рис. 7а показано перерозподіл швидкостей коливальної системи у після ударній фазі у випадку, коли зона прихоплення перекриває всю довжину корпусу механічного яса, а на рис. 7б – коли прихоплена тільки половина довжини корпусу, що дає можливість

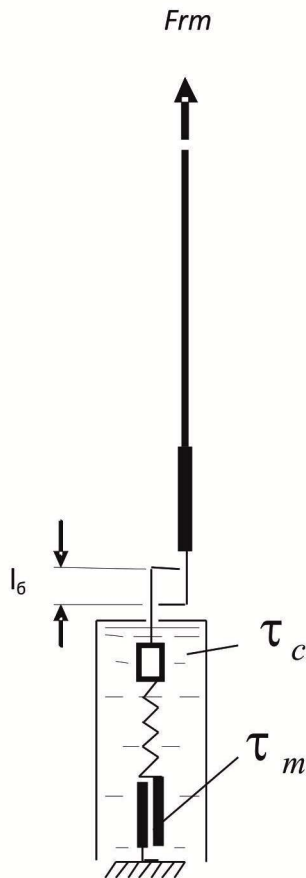
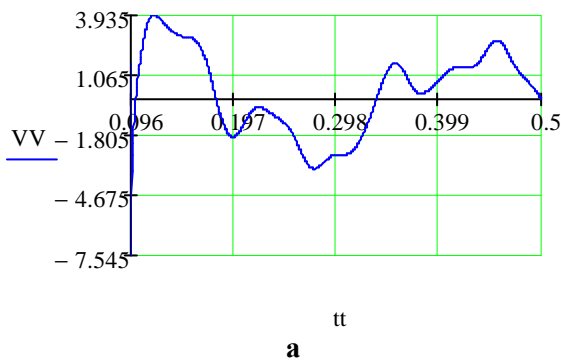
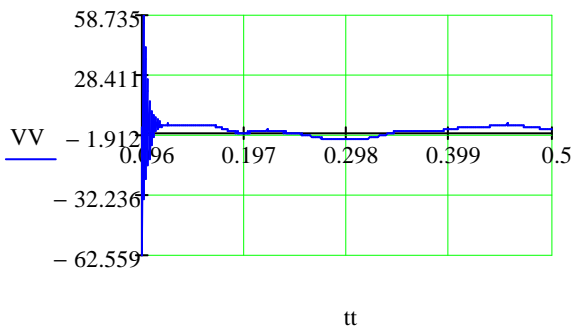


Рисунок 6 – Варіант феноменологічної моделі ліквідації прихоплення



а



б

а – контакт реологічного тіла з корпусом яса по всій довжині; б – контакт реологічного тіла з корпусом яса на половині його довжини

Рисунок 7 – Зміна швидкості коливальної системи з часом у післяударному періоді

якісно оцінити вплив способу заземлення прихваченої частини у математичній моделі на коливальні процеси.

Результати на графіках (рис. 7) отримані за умови, що коефіцієнт опору у зоні прихоплення математичної моделі [2] забезпечує отримання такої характеристики τ_c , яка дозволяє змодельовувати достатню силу прихоплення корпусу. Результати даних досліджень підтверджують висновок з роботи [1] про переважно втомний характер руйнувань утримуючих зв'язків при застосуванні УМ для ліквідації прихоплення бурильного інструменту.

Подальші дослідження на базі математичних моделей можуть стосуватися визначення оптимальних умов ліквідації прихоплення, а також оптимізації конструктивних параметрів запропонованого [3] УМ. Інший напрямок роботи над запропонованим технічним рішенням стосується вдосконалення конструкції УМ з точки зору забезпечення більшої надійності роботи у складі КНБК та збільшення моторесурсу при ліквідації прихоплення.

Література

1 Буріння свердловин: довідник / Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. – Т.5: Ускладнення. Аварії. Екологія. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 376 с.

2 Чарковський В.М. Щодо технології ліквідації прихоплення колон труб ударними механізмами // Науковий вісник Ів.-Фр. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2007. – № 2(16). – С. 31-37.

3 Пат. 90458 Україна, МПК E21B 31/107(2006.01). Механічний яс. [Текст] / В.М.Чарковський, В.В.Ткачук; заявник і патентовласник Ів.-Фр. нац. техн. ун-т нафти і газу – № a200604812; заявл. 03.05.2006; опубл. 11.05.2010; Бюл. № 9.

4 Ясов В.Г. К методике измерения фрикционных свойств глинистых корок / Ясов В.Г., Аниськовцев А.В., Чарковский В.М. // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Львов, 1989. – Вып. 26. – С. 56-62.

Стаття надійшла до редакційної колегії 08.04.14

Рекомендована до друку професором Коцкуличем Я.С. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук Соболевським Я.Ю. (НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

Дослідження та методи аналізу

УДК 622. 276.53

СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ АСФАЛЬТОСМОЛИСТИХ РЕЧОВИН

Б.В. Коней, О.Р. Мартинець, А.Б. Стефанишин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42331,
e-mail: koreyb@iung.edu.ua

На багатьох родовищах видобуток нафти ускладнюється утворенням асфальто-смолистих і парафінових відкладень (АСПВ) на поверхні нафтопромислового обладнання та в привибійній зоні свердловин, які знижують їх продуктивність і призводять до збільшення витрат на підземний ремонт свердловин. Важлива проблема видалення асфальто-смолистих і парафінових відкладень виникає під час процесу проведення ремонту насосних штанг. Методи боротьби з АСПО передбачають проведення робіт з попередження утворення і видалення вже утворених відкладень. Попередження утворення АСПО досягається нанесенням захисних покриттів на поверхні труб та іншого обладнання, а також введенням у потік нафти, що видобувається з різних інгібіторів. Видалення АСПО досягається шляхом чищення поверхні труб і обладнання механічними скребками, тепловою та хімічною обробкою продукції свердловин.

Ключові слова: нафта, обладнання, інгібітор, асфальто-смолисті і парафінові відкладення, свердловина.

На многих месторождениях добыча нефти осложняется образованием асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПВ) на поверхности нефтепромышленного оборудования и в призабойной зоне скважин, которые снижают их производительность и приводят к увеличению затрат на подземный ремонт скважин. Важной проблемой удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений есть в процессе проведения ремонта насосных штанг. Методы борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению образования и удаления уже образовавшихся отложений. Предотвращение образования АСПО достигается нанесением защитных покрытий на поверхности труб и другого оборудования, а также введением в поток добываемой нефти различных ингибиторов. Удаление АСПО достигается путем чистки поверхности труб и оборудования механическими скребками, тепловой и химической обработкой продукции скважин.

Ключевые слова: нефть, оборудование, ингибитор, асфальто-смолистые и парафиновые отложения, скважина.

In many fields oil production is complicated by the formation of asphalt-resin and paraffin deposits (ASPV) on the surface of oilfield equipment and on the bottomhole zone of the wells that reduce their productivity and lead to increased costs to repair underground wells. An important problem of removing asphalt, tar and paraffin deposits are in the process of pumping rod repairing. Methods of AFS controlling include carrying out of works to prevent its formation and removal of already formed deposits. Preventing the formation of AFS is achieved by applying protective coatings on pipes and other equipment, as well as the introduction of the oil flow that is produced from various inhibitors. Removal of AFS is achieved by brushing the surface of the pipes and equipment of mechanical scrapers, heat and chemical treatment in production wells.

Key words: oil equipment, inhibitor, asphalt-resin and paraffin deposits, well.

Актуальність проблеми

В останні роки в нафтовій промисловості України постійно зростає потреба в якісному ремонті обладнання. Експлуатація діючого фонду механізованих свердловин, з яких більше половини складають свердловини, обладнані

штанговими свердловинними насосами пов'язана з цілим рядом ускладнень, які часто призводять до аварій зі штангами.

В процесі ремонту якісне очищення насосних штанг є одним з основних етапів технологічного процесу.

Виділення невирішених частин проблеми

Для вибору найбільш ефективних з хімічної точки зору шляхів видалення асфальто-смолистих і парафінових відкладень є необхідним отримання адекватного уявлення про склад, властивості і будову утворених відкладень. Потрібно провести огляд та оцінку ефективності існуючих методик очищення насосних штанг та розробити новий підхід для вирішення цієї проблеми.

Постановка задачі досліджень

Особливо увагу слід звернути при виборі найбільш ефективного методу очищення насосних штанг від асфальто-смолистих і парафінових відкладень в процесі технологічного процесу ремонту, який забезпечував би подальше виявлення дефектів.

Основний матеріал дослідження

Досвід механізованої експлуатації свердловин на нафтових родовищах свідчить, що протягом деякого часу на поверхні промислового устаткування утворюються відкладення парафіну і асфальто-смолистих речовин. В'язка речовина темного кольору покриває товстим шаром сідла клапанів, кульки, порожнину плунжера, насосні штанги, насосно-компресорні труби та ін. Виникнення стійких емульсій у свердловинах в сукупності з випаданням парафіну і асфальто-смолистих речовин в пласті призводить до значного зниження видобутку нафти. При підйомі нафти з водою по стовбуру свердловини відбувається стабілізація поверхневої плівки та їх охолодження, що супроводжується аномальним підвищенням в'язкості поверхневої плівки крапель нафти. В результаті поверхневий шар набуває липкості і легко відкладається через свою активність на поверхні нафтопромислового обладнання.

Іншою причиною, яка знижує ефективність роботи свердловин, є випадання в осад неорганічних солей, що відкладаються в привибійній зоні свердловин і на поверхні нафтопромислового обладнання. Виникнення відкладень солей призводить до зниження дебіту свердловин, передчасного виходу з ладу устаткування, а в підсумку до погіршення техніко-економічних показників нафтогазовидобувних підприємств.

Визначення хімічного складу нафт і їхніх фракцій вважається трудомістким, і до кінця нездійсненим на сьогодні завданням. Навіть склад бензинів відомий лише на 80%. Тому зараз використовуються методи аналізу, що дають змогу визначити груповий хімічний чи структурно-груповий склад нафти і її фракцій. Найменш вивчені компоненти висококиплячих фракцій нафти. При складанні матеріального балансу групового складу враховуються тільки три класи вуглеводнів: насичені аліфатичні (алкани), нафтенові (циклани) і ароматичні (арени). Крім того, іноді наводять деталізований груповий склад, що відображає також вміст рі-

зних індивідуальних вуглеводнів, що входять до складу кожної з груп. Гібридні вуглеводні сконцентровані переважно у висококиплячих фракціях нафти, що ускладнює визначення їх групового хімічного складу.

Алкани та ізоалкани є у всіх нафтах у кількостях від 3-5 до 50-60% і більше. Алкани при кімнатній температурі інертні до дії багатьох хімічних реагентів і здатні тільки до реакцій заміщення.

До групи рідких алканів при звичайних температурах входять гомологи метану від пентану (C_5H_{12}) до гексадекану ($C_{16}H_{34}$) як нормальної, так і ізоструктури. Багато з них, що киплять від 28 (ізопентан) до 300 °С, входять до складу головної маси нафт, однак максимальна їхня кількість міститься у фракціях, що википають від 200 до 300 °С.

Рідкі алкани входять до складу майже всіх нафт, однак їхній вміст у різних нафтах коливається від 40 до 0%. Розроблено карбамідний метод визначення і виділення нормальних алканів, оснований на здатності карбаміду $CO(NH_2)_2$ утворювати при звичайній температурі тверді комплексні сполуки з алканами, тобто клатратні сполуки чи аддукти. Ізоалкани можна також виділити з їхньої суміші з нормальними алканами хлорсульфоновою кислотою, з якою вони взаємодіють при кімнатній температурі.

Рідкі алкани є основним компонентом товарних нафтопродуктів і сировиною для хімічної переробки. Найбільш легкокиплячі рідкі алкани широко застосовують як розчинники. Це насамперед петролейний ефір, що википає при 36-75 °С, а також звичайні бензини і лігроїни, у складі яких є рідкі алкани. У двигунах внутрішнього згоряння найбільш небажаними компонентами бензину є нормальні, високомолекулярні алкани, а найнеобхідніші широкорозгалужені ізоалкани, що мають низьку здатність до детонації. До твердих алканів відносять як нормальні, так і ізоалкани від гексадекану $C_{16}H_{34}$, що має температуру плавлення 18,1 °С до гептоконтану $C_{70}H_{142}$ з температурою плавлення понад 100 °С. Суміші твердих алканів входять до складу нафтових парафінів (технічний, медичний, сірниковий), церезинів, які виділяють з нафти й озокериту ("земляний віск").

Добре очищений парафін являє собою білу, напівпрозору, аморфну масу з матовим зломом, без запаху і смаку, густиною від 0,865 до 0,94 г/см³. Температура плавлення 23-71 °С, число вуглецевих атомів у молекулах 20-35, молекулярна маса – 300-450. Парафіни складені переважно нормальними алканами і є хімічно стійкими.

Церезини зовні важко відрізнити від парафінів, але вони мають температуру плавлення 65-88 °С, складені переважно ізопарафінами з числом вуглецевих атомів 36-55 і мають молекулярну масу 500-750. Їх виділяють з важких залишків вакуумної перегонки нафт, переважно нафтенного типу при їхній депарафінації і з горючого мінералу – озокериту. Церезин з озокериту одержують шляхом виплавлення з по-

роди, з важких фракцій (сирий церезин) після відповідного очищення.

Парафіни і церезини застосовують при виготовленні свічок і сірників, для обробки тканин, просочення паперу, в електротехніці як діелектрики, у граверній справі й ін. Важливим застосуванням парафіну, як хімічної сировини, є переробка його в жирні кислоти шляхом окиснювання повітрям при температурі 140 °С з каталізаторами (солями марганцю, кобальту та ін.).

Високомолекулярні жирні кислоти, що утворюються, замінюють рослинні жири в миловарінні й у виробництві синтетичних миючих засобів.

Ароматичні вуглеводні (арени) представлені в нафтах в основному моноциклічними вуглеводнями, а також невеликими кількостями біциклічного ряду нафталіну, трициклічного ряду антрацену і більш конденсованих вуглеводнів. Арени відрізняються високою реакційною здатністю, вступаючи в реакції заміщення, приєднання і конденсації.

Реакція сульфурвання відбувається вже за кімнатної температури при збовтуванні вихідного продукту з чотирма об'ємами концентрованої (не менш 99%) сірчаної кислоти. Сульфокислоти, що утворюються, переходять у кислотний шар і за зменшенням об'єму вуглеводневого шару після відстоювання визначають вміст аренів. Для видалення з нафтопродуктів ненасичених вуглеводнів їх попередньо обробляють однаковим об'ємом 80-85% розчину сірчаної кислоти, не взаємодіючим з аренами.

У нафтах містяться від 1 до 35% аренів, у деяких фракціях до 70%. В усіх нафтах бензолу міститься менше, ніж толуолу, а загальна кількість ксилолів перевищує вміст толуолу. Зі збільшенням молекулярної маси фракцій вміст ароматичних вуглеводнів у них підвищується.

Ароматичні вуглеводні – надзвичайно цінна сировина для промисловості органічного синтезу, після виділення їх з нафти. Інший напрямок їхнього використання – безпосередньо в складі нафтових фракцій, що складають моторні палива, тому що вони найменш схильні до детонації. Однак небажана присутність аренів у дизельному паливі, тому що вони погіршують процес його згорання, а в паливах для повітряно-реактивних двигунів (ПРД) їхня кількість обмежується до 20-22%, оскільки вони збільшують утворення сажі. Вміст аренів обмежується в бензині «уайт-спірит» (до 16%) і бензині для гумової промисловості (до 3%) у зв'язку з їхньою токсичністю.

Нафтені вуглеводні (циклопарафіни, циклоалкани чи циклани) за хімічними властивостями близькі до представників вуглеводнів жирного ряду, а за циклічною будовою нагадують вуглеводні ароматичного ряду. Нафтені підрозділяють на моноциклічні C_nH_{2n} (циклопентан C_5H_{10} , циклогексан C_6H_{12}); біциклічні C_nH_{2n-2} (декалін $C_{10}H_{18}$); три – і поліциклічні C_nH_{2n-4} , C_nH_{2n-6} і т.п.

Найхарактернішими хімічними реакціями для нафтенів є реакції заміщення: хлорування,

нітрування азотною кислотою при нагріванні, окислювання азотною кислотою середньої концентрації з утворенням двоосновних кислот (глутарової – $HOOC(CH_2)_3COOH$, адипінової – $HOOC(CH_2)_4COOH$ і ін.). Нафтені гідруються погано, перетворюючись на алкани. Більш легко здійснюється дегідрогенізація з утворенням аренів при наявності каталізаторів і температурі 300-350 °С. Нафтені здатні утворювати комплекси з тіомочевиною, що дає змогу відокремити моноциклічні нафтені від поліциклічних, котрі утворюють з тіомочевиною міцніші комплекси.

Визначення кількісного вмісту нафтенів у сумішах вуглеводнів проводиться після попереднього видалення неграничних і ароматичних вуглеводнів, у результаті чого задача зводиться до визначення нафтенів у суміші з алканами. Цю суміш називають граничним залишком. Вміст нафтенів у граничному залишку визначається методом анілінових точок чи методом питомих рефракцій. Нафтені вуглеводні входять до складу всіх нафт (25-75%), причому в більшості нафт вони переважають. Кількість нафтенів у фракціях зростає в міру збільшення їхньої густини. Моноциклічні нафтені містяться в основному у фракціях до 300 °С, біциклічні з'являються в середніх бензинових (130-150 °С) і зберігаються у висококиплячих, трициклічні знаходяться у фракціях, що википають при температурі понад 200 °С.

Неграничних вуглеводнів природні нафти не містять чи містять дуже мало, але вони часто складають значну частину рідких і газоподібних продуктів термічної деструктивної переробки нафти і її фракцій. Висока реакційна здатність неграничних вуглеводнів дає змогу використовувати їх як сировину для органічного синтезу, однак вони знижують хімічну стабільність нафтопродуктів. Асфальтосмолисті речовини є невід'ємним компонентом майже всіх нафт. Після відгону з нафти світлих фракцій, легких олій, а також важких мазутних фракцій залишається складна суміш смолистих продуктів, що представляють собою темну і густу масу – гудрон, кількість якого в смолистих нафтах може досягати 40%. Смолисті й асфальтові речовини, що складають гудрон, розглядаються як високомолекулярні (молекулярна маса понад 500) гетероорганічні сполуки складної гібридної будови, що включають вуглець, водень, кисень, сірку й азот.

АСПО знижують продуктивність свердловин, збільшують знос обладнання, витрати електроенергії і тиск у викидних лініях. Тому боротьба з АСПО – актуальне завдання при інтенсифікації видобутку нафти.

Методи боротьби з АСПО передбачають проведення робіт з попередження утворення і видалення вже утворених відкладень. Попередження утворення АСПО досягається нанесенням захисних покриттів на поверхні труб та іншого обладнання, а також введенням у потік нафти, що видобувається різних інгібіторів. Видалення АСПО досягається шляхом чищення поверхні труб і обладнання механічними скре-

бками, теплової та хімічною обробкою продукції свердловин.

З метою скорочення витрат на проведення заходів з видалення АСПВ в процесі ремонту насосних штанг за допомогою розчинників, переходу від кількості до якості необхідний пошук комбінованих методів видалення АСПВ. Ці методи засновані на застосуванні теплового й хімічного впливу розчинників-теплоносіїв у відповідності з існуючими технологічними процесами очищення насосних штанг, властивостями і складами АСПВ та застосовуваних розчинників. Також важливою і актуальною є задача визначення нового підходу до оцінювання ефективності розчинників АСПВ в процесі ремонту насосних штанг з урахуванням уже наявного.

АСПВ не є простою сумішшю асфальтенів, смол і парафінів, а являють собою складну структуровану систему з яскраво вираженим ядром з асфальтенів і сорбційно-сольватним шаром з нафтових смол. Асфальтосмолисті речовини (АСР) являють собою гетероциклічні сполуки складної гібридної будови, до складу яких входять азот, сірка, кисень і метали (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr та ін.) До 98% АСР становлять ароматичні і нафтові структури [1, 2].

Каркас структури молекул смол і асфальтенів утворює вуглеводневий скелет, що становить 70-90% від загальної ваги молекул. У генетичному пов'язаному ряду вуглеводні-смоли-асфальтени спостерігається поступова тенденція збіднення воднем і збагачення вуглецем; зростає частка ароматичних елементів структури, і підвищується ступінь їх конденсації; знижується частка атомів вуглецю в периферійній частині; підвищується питома вага атомів в центральному ядрі молекул - поліядерній структурі з сильним переважанням ароматичних кілець.

Смоли і асфальтени розрізняються також за вмістом азоту і кисню. У смолах в основному концентрується кисень, а в асфальтенів азот.

Залежно від природи нафти і вмісту в ній твердих вуглеводнів, а також в залежності від місця відбору проб склад відкладень включає [3, 4]: парафіни - 9 ... 77%; смоли - 5 ... 30%; асфальтени - 0,5 ... 70%; нафти до 60%; механічні домішки - 1 ... 10%; воду - декілька відсотків; сірку - до 2%.

Залежно від вмісту органічних складових АСПВ поділяють на три класи [5]:

1. Асфальтеновий - $P / (A + C) < 1$;

2. Парафіновий - $P / (A + C) > 1$;

3. Змішаний - $P / (A + C) \sim 1$, де П, А і С - вміст (% мас.) парафінів, смол і асфальтенів, відповідно.

Зазвичай під терміном «парафіни» об'єднують всю вуглеводневу частину відкладень. Хоча в даній частині і переважають н-парафіни (метанові вуглеводні або алкани з прямим ланцюгом), в меншій кількості в ній містяться нафтові (циклоалканові) і ароматичні вуглеводні з довгими алкільними ланцюгами. Структура парафінових вуглеводнів мікрокристалічна,

нафтени з довгими алкільними радикалами утворюють макрокристалічну структуру [6].

Смоли, що входять до складу АСПВ, є насамперед нейтральними смолами, виділеними за допомогою силікагелю і хлороформу. Це напіврідкі, іноді напівтверді темно-коричневого або чорного кольору речовини. Відносна щільність смол від 0,99 до 1,08 г/см. Молекулярна маса смол може досягати 1200. Вони добре розчиняються у всіх нафтопродуктах і органічних розчинниках, за винятком етилового та метилового спиртів. В середньому смоли містять до 15-17% кисню, сірки та азоту. З підвищенням молекулярної маси смол вміст кисню, сірки та азоту знижується. Основою структури молекул смол є плоска конденсована полікарбоциклічна сітка, що складається переважно з бензольних кілець. У цій структурній сітці можуть міститися нафтові і гетероциклічні кільця (п'яти і шестичленні). Периферійна частина конденсованої системи смол АСПВ заміщена на вуглеводневі радикали (аліфатичні, циклічні та змішані), природа і кількість яких залежить від властивостей нафти. При нагріванні до 260-350 ° С смоли починають ущільнюватися і перетворюються в асфальтени.

З підвищенням концентрації в розчині смоли, з одного боку, уповільнюється ріст кристалів, а з іншого, - сприяють деформації поверхні кристалів і виникненню нових центрів кристалізації. Ступінь утворення тієї чи іншої тенденції визначається природою смол і обумовленню відповідну форму і розмір кристалів твердих вуглеводнів [7].

За сучасними уявленнями асфальтени - це поліциклічні сильно конденсовані структури з короткими аліфатичними ланцюгами у вигляді темно-бурих аморфних порошків.

У асфальтенів міститься (% мас.): 80...86% вуглецю, 7...9% водню, до 9% сірки і кисню, і до 1,5% азоту. Асфальт не кристалізується і не можуть бути розділені на індивідуальні компоненти або вузькі фракції. При нагріванні вище 300-400 ° С вони не плавляться, а розкладаються, утворюючи вуглець і летючі продукти. Асфальтени є найбільш важкими і полярними компонентами нафти [8].

В процесі експлуатації боротьба з АСПВ передбачає проведення робіт у двох напрямках.

По-перше, щодо попередження (уповільнення) відкладень належать такі заходи як: застосування гладких (захисних) покриттів; хімічні методи (змочувальні, модифікатори, депресатори, диспергатори); фізичні методи (вібраційні, ультразвукові, вплив електричних і електромагнітних полів). Другий напрямок - це теплові методи видалення АСПВ (промивання гарячою нафтою або водою як теплоносієм, гаряча пара, електропечі, індукційні підігрівачі, реагенти при взаємодії з якими протікають екзотермічні реакції); механічні методи (скребки, скребки-центратори); хімічні (розчинники) [9].

Як свідчить практика, найбільш ефективним є попередження відкладення смолопарафінових речовин, так як при цьому досягається найбільш стійка і безаварійна робота нафто-

промислового обладнання, знижуються витрати на видобуток і перекачування нафти.

Існує декілька найбільш відомих і активно застосовуваних в нафтовидобувній промисловості методів боротьби з АСПВ, але різноманіття умов розробки родовищ і відмінність характеристик продукції, що видобувається часто вимагає індивідуального підходу і навіть розробки нових технологій.

Одним з перспективних і вигідних способів боротьби з АСПВ є хімічний метод, так як він має високу ефективність, технологія проведення робіт нескладна. Хімічні методи базуються на використанні хімічних сполук, що зменшують, а іноді і повністю запобігають утворенню відкладень. В основі дії інгібіторів АСПВ лежать адсорбційні процеси, що відбуваються на межі розподілу фаз: нафта-поверхня металу підземного обладнання, нафта-дисперсна фаза.

В даний час інгібітори АСПВ умовно поділяють на групи за передбачуваним механізмом дії.

Інгібуючі властивості проявляють досить широкий набір з'єднань різної хімічної природи. Однак при всій їх різноманітності можна виокремити три загальних ознаки. По-перше, всі вони, навіть присадки неполімерного типу, володіють досить значною молекулярною масою (в діапазоні 500-10000), яка в кілька разів більше молекулярної маси найбільш важких н-алканів нафтопродуктів і нафт, що обумовлюють їх низькотемпературні властивості. По-друге, макромолекула присадок, як правило, представляє собою поєднання поліметиленового ланцюга з полярними групами. По-третє, всі засоби, навіть неполімерного типу, полідисперсних по молекулярній масі і по складу. Іншими словами, присадка не є індивідуальною речовиною, а являє собою суміш молекул різного складу і молекулярної маси.

Останнім часом спостерігається тенденція до розробки присадок комплексної дії, що досягається за рахунок створення композиції присадок з різним спектром дії. Використання хімічних реагентів для запобігання відкладання АСПВ у багатьох випадках поєднується з:

- процесом руйнування стійких нафтових емульсій;
- захистом нафтопромислового обладнання від корозії;
- захистом від солевідкладень;
- процесом формування оптимальних структур газорідного потоку.

Незважаючи на велику кількість вітчизняних і зарубіжних публікацій присвячених хімічним методам депарафінізації нафтопромислового обладнання, прогнозованих рекомендацій щодо застосування різних методів для видалення того чи іншого типу АСПВ - універсального методу немає. Це пояснюється в основному, розходженням у складах АСПВ, їх зміною, як по шляху руху нафти, так і в процесі розробки родовищ; відсутністю теоретичних розробок щодо взаємодії твердих вуглеводнів та реагентів.

В даний час пошук розчинників АСПВ, як правило, проводиться дослідним шляхом. Склад розчинників підбирають лише з урахуванням властивостей сировини в певному нафтовидобувному регіоні.

Аналіз асортименту розчинників АСПВ, який описаний у вітчизняній і зарубіжній літературі, свідчить, що їх можна розділити на кілька класифікаційних груп [10]: індивідуальні органічні розчинники; розчинники різних класів органічних сполук природного характеру; суміш одного або різних класів органічних з'єднань виробництв нафтохімії і нафтопереробки; органічні суміші з добавками ЦАР; розчинники на водній основі і багатокомпонентні суміші. Розчинники останнього типу можна класифікувати як миючі суміші, так як їх дія зводиться в основному не до розчинення складових АСПВ, а до їх відмивання. До складу миючих засобів, як правило, входять луки, електроліти, спирти, кислоти та інші компоненти. Багато з них володіють рядом переваг. Вони менш вибухо- і пожежонебезпечні та більш технологічні (за умови постачання їх на промисли в товарній формі).

Висновки

1 Проблема складу асфальтосмолопарафінових відкладень набуває більш серйозного масштабу у зв'язку з переходом багатьох родовищ в пізню стадію розробки.

2 Введення в потік нафти різного роду присадок дозволяє впливати на процес виникнення АСПВ.

3 Тим не менше, відомі до теперішнього часу способи очищення від АСПВ в нафтовому устаткуванні не дають змоги повністю вирішити проблему і необхідність видалення відкладень в процесі ремонту насосних штанг залишається актуальною.

4 Для вибору методів видалення АСПВ необхідно отримання адекватного представлення про склад, властивості і будову цих відкладень.

Література

1 Шарифуллин А.В. Особенности состава и строения нефтяных отложений / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, А.Т. Сулейманов // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 6. – С.19-24.

2 Шарифуллин А.В. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Р.Ф. Хамидуллин // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 4. – С. 34-41.

3 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 653 с.

4 Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные углеводородные соединения нефти / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.И. Таталаев. – М.: Наука, 1959. – 412 с.

5 Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: справочник / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

6 G.A. Mansoori. Paraffin/Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids. UIC/TRL Heavy Organics Deposition home page. URL: <http://www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude.html>

7 Шарифуллин А.В. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Р.Ф. Хамидуллин // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 4. – С. 34-41.

8 Шарифуллин А.В. Особенности состава и строения нефтяных отложений / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, А.Т. Сулейманов, Р.Ф. Хамидуллин, В.Н. Шарифуллин // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 6. – С. 19-24.

9 Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

10 Марьин В.И. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПВ при добыче нефти: аналитический обзор / В.И. Марьин, В.А. Акчурин, А.Г. Демахин. – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

10.04.14

Рекомендована до друку

*професором **Петриною Ю.Д.***

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

*д-ром техн. наук **Хоминцем З.Д.***

(ТзОВ «ЕМПІ-сервіс», м. Івано-Франківськ)

АНАЛІЗ МЕТОДІВ БОРОТЬБИ З КОНУСОУТВОРЕННЯМ У ПРОЦЕСІ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ І НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З ПІДОШОВНОЮ ВОДОЮ

Р.М. Кондрат, Л.І. Матішун

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Значна кількість родовищ нафти і газу приурочена до пластових водонапірних систем, частина з них підстиляється підшовною водою. Розробка родовищ з підшовною водою ускладнюється конусоутворенням у вертикальних свердловинах і гребеноутворенням у горизонтальних свердловинах. Обводнення свердловин супроводжується зниженням їх дебітів і кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення. У роботі узагальнено результати теоретичних та експериментальних досліджень, присвячених впливу геолого-фізичних і технологічних чинників на процес обводнення свердловин, з підшовною водою і виконано аналіз відомих методів боротьби з конусоутворенням. Результати відомих досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування спільного відбору газу і води, використання горизонтальних свердловин і встановлення у свердловинах водоізоляційних екранів для збільшення поточних відборів вуглеводнів і кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення. На даний час недостатньо вивченими є закономірності піднімання та осідання конуса підшовної води в анізотропних пластах, процеси періодичної експлуатації свердловин і гребеноутворення у горизонтальних свердловинах. Вимагає подальшого розвитку концепція підтримання постійного водогазового фактору і мінімально необхідного дебіту газу при спільному відборі із свердловин газу з водою.

Ключові слова: свердловина, підшовна вода, конусоутворення, гребеноутворення, критичний безводний дебіт, водогазовий фактор, коефіцієнт вуглеводневилучення, інтенсифікація.

Значительное количество месторождений нефти и газа приурочена к пластовым водонапорным системам, часть из них подстилается подошвенной водой. Разработка месторождений с подошвенной водой осложняется конусообразованием в вертикальных скважинах и гребенообразованием в горизонтальных скважинах. Обводнение скважин сопровождается снижением их дебитов и конечных коэффициентов углеводородоотдачи. В работе обобщены результаты теоретических и экспериментальных исследований, посвященных влиянию геолого-физических и технологических факторов на процесс обводнения скважин с подошвенной водой и выполнен анализ известных методов борьбы с конусообразованием. Результаты известных исследований свидетельствуют о высокой технологической эффективности применения совместного отбора газа и воды, использования горизонтальных скважин и установки гидроизоляционных экранов в скважинах для увеличения текущих отборов углеводородов и конечного коэффициента углеводородоотдачи. В настоящее время недостаточно изученными являются закономерности подъема и оседания конуса подошвенной воды в анизотропных пластах, процессы периодической эксплуатации скважин и гребенообразования в горизонтальных скважинах. Требуется дальнейшего развития концепция поддержания постоянного водогазового фактора и минимально необходимого дебита газа при совместном отборе из скважин газа с водой.

Ключевые слова: скважина, подошвенная вода, конусообразование, гребенообразование, критический безводный дебит, водогазовый фактор, коэффициент углеводородоотдачи, интенсификация.

A large number of oil and gas fields are associated with reservoir water drive systems, some of them are subjacent by bottom water. Exploration of fields with bottom water is complicated by coning in vertical wells and cusping in horizontal wells. Well drowning is accompanied by the decrease of flow rate and final coefficients of hydrocarbon recovery. The paper summarizes the results of theoretical and experimental studies that are devoted to the influence of geological, physical and technological factors on the process of well drowning with bottom water and the analysis of the known techniques to control coning was conducted. The results of the known studies indicate a high technological efficiency in the use of combined extraction of gas and water, the use of horizontal wells and screens installation in wells to increase the current extraction of hydrocarbons and final coefficient of hydrocarbon recovery. At the present time poorly studied are such facts as the laws of lifting and settling of cone bottom water in anisotropic layers, the processes of well intermittent operation and cusping in horizontal wells. The concept of maintaining constant gas-water factor and minimum required gas flow rate in the combined extraction of gas and water from a well requires further development.

Key words: well, bottom water, coning, cusping, anhydrous critical flow rate, gas-water factor, coefficients of hydrocarbon recovery, intensification.

Значна кількість родовищ нафти і газу приурочена до пластових водонапірних систем, частина з них підстиляється підшовною водою або стає такими у процесі розробки в результаті підняття водогазового чи газонафтового контактів. Розробка родовищ в умовах природного чи штучного водонапірного режиму супрово-

джується поступленням води у продуктивну частину пласта, що призводить до обводнення видобувних свердловин і защемлення водою у пористому середовищі значних запасів нафти і газу. За наявності підшовної води виникають додаткові ускладнення, пов'язані з підняттям води до вибою свердловин за рахунок створен-

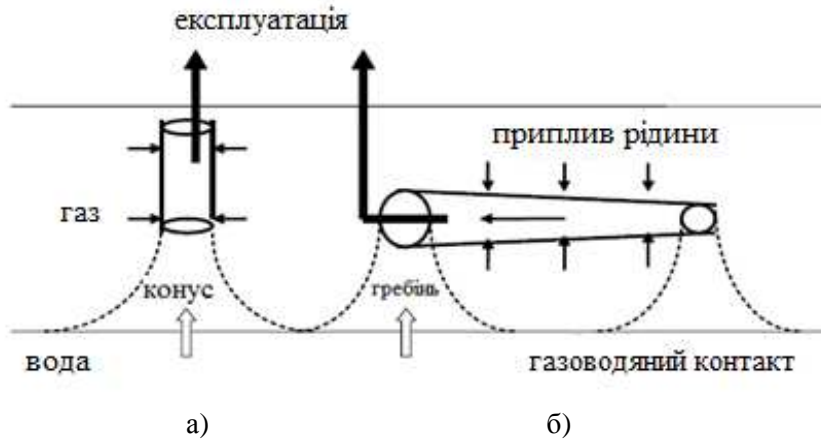


Рисунок 1 – Схема конусоутворення у вертикальній (а) і горизонтальній (б) свердловинах

ня перепаду тиску між пластовим і вибійним. У вертикальних свердловинах утворюються конуси, а в горизонтальних свердловинах – гребені (язики) підшовної води по всій довжині горизонтального стовбура свердловини (рис. 1 а, б). На нафтогазових і нафтогазоконденсатних родовищах додатково утворюються газові і нафтові конуси.

Вершина конуса підшовної води знаходиться на вісі свердловини. Висота конуса води буде тим більшою, чим більша депресія тиску на пласт. При досягненні певного критичного значення депресії тиску на пласт підшовна вода піднімається до вибою і в продукції свердловини появляється вода, що призводить до зниження дебіту газу. Для забезпечення безводного режиму експлуатації свердловин дебіт газу не повинен перевищувати критичного значення, яке відповідає критичній депресії тиску на пласт. Проте, експлуатація свердловин з критичним безводним дебітом газу вимагає буріння великої кількості свердловин для забезпечення заданих темпів відбору газу з родовища і відповідно значних витрат на розробку родовища. Тому з метою вирішення проблеми розробки газових родовищ з підшовною водою ведуться пошуки шляхів інтенсифікації видобування газу з таких родовищ.

Питанням розробки родовищ нафти і газу з підшовною водою присвячені дослідження багатьох вітчизняних і зарубіжних науковців [1-46].

Суть відомих робіт спрямована на вивчення механізму утворення конуса води у вертикальних свердловинах або гребеноутворення в горизонтальних свердловинах, виведенні та аналізі залежностей для визначення безводного дебіту, депресії тиску на пласт, тривалості періоду безводної експлуатації свердловин і граничної висоти підняття конуса підшовної води.

Переважно, безводні дебіти, визначені розрахунковим шляхом, виявляються значно більшими фактичних і конус підшовної води проривається у свердловину при дебітах газу менших, ніж розрахункові.

Всі дослідження стосовно проблеми конусоутворення можна розділити на дві основні

групи: стаціонарні та перехідні. Перша група визначає критичний дебіт, а друга – час прориву і поведінку конуса після прориву води.

За результатами виконаних досліджень оцінено вплив на безводний дебіт і закономірності піднімання конуса води вертикальної проникності, анізотропії, товщини і ступеня розкриття пласта, відстані від інтервалу перфорації до газоводяного контакту і відстані між свердловинами.

Muskat та Wuyckoff [1] на основі розв'язку рівняння Лапласа для однофазного потоку вперше отримали аналітичну залежність для критичного безводного дебіту гідродинамічно недосконалої свердловини за ступенем розкриття пласта. Ця залежність потребує складних обчислень і не зовсім придатна для практичного використання. Згідно з їх висновками зниження проникності по вертикалі і відносного розкриття пласта сприяють зменшенню висоти підняття конуса води і збільшенню граничного безводного дебіту газу. Автори Muskat та Wuyckoff вважали, що фізична суть конусоутворення у газових свердловинах ідентична, як у нафтових свердловинах, а конусоутворення має менші негативні наслідки для газових свердловин порівняно з нафтовими. Протилежної думки приримуються McMullan та Bassioni [2]. Вони вважають, що поведінка водяного конуса у газових свердловинах відрізняється від поведінки у нафтових свердловинах.

Wheatley [3] у своїх дослідженнях стосовно недосконалої за ступенем розкриття пласта свердловини встановив, що критичний дебіт, розрахований за залежностями Muskat і Wuyckoff, має дещо завищене значення. Це пояснюється тим, що під час розрахунку розподілу тиску у пласті вони знехтували наявністю конуса. Wheatley також зазначив, що радіус свердловини істотно не впливає на значення критичного дебіту.

Теорія Muskat і Wuyckoff була розвинута І.А. Чарним [4], який запропонував залежності для граничного безводного дебіту, висоти підняття конуса води і депресії тиску на пласт, встановив точні співвідношення для оцінки верхніх і нижніх значень граничного безводного дебіту при тих же припущеннях, що і Маскет

у роботі [5]. Автор також зазначив, що значення верхнього і нижнього граничного безводного дебіту відрізняються один від одного не на 25-30 %, а на 30-40 % при відносному розкритті пласта 0,2-0,6, і більше, ніж на 50 % при відносному розкритті 0,9. Узагальнення розрахунків цих досліджень наведено в роботі [6].

Trimble і DeRose [7] підтвердили теорію Muskat і Wyckoff щодо моделювання утворення водяного конуса для газового родовища Todhunters. Вони підраховали безводний дебіт, використовуючи модель Muskat і Wyckoff для нафтових свердловин у поєднанні з графіком запропонованим Arthurs [8] для конуса обводнення в гомогенному нафтоносному пісковнику. Отримані результати були порівняні з промисловими дослідженнями свердловин родовища та з результатами моделювання. Їх аналіз свідчить, що граничні дебіти розраховані за теорією Muskat і Wyckoff, становили 0,7-0,8 від моделі DeRosa при розрахунку за період 1 рік.

Guo та Lee [9] показали, що існування нестационарного конуса води залежить від вертикального градієнта тиску нижче стовбура свердловини. Важливим результатом їх дослідження є те, що критичний дебіт проявляється у випадку, коли свердловина розкрила одну третю від загальної товщини ізотропного пласта, а не при нульовому розкритті, як це вважалося. Sobocinski та Cornelius [10] розробили номограму, по якій досліджується піднімання конуса з початкового положення до моменту прориву, виходячи з експериментальних досліджень та результатів моделювання. Критичний дебіт і час прориву може бути визначений за номограмою.

На основі цієї номограми Bournazel та Jeanson [11] розробили спрощену методику для визначення критичного дебіту і часу прориву конуса. Meyer та Garder [12] продовжили дослідження у випадку одночасного утворення конусів води та газу. Вони отримали вираз для критичного дебіту у випадку наявності непроникних перетинків між свердловиною і водонафтовим контактом.

У працях [13,14] розроблено математичну модель, яка враховує поршневі і непоршневі характер витіснення пластового флюїда водою. Згідно з результатами досліджень, прорив підшовної води є швидшим при непоршневому витісненні порівняно з поршневим. Однак, отримані залежності для визначення тривалості безводного періоду експлуатації та висоти підняття конуса води не враховують зміни поля тисків в окремих зонах пласта.

Kabir [15] використав аналогію між свердловиною з високорухливою нафтою і типовою газовою свердловиною, щоб дослідити конус води у газових свердловинах у водоплаваючому покладі. Він побудував математичну модель для газової системи і дійшов висновку, що найбільш важливими параметрами, які впливають на явище конусоутворення, є проникність і товщина пласта. Інші параметри такі, як відносне розкриття пласта, відношення горизонтальної проникності до вертикальної, відстань між

свердловинами, дебіт і наявність непроникних перетинків мають незначний вплив на водогазовий фактор і кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення.

В роботі [16] отримано, що на величину граничного дебіту впливають такі параметри, як фізичні властивості пласта і рідини та відносне розкриття продуктивної частини пласта.

В роботах [4, 17-19] детально розглянуто вплив окремих параметрів пласта і фаз, що контактують, на процес розробки родовищ з підшовною водою. Показано, що граничні безводні дебіти збільшуються із зростанням параметрів анізотропії пласта, зменшенням відносного розкриття пласта, динамічного коефіцієнта в'язкості газу, але мало залежать від конструкції вибою свердловини та характеру розкриття пласта.

McMullan та Bassioni, використовуючи математичне моделювання, отримали аналогічні результати, що і Kabir про те, що кінцевий коефіцієнт газовилучення практично не залежить від величини інтервалу перфорації і дебіту свердловини. Вони показали, що газова свердловина при водонапірному режимі буде працювати із незначним водним фактором до тих пір, поки весь інтервал перфорації не буде повністю обводнений. Згідно з результатами цих досліджень, проблеми з обводненістю починаються тоді, коли коефіцієнт газовилучення досягає 30 %.

З.С. Алієвим та ін. [18] запропоновано більш зручні залежності для визначення граничного безводного дебіту і допустимої депресії тиску на пласт для анізотропних пластів за наявності рухомого та нерухомого газоводяного контакту. Ці залежності справедливі для умов, коли конус води має вигляд гіперболи, а вершина конуса обмежується депресією тиску на пласт, яка обчислюється за законом Паскаля.

Chierici і Ciuci [20] та Chaney та ін. [21] використали потенціометричний метод для прогнозування поведінки водяного конуса у вертикальних свердловинах. Chierici і Ciuci представили отримані результати в номограмах, які враховують вертикальну і горизонтальну проникність. За цими номограмами можна визначити максимальний дебіт без утворення газового або водяного конуса та оптимальне розміщення інтервалу перфорації. Chaney та ін. також розробили «сім'ю» кривих для визначення критичного дебіту з використанням теорії Muskat і Wyckoff для водонафтової, газонафтової та газоводяної систем.

Аналізи аналітичних рішень і конкретні розрахунки свідчать, що з погіршенням фільтраційних властивостей пласта і зменшенням відносного розкриття пласта безводні періоди збільшуються.

Hoiland та ін. [22] запропонували два методи для прогнозування критичного дебіту свердловини, яка розкрила покрівлю анізотропного гомогенного пласта з підшовною водою. Вони представили аналітичний метод, який базується на теорії Muskat і Wyckoff. У випадку усталеної фільтрації розв'язок набуває прості-

шої форми у поєднанні з методом дзеркального відображення для заданих краєвих умов, наприклад, таких, як відсутність границь над і під нафтовою облямівкою та постійного тиску на контурі пласта. Щоб розрахувати критичний дебіт, автори накладають ті ж самі критерії, що Muskat і Wuskoff, на однофазний потік і тому нехтують впливом форми конуса на розподіл потенціалу. Другий метод цих авторів ґрунтується на значній кількості запусків симулятора для більше, ніж п'ятдесяті значень критичного дебіту.

Giger [23] представив аналітичний двовимірний спосіб визначення форми деформованого водонафтового контакту і значення критичного дебіту для трьох різних режимів: 1 – водонапірний режим з краєвими водами; 2 – режим газової шапки; 3 – водонапірний режим з підшовною водою. Він припустив, що просування рідини є поршнеподібним і знехтував капілярними ефектами.

Efros [24] запропонував залежність для критичного дебіту, яка ґрунтується на припущеннях, що критичний дебіт практично не залежить від радіуса зони дренажування. Його залежність не враховує впливу вертикальної проникності. Karcher та ін. [25] запропонували вираз для визначення критичного дебіту аналогічний виразу Efros. Проте, вони не врахували впливу вертикальної проникності.

Авторами роботи [26] досліджено, що із зменшенням проникності пласта сповільнюється підняття вершини конуса підшовної води, із збільшенням тривалості періоду осідання конуса води, зменшується тривалість періоду безводної експлуатації свердловини. Час безводної експлуатації свердловин тим більший, чим менша депресія тиску на пласт.

Врахування впливу анізотропії пласта показує, що із зменшенням вертикальної проникності граничний дебіт істотно знижується. Збільшення відношення проникності в горизонтальному напрямі до проникності у вертикальному напрямі з двох до п'яти призводить до зростання часу безводної експлуатації свердловини від півтора до чотирьох разів. Із збільшенням вертикальної проникності для води і газу прискорюється процес обводнення свердловин, одночасно зростає швидкість осідання конуса підшовної води [27].

Низька вертикальна проникність знижує безпеку обводнення газових свердловин, що розкрила анізотропні пласти з підшовною водою у процесі їх експлуатації. Однак, при низькій вертикальній проникності ускладнюється і приплив газу знизу в область впливу недосконалої свердловини за ступенем розкриття пласта. Точний математичний зв'язок між параметром анізотропії і величиною допустимої депресії тиску на пласт при розкритті свердловиною анізотропного пласта з підшовною водою не встановлено.

Продуктивність вертикальної свердловини, яка розкрила пласт з підшовною водою залежить, від ступеня розкриття пласта і відстані від вибою до газоводяного контакту. Чим мен-

ший ступінь розкриття, тим більший вплив недосконалої свердловини на її продуктивність. При невеликих ступенях розкриття пласта, вплив недосконалої на продуктивність істотніший, ніж вплив депресії тиску на пласт. Проте, існує деяка величина розкриття, при якій свердловина дає максимальний безводний дебіт.

Основним параметром, який впливає на вибір розміщення інтервалу перфорації є неоднорідність пласта, а основними критеріями є градієнт тиску на стінці свердловини і допустима депресія тиску на пласт.

Відомі методи боротьби з конусоутворенням можна розділити на дві групи: методи, які запобігають поступленню підшовної води на вибій свердловини, і методи звільнення стовбура свердловини від води без підняття і з підняттям її на поверхню. Методи першої групи включають обмеження депресії тиску на пласт з одночасним розкриттям тільки верхньої частини пласта і збільшенням проникності привибійної зони, використання горизонтальних свердловин і встановленням водоізоляційних екранів у нижній частині пласта. Методи другої групи передбачають експлуатацію свердловин з підвищеною депресією тиску на пласт з періодичною зупинкою для повного чи часткового осідання конуса води після досягнення ним вибою або без зупинок із спільним відбором газу і води. Найбільші дебіти газу досягаються при спільному відборі із свердловин газу і води, оскільки при цьому газонасичена частина пласта розкривається на всю товщину. Основні труднощі з його реалізацією пов'язані із забезпеченням стабільної роботи свердловин. У початковий період розробки родовища, в умовах високих пластових тисків і дебітів газу, свердловини будуть фонтанувати за рахунок використання власної енергії пластового газу. В подальшому, у міру виснаження пластової енергії, потрібно застосовувати механізовані способи експлуатації свердловин. Збільшенню дебітів газу сприяє використання горизонтальних свердловин і водоізоляційних екранів.

Методи для підвищення ефективності розробки газових родовищ з підшовною водою наведено в таблиці 1.

Для боротьби з конусоутворенням у промисловій практиці переважно розкривають верхню частину газонасиченого інтервалу пласта, а свердловини експлуатують у безводному режимі з депресією тиску на пласт меншою критичного значення. Однак, як показує практика, вести видобуток при таких значеннях є економічно не вигідно. Такий метод характеризується тривалими термінами розробки родовища і необхідністю буріння значної кількості свердловин для забезпечення заданих поточних відборів газу. Тому необхідно правильно підбирати режим роботи свердловин.

Одним з найважливіших оптимізаційних параметрів є депресія тиску на пласт. Для вибору оптимальної депресії тиску на пласт були створені моделі в гідродинамічному симуляторі Eclipse (рисунок 2). Як виявилось, незважаючи

Таблиця 1 – Методи розробки газових родовищ з підшовною водою

<p>Розробка газових родовищ з підшовною водою з обмеженням поступлення конусів підшовної води на вибій свердловини</p>	<p>Розробка газових родовищ з підшовною водою в умовах поступлення конуса води до вибою свердловини</p>
<p>Розкриття верхньої газонасиченої частини пласта і експлуатація свердловин з обмеженою депресією тиску на пласт. Оброблення привибійних зон свердловин з метою збільшення проникності пласта (зменшення депресії тиску на пласт). Використання горизонтальних свердловин для розкриття газонасиченої частини пласта. Встановлення водоізоляційних екранів в нижній частині газонасиченого інтервалу пласта.</p>	<p>Експлуатація свердловин з підвищеними депресіями тиску на пласт з наступною їх зупинкою до повного осідання конуса води. Експлуатація свердловин з підвищеними депресіями тиску на пласт з наступною їх зупинкою до повного осідання конуса води і додатковим впливом на процес осідання конуса води нагнітанням у зупинену свердловину газу високого тиску з облямівкою поверхнево-активної речовини (чи без неї) і зупинкою навколишніх свердловин. Періодична експлуатація свердловин з підвищеними депресіями тиску на пласт з наступною їх зупинкою для часткового осідання конуса води за умови вибору такої тривалості періодів роботи і зупинки свердловин, щоб накопичений видобуток газу за заданий період часу був максимальним. Спільний відбір із видобувних свердловин газу і води за умови підтримування постійного водогазового фактора.</p>

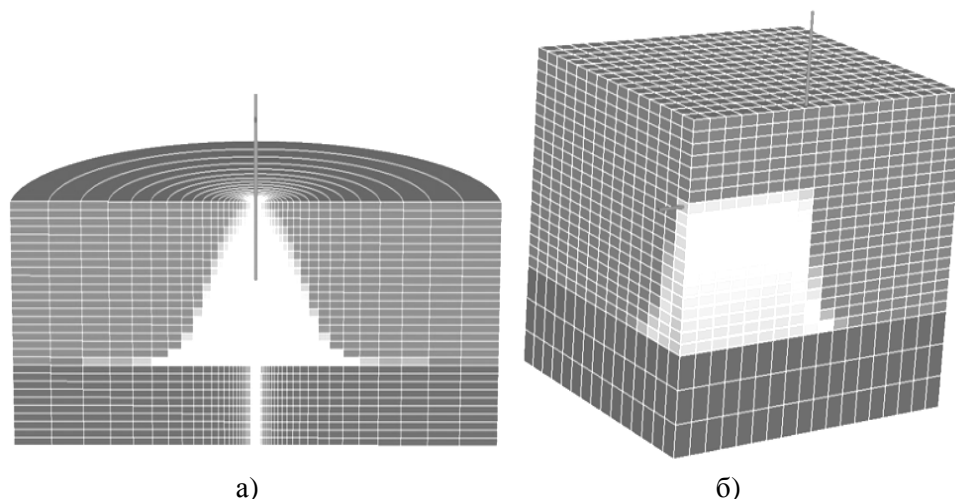


Рисунок 2 – Моделювання процесу конусоутворення у вертикальній (а) і горизонтальній (б) свердловинах

на швидке обводнення, робота на високих депресіях тиску на пласт є економічно вигіднішою роботи на низьких депресіях [28].

Для сповільнення зростання обводненості свердловин із-за прориву підшовної води потрібно розміщувати інтервал перфорації по можливості далі від водонафтового чи газодяного контактів і ближче до покрівлі пласта. У процесі моделювання авторами роботи [29] було встановлено, що при збільшенні висоти інтервалу перфорації від покрівлі до підшови від 10 до 20 % від нафтонасиченої товщини накопичений видобуток нафти збільшується на 15 %.

Для спільної експлуатації водо- і нафтонасиченої зон пласта застосовують роздільну ек-

плуатацію двох зон за допомогою двох колон насосно-компресорних труб (рисунок 3).

Ще одним варіантом вирішення проблеми конусоутворення в пласті є технологія буріння довівійних свердловин (рисунок 4).

Авторами роботи [5] проведено розрахунки, які доводять, що депресія тиску на пласт, необхідна для поступлення води в свердловину, буде найбільшою тільки для недосконалої свердловини, безперервно зменшуючись із збільшенням глибини розкриття пласта. З іншого боку, виконані розрахунки свідчать, що фактичний темп видобутку нафти, який можна отримати без одночасного відбору води, буде максимальним для недосконалої свердловини і зменшується із ступенем розкриття пласта.

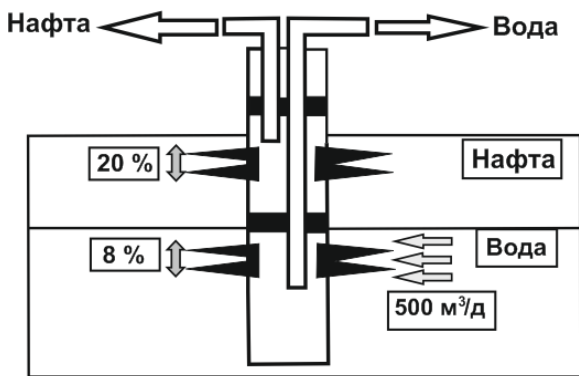


Рисунок 3 – Боротьба з конусоутворенням шляхом одночасно-роздільної експлуатації водо- і нафтонасичених зон пласта

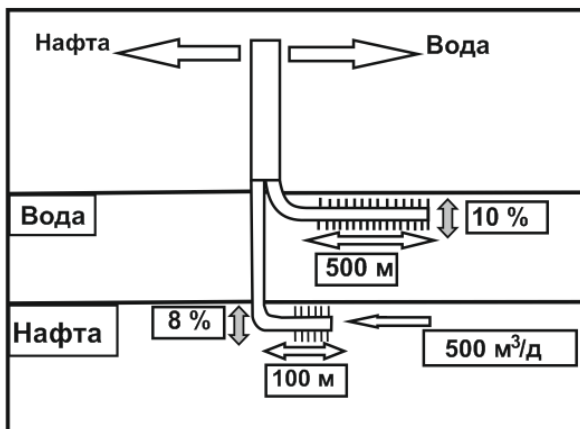


Рисунок 4 – Роздільна експлуатація водо- і нафтонасиченого прошарків за допомогою двовибійних свердловин

Ефективним методом розробки газового родовища з підшовною водою є використання горизонтальних свердловин. Їх використання призводить до різкого зменшення депресії тиску на пласт і утворення незначних за висотою водяних конусів, які майже не впливатимуть на відбір газу. Як правило, горизонтальні свердловини використовують для пластів малої товщини і часто для пластів з підшовною водою. Ці свердловини порівняно з вертикальними, володіють більшою продуктивністю і працюють з меншою депресією тиску на пласт [30].

Shareron [31] вивчила поведінку гребеноутворення в горизонтальних свердловинах в анізотропному пласті. Вона припустила, що висота гребеня постійна на скінченній відстані. Її підхід ідентичний Muskat і дає більш оптимістичне значення критичного дебіту через нехтування руху води в гребені.

Авторами роботи [32] запропоновано модель, згідно якої проведено дослідження розробки пластів БУ₁₀₋₁₁ Уренгойського газоконденсатного родовища системою горизонтальних і вертикальних свердловин. Техніко-економічні показники розробки досліджуваного об'єкта переконливо свідчать про технологічну і економічну доцільність використання горизонтальних свердловин.

Joshi [33] застосував похідний вираз для критичного дебіту горизонтальних свердловин з використанням ефективного радіуса свердловини і дійшов висновку, що критичний дебіт для горизонтальної свердловини є вищим, ніж для вертикальної.

Продуктивність вертикальних свердловин обмежена товщиною розкритого ними пласта, що робить їх застосування не вигідним із-за нерентабельності освоєння великої кількості нафтових і газових родовищ тоді, коли для заданої товщини пласта, діаметра свердловини і депресії тиску на пласт, дебіт горизонтальних свердловин залежить від довжини горизонтального стовбура [34].

Горизонтальні свердловини у порівнянні з вертикальними мають наступні переваги [35]:

- менші градієнти тиску у присвердловинній області, що зменшує ризик прориву води у свердловину;
- більша протяжність фільтра, що навіть при відповідних граничних депресіях тиску на пласт дозволяє досягати великих значень граничних дебітів;
- особливості форм поверхні розділу двох фаз при підтягуванні підшовної води, яка для вертикальних свердловин має вигляд конуса, а для горизонтальних - гребеня.

Дебіт горизонтальних свердловин приблизно у 4 рази перевищує дебіт вертикальних свердловин, що свідчить про велику ефективність їх застосування.

Авторами роботи [36] запропоновано технологію буріння горизонтальних свердловин в покрівлі продуктивного пласта і проведенні селективного гідравлічного розриву з горизонтальної ділянки стовбура горизонтальної свердловини у верхню частину пласта. Утворені тріщини розриву не повинні досягати глибини газоводяного контакту ближче 20 м.

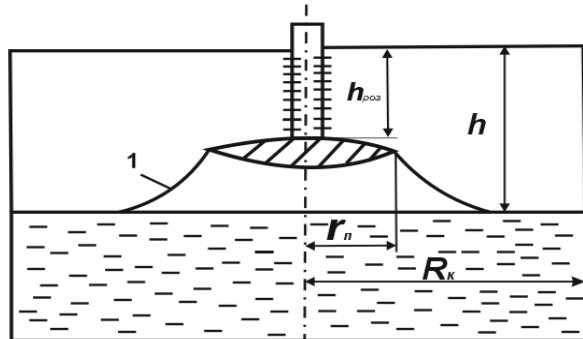
У роботі [37] пропонується бурити бічний стовбур в покрівлі продуктивного пласта, а розкриття пласта здійснювати за допомогою селективного гідравлічного розриву в найбільш газонасиченій зоні. Горизонтальний стовбур повинен бути розміщений не менше, ніж на 2-5 м від обводненої частини продуктивного пласта. Довжина тріщин не повинна досягати конуса води або газоводяного контакту.

При реалізації запропонованої технології можна отримати більш високі дебіти свердловин і менші значення депресії тиску на пласт. Використання коротких, але широких тріщин у горизонтальній ділянці бокового стовбура дозволяє отримувати великі дебіти газу при невеликих депресіях тиску на пласт і, таким чином, не допускає підтягування підшовних вод до свердловини, тобто запобігає конусоутворенню.

Зменшення конусоутворення можна досягти оптимізацією технологічних режимів роботи свердловин, а запобігання випереджаючого руху води по високопроникному пласту багатопластового родовища - застосуванням методів одночасно-роздільної експлуатації.

Для боротьби з конусоутворенням запропоновано встановлювати в нижній частині ви-

добувних свердловин водоізоляційні екрани. За допомогою цих екранів можна достатньо збільшити допустиму депресію тиску на пласт з підшовною водою і відповідно граничний дебіт свердловини. Тому, з метою підвищення продуктивності газових свердловин, які розкрили пласт з підшовною водою, пропонується створювати штучну перегородку (рисунок 5).



1 – перегородка; r_n – радіус перегородки; R_k – радіус контуру живлення; h – товщина газонасної частини пласта від покрівлі до контакту газ-вода; $h_{роз}$ – розкрита товщина пласта

Рисунок 5 – Схема припливу газу до свердловини при встановленні водоізоляційного екрану

Утворення конуса підшовної води надзвичайно важко контролювати в однорідних пластах. Для створення екранів, які запобігають або призупиняють передчасний прорив води до видобувної свердловини, запамповують у пласти різні ізоляційні матеріали. Інтервал запамповування робочого реагенту і висота екрану залежать від характеристики продуктивного пласта. Оптимальна величина перегородки визначається розрахунковим або графоаналітичним способом, а висота перегородки необмежена і може становити від кількох сантиметрів аж до поверхні контакту газ-вода.

Величина граничного безводного дебіту свердловин залежить не тільки від розмірів екрану, але і від його положення по вертикалі газонасиченого пласта.

Чим більший радіус перегородки, тим більша можливість збільшення граничного дебіту свердловини. Екран радіусом близько 10 м дозволяє збільшити дебіт свердловини у 6 разів. Проте, при створенні значних депресій тиску на пласт вода обходить навколо екрану і обводнює свердловину. При низьких значеннях пластового тиску перегородки з великими розмірами можуть призвести до дуже низьких вибійних тисків у свердловинах, що є негативним. Тому при створенні перегородки потрібно розрахувати розкриту товщину пласта, врахувати параметри пласта за даними дослідження сусідніх свердловин і промислової геофізики. Крім того, при величині розкриття, що не перевищує половину товщини газонасного пласта, створення екрану великих розмірів, окрім економічної недоцільності, призводить до втрати енергії пласта. Висота непроникного екрану практично не впливає на величину допустимої депресії

тиску на пласт і на граничний безводний дебіт. При невеликій товщині газонасного пласта висота екрану можна звести до мінімуму. Для створення перегородки потрібно від декількох годин до декількох діб. Оптимальною висотою перегородки вважається така висота, при якій буде отримано максимально безводний дебіт газу.

Для боротьби з газовими конусами необхідне створення як рухомих так і нерухомих екранів. Однак, створення різних екранів на рівні газонафтового контакту, на думку ряду дослідників, не завжди виправдано. Практика і розрахунки свідчать, що, якщо навіть нерухомий екран непроникний для газу, то газ рано чи пізно проривається до вибою експлуатаційної свердловини не через екран, а під екраном. Навіть створення рухомих рідинних екранів з підвищеною в'язкістю матеріалу екрану не гарантує постійного безгазового видобутку нафти, хоча період експлуатації можна продовжити. Тому, при розробці газових родовищ із підшовною водою доцільно встановлювати непроникні екрани з водоізоляційних матеріалів [38].

Авторами роботи [39] запропоновано встановлення непроникного екрану в привибійній зоні газовидобувної свердловини. Наявність такого екрану зумовлює ріст опору вертикальному руху газу поблизу стовбура свердловини і збільшення тиску газу над вершиною конуса води, що призводить до зменшення висоти цього конуса. Конус води може бути нерухомим у випадку, якщо його вершина знаходиться вище нижньої границі інтервалу перфорації. Для цього необхідно, щоб колона насосно-компресорних труб була розташована вище нерухомого рівня води у стовбурі свердловини.

Встановлення штучного екрану за допомогою селективного гідророзриву пласта через видобувні свердловини є неефективним, тому що не можливо створити екран достатньої протяжності і свердловини швидко обводнюються.

В даний час, для пришвидшення та полегшення створення водоізоляційного екрану, широкого використання набули колтубінгові установки. Застосування даних установок дозволяє створювати водоізоляційний екран без глушіння свердловини, зберігаючи при цьому продуктивні характеристики колекторів [40]. Крім того, їх використання дозволяє запобігти обводненню свердловини, продовжити період безводної експлуатації із збереженням ефективною товщини продуктивного пласта, а також довгий час експлуатувати свердловини за відсутності води [41].

Максимізація поточних відборів газу із свердловин може бути досягнута їх періодичною експлуатацією з депресіями тиску на пласт, які перевищують критичне значення [26]. Після появи води у пластовій продукції свердловину зупиняють для часткового осідання конуса води і потім знову вводять в експлуатацію. Величину депресії тиску на пласт і тривалість зупинки свердловини вибираються такими, щоб забезпечити максимальний відбір газу із свердловини за заданий період часу.

При поступленні на вибій підшошовної води, свердловини періодично зупиняють для осідання конуса води. З метою збільшення швидкості осідання конуса доцільно проводити запомповування в свердловину після її зупинки газу високого тиску з облямівкою водного розчину поверхнево-активної речовини, а також зупиняти за заданою програмою навколишні свердловини, щоб усунути вплив депресійних воронки від їх роботи на процес осідання конуса підшошовної води у зупиненій свердловині [42].

Наближено задачу про кінетику осідання конуса води в нафтовому покладі після зупинки свердловини розглянуто авторами роботи [17]. Розрахунки свідчать, що для практично повного осідання конуса потрібний тривалий час. Наприклад, для осідання конуса підшошовної води у нафтовому покладі на 3 м потрібно 3 роки, а у випадку підгазових покладів на ту ж величину – 1 рік.

Прорив підшошовної води не може бути усунутий простим закриттям свердловини. Періодичне видалення рідини здійснюється: зупинкою свердловини для поглинання рідини пластом (із додаванням поверхнево-активних речовин); продувкою свердловини в атмосферу; продувкою через сифонні трубки [43].

При зупинці свердловини відбувається осідання утвореного конуса підшошовної води. Після утворення першого конуса води періодичні зупинки свердловини не призводять до стійкої безводної експлуатації, а вторинний і наступні конуси утворюються значно швидше, ніж перший. Все це пов'язано з поверхневими явищами в газонасній області до обводнення і після нього.

Згідно дослідженнями авторів роботи [44] період осідання конуса підшошовної води, наприклад, у свердловині 1 Недільного газоконденсатного родовища, становить 20 днів. Традиційним напрямком боротьби з обводненням є обмеження припливу води. Промисловий досвід свідчить, що у більшості випадків у разі селективного обмеження припливу води збільшується приплив газу або уповільнюється темп падіння видобутку газу.

Авторами роботи [45] запропоновано систему автоматичного регулювання дебіту газової свердловини, що розкрила пласт з підшошовною водою, підтримуючи заданий гранично допустимий рівень конуса підшошовної води шляхом зміни дебіту свердловини. Система забезпечує граничний безводний дебіт в умовах неоднорідності пласта і невизначеності його проникності.

Найбільш ефективним методом підвищення ефективності розробки газових родовищ з підшошовною водою є спільний відбір із свердловин газу і води [46] і підтримування дебіту газу на рівні, при якому забезпечується природне фонтанування свердловин (не нижче мінімально необхідного дебіту газу для винесення води із свердловин). Для цього газонасичену частину пласта розкривають у свердловинах на всю товщину, а башмак ліфтових труб опускають до нижніх отворів інтервалу перфорації. При такій системі розкриття пласта практично

відсутнє конусоутворення у зв'язку з винесенням на поверхню всієї води, яка поступає на вибій свердловини, і одночасно істотно зростає дебіт газу за рахунок збільшення інтервалу припливу його в свердловину. Але підтримування постійного значення водогазового фактора можливе лише впродовж незначного за тривалістю періоду часу, оскільки в процесі розробки покладу знижується пластовий тиск і, відповідно зменшується дебіт газу, а інтенсивність припливу підшошовної води може зростати. Тому потрібно весь час регулювати величину водогазового фактора або міняти його ступінчасто.

За наявності підшошовної води в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин настає момент часу, коли з різних причин конус підшошовної води проривається в свердловину і її експлуатація з одночасним відбором газу та води стає необхідною. У деяких випадках одночасний відбір газу та води зумовлений геологічними характеристиками родовища. Піднімання конуса води у привибійній зоні газової свердловини призводить до утворення зони двофазної фільтрації. При малих товщинах пласта і низькій продуктивності покладу, коли при обмеженій депресії тиску на пласт продуктивність свердловини незначна і не забезпечує сталого режиму її експлуатації, потрібно експлуатувати свердловини з припливом пластової води. Експлуатація обводнених свердловин ускладнюється ще й тим, що при значній кількості води може бути негативний вплив на закономірне обводнення газонасної частини пласта.

Проведені нами попередні дослідження показують, що ефективним способом для попередження конусоутворення є правильний підбір оптимальних інтервалів розкриття пласта, а також встановлення технологічного режиму роботи свердловин. Для розробки родовищ з підшошовною водою ефективним є застосування горизонтальних свердловин, оскільки їхнє використання дозволяє продовжити період експлуатації свердловини до прориву в неї підшошовної води.

На даний час виконана значна кількість досліджень як теоретичних, так і експериментальних, пов'язаних з утворенням конусів підшошовної води у вертикальних і горизонтальних свердловинах, визначенням граничних дебітів і депресій тиску на пласт, часу прориву підшошовної води. Однак, деякі сторони процесу конусоутворення або гребеноутворення вивчені недостатньо, а запропоновані теоретичні залежності є наближеними і можуть давати похибку.

Тому, на нашу думку, більш ефективним з точки зору максимізації відбору газу із свердловин є підтримування постійного дебіту газу не нижче мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини із свердловини. Ці дослідження свідчать про можливість збільшення накопичених відборів газу із свердловин за фонтанний період експлуатації і тривалості періоду фонтанування свердловин.

Недостатньо вивченими є питання впливу анізотропії пласта на піднімання та осідання

конусу підшовної води, процеси періодичної експлуатації свердловин, розміри і розміщення водоізоляційних екранів і горизонтальних свердловин, вплив різних параметрів пласта і рідини на процес гребенутворення у горизонтальних свердловинах.

Вимагає подальшого розвитку концепція у підтриманні постійного водогазового фактора, мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини із свердловин і продовження періоду стабільної експлуатації свердловин.

Література

1 Muskat, M. And Wyckoff, R.D.: "An approximate Theory of Water Coning in Oil Production", Trans. AIME (1935), Vol.114, pp.114-163.

2 McMullan, J.H., Bassiouni, Z.: "Optimization of Gas-Well Completion and Production Practices," paper SPE 58983 presented at the 2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Mexico, Feb 1-3.

3 Wheatley, M. J.: "An approximate Theory of Oil Water Coning", SPE Paper 14210, SPE 60th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, NV, Sept. 22-25, 1985.

4 Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика [Текст] : навч. посіб. / И.А. Чарный. - М. : Гостоптехиздат, 1965. - 396 с.

5 Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде [Текст] : навч. посіб. / М. Маскет. - Москва-Ижевск. : Институт компьютерных исследований, 2004. - 628 с.

6 О конусах подошвенной воды в нефтяных и газовых месторождениях [Текст] / Б.Б. Лапук, Ф.А. Требин, С.Н. Закиров // Нефтяное хозяйство. - 1963. - №9. - С. 30-38.

7 Trimble, A.E., DeRose, W.E.: "Field Application of Water-Coning Theory to Todhunters Lake Gas Field," paper SPE 5873 presented at the 1976 SPE-AIME 46th Annual California Regional Meeting, Long Beach, April 8-9.

8 Arthur, M.G.: "Fingering and Coning of Water and Gas in Homogeneous Oil Sand," AIME (1944) 155, 184-199.

9 Guo, B., Molinard, J-E., and Lee, R.L.: "A General Solution of Gas/Water Coning Problem for Horizontal Wells", Paper SPE 25050 presented at the 1992 SPE European Conference, Cannes, Nov. 16-18.

10 Sobocinski, D.P. and Cornelius, A.J.: "A Correlation for Predicting Water Coning Time", JPT, May 1965, pp.594-600.

11 Bournazel, C. and Jeanson, B.: "A Fast Water-Coning Evaluation Method", Paper SPE 3628, 46th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Los Angeles, Oct. 3-6, 1971.

12 Meyer, H.I. and Garder, A.O.: "Mechanics of Two Immiscible Fluids Flow in Porous Media", Journal of Applied Physics, November 1954, Vol. 25, No. 11, pp. 1400.

13 Смоловик Л. Застосування не поршневої схеми для отримання аналітичного розв'язку задачі двофазного витіснення нафти

водою [Текст] / Ліана Смоловик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 1994. - Вип.31. - С.47-52.

14 Смоловик Л. Про динаміку переміщення вершини конуса підшовної води в нафтових покладах [Текст] / Ліана Смоловик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 1994. - Вип.31. - С.35-40.

15 Kabir, C.S.: "Predicting Gas Well Performance Coning Water in Bottom-Water Drive Reservoirs," paper SPE 12068 presented at the 1983 SPE 58th Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Oct 5-8.

16 Методика определения причины обводнения скважин [Текст] / В. А. Лушпеев, О. А. Лушпеева, О. В. Тюкавкина [та ін.] // Георесурсы. - 2013. - №2 (52). - С.44-47.

17 Телков А.П. Образование конусов воды при добыче нефти и газа [Текст] / А.П. Телков, Ю.И. Стклянин. - М. : Недра, 1965. - 163 с.

18 Технологический режим работы газовых скважин [Текст] / З.С. Алиев, С.А. Андреев, А.П. Власенко, Ю.П. Коротаяев - М. : Недра, 1978. - 279 с.

19 Телков А.П. Подземная гидрогазодинамика [Текст] : навч. посіб. / А.П. Телков. - Уфа, 1974. - 224 с.

20 Chierici, G.L., Ciucci, G.M., and Pizzi, G.: "A Systematic Study of Gas and Water Coning by Potentiometer Models", JPT, Aug. 1964 pp. 923-929.

21 Chaney, P.E., Noble, M.D., Henson, W.L., and Rice, T.D.: "How to Perforate Your Well to Prevent Water and Gas Coning", OGI, May 1956, pp.108.

22 Hoyland, L.A., Papatzacos, P., and Skjaeveland, S.M.: "Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution", SPERE, Nov. 1989 pp.495.

23 Giger, F. M.: "Analytic Two Dimensional Models of Water Cresting Before Breakthrough for Horizontal Wells", SPE Paper 15378 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 1986.

24 Efros, D.A.: Study of Multiphase Flow in Porous Media, Gastoptexizdat, Leningrad, 1963.

25 Karcher, B.J., Giger, F.M. and Combe, J.: "Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behaviour", SPE Paper 15430 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 1986.

26 Математичне моделювання процесів збільшення вуглеводневилучення із газових і газоконденсатних покладів з підшовною водою [Текст] / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.Р. Смоловик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2010. - №1(34). - С.30-34.

27 Оптимізація розробки і підвищення вуглеводневилучення з водоплаваючих покладів / Р.М. Кондрат, М.М. Осипчук, О.Р. Кондрат, Л.Р. Смоловик // Зб. наук. праць конференції: Наук.-практ. конф. «Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України» (Івано-Франківськ, 18-21 листопада 2003 р.). - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, УНГА, 2003. - С. 103-109.

28 Оптимизация депрессии и прогнозирование обводнённости в условиях водяного конусообразования [Текст] : труды 51-й научной конференции МФТИ «Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук»: Часть III. Аэрофизика и космические исследования. Том 1. – М. : МФТИ, 2008. – 203 с.

29 Методы повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей [Текст] / А.В. Поушев, Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова [та ін.] // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т.319. №1. – С.156-161.

30 Технология изоляция притока пластовых вод в горизонтальных скважинах с помощью колтубинговой установки [Текст] / И.И. Клещенко, С.Х. Мифтахова, С.К. Сохошко // Нефть и газ. – 2007. – №6. – С.66-69.

31 Chaperon, I.: “Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells In Anisotropic Formations: Sub critical and Critical Rates”, SPE Paper 15377 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 1986.

32 Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин [Текст] : навч. посіб. / Т.Г. Бердин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.

33 Joshi, S.D.: “Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells”, JPT, June 1988. pp. 729-739.

34 Определение необходимой длины горизонтального ствола газовой скважины в процессе разработки [Текст] / Алиев З. С., Арютюнова К. А. // Газовая промышленность. – 2005. – N 12. – С. 45-47.

35 Особенности эксплуатации водоплавающих залежей вертикальными и горизонтальными скважинами [Текст] / И.В. Павлов, В.А. Ольховская, Н.И. Акимова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – №10. – С.45-50.

36 Эксплуатация скважин на завершающей стадии горизонтальными скважинами [Текст] / И.В. Чижов, Д.А. Кустышев, В.В. Семенов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – №5. – С. 71-73.

37 Восстановление обводненной газовой скважины бурением бокового ствола [Текст] / Д.А. Кустышев, В.Н. Никифоров, И.В. Чижов [та ін.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – №3. – С. 48-51.

38 Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах [Текст] / Г.П. Зозуля, И.И. Клещенко, М.Г. Гейхман, Л.У. Чабаев – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. – 138 с.

39 Свалов А. Критерий обводнения газодобывающих скважин [Текст] / Александр Свалов // Газовая промышленность. – 2005. – №7. – С.44-45.

40 Ваганов Ю. Изоляция притока пластовых вод с помощью колтубинговой установки на газовых месторождениях Западной Сибири /

Юрий Ваганов, Александр Кустышев // Технологии. – 2013. – №2 (044) Июнь/June. – С.30-36.

41 Пат. 2333348 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/00, Е 21 В 43/32. Способ безводной эксплуатации скважин [Текст] / Кустышев А.В., Обиднов В.Б. ; заявл. 15.09.06 ; опуб. 10.09.08.

42 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К. : Львів, 1996. – 620 с.

43 Юшков И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений [Текст] / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. унта, 2013. – 177 с.

44 Шляхи оптимізації розробки водоплаваючих покладів (на прикладі Недільного газоконденсатного родовища) [Текст] / В.В. Аксьонов, Ю.Р. Лис, Д.М. Ліщинський // Розробка газових і газоконденсатних родовищ. – 2011. – Вип. XXXIX. – С.134-138.

45 Пат. 2305769 Российская Федерация, МПК Е 21 В 47/10, G 01 F 1/74. Система автоматического регулирования дебита газовой скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой [Текст] / Коновалов И.Л., Корженко М.А., Липко А.Н., Пась Г.Б., Тараненко Б.Ф. ; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество "НПО "Промавтоматика". – № 2005140919/03 ; заявл. 26.12.05 ; опуб. 10.09.07.

46 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] : навч. посіб. / С.Н. Закиров. – М. : Струна, 1998. – 628 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
25.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Дорошенком В.М.
(управління геології і розробки родовищ
нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*

ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІЙНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ ТА ЙОГО СУМІСНОСТІ З РОДОВИЩАМИ ЗАХІДНОЇ УКРАЇНИ НА ОСНОВІ СВІТОВОГО ДОСВІДУ (ЧАСТИНА II)

Д.О. Вольченко, В.Р. Возний, М.В. Мельник

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 717241,
e-mail: public@nuing.edu.ua

У матеріалах другої частини статті виконано аналітичні дослідження та отримано результати з впливу одного з основних чинників - мінімального тиску змішуваності на ефективність змішаного CO₂-заводнення. Мінімальний тиск змішуваності визначався за емпіричними залежностями, які запропоновані різними дослідниками із співставленням отриманих результатів. Сформульовано основну умову змішуваності. Розроблено алгоритм з визначення сумісності родовищ західної України (36 родовищ) для заводнення діоксидом вуглецю. Виконано опис комбінованої таблиці критеріїв, які розбито на підкатегорії: параметри пласта і параметри нафти. Обробку даних таблиці через велику кількість параметрів проведено в два етапи.

Ключові слова: заводнення, діоксид вуглецю, підвищення нафтовилучення, мінімальний тиск змішуваності, змішване і незмішване витіснення.

В матеріалах другої частини статті виконано аналітичні дослідження та отримано результати по впливу одного з основних факторів - мінімального тиску змішуваності на ефективність змішаного CO₂-заводнення. Мінімальний тиск змішуваності визначався за емпіричними залежностями, запропонованими різними дослідниками із співставленням отриманих результатів. Сформульовано основну умову змішуваності. Розроблено алгоритм з визначення сумісності родовищ західної України (36 родовищ) для заводнення діоксидом вуглецю. Виконано опис комбінованої таблиці критеріїв, які розбито на підкатегорії: параметри пласта і параметри нафти. Обробку даних таблиці через велику кількість параметрів проведено в два етапи.

Ключевые слова: заводнение, диоксид углерода, повышение нефтеизвлечения, минимальное давление смешиваемости, смешиваемое и несмешиваемое вытеснение.

The materials of the article's second part represent the performed analytical research and obtained results on the effect of one of the main factors - the minimum miscibility pressure on the efficiency of CO₂-miscible flooding. Minimum miscibility pressure is determined by empirical relations, proposed by various researchers along with the results' correlation. The main miscibility condition is formulated. An algorithm to determine the compatibility of western Ukraine's oilfields (36 oilfields) with carbon dioxide flooding was developed. We have described the combined table of criteria, which in turn are divided into sub-categories: reservoir parameters and oil parameters. Processing of table's data due to the large number of parameters is conducted in two stages.

Keywords: water flooding, gas flooding, carbon dioxide, enhance oil recovery (EOR), minimum miscibility pressure (MMP), miscible and immiscible displacement.

Вступ

Родовища західної України розробляються понад 20 років різними методами заводнення. Проте їх коефіцієнт нафтовилучення в середньому становить 40-70% від видобувних запасів і значно нижчий від балансових. Це пояснюється складною геологічною будовою, значною неоднорідністю та низькими колекторськими властивостями пластів-колекторів, несприятливими фізико-хімічними та гідродинамічними параметрами флюїдів. Тому запропоновано застосування третинного методу підвищення нафтовилучення з витісненням вуглеводнів змішуваним у нафті діоксидом вуглецю (CO₂).

Визначення мінімального тиску змішуваності (MTЗ)

Як зазначалося раніше, одним з основних параметрів, які визначають тип змішування, є значення MTЗ. Мінімальний тиск змішуваності

може бути наближено визначений за емпіричними формулами. Зауважимо, що в більшості аналітичних залежностей він наводиться для випадку «чистого» CO₂-заводнення. Проаналізуємо найбільш поширені рівняння для визначення MTЗ.

1. Формули отримано Американським Національним Нафтовим Консульством (NPC) (Роблом Ф.В., 1986 р.) за результатами експериментів з реальною нафтою на тонкотрубному обладнанні:

$$MTЗ = \left\{ -329,558 + (7,727 \cdot M(C_{5+}) \cdot 1,005^T) - (4,377 \cdot M(C_{5+})) \right\} \cdot 145^{-1}, \quad (1)$$

$$M(C_{5+}) = (8864,9/G)^{0,988}, \quad (2)$$

$$G = (141,5/\gamma_0) - 131,5, \quad (3)$$

де MTЗ – мінімальний тиск змішуваності, МПа;

$M(C_{5+})$ – молекулярна маса компонентів C₅₊, безрозмірна величина;

G – густина товарної нафти, в градусах API (American Petroleum Institute – (Американський Нафтовий Інститут);

γ_0 – відносна густина товарної нафти, безрозмірна;

T – пластова температура, °F.

2. Рівняння, отримане Кронквістом (1978 р.), є досить розповсюдженою. Часто останнім доданком формули (5) нехтують.

$$MTZ = 15,988 \cdot T^X, \quad (4)$$

$$X = 0,744206 + 0,0011038 \cdot M(C_{5+}) + 0,0015279 \cdot M(\% (C_1 + N_2)), \quad (5)$$

де MTZ , psi – фунт на квадратний дюйм;

T – пластова температура, °F;

X – показник степеня;

$M(\% (C_1 + N_2))$ – молярний процент суми часток метану і нітрогену, %.

3. Аналітичну залежність отримано Канадським інститутом із видобутку нафти (PRI – Petroleum Recovery Institute):

$$MTZ = 1071,82893 \cdot 10^B, \quad (6)$$

$$B = 2,772 - (1519/T), \quad (7)$$

де MTZ , psi;

B – показник степеня;

T – пластова температура, градуси Ранкіна, °Ra.

4. Єлідж і Меткалф запропонували таке рівняння з припущенням, що коли тиск насичення нафти є більшим за очікуваний MTZ , то MTZ приймається рівним тиску насичення нафти газом:

$$MTZ = 1833,7217 + 2,2518055 \cdot T + 0,01800674 \cdot T^2 - 103949,93/T, \quad (8)$$

де MTZ , psi;

T – пластова температура, °F.

5. Формула, отримана Алстоном та ін. (1983 р.):

$$MTZ = (0,000878 \cdot T^{1,06}) \cdot M(C_{5+})^{1,78} \times (X_L / X_H)^{0,136}, \quad (9)$$

де MTZ , psi;

T – пластова температура, °F;

X_L – частка легких фракцій;

X_H – частка проміжних компонентів.

Нижче на основі цих формул побудовано графічні залежності (рис. 1, а-г). Бачимо, що MTZ за Роблом (1) набуває від'ємних значень. Це пояснюється графічним відтворенням усього діапазону відносних густин товарної нафти, який включає малі величини ($\gamma_0=0,1-0,5$), що не відповідає реальним умовам. Більш того, формулу (1) розроблено і практично перевірено на малов'язких нафтах і нафтах середньої в'язкості (див. рис. 1 а).

Більш точні межі дає формула (4) (за Кронквістом) (див. рис. 1 б). Недоліком цієї залежності є несумісність з нафтами, які мають високу відносну густина (близько 1). При цьому MTZ може зростати понад 1000 МПа.

Наступні два графіки (див. рис. 1 в, г) відображують формули (6) і (8) (відповідно, за PRI та Єліджем і Меткалфом). Вони, як зазначалося раніше, менш точні і дають занижені величини MTZ , оскільки не враховують насиченість нафти проміжними вуглеводнями та її густину.

Для знаходження тиску змішуваності за допомогою графічних залежностей у разі наявності проміжної величини відносної густини нафти необхідною є інтерполяція даних останньої. Проте все ж рекомендовано користуватися всіма наведеними аналітичними залежностями безпосередньо залежно від наявності й якості даних і зв'язати їх між собою.

Основна умова змішуваності виконується за дотримання такої нерівності:

$$P_{ПД} > MTZ, \quad (10)$$

де $P_{ПД}$ – пластовий тиск.

Отже, для можливості проходження витіснювального агента в пласт оперативний тиск, очевидно, повинен бути більшим за пластовий, проте не перевищувати границю міцності порід (бути меншим за тиск їхнього гідророзриву).

Опис комбінованої таблиці критеріїв та пояснення запропонованого алгоритму з визначення сумісності родовищ Західної України для CO₂-заводнення

Перші загально визнані критерії відбору, на основі яких проводились усі наступні вдосконалення, розроблено Тейбером (1983 р.), а пізніше скоректовані у 1996 р. ним же та ін. дослідниками. Сьогодні найбільш розповсюдженою є модернізована і оновлена таблиця значень критеріїв за Аладазани і Баєм, створена у 2010 р. Вивчення питань сумісності CO₂-заводнення на різних родовищах займалися також учені: Гефтен (1973 р.), Люен (1976 р.), Мак Пі (1977 р.), Браш'ер (1978 р.), Каркоана (1982 р.), Мартін (1983 р.), Клінс (1984 р.), Сургучов (1985 р.), Гудлет (1986 р.), Бачу, Бредшоу, Шоу (2002 р.), Чжен Цзен та ін. (2005 р.), Лей та ін. (2008 р.), Чжан та ін. (2009 р.) та ін. [1–4]. Після аналітичної обробки цих критеріїв скомпонуюмо табл. 1 і 2 із зазначеннями позитивних параметрів і проведемо огляд родовищ західного нафтогазоносного регіону України. Використаємо ППП Microsoft Excel. Дані по родовищах узяті з [5].

Через велику кількість корельованих параметрів і родовищ обробку даних таблиці критеріїв проводитимемо в два етапи. На першому етапі порівняємо результати розрахунків за формулами з визначення MTZ між собою, вкажемо наявні відхилення, а середні їхні величини співставимо із значеннями пластових тисків різних родовищ західної частини України. Другий етап обробки критеріїв покаже додаткові параметри, які деталізують умови залягання пластів та властивості флюїдів для успішного промислового впровадження CO₂-заводнення. Деякі критерії сумісності (коефіцієнт секвестрації, величини вертикальної і горизонтальної неоднорідностей й їхні співвідношення та ін.)

не беремо до уваги, оскільки вони відсутні в проектних документах.

Досліджуваними нами родовищами є: 28 нафтових (Н), 1 нафтогазове (НГ) і 7 нафтогазоконденсатних (НГК) родовищ Західного нафтогазоносного регіону. Згідно з цим до нього входять Передкарпатська (1 родовище Більче-Волицького нафтогазоносного району і 33 родовища Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району) та Карпатська (2 родовища) нафтогазоносні області. Електронний варіант таблиці дає можливість фільтрувати як регіони чи області, так і параметри сумісності. Обчислення і відображення висновку щодо сумісності родовища з CO₂-заводненням є повністю автоматичним. Для наочності і полегшення розуміння табл. 1 і 2 введено графічне умовне форматування. Сприятливі параметри (показники) виділені зеленим кольором, нейтральні - жовтим, несприятливі – червоним. Форматування, обчислювальні процеси та інші особливості цілком автономні. Внизу таблиць в стовпчиках критеріїв наведено їхні числові значення. Знаючи, що у деяких з параметрів відсутні нейтральні (перехідні) критерії. Нижче таблиць розташовані умовні позначення та примітки. Розглянемо ці етапи.

Перший етап

Найкращим випадком із усього сказаного вище (див. першу частину статті) є змішване витіснення при заводненні діоксидом вуглецю. Саме цього типу намагаються досягти на практиці при впровадженні даного методу підвищення нафтовилучення (ПНВ). Проте це вдається не завжди. Тому першим превалюючим параметром є МТЗ, значення якого дає змогу наближено судити про можливість досягнення змішваного витіснення і уможлиблює подальше порівняння параметрів залягання вуглеводнів та їх властивостей з критеріями сумісності. На даному етапі (див. табл. 1) порівнюваними параметрами виступали: пластова температура T , [K], початковий пластовий тиск $P_{пл}$ [МПа], густина нафти за стандартних умов (ст. у.) $\rho_{ст}$, [кг/м³] і молярна маса проміжних компонентів $M(C_{5+})$.

Усі ці величини входять у формули з визначення МТЗ. Зауважимо, що використовувані формули наведено не в стандартних міжнародних одиницях, тому їх проміжні і кінцеві величини зведемо до міжнародної системи СІ через перевідні коефіцієнти та залежності. Наведемо їх.

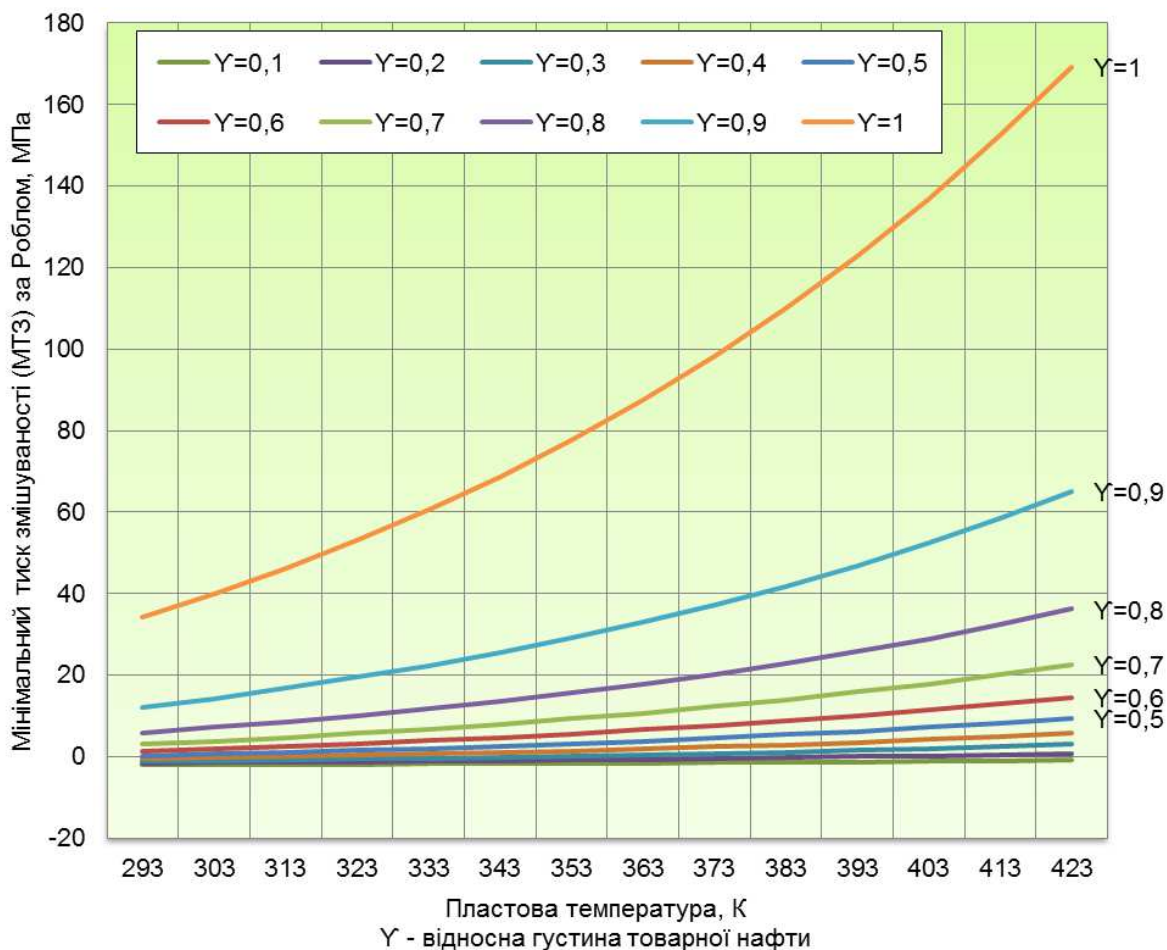
Переведення коефіцієнтів та величин у міжнародну систему СІ:

$$\begin{aligned} \text{густина } \rho_{ст}, \text{ г/см}^3 &= 141,5 / (131,5 + \text{API}); \\ \text{в'язкість } \mu, \text{ Па}\cdot\text{с} &= \text{сПз} \cdot 10^{-3}; \\ \text{довжина } L, \text{ м} &= \text{ft} \cdot 0,3048; \\ \text{об'єм } V, \text{ м}^3 &= \text{ft}^3 \cdot 2,831685 \cdot 10^{-2}; \\ \text{температура } T, \text{ К} &= ({}^{\circ}\text{F} + 459,67) / 1,8 = \\ &= 1,8 \cdot {}^{\circ}\text{Ra}; \quad {}^{\circ}\text{Ra} = {}^{\circ}\text{F} + 459,67; \\ \text{тиск } P, \text{ Па} &= \text{psi} \cdot 6,894757 \cdot 10^3. \end{aligned}$$

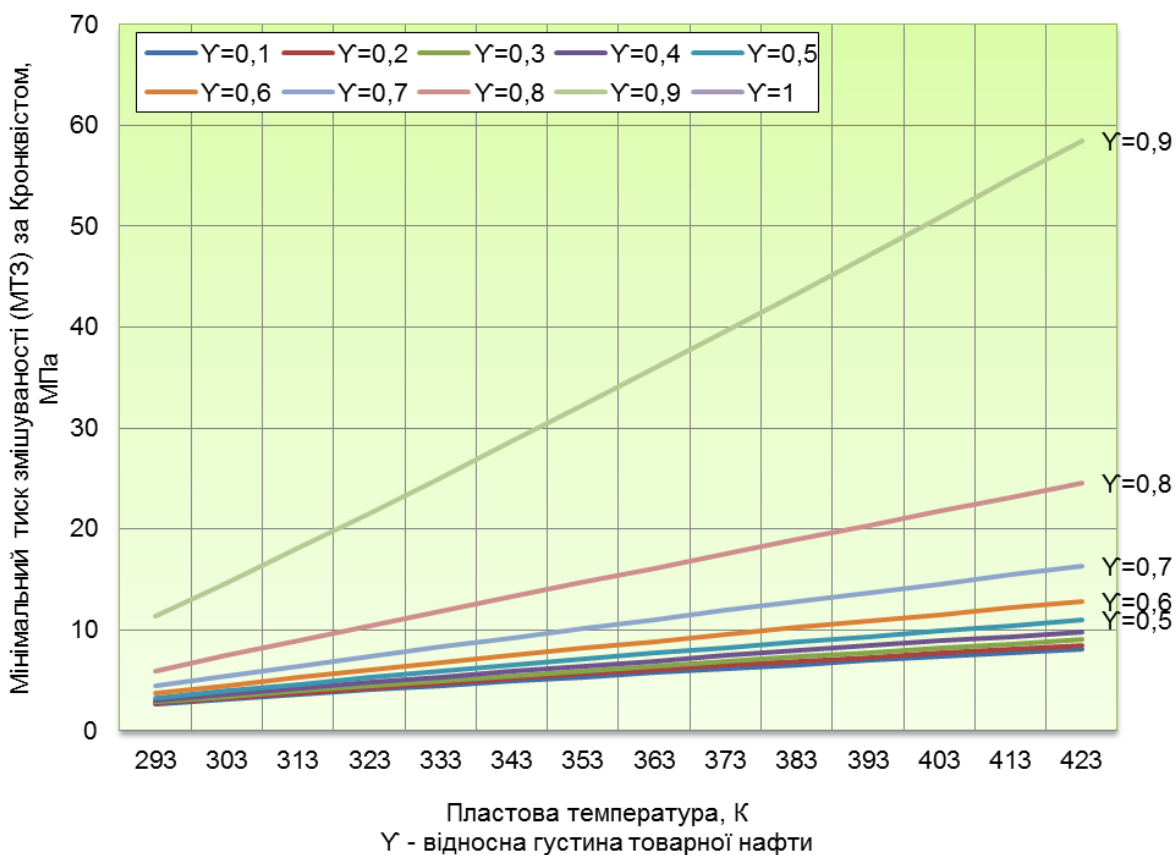
Вони включені в алгоритм табл. 1 і 2. Оскільки температура пласта безпосередньо

пов'язана з величиною МТЗ, то при складанні таблиці критеріїв прийємо пластову температуру сталою по всьому пласту на весь період розробки для полегшення проведення розрахунків. Насправді ця температура з часом дещо зменшується і різниться по пласту у вузькому діапазоні, але в більшості випадків її приймають сталою. Оскільки інші показники і властивості родовища змінюються по блоках і складках, то враховуватимемо їхні середні числові значення. За відсутності даних про молярну (молекулярну) масу компонентів C_{5+} наближено їх шукатимемо за формулою (2), а за відсутності молярного проценту часток метану і нітрогену знехтуємо останнім доданком формули (5). Формулу (8) не розглядаємо. Як бачимо з табл. 1 перші дві формули з визначення МТЗ дають більш реальні значення, оскільки враховують насиченість проміжними вуглеводнями, що сприяють змішваності.

Після обчислення значень МТЗ виведено його середнє значення із зазначенням максимального відхилення у відсотках і МПа для кожного родовища. Одержані результати умовно розділено і показано, що якщо відхилення між ними не перевищує 25%, то вважаємо його в межах норми, в межах 25-50% - нейтральним, понад 50% - таким, що потребує детального визначення (передбачається проведення лабораторного аналізу). Установлено, що обчислення за рівняннями (1, 2) дають більш точні результати. Для цього та багатьох інших параметрів на етапах обробки наведено відсоткове відношення параметрів з вбудованою міні-гістограмою. Бачимо, що відхилення понад 80% є в межах прийнятої норми і тільки 5,56% - несприятливими. З наведеної вище основної умови змішваності (10) слідує, що відношення $R_{пл}/MTZ_{сер}$ має бути більшим за одиницю для досягнення змішваного типу витіснення. З табл. 2 видно, що відсоток родовищ, які підпадають під метод ПНВ із змішуваним витісненням нафти за допомогою діоксиду вуглецю ($R_{пл}/MTZ_{сер} > 1$ і часто із значним запасом) становить 94,44%. У більшості закордонних досліджень, присвячених цьому питанню, приймають саме початковий пластовий тиск, або тиск до початку процесів заводнення (тиск перед початком розгортання процесів підтримання пластового тиску). На нашу думку, не менш важливого значення має поточний пластовий тиск (безпосередньо перед імплементацією заводнення із застосуванням діоксиду вуглецю). Причиною є значне зниження пластових тисків на родовищах України після їх тривалої експлуатації. Тому ми умовно прийняли ситуацію, за якої початковий пластовий тиск зменшується вдвічі, хоча воно не завжди відповідає дійсності. У такому випадку понад 61% родовищ підпадає під змішуваний тип витіснення, близько 14% потребує детальних досліджень, решта 25% придатні тільки для незмішваного витіснення. З міркувань технологічних можливостей ми назвали діапазон відношення $R_{пл}/MTZ_{сер} = 0,95-1$ нейтральним, тому що значення цього відношення можна підняти вищим

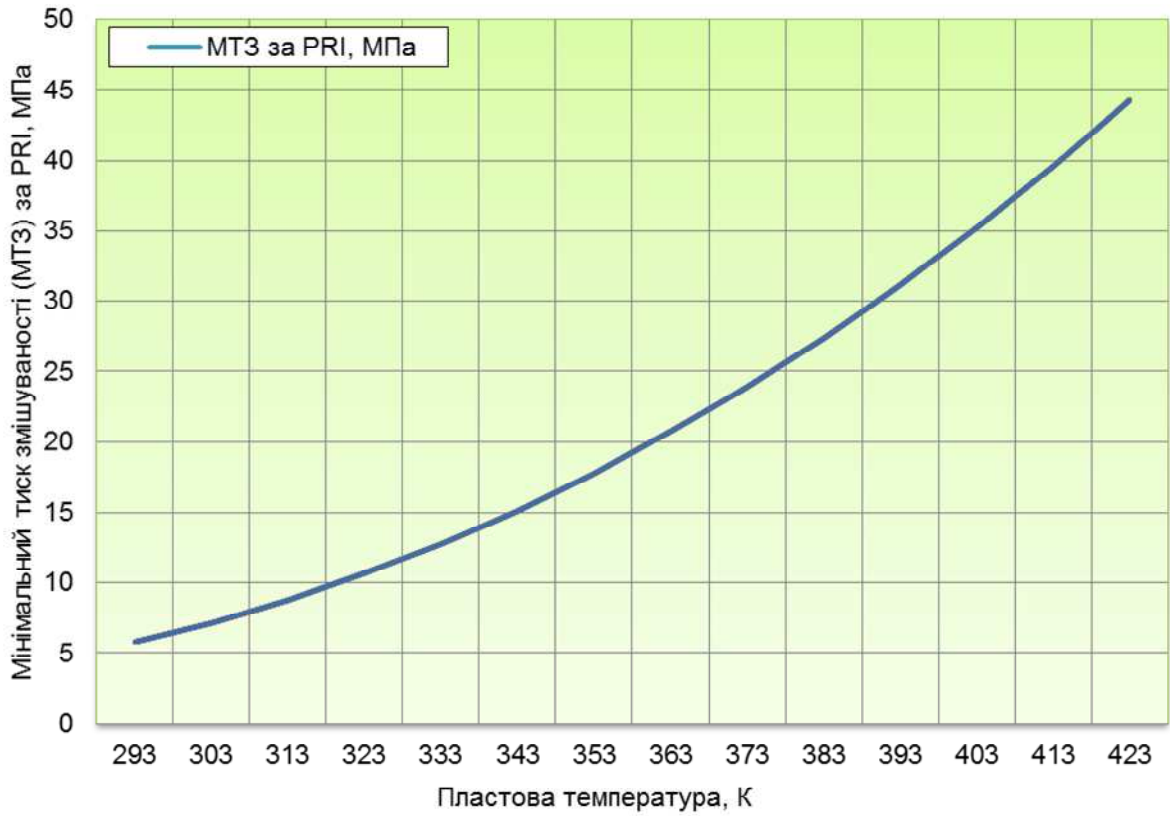


a)

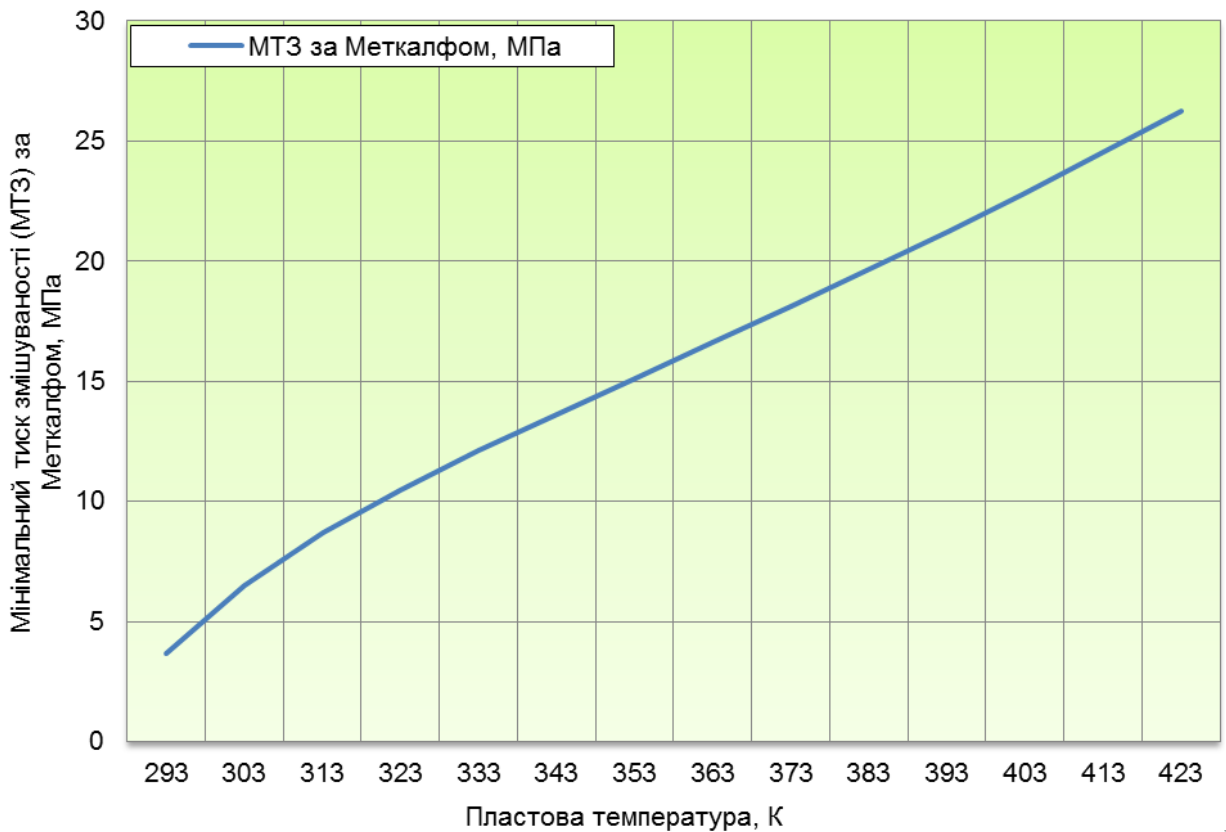


b)

Рисунок 1 – Графічні інтерпретації залежностей (1)–(8) для визначення МТЗ



в)



г)

Продовження рисунка 1 – Графічні інтерпретації залежностей (1)–(8) для визначення MTЗ

Таблиця 1 – Результати сумісності родовищ західної України із CO₂-заводненням (І етап)

№ п/п	Назви родовищ	Тип родо-вища	Пластова температура Т, К	Відносна густина товарної нафти γ ₀ , безрозмірна	Густина нафти при ст.у. рет, кг/м ³	Молярна маса компонентів C ₅₊ , безрозмірна
Західний нафто-газоносний регіон						
Передкарпатська нафтогазоносна область						
Більче-Волицький нафтогазоносний район						
1	Лопушлянське	Н	380,00	0,83	828,40	211,31
Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район						
2	Бистрицьке	Н	328,00	0,84	838,00	222,24
3	Битків-Бабченське	НГК	316,75	0,85	846,60	232,81
4	Блажівське	Н	350,50	0,86	858,30	248,51
5	Бориславське	НГК	318,19	0,85	850,00	237,20
6	Вигодсько-Витвицьке	Н	359,00	0,84	843,00	228,29
7	Гвіздецьке	Н	318,67	0,86	862,67	254,81
8	Довбушанське	НГ	322,00	0,85	853,67	242,10
9	Долинське	Н	345,60	0,82	823,50	206,05
10	Заводівське	Н	392,33	0,84	837,67	221,85
11	Іваниківське	НГК	353,00	0,88	884,00	289,66
12	Мельничанське	Н	393,00	0,84	839,67	224,23
13	Микуличинське	Н	333,00	0,87	874,10	272,58
14	Новосхідницьке	Н	384,00	0,85	845,90	231,92
15	Орив-Уличнянське	Н	358,00	0,85	845,50	231,41
16	Пасічянське	Н	357,00	0,86	857,00	246,68
17	Південно-Гвіздецьке	НГК	354,75	0,84	841,75	226,76
18	Південно-Монастирське	Н	390,00	0,86	860,30	251,36
19	Південно-Стинавське	Н	387,00	0,85	848,60	235,38
20	Північно-Долинське	НГК	347,00	0,84	836,00	219,89
21	Підлісівське	Н	343,50	0,86	858,50	248,79
22	Пнівське	Н	339,00	0,84	839,00	223,43
23	Ріпнянське	Н	288,00	0,83	834,67	218,35
24	Росільнянське	НГК	350,00	0,82	821,00	203,44
25	Семигинівське	Н	353,00	0,85	847,00	233,32
26	Соколовецьке	Н	419,00	0,81	813,00	195,43
27	Спаське	Н	324,30	0,84	840,20	224,87
28	Спаське-Глибинне	Н	390,00	0,85	850,00	237,20
29	Старосамбірське	Н	354,50	0,85	848,15	234,80
30	Стинавське	Н	367,50	0,85	845,30	231,16
31	Страшевицьке	Н	356,00	0,84	843,00	228,29
32	Танявське	НГК	366,00	0,84	841,00	225,84
33	Чечвинське	Н	345,50	0,85	854,50	243,23
34	Янківське	Н	410,00	0,82	823,60	206,15
Карпатська нафтогазоносна область						
35	Стрільбицьке	Н	296,00	0,86	861,93	253,73
36	Східницьке	Н	288,00	0,85	851,52	239,21
сприятливий параметр			< 363	< 0,83 - легкі	< 830 - легкі	
нейтральний параметр			-	0,83-0,86 - середні	830-860 - середні	
несприятливий параметр			> 363	> 0,86 - важкі	> 860 - важкі	
Кругові відсоткові діаграми						
						
Умовні позначення:		Кількість		Разом		
Н - нафтове		28		36		
НГ - газове		1				
НГК - нафтогазоконденсатне		7				

Продовження таблиці 1

№ п/п	Назви родовищ	Початковий пластовий тиск Р _{пл} , МПа	За Роблом (NPC) МТЗ1, МПа	За Кронквістом МТЗ2, МПа	За PRI МТЗ3, МПа	За Еліджем і Меткалфом МТЗ4, МПа	МТЗ _{сер} , МПа
	Західний нафто-газоносний регіон						
	Передкарпатська нафтогазоносна область						
	Більче-Волицький нафтогазоносний район						
1	Лопушнянське	71,80	25,82	21,89	26,30	19,18	23,30
	Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район						
2	Бистрицьке	24,80	13,75	13,69	11,69	11,31	12,61
3	Битків-Бабченське	14,18	12,22	12,25	9,47	9,39	10,83
4	Блажівське	41,44	21,33	20,76	17,10	14,76	18,49
5	Бориславське	27,18	12,78	12,82	9,74	9,65	11,25
6	Вигодсько-Витвицьке	32,60	21,68	20,16	19,50	16,02	19,34
7	Гвіздецьке	30,17	14,00	14,17	9,83	9,73	11,93
8	Довбушанське	25,63	13,88	13,96	10,47	10,31	12,16
9	Долинське	30,80	16,19	15,50	15,81	14,03	15,38
10	Заводівське	57,53	31,46	25,59	30,88	21,11	27,26
11	Іванківське	40,78	26,07	26,96	17,78	15,13	21,48
12	Мельничанське	65,73	32,07	26,09	31,14	21,22	27,63
13	Микуличинське	24,10	18,66	19,24	12,78	12,11	15,70
14	Новосхідницьке	51,45	29,94	25,55	27,73	19,80	25,76
15	Орів-Уличнянське	35,41	21,73	20,33	19,20	15,87	19,28
16	Пасічнянське	52,40	23,02	21,97	18,92	15,72	19,91
17	Південно-Гвіздецьке	45,46	20,37	19,16	18,27	15,39	18,30
18	Південно-Монастирське	65,20	35,00	30,09	29,98	20,74	28,95
19	Південно-Стинавське	76,49	31,51	26,70	28,84	20,27	26,83
20	Північно-Долинське	34,48	17,76	17,01	16,17	14,24	16,29
21	Підлісівське	29,45	19,46	19,24	15,27	13,71	16,92
22	Пнівське	34,37	16,21	15,85	14,17	13,03	14,81
23	Ріпнянське	25,00	6,73	6,10	5,13	1,78	4,94
24	Росільнянське	32,00	16,94	15,99	16,96	14,68	16,14
25	Семигинівське	67,00	20,55	19,55	17,78	15,13	18,25
26	Соколовецьке	91,00	37,08	25,85	42,32	25,55	32,70
27	Спаське	13,39	13,19	13,19	10,93	10,70	12,00
28	Спаське-Глибинне	91,40	32,90	27,61	29,98	20,74	27,81
29	Старосамбірське	42,80	21,11	20,02	18,20	15,35	18,67
30	Стинавське	41,80	24,46	22,17	22,10	17,28	21,50
31	Страшевицьке	43,30	20,86	19,58	18,63	15,57	18,66
32	Танявське	40,70	23,40	21,21	21,62	17,06	20,82
33	Чечвинське	36,95	19,50	19,08	15,78	14,01	17,09
34	Янківське	96,10	35,53	26,17	38,23	24,01	30,98
	Карпатська нафтогазоносна область						
35	Стрільбицьке	4,00	9,54	8,95	6,16	4,64	7,32
36	Східницьке	4,50	7,59	6,70	5,13	1,78	5,30
	сприятливий параметр						
	нейтральний параметр						
	несприятливий параметр						
Примітки.* - показник можна підняти вище одиниці штучно впливаючи на склад агенту та через технологічні показники							

Закінчення таблиці 1

№ п/п	Назви родовищ	Макс. відхилення, %	Макс. відхилення, Мпа	Р _{пл} /МТЗ _{сер} , безрозмірна	0,5Р _{пл} /МТЗ _{сер} , безрозмірна	Очікуваний тип витіснення
	Західний нафто-газоносний регіон					
	Передкарпатська нафтогазоносна область					
	Більче-Волицький нафтогазоносний район					
1	Лопушнянське	17,67	4,12	3,08	1,54	Змішване
	Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район					
2	Бистрицьке	10,30	1,30	1,97	0,98	Змішване
3	Битків-Бабченське	13,35	1,45	1,31	0,65	Змішване
4	Блажівське	20,18	3,73	2,24	1,12	Змішване
5	Бориславське	14,24	1,60	2,42	1,21	Змішване
6	Вигодсько-Витвицьке	17,17	3,32	1,69	0,84	Змішване
7	Гвіздецьке	18,73	2,24	2,53	1,26	Змішване
8	Довбушанське	15,16	1,84	2,11	1,05	Змішване
9	Долинське	8,80	1,35	2,00	1,00	Змішване
10	Заводівське	22,56	6,15	2,11	1,06	Змішване
11	Іванківське	29,59	6,36	1,90	0,95	Змішване
12	Мельничанське	23,21	6,41	2,38	1,19	Змішване
13	Микуличинське	22,87	3,59	1,54	0,77	Змішване
14	Новосхідницьке	23,14	5,96	2,00	1,00	Змішване
15	Орив-Уличнянське	17,70	3,41	1,84	0,92	Змішване
16	Пасічянське	21,03	4,19	2,63	1,32	Змішване
17	Південно-Гвіздецьке	15,92	2,91	2,48	1,24	Змішване
18	Південно-Монастирське	28,37	8,21	2,25	1,13	Змішване
19	Південно-Стинавське	24,46	6,56	2,85	1,43	Змішване
20	Північно-Долинське	12,63	2,06	2,12	1,06	Змішване
21	Підлісівське	18,97	3,21	1,74	0,87	Змішване
22	Пнівське	12,03	1,78	2,32	1,16	Змішване
23	Ріпнянське	63,94	3,16	5,07	2,53	Змішване
24	Росільнянське	9,06	1,46	1,98	0,99	Змішване
25	Семигинівське	17,13	3,13	3,67	1,84	Змішване
26	Соколовецьке	29,43	9,62	2,78	1,39	Змішване
27	Спаське	10,81	1,30	1,12	0,56	Змішване
28	Спаське-Глибинне	25,42	7,07	3,29	1,64	Змішване
29	Старосамбірське	17,78	3,32	2,29	1,15	Змішване
30	Стинавське	19,62	4,22	1,94	0,97	Змішване
31	Страшевицьке	16,55	3,09	2,32	1,16	Змішване
32	Танявське	18,08	3,76	1,95	0,98	Змішване
33	Чечвинське	18,02	3,08	2,16	1,08	Змішване
34	Янківське	23,38	7,24	3,10	1,55	Змішване
	Карпатська нафтогазоносна область					
35	Стрільбицьке	36,61	2,68	0,55	0,27	Незмішване
36	Східницьке	66,42	3,52	0,85	0,42	Незмішване
	сприятливий параметр	<25	80,56	94,44	61,11	94,44
	нейтральний параметр	25-50	13,89	0,00	13,89	0,00
	несприятливий параметр	>50	5,56	5,56	25,00	5,56
	Кругові відсоткові діаграми					

Таблиця 2 – Результати сумісності родовищ західної України із CO₂-заводненням (II етап)

№ п/п	Назви родовищ	Пластова температура T, К	Початковий пластовий тиск P _{пл} , МПа	Середня глибина залягання пласта Н, м	Залишкова нафтонасиченість S _{зал} , %	Коефіцієнт пористості m, %	Коеф. Проникності k, мД
	<i>Західний нафтогазоносний регіон</i>						
	Передкарпатська нафтогазоносна область						
	<i>Більче-Волицький нафтогазоносний район</i>						
1	Лопушлянське	380,00	71,80	4 250,00	63,00	14,30	0,67
	<i>Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район</i>						
2	Бистрицьке	328,00	24,80	3 062,50	74,73	10,00	3,00
3	Битків-Бабченське	316,75	14,18	1 880,84	75,00	10,00	10,00
4	Блажівське	350,50	41,44	3 197,50	62,25	11,85	0,51
5	Бориславське	318,19	27,18	2 000,00	75,00	10,00	20,00
6	Вигодсько-Витвицьке	359,00	32,60	3 530,00	68,00	7,40	2,68
7	Гвіздецьке	318,67	30,17	1 869,67	74,00	10,57	20,00
8	Довбушанське	322,00	25,63	2 470,83	74,00	10,40	20,40
9	Долинське	345,60	30,80	2 000,00	76,67	10,93	9,57
10	Заводівське	392,33	57,53	4 504,67	71,33	9,98	1,33
11	Іванківське	353,00	40,78	3 079,00	54,20	9,74	1,40
12	Мельничанське	393,00	65,73	4 640,67	63,00	13,93	3,22
13	Микуличинське	333,00	24,10	2 312,50	67,00	11,10	0,50
14	Новосхідницьке	384,00	51,45	4 441,67	78,65	8,63	1,41
15	Орив-Уличнянське	358,00	35,41	3 227,75	70,50	12,75	15,00
16	Пасічянське	357,00	52,40	2 950,00	71,00	10,00	5,46
17	Південно-Гвіздецьке	354,75	45,46	3 281,38	62,10	12,50	13,93
18	Південно-Монастирське	390,00	65,20	4 500,00	78,00	15,00	1,00
19	Південно-Стинавське	387,00	76,49	4 430,00	60,00	9,00	0,20
20	Північно-Долинське	347,00	34,48	2 779,55	76,94	11,06	7,58
21	Підлісівське	343,50	29,45	2 702,50	67,00	9,95	1,00
22	Пнівське	339,00	34,37	2 436,00	69,67	9,50	15,63
23	Ріпнянське	288,00	25,00	633,30	70,00	8,00	1,00
24	Росільнянське	350,00	32,00	2 410,50	50,00	10,00	1,00
25	Семигинівське	353,00	67,00	4 410,00	73,00	10,30	1,00
26	Соколовецьке	419,00	91,00	5 747,50	73,00	8,00	0,10
27	Спаське	324,30	13,39	1 728,40	75,75	9,87	3,68
28	Спаське-Глибинне	390,00	91,40	4 495,00	66,00	11,10	0,02
29	Старосамбірське	354,50	42,80	3 400,00	71,50	12,00	7,21
30	Стинавське	367,50	41,80	3 515,00	60,00	11,90	8,88
31	Страшевицьке	356,00	43,30	3 050,00	67,70	10,00	0,10
32	Танявське	366,00	40,70	3 115,00	71,35	10,85	0,33
33	Чечвинське	345,50	36,95	2 642,50	74,00	11,50	1,00
34	Янківське	410,00	96,10	5 360,00	70,00	9,90	0,10
	Карпатська нафтогазоносна область						
35	Стрільбицьке	296,00	4,00	600,00	65,00	10,00	0,10
36	Східницьке	288,00	4,50	600,00	70,00	15,33	39,50
	сприятливий параметр	≤ 363	≥ 10,5	≥ 1000	≥ 30*	≥ 10	≥ 1**
	нейтральний параметр	-	-	-	-	-	-
	несприятливий параметр	> 363	< 10,5	< 1000	< 30	< 10	< 1
	Кругові відсоткові діаграми						

Примітки. * - за деякими авторами насиченість понад 35 може також бути умовою незмішаного CO₂-заводнення. Ми вважаємо таке міркування хибним; ** - згідно з деяких таблиць критеріїв значення проникності не має принципового значення.

Закінчення таблиці 2

№ п/п	Назви родовищ	Густина нафти при ст.у. рст, кг/м ³	В'язкість нафти в пл.у. ц, мПа·с	Рпл/МТЗсер, безрозмірна	Очікуваний тип витіснення (I етап)	Відсоток несприятливих параметрів, %***	Очікуваний тип витіснення (II етап)
	<i>Західний нафтогазоносний регіон</i>						
	Передкарпатська нафтогазоносна область						
	<i>Більче-Волицький нафтогазоносний район</i>						
1	Лопушниське	828,40	0,41	3,08	Змішване	22,22	Змішване
	<i>Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район</i>						
2	Бистрицьке	838,00	1,13	1,97	Змішване	5,56	Змішване
3	Битків-Бабченське	846,60	2,07	1,31	Змішване	5,56	Змішване
4	Блажівське	858,30	3,41	2,24	Змішване	16,67	Змішване
5	Бориславське	850,00	2,51	2,42	Змішване	5,56	Змішване
6	Вигодсько-Витвицьке	843,00	0,92	1,69	Змішване	16,67	Змішване
7	Гвіздецьке	862,67	8,34	2,53	Змішване	11,11	Змішване
8	Довбушанське	853,67	1,32	2,11	Змішване	5,56	Змішване
9	Долинське	823,50	0,97	2,00	Змішване	0,00	Змішване
10	Заводівське	837,67	0,35	2,11	Змішване	27,78	Зм./Незм.
11	Іванківське	884,00	1,27	1,90	Змішване	22,22	Змішване
12	Мельничанське	839,67	0,45	2,38	Змішване	16,67	Змішване
13	Микуличинське	874,10	1,23	1,54	Змішване	22,22	Змішване
14	Новосхідницьке	845,90	0,50	2,00	Змішване	27,78	Зм./Незм.
15	Орив-Уличнянське	845,50	0,59	1,84	Змішване	5,56	Змішване
16	Пасічянське	857,00	0,89	2,63	Змішване	5,56	Змішване
17	Південно-Гвіздецьке	841,75	1,30	2,48	Змішване	5,56	Змішване
18	Південно-Монастирське	860,30	1,89	2,25	Змішване	22,22	Змішване
19	Південно-Стинавське	848,60	0,47	2,85	Змішване	38,89	Зм./Незм.
20	Північно-Долинське	836,00	0,47	2,12	Змішване	5,56	Змішване
21	Підлісівське	858,50	2,09	1,74	Змішване	16,67	Змішване
22	Пнівське	839,00	0,97	2,32	Змішване	16,67	Змішване
23	Ріпнянське	834,67	1,51	5,07	Змішване	27,78	Зм./Незм.
24	Росільнянське	821,00	0,55	1,98	Змішване	0,00	Змішване
25	Семигинівське	847,00	0,69	3,67	Змішване	5,56	Змішване
26	Соколовецьке	813,00	0,33	2,78	Змішване	33,33	Зм./Незм.
27	Спаське	840,20	1,89	1,12	Змішване	16,67	Змішване
28	Спаське-Глибинне	850,00	0,73	3,29	Змішване	27,78	Зм./Незм.
29	Старосамбірське	848,15	1,22	2,29	Змішване	5,56	Змішване
30	Стинавське	845,30	0,41	1,94	Змішване	16,67	Змішване
31	Страшевицьке	843,00	0,72	2,32	Змішване	16,67	Змішване
32	Танявське	841,00	0,35	1,95	Змішване	27,78	Зм./Незм.
33	Чечвинське	854,50	0,49	2,16	Змішване	5,56	Змішване
34	Янківське	823,60	2,50	3,10	Змішване	33,33	Зм./Незм.
	Карпатська нафтогазоносна область						
35	Стрільбицьке	861,93	3,43	0,55	Незмішване	55,56	Незмішване
36	Східницьке	851,52	4,00	0,85	Незмішване	38,89	Незмішване
				% параметрів	% типу витіснення	% параметрів	% типу витіснення
	сприятливий параметр	< 830 - легкі	≤ 10	94,44	94,44	72,22	72,22
	нейтральний параметр	830-860 - середні	11-600	0,00	0,00	25,00	22,22
	несприятливий параметр	> 860 - важкі	> 600	5,56	5,56	2,78	5,56
	Кругові відсоткові діаграми						
<p>Примітки. *** - нейтральні показники складають половину від негативних (0,5). Якщо їхня частка перевищує 50%, передбачається незмішване витіснення, навіть якщо це не підтверджується результатами першого етапу обробки. Якщо нейтральні показники складають 0,25-0,5, потрібно проводити детальні дослідження на конкретних родовищах. Якщо цей показник менше 0,25, має місце змішване витіснення.</p>							

за одиницю, штучно впливаючи на склад агента і змінюючи технологічні параметри процесу заводнення. Не варто сприймати незмішуване витіснення як негативне. Воно все ж залишається дієвим, проте в дещо меншій мірі, що пояснюється наявністю слабких сил міжфазної взаємодії. Конкурентом методу не змішаного витіснення може виступати міцелярно-полімерне заводнення або заводнення так званими ПАПС (поверхнево-активні полімервмісні системи). Проте їх застосування обмежується суттєвим недоліком – дороговизною. Тому якщо прийняти до уваги фінансовий стан галузі та період розробки родовищ (характеризується меншими відборами), то застосування навіть незмішаного в нафті CO_2 -заводнення є виправданим. Зрозуміло, що у випадку очікуваного незмішаного витіснення для довільного родовища на першому етапі витіснення на другому етапі також буде незмішуваним навіть за сприятливих значень допоміжних критеріїв.

Другий етап

Цей етап також характеризується своїми критеріями, які наведено в табл. 2. Деякі критерії для наочності включено з першого етапу для заключної оцінки. Критерії на другому етапі розбито на дві підкатегорії: параметри пласта та параметри нафти. Розглянемо ці параметри і умови їх сприятливості.

До параметрів пласта відносять:

- пластову температуру T , К (сприятлива – ≤ 363 К, несприятлива – > 363 К);
- початковий пластовий тиск $P_{\text{пл}}$, МПа (сприятливий – $\geq 10,5$ МПа, несприятливий – $< 10,5$ МПа);
- середня глибина залягання пласта H , м (сприятлива – ≥ 1000 м, несприятлива – < 1000 м);
- залишкова нафтонасиченість $S_{\text{зал}}$, % (сприятлива – $\geq 30\%$, несприятлива – $< 30\%$);
- коефіцієнт пористості пласта m , % (сприятливий – $\geq 10\%$, несприятливий – $< 10\%$);
- коефіцієнт проникності пласта k , мД = 10^{-15} м² (сприятливий – ≥ 1 мД, несприятливий – < 1 мД).

До параметрів нафти відносять:

- густина нафти за стандартних умов $\rho_{\text{ст}}$, кг/м³ (сприятлива – ≤ 830 кг/м³, нейтральна – $830-860$ кг/м³, несприятлива – ≥ 860 кг/м³);
- в'язкість нафти при пластових умовах μ , мПа·с (сприятлива – ≤ 10 мПа·с, нейтральна – $11-600$ мПа·с, несприятлива – > 600 мПа·с).

Разом з МТЗ маємо 9 критеріїв. На основі даних, наведених у табл. 1 і 2, ми розробили і запропонували алгоритм кінцевої оцінки сумісності родовища з CO_2 -заводненням. Суть полягає у наступному. Щоб забезпечити змішуваний тип витіснення МТЗ повинен бути нижчим за пластовий. Якщо ця умова не виконується, то розгляд другого етапу немає сенсу, оскільки містить допоміжні параметри. Отже, умовою першого етапу є визначення мінімального тиску змішуваності. Зауважимо, що на першому етапі обробки не було жодного родовища із співвідношенням $P_{\text{пл}}/\text{МТЗ}_{\text{сер}}=0,95-1$. Якщо б така умова справджувалася, то оцінка першого

етапу була б «Зм./Незм.», що означає необхідність проведення детальних досліджень безпосередньо на родовищі. За умови другого етапу підраховувалося відсоткове значення несприятливих параметрів, причому вплив нейтральних параметрів також враховувався. Це значення обчислювалось і ділилось на загальну кількість критеріїв. Звідси отримали відсоткове значення даного параметра. Очевидно, що він і служить для заключної оцінки.

Нами приймалися досить суворі «прохідні» значення: для змішаного типу витіснення відсоток несприятливих (у даному показнику включені і нейтральні показники) значень параметрів повинен бути $\leq 25\%$. Тут нюанс полягає в тому, що нейтральний показник першого етапу «Зм./Незм.» поводить себе, фактично, як сприятливий, тобто при кількості несприятливих показників $\leq 25\%$ невизначена оцінка типу витіснення за першого етапу отримує вердикт на другому етапі – «змішване» витіснення. Далі, за діапазону 25-50% - кінцева оцінка є «Зм./Незм.», а якщо відсоток несприятливих параметрів $> 50\%$ – можемо з впевненістю судити про незмішуваний тип витіснення.

Висновки

Розроблено алгоритм з визначення сумісності родовищ Західного нафтогазоносного регіону України (36 родовищ) для заводнення діоксидом вуглецю шляхом визначення очікуваного типу витіснення. Подібні розрахунки можна провести і для інших регіонів України.

Література

- 1 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М: Недра, 1985. – 308 с.
- 2 Aladasani, A. and Bai, B. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering, 79, 1-2, 10-24, DOI 10.1016/j.petrol.2011.07.005. Source: <http://www.eorcriteria.com>.
- 3 Aladasani A., SPE, Kuwait Oil Company, Missoury University of Science and Technology (MUoSaT), Bai B., Runar N., SPE, MUoSaT.: "A Selection Criterion for CO_2 -Enhanced Oil Recovery and Dispersion Modeling of High-Pressure CO_2 Release", Paper SPE 152998, 2012.
- 4 Shaw J., Adams Pearson Associates, Bachu S., Alberta Geological Survey.: "Screening, Evaluation, and Ranking of Oil Reservoirs Suitable for CO_2 -Flood EOR and Carbon Dioxide Sequestration", JPT magazine, Vol. 41, No. 9, 2002.
- 5 Атлас родовищ нафти і газу України: у 6-ти томах / За заг. ред. М.М. Іванюти, В.О.Федишина, Б.І. Денегі, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. – Львів, 1998.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.04.14

Рекомендована до друку
професором **Мойсишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Світлицьким В.М.**
(ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)

ОЦІНКА ВПЛИВУ ЖОРСТКОСТІ ТА ДЕМПФУВАННЯ БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ НА СЕРЕДНЄ ЗНАЧЕННЯ ОБЕРТОВОГО МОМЕНТУ ПІД ЧАС БУРІННЯ ШАРОШКОВИМИ ДОЛОТАМИ

В.М. Мойсичин, Б.Д. Борисевич, Ю.Л. Гаврилів, Б.І. Смага

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727131,
e-mail: math@nimg.edu.ua

Для оцінки впливу жорсткості та демпфування бурильного інструменту на середнє значення обертового моменту на долоті (моментоемність) на буровому стенді ІФНТУНГ було проведено сорок серій досліджень за класичним планом. Параметри бурильного інструменту встановлювались на трьох рівнях: жорсткість – 225; 1700 і 6000 кН/м; демпфування – 0,1; 40 та 70 кН·с/м. Для порівняння статистичних характеристик вибірок з миттєвими значеннями обертового моменту, одержаних за різних рівнів жорсткості та демпфування, було застосовано статистичну перевірку параметричних гіпотез. За результатами цих досліджень встановлено наступне:

1. Зміна жорсткості від 225 до 6000 кН/м, незалежно від типорозміру долота, збільшує моментоемність процесу буріння. Імовірність прийняття такого рішення – 0,95;
2. Збільшення демпфування із 0,1 до 70 кН·с/м зменшує середнє значення обертового моменту на долоті. Імовірність прийняття такого рішення – 0,95.

Ключові слова: бурильний інструмент, жорсткість, демпфування, моментоемність, статистичні характеристики, параметричні гіпотези

Для оценки влияния жесткости и демпфирования бурильного инструмента, на среднее значение вращательного момента на долоте (моментоемность) на буровом стенде ИФНТУНГ было проведено сорок серий исследований по классическому плану. Параметры бурильного инструмента устанавливались на трех уровнях: жесткость – 225; 1700 и 6000 кН/м, демпфирование – 0,1; 40 и 70 кН·с/м. Для сравнения статистических характеристик выборок с мгновенными значениями вращательного момента, полученных для двух уровней жесткости и демпфирования, использовали статистическую проверку параметрических гипотез. За результатами этих исследований установлено следующее:

1. Изменение жесткости от 225 до 6000 кН/м, независимо от типоразмера долота, увеличивает моментоемность процесса бурения. Вероятность принятия такого решения – 0,95;
2. Увеличение демпфирования с 0,1 до 70 кН·с/м уменьшает среднее значение вращательного момента на долоте. Вероятность принятия такого решения – 0,95.

Ключевые слова: бурильный инструмент, жесткость, демпфирование, моментоемность, статистические характеристики, параметрические гипотезы.

To estimate the influence of drilling tools parameters (rigidity and damping coefficient) on the average value of torque on the bit 40 series of investigations have been carried out due to the standard plan at the drilling bedstead of IFNTUOG. The parameters of drilling tools was set at 3 levels: rigidity – 225, 1700, 6000 kN/m, as well as the damping coefficient was also established at 3 levels – 0,1; 40 and 70 kN/m. To compare statistical characteristics the average value of torque on the bit obtained for different levels of rigidity and damping coefficient the “statistical checking of parameter hypotheses” method was applied. Due to the results of these studies the following was determined:

1. The change of rigidity from 225 to 6000 kN/m, irrespective of a standard size of a bit increases the average value of torque on the bit during the process of drilling. The probability of making such a decision is 0,95;
2. The growth of damping coefficient from 0,1 to 70 kN/m decreases the average value of torque on the bit. The probability of making such a decision is 0,95.

Keywords: drilling tools, rigidity, damping coefficient, average value of torque on the bit, statistical characteristics, parameter hypotheses.

Основним показником, що характеризує ефективність використання енергії підведеної до вибою свердловини, є енергоемність руйнування гірських порід. Вона визначається за формулою:

$$A_V = \frac{A_0}{\pi \cdot R_D^2 \cdot \delta_0} = \frac{G \delta_0 + 2 \cdot \pi \cdot T}{\pi \cdot R_D^2 \cdot \delta_0} = \frac{G}{\pi \cdot R_D^2} + \frac{2 \cdot T}{R_D^2 \cdot \delta_0}, \quad (1)$$

де A_0 – робота долота за один оберт;

G – осьове статичне навантаження на долото;

δ_0 – проходка за один оберт долота;

R_D – радіус долота;

T – середнє значення обертового моменту на долоті. Обертовий момент на долоті, який згідно (1) є одним з основних параметрів, що визначають енергоемність процесу буріння, як правило, в процесі буріння не відомий, за винятком спеціальних досліджень з використанням вибірного вимірювача обертового моменту. В той же час обґрунтований вибір параметрів процесу буріння не можливий без достатньо



Рисунок 1 – Загальний вигляд бурового станда

точних знань про зміну обертового моменту на долоті. За результатами досліджень, наведених у [1, 3, 4], було встановлено вплив на обертовий момент статичного осьового навантаження на вибій, частоти обертання долота та фізико-механічних властивостей гірської породи. В той же час дослідження з вивчення впливу на обертовий момент жорсткості та демпфування бурильного інструменту не проводились.

Такі дослідження були проведені на експериментально-вимірному стенді ІФНУНГ, створеному на базі бурового верстата СБА-500 (рис. 1).

Для оцінки впливу жорсткості C та демпфування β бурильного інструменту на моментомісткість руйнування гірських порід було проведено сорок серій експериментальних досліджень за класичним планом. З них 28 серій досліджень впливу жорсткості C та 12 серій досліджень впливу демпфування β . Значення жорсткості брали на трьох рівнях: мінімальному $C_{min}=225$ кН/м, проміжному $C_{np}=1700$ кН/м та максимальному $C_{max}=6000$ кН/м, які визначались конструктивними особливостями станду. Для оцінки впливу демпфування значення β встановлювались також на трьох рівнях: 0,1 кН·с/м, 40 кН·с/м та 70 кН·с/м. Параметри

процесу буріння під час проведення цих досліджень наведено в табл. 1, 2.

Для з'ясування фізичного змісту дисперсії вибірки миттєвих значень обертового моменту на долоті T_{oi} розглянемо детально процес одержання аналогового запису T_{δ} . Під дією обертового моменту на долоті напруга U на виході давача змінюється і фіксується самописцем або магнітографом.

Миттєві значення потужності електричного сигналу на виходу

$$P_i'' = \frac{U_i^2}{R}, \quad (2)$$

де U_i – i -те дискретне значення електричного сигналу, мВ;

R – вхідний опір вимірювального тракту, Ом.

Оскільки процес зміни в часі обертового моменту на долоті є випадковою функцією, то для спрощення статистичних досліджень перейдемо до центрованих дискретних значень

$$\dot{U}_i = U_i - \bar{U}, \quad (3)$$

де \bar{U} – середнє вибірки миттєвих значень $\{U_i\}$.

Таблиця 1 – Умови проведення експериментальних досліджень для оцінки впливу жорсткості C на показники буріння (серії 1-28)

№ серії / кількість паралельних дослідів	Постійні параметри					Змінний параметр C , кН/м
	F_{CT} , кН	n_{∂} , хв ⁻¹	β , кН·с/см	Типорозмір долота	Порода, твердість, P_u , МПа	
1/3	25	82	0,1	93С	білий вапняк, 2300	225
2/3						6000
3/3				93Т	пісковик воротищенської світи, 1440	225
4/3						6000
5/4						225
6/3						
7/3						225
8/4						
9/3				76ОК	граніт, 3120	225
10/4						6000
11/3						225
12/3						
13/3						225
14/3						
15/3						225
16/4						
17/3		133	93С	225		
18/3				6000		
19/3				225		
20/3					6000	
21/3		82	40	93Т	пісковик воротищенської світи, 1440	225
22/3					1700	
23/3					225	
24/3						1700
25/3			70	93Т	пісковик воротищенської світи, 1440	225
26/3					1700	
27/3					225	
28/3						1700

Загальна кількість дослідів – 88

Середнє значення потужності центровано-го електричного сигналу складе

$$\bar{P}^u = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^u}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{U}_i^2}{R \cdot n} \quad (4)$$

Перехід від дискретних значень центровано-го електричного сигналу в мВ до миттєвих значень обертового моменту на долоті в Н·м здійснюємо за формулою

$$\dot{T}_{\partial i} = Z \cdot \dot{U}_i \quad (5)$$

де Z – коефіцієнт переходу, що визначається за результатами тарування давача.

Дисперсія D_T вибірки миттєвих значень $\{\dot{T}_{\partial i}\}$ визначається за формулою

$$D_T = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{T}_{\partial i}^2}{n-1} = Z^2 \frac{\sum_{i=1}^n \dot{U}_i^2}{n-1} \quad (6)$$

Порівнюючи (4) і (6), одержимо

$$D_T = Z^2 \frac{nR}{n-1} \bar{P}^u \quad (7)$$

Оскільки величина $Z^2 \frac{nR}{n-1} = const$, то дис-

персія вибірки центрованих миттєвих значень обертового моменту на долоті та середнє значення потужності центровано-го електричного сигналу мають однаковий фізичний зміст, то надалі замість фрази „дисперсія вибірки миттєвих значень обертового моменту на долоті” бу-

Таблиця 2 – Умови проведення експериментальних досліджень для оцінки впливу жорсткості C на показники буріння (серії 28-40)

№ серії / кількість паралельних дослідів	Постійні параметри					Змінний параметр			
	F_{CT} , кН	n_{∂} , хв ⁻¹	β , кН·с/см	Типорозмір долота	Порода, твердість, p_w , МПа				
29/3	25	82	225	93Т	пісковик воротищенської світи, 1440	0,1			
30/3						40			
31/3						70			
32/3					пісковик воротищенської світи, 2050	0,1			
33/3						40			
34/3						70			
35/3			1700		пісковик воротищенської світи, 1400	0,1			
36/3						40			
37/3						70			
38/3					пісковик воротищенської світи, 2050	0,1			
39/3						40			
40/3						70			
Загальна кількість дослідів – 36									

демо використовувати вираз „потужність процесу зміни обертового моменту на долоті”.

Статистичні характеристики вибірок миттєвих значень обертового моменту на долоті $T_{\partial i}$ паралельних дослідів, що відповідають умовно лінійним ділянкам для приблизно однакових за твердістю пропластків гірських порід, за результатами 1-28 серій експериментальних досліджень наведено у табл. 3.

Для з'ясування значущості відмінностей між характеристиками вибірок (дисперсій D_T та середніх вибірових \bar{T}_{∂}) проводимо перевірку параметричних гіпотез.

1. *Перевірка гіпотези про рівність дисперсій скоректованих вибірок*

Нехай маємо дві вибірки об'ємами $n^{(1)}$ та $n^{(2)}$, їх дисперсії $D_T^{(1)}$, $D_T^{(2)}$. Нульова гіпотеза $H_0: D_T^{(1)} = D_T^{(2)}$, альтернативна їй $H_1: D_T^{(1)} \neq D_T^{(2)}$. Умова підтвердження нульової гіпотези $F_{кр} > F_{cn}^{(1,2)}$, альтернативної – $F_{кр} \leq F_{cn}^{(1,2)}$, де $F_{cn}^{(1,2)}$ – спостережене значення критерію Р.Фішера при порівнянні першої та другої вибірок. При $D_T^{(1)} > D_T^{(2)}$

$$F_{cn}^{(1,2)} = \frac{D_T^{(1)}}{D_T^{(2)}}. \quad (8)$$

Критичне значення критерію Р. Фішера $F_{кр}$ знаходимо за значущістю α та двома степенями вільності

$$\nu_1 = n^{(1)} - 1, \nu_2 = n^{(2)} - 1. \quad (9)$$

При порівнянні дисперсій вибірок критична область прийняття гіпотез двостороння. Якщо нульова гіпотеза H_0 підтверджується при прийнятому значенні α , то вибірки можуть від-

носити до однієї генеральної сукупності, якщо не підтверджується – до різних генеральних сукупностей.

2. *Перевірка гіпотези про рівність середніх скоректованих вибірок*

Цей пункт виконується тільки при підтвердженні гіпотези H_0 про рівність дисперсій скоректованих вибірок.

Для порівняння середніх скоректованих вибірок висуваємо нульову гіпотезу $H_0: \bar{T}_{\partial}^{(1)} = \bar{T}_{\partial}^{(2)}$ та альтернативну $H_1: \bar{T}_{\partial}^{(1)} > \bar{T}_{\partial}^{(2)}$ для правосторонньої критичної області. Умова підтвердження нульової гіпотези $T_{кр} > T_{cn}^{(1,2)}$, альтернативної – $T_{кр} \leq T_{cn}^{(1,2)}$, де $T_{кр}$ – критична точка розподілу Стюдента, $T_{cn}^{(1,2)}$ – спостережене значення критерію Стюдента при порівнянні першої та другої вибірок.

$$T_{cn}^{(1,2)} = \frac{\left| \bar{T}_{\partial}^{(1)} - \bar{T}_{\partial}^{(2)} \right|}{\sqrt{\frac{D_T^{(1)}}{n^{(1)}} + \frac{D_T^{(2)}}{n^{(2)}}}}. \quad (10)$$

Значення $T_{кр}(\alpha/2, \kappa^{(1,2)})$ знаходимо за таблицею критичних точок розподілу Стюдента, де α – рівень значущості, $\kappa^{(1,2)}$ – число степенів вільності.

$$\kappa^{(1,2)} = n^{(1)} + n^{(2)} - 2. \quad (11)$$

При виконанні умов $F_{кр} > F_{cn}^{(1,2)}$, $T_{кр} > T_{cn}^{(1,2)}$ вибірки належать до однієї генеральної сукупності, якщо ж $F_{кр} > F_{cn}^{(1,2)}$, $T_{кр} \leq T_{cn}^{(1,2)}$ – до різних генеральних сукупностей, тобто різниця між характеристиками вибірок викликана не випадковою похибкою, а впливом інших факторів, які супроводжують фізичний процес.

Таблиця 3 – Статистичні характеристики вибірок миттєвих значень обертового моменту на долоті T_{oi} паралельних дослідів за результатами 1-28 серій експериментальних досліджень

№ серії	Типорозмір долота	$p_{из}$, МПа	β , кН·с/м	Жорсткість C , кН/м	Об'єм миттєвих значень T_{oi}	Статистичні характеристики вибірок	
						середнє значення \bar{T}_o , Н·м	дисперсія D_T , (Н·м) ²
1	93С	2300	0,1	225	389	172,47	2732
2				6000	245	148,59	2035
3	93Т	1440		225	169	199,35	6189
4				6000	1457	156,62	2271
5		2050		225	513	179,43	5064
6				6000	4961	140,35	1972
7	93Т	2500		400	425	177,27	4763
8				6000	689	130,87	2098
9	76ОК	3120		225	881	135,45	2679
10				6000	1561	100,65	1173
11	93С		225	255	161,13	2172	
12			6000	249	146,41	2802	
13	93Т		225	228	148,64	1921	
14			6000	463	128,25	2615	
15	93ОК		225	127	129,79	2771	
16			6000	212	99,1	2435	
17	93С		225	575	143,3	1777	
18			6000	505	129,1	1855	
19	93Т		225	505	123,07	1681	
20			6000	502	97,73	2005	
21		1440	40	225	104	168,26	1325
22				1700	327	128,79	1810
23	2050	225		1126	143,79	1092	
24		1700		304	115,79	2307	
25	1440		70	225	2226	143,95	621
26				1700	329	118,73	2868
27	2050	225		1328	100,94	798	
28		1700		329	99,56	2282	

Крім використання статистичної перевірки параметричної гіпотези про рівність середніх вибірок можна скористатись методом визначення ймовірності випадкової похибки між цими середніми. Ймовірність випадкової похибки між середніми вибірок для односторонньої критичної області визначається за формулою

$$P\left(\bar{T}_d^{(1)} - \bar{T}_d^{(2)}\right) = 1 - S(t). \quad (12)$$

За виконання умови $P > 0,05$ скоректовані вибірки належать до однієї генеральної сукупності, за невиконання – до різних.

В табл. 4 наведено результати перевірки нульових гіпотез про рівність дисперсій вибірок $H_0: D_{Tj} = D_{Tk} (j \neq k)$ за альтернативних їм $H_1: D_{Tj} \neq D_{Tk} (j \neq k)$.

За табл. 4 при зміні жорсткості C бурильного інструменту з 225 кН/м до 6000 кН/м нульова гіпотеза про рівність дисперсій вибірок підтверджується для тільки для 11, 12, 17-22 серій. Всі інші серії належать до різних генера-

льних сукупностей. Збільшення жорсткості C веде до росту потужності процесу зміни обертового моменту на долоті.

При підтвердженні нульових гіпотез про рівність дисперсій проводимо перевірку гіпотез про рівність середніх вибірок. Результати перевірки нульових гіпотез $H_0: \bar{T}_{oj} = \bar{T}_{ok} (j \neq k)$ за альтернативних їм $H_1: \bar{T}_{oj} > \bar{T}_{ok} (j \neq k)$ наведено у табл. 5, в якій $S(t)$ – ймовірність статистичного критерію Стьюдента. Як бачимо, критична область прийняття рішення правостороння, оскільки меншій жорсткості C бурильного інструменту відповідає більша моментоемність процесу буріння.

За результатами перевірки нульових гіпотез для серій 1-28 встановлено наступне:

- зміна жорсткості бурильного інструменту не є значущою при порівнянні дисперсій вибірок миттєвих значень обертового моменту на долоті паралельних дослідів тільки для 11, 12, 17-22 серій. Для всіх інших серій нульова гіпо-

Таблиця 4 – Перевірка нульових гіпотез про рівність дисперсій вибірок, $\alpha=0,02$

№ серії	Типо-розмір долота	C , кН/м	D_T , (Н·м) ²	Об'єм миттєвих значень T_{di}	Перевірка умови $F_{СП} < F_{КР}$	Висновок про гіпотезу H_0 : $D_{Tj} = D_{Tk}$ ($j \neq k$)
1	93С	225	2732	389	1,34 > 1,33	Не підтверджена
2		6000	2035	245		
3	93Т	225	6189	169	2,73 > 1,3	Не підтверджена
4		6000	2271	1457		
5		225	5064	513	2,57 > 1,15	Не підтверджена
6		6000	1972	4961		
7	93Т	225	4763	425	2,27 > 1,24	Не підтверджена
8		6000	2098	689		
9	76ОК	225	2679	881	2,28 > 1,12	Не підтверджена
10		6000	1173	1561		
11	93С	225	2172	255	1,29 < 1,36	Підтверджена
12		6000	2802	249		
13	93Т	225	1921	228	1,36 > 1,33	Не підтверджена
14		6000	2615	463		
15	93ОК	225	2771	127	1,14 < 1,45	Підтверджена
16		6000	2435	212		
17	93С	225	1777	575	1,04 < 1,26	Підтверджена
18		6000	1855	505		
19	93Т	225	1681	505	1,19 < 1,24	Підтверджена
20		6000	2005	502		
21	93Т	225	1325	104	1,37 < 1,49	Підтверджена
22		1700	1810	327		
23		225	1092	1126	2,11 > 1,29	Не підтверджена
24		1700	2307	304		
25		225	621	2226	4,62 > 1,29	Не підтверджена
26		1700	2868	329		
27		225	798	1328	2,86 > 1,29	Не підтверджена
28		1700	2282	329		

Таблиця 5 – Перевірка нульових гіпотез про рівність середніх вибірових, $\alpha=0,05$

№ серії	Типо-розмір долота	\bar{T}_d , Н·м	D_T , (Н·м) ²	Об'єм миттєвих значень T_{di}	Перевірка умови $F_{СП} < F_{КР}$	Висновок про гіпотезу H_0 : $\bar{T}_{Dj} = \bar{T}_{Dk}$ ($j \neq k$)	S(t)	Ймовірність випадкової похибки
11	93С	161,13	2172	255	3,31 > 1,65	Не підтверджена	1,0	0,0
12		146,41	2802	249				
17	93С	143,3	1777	575	5,5 > 1,65	Не підтверджена	1,0	0,0
18		129,1	1855	505				
19	93Т	123,07	1681	505	9,4 > 1,65	Не підтверджена	1,0	0,0
20		97,73	2005	502				
21		168,26	1325	104				
22		128,79	1810	327	9,2 > 1,65	Не підтверджена	1,0	0,0

теза про рівність дисперсій вибірок відхиляється. З ймовірністю 0,95 ці вибірки належать до різних генеральних сукупностей;

- для 11, 12, 17-22 серій нульова гіпотеза про рівність середніх вибірових з ймовірністю

0,95 відхиляється, тобто ці вибірки належать до різних генеральних сукупностей;

- зі зменшенням жорсткості C бурильного інструменту середнє значення обертового моменту на долоті зростає.

Таблиця 6 – Статистичні характеристики вибірок миттєвих значень обертового моменту на долоті T_{oi} паралельних дослідів за результатами 29-40 серій експериментальних досліджень

№ серії	Типо-розмір долота	$P_{ш}$, МПа	β , кН·с/м	C , кН/м	Об'єм миттєвих значень T_{oi}	Статистичні характеристики вибірок	
						середнє значення \bar{T}_o , Н·м	дисперсія D_T , (Н·м) ²
29	93Т	1440	0,1	225	169	199,35	6189
30			40		104	168,26	1325
31			70		2226	143,95	621
32		2050	0,1		513	179,43	5064
33			40		1126	143,79	1092
34			70		1328	100,94	798
35		1440	1700		0,1	169	158,34
36	40			327	128,79	1810	
37	70			329	118,73	2868	
38	2050	0,1	513	144,47	4077		
39		40	304	115,79	2307		
40		70	329	99,56	2282		

Таблиця 7 – Перевірка нульових гіпотез про рівність дисперсій вибірок, $\alpha=0,02$

№ серії	β , кН·с/м	D_T , (Н·м) ²	Об'єм миттєвих значень T_{oi}	Перевірка умови $F_{СП} < F_{КР}$	Висновок про гіпотезу $H_0: D_{Tj} = D_{Tk} (j \neq k)$
29	0,1	6189	169	4,67 > 1,53	Не підтверджена
30	40	1325	104		
29	0,1	6189	169	9,97 > 1,28	Не підтверджена
31	70	621	2226		
30	40	1325	104	2,13 > 1,36	Не підтверджена
31	70	621	2226		
32	0,1	5064	513	4,64 > 1,09	Не підтверджена
33	40	1092	1126		
32	0,1	5064	513	6,35 > 1,09	Не підтверджена
34	70	798	1328		
33	40	1092	1126	1,37 > 1,09	Не підтверджена
34	70	798	1328		
35	0,1	4916	169	2,72 > 1,38	Не підтверджена
36	40	1810	327		
35	0,1	4916	169	1,71 > 1,38	Не підтверджена
37	70	2868	329		
36	40	1810	327	1,58 > 1,32	Не підтверджена
37	70	2868	329		
38	0,1	4077	513	1,77 > 1,23	Не підтверджена
39	40	2307	304		
38	0,1	4077	513	1,79 > 1,22	Не підтверджена
40	70	2282	329		
39	40	2307	304	1,01 < 1,32	Підтверджена
40	70	2282	329		

Статистичні характеристики вибірок миттєвих значень обертового моменту на долоті T_{oi} паралельних дослідів, що відповідають умовно лінійним ділянкам для приблизно однакових за твердістю пропластків гірських порід, за результатами 29-40 серій експериментальних

досліджень для оцінки впливу демпфування β бурильного інструменту на моментоемність наведено у табл. 6.

В табл. 7 наведено результати перевірки нульових гіпотез про рівність дисперсій вибірок H_0 : за альтернативних їм H_1 : $D_{Tj} \neq D_{Tk} (j \neq k)$.

Таблиця 8 – Перевірка нульових гіпотез про рівність середніх вибірових, $\alpha=0,05$

№ серії	Типорозмір долота	\bar{T}_o , Н·м	D_T , (Н·м) ²	Об'єм миттєвих значень T_{oi}	Перевірка умови $F_{СП} < F_{КР}$	Висновок про гіпотезу H_0 : $\bar{T}_{oj} = \bar{T}_{ok}$ ($j \neq k$)	S(t)	Ймовірність випадкової похибки
39	93Т	115,79	2307	304	4,26 > 1,65	Не підтверджена	1,0	0,0
40		99,56	2282	329				

За табл. 7 при зміні демпфування β бурильного інструменту нульова гіпотеза про рівність дисперсій вибірок підтверджується для тільки для 39 та 40 серій.

Всі інші серії належать до різних генеральних сукупностей. Збільшення β веде до спадання потужності процесу зміни обертового моменту на долоті.

При підтверженні нульової гіпотези про рівність дисперсій для 39 та 40 серій проводимо перевірку гіпотези про рівність середніх вибірових. Нульова гіпотеза має вигляд $H_0: \bar{T}_{oj} = \bar{T}_{ok}$ ($j \neq k$) за альтернативної їй $H_1: \bar{T}_{oj} > \bar{T}_{ok}$ ($j \neq k$). Критична область прийняття рішення правостороння, оскільки меншому демпфуванню β бурильного інструменту відповідає більше середнє значення обертового моменту на долоті. Результати перевірки гіпотези про рівність середніх вибірових наведено в табл. 8.

За результатами перевірки нульових гіпотез для серій 29-40 встановлено наступне:

- зміна демпфування бурильного інструменту є значущою при порівнянні дисперсій вибірок миттєвих значень обертового моменту на долоті паралельних дослідів тільки для 39 та 40 серій. Для всіх інших серій нульова гіпотеза про рівність дисперсій вибірок відхиляється. З ймовірністю 0,95 ці вибірки належать до різних генеральних сукупностей;

- для 39 та 40 серій нульова гіпотеза про рівність середніх вибірових з ймовірністю 0,95 відхиляється, тобто ці вибірки належать до різних генеральних сукупностей;

- зі зменшенням демпфування β бурильного інструменту середнє значення обертового моменту на долоті зростає.

ВИСНОВКИ

1. Зменшення жорсткості бурильного інструменту збільшує моментоемність (середнє значення обертового моменту на долоті) \bar{T}_o незалежно від типорозміру долота в середньому на 14-22%.

2. Зменшення демпфування від 70 до 0,1 кН·с/м веде до збільшення \bar{T}_o . Інтенсивність збільшення \bar{T}_o залежить від фізико-механічних характеристик породи. За зміни коефіцієнту демпфування від 70 до 0,1 кН·с/м (в інтервалі твердості породи за штампом 1440-2050 МПа) це збільшення склало 44-25%.

Література

- 1 Григорян Н.А. Анализ процесса турбинного бурения [Текст] / Н.А. Григорян, Р.Е. Багиров. – М.: Недра, 1982. – 207 с.
- 2 Спивак А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин [Текст] / А.И. Спивак, А.Н. Попов. – М.: Недра, 1979. – 239 с.
- 3 Потапов Ю.Ф. Разрушение горных пород трехшарошечными долотами малого диаметра [Текст] / Ю.Ф. Потапов, В.В. Симонов. – М.: Гостехиздат, 1961. – 86 с.
- 4 Мавлютов М.Р. Некоторые результаты экспериментального исследования колебаний осевой и моментной нагрузок на шарошечном долоте [Текст] / М.Р. Мавлютов, Р.Х. Санников // Труды УНИ. – 1972. – Вып. VIII. – С. 33-41.

Стаття надійшла до редакційної колегії
11.04.14

Рекомендована до друку
професором **Векериком В.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Никифорчиним О.Р.**
(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)

ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕДУМОВ ЖОЛОБОУТВОРЕННЯ НА СТІНКАХ СВЕРДЛОВИНИ ЗАМКАМИ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

І. І. Чудик, А. І. Різничук

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42342,
e-mail: Andrijriz@gmail.com

Описано дослідження передумов жолобоутворення на стінках свердловини замками бурильної колони. Авторами наведено відповідні характеристики ерозійних виробок на стінках свердловини в залежності від механічних властивостей гірських порід, в яких вони утворені, і їх геометричних розмірів. Для розвитку проблематики досліджень запропоновано вдосконалений підхід щодо розрахунку сил притискування елементів бурильної колони до стінки викривленої свердловини з використанням розрахункової схеми, яка реалізується методом диференціальних рівнянь пружної осі. Запропоновано метод для визначення величин сил притискування опорних торців замкових з'єднань на стінку свердловини і встановлено передумови руйнування ними стінки свердловини. За параметрами статичної взаємодії бурильних замків зі стінкою свердловини з врахуванням техніко-технологічних і гірничо-геологічних умов визначено величини напружень в гірській породі стінки скерованої свердловини та глибини заглиблення бурильного замка в неї у довільному інтервалі викривлення. Встановлено залежності зміни сил притискування бурильних замків опорними торцями робочої поверхні до стінки скерованої свердловини від таких вихідних параметрів, як осьова сила розтягу, інтенсивність викривлення стовбура свердловини, конструктивні особливості бурильної колони. Виявлено особливості контактної взаємодії бурильних замків і стінки свердловини, зокрема максимальних напружень і глибини заглиблення елемента бурильного інструменту в гірській породі.

В даному напрямку заплановано проведення подальших досліджень особливостей взаємодії бурильних замків зі стінкою свердловини при спуско-підіймальних операціях.

Ключові слова: буріння, бурильна колона, стінка свердловини, напруження

Описано исследование предпосылок жолобообразования на стенках скважины замками бурильной колонны. Авторами наведены соответствующие характеристики эрозионных выработок на стенках скважины в зависимости от механических свойств горных пород, в которых они образованы и их геометрических размеров. Для развития проблематики исследований предложен усовершенствованный подход к расчету сил прижима элементов бурильной колонны к стенке искривленной скважины с использованием расчетной схемы, реализуемой методом дифференциальных уравнений упругой оси. Предложен метод для определения величин сил прижатия опорных торцов замковых соединений на стенку скважины и установлено предпосылки разрушения ими стенки скважины. По параметрам статического взаимодействия бурильных замков со стенкой скважины с учетом технико-технологических и горно-геологических условий определены величины напряжений в горной породе стенки направленной скважины и глубины погружения бурильного замка в ней в произвольном интервале искривления. Установлены зависимости изменения сил прижима бурильных замков опорными торцами рабочей поверхности к стенке направленной скважины от таких исходных параметров, как осевая сила растяжения, интенсивность искривления ствола скважины, конструктивные особенности бурильной колонны. Выявлены особенности контактного взаимодействия бурильных замков и стенки скважины, в частности максимальных напряжений и глубины погружения элемента бурильного инструмента в горной породе.

В данном направлении запланировано проведение дальнейших исследований особенностей взаимодействия бурильных замков со стенкой скважины при спуско-подъемных операциях.

Ключевые слова: бурения, бурильная колонна, стенка скважины, напряжение

This article deals with the prerequisites of key seat formation on wellbore walls by tool joints. The authors provided the appropriate characteristics of erosive key seats on the wellbore walls depending on mechanical properties of the rocks, they were formed in, and their dimensions. An advanced approach to calculation of pressing forces of the drill string components to the directional wellbore wall with utilization of a calculation model implemented on the basis of an elastic axis differential equation was developed to solve a range of the study problems. The method for values determination of the pressing forces of tool joint bearing faces onto the wellbore wall was suggested and the prerequisites of the wellbore wall destruction by them were established. Values of rock stresses of the directional wellbore wall and depths of the tool joint key seats were determined at an arbitrary interval of deviation in accordance with parameters of the tool joints static interaction with the wellbore wall with taking into account technical-and-technological and mining-and-geological conditions. Dependences of change of forces of tool joints pressing by bearing faces of a working surface to the directional wellbore wall on such initial parameters as axial force of stretching, intensity of the wellbore deviation, and design peculiarities of the drill string were established. Peculiarities of contact interaction of the tool joints and wellbore wall and, in particular, the maximum stresses and depth of deepening of the drilling equipment component into rock were found out.

Further studies of the peculiarities of the tool joints interaction with the wellbore wall were planned to be implemented when conducting tripping operations.

Key words: drilling, drill string, wellbore wall, stress

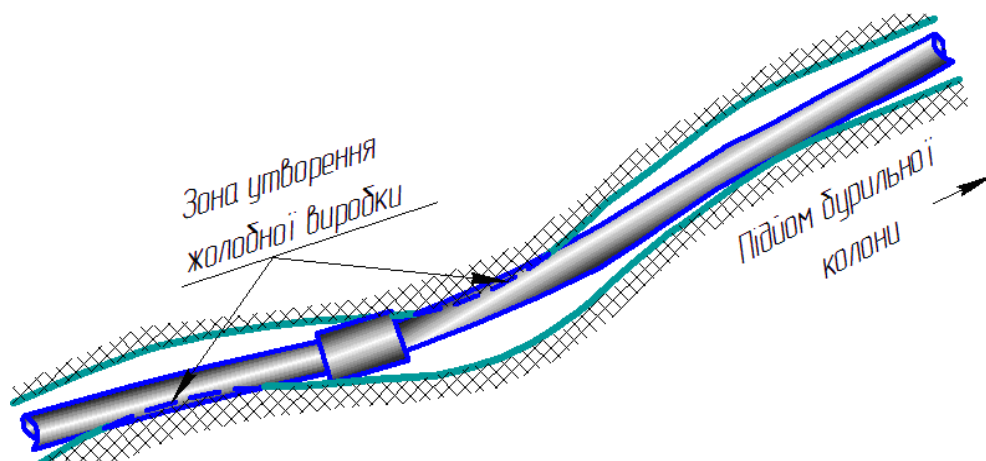


Рисунок 1 – Жолобні виробки на стінках скерованої свердловини

Вступ. Сьогодні частка споживання нафти і газу в Україні становить близько 35% від загальної кількості всіх існуючих енергетичних ресурсів проти 20% середньоєвропейських показників. Така тенденція збережеться і в найближчому майбутньому через відсутність альтернативних газу джерел енергії та непристосованості промисловості і комунального господарства до ефективної роботи в умовах енергозбереження. Існуючих на сьогодні розвіданих запасів нафти і газу з відносно нескладними умовами видобування і транспортування вуглеводневої сировини вистачить ще на 22-25 років. У зв'язку з цим стратегічним напрямком підвищення енергетичної незалежності держави є нарощування об'ємів бурових робіт на площах, де зосереджені поклади нафти і газу, але в силу гірничо-геологічних і техніко-технологічних причин вважаються важкодоступними. Для розробки таких покладів необхідно, в першу чергу, провести комплекс бурових робіт з використанням техніки і технологій похило-скерованого та горизонтального буріння.

Буріння скерованих свердловин в Україні на сьогодні має особливу актуальність. Це пов'язано з освоєнням газових покладів вугільних і сланцевих пластів та розробкою родовищ вуглеводнів у акваторіях Чорного і Азовського морів. Незважаючи на сучасний рівень техніко-технологічного забезпечення, процес спорудження свердловин супроводжується ускладненнями. До останніх відноситься утворення жолобних виробок в стволі свердловини в інтервалах зміни його викривлення. В залежності від габаритних розмірів та типу гірської породи (ГП) їх поділяють на кілька груп [0, 0].

До першої групи відносять ерозійні виробки в м'яких, ГП глибиною 100-150 мм, які призводять до незначних затяжок бурильного інструменту при спуско-підйомних операціях (СПО). Інша група виробок – це ерозійні утворення на стінках свердловини в більш міцніших ГП з глибиною 50-100 мм, які викликають сильні затяжки, а в подальшому і прихоплювання бурильної колони (БК).

Наступна група жолобних виробок на стінках свердловини характерні для утворення в

міцних ГП з глибиною не більше 30 % діаметра бурильного замка (БЗ). В процесі буріння свердловин вони є стійкими і практично не викликають занепокоєння.

Найбільш небезпечним, з точки зору прихоплення БК жолобні є виробки в похило-скерованих свердловинах (рис. 1), особливо на ділянках різких перегинів.

Механізм утворення жолобних виробок на стінці свердловини (зокрема на верхній) можна описати з використанням схем, наведених на рис. 2, а – спрощеної [0] і рис. 2, б – нововведеної, яка є об'єктом дослідження даної статті.

На думку авторів вважається, що не вирішеним на сьогодні питанням є вивчення впливу БЗ на напруження в ГП і встановлення механізму утворення жолобних виробок, що і є *метою дослідження*. Для вдосконалення ж існуючого підходу планується включити до механізму руйнування стінки свердловини і розрахункової схеми вплив замкових з'єднань, зокрема опорних торців їх муфт, (рис. 2).

Існуючий підхід до вивчення процесу жолобоутворення за схемою, зображеною на рис. 2, а передбачає тільки вивчення явища протирання стінки свердловини тілом труб БК (між замками) в інтервалі викривлення стовбура свердловини при бурінні та СПО, [0].

Для дослідження процесу формування жолобної виробки на стінці свердловини торцем замка БК пропонується розрахункова схема, зображена на (рис. 3). Вона реалізується шляхом розв'язку задачі Герца [0]. При цьому розглядається втискування жорсткого циліндра (БЗ) в масив ГП, або іншими словами – стінку свердловини. Для визначення контактних напружень в ГП та її деформацію під дією тиску БЗ ставляться такі умови:

- площадка контакту БЗ і ГП є малою по відношенню до поверхні їх контактування;
- сила притискання БЗ до ГП розподілена по поверхні контакту і є нормальною до цієї поверхні.

Для визначення розмірів півосей еліптичної площини контакту БЗ з ГП до розглянутої схеми (рис. 3) пропонується наступні залежності [0]:

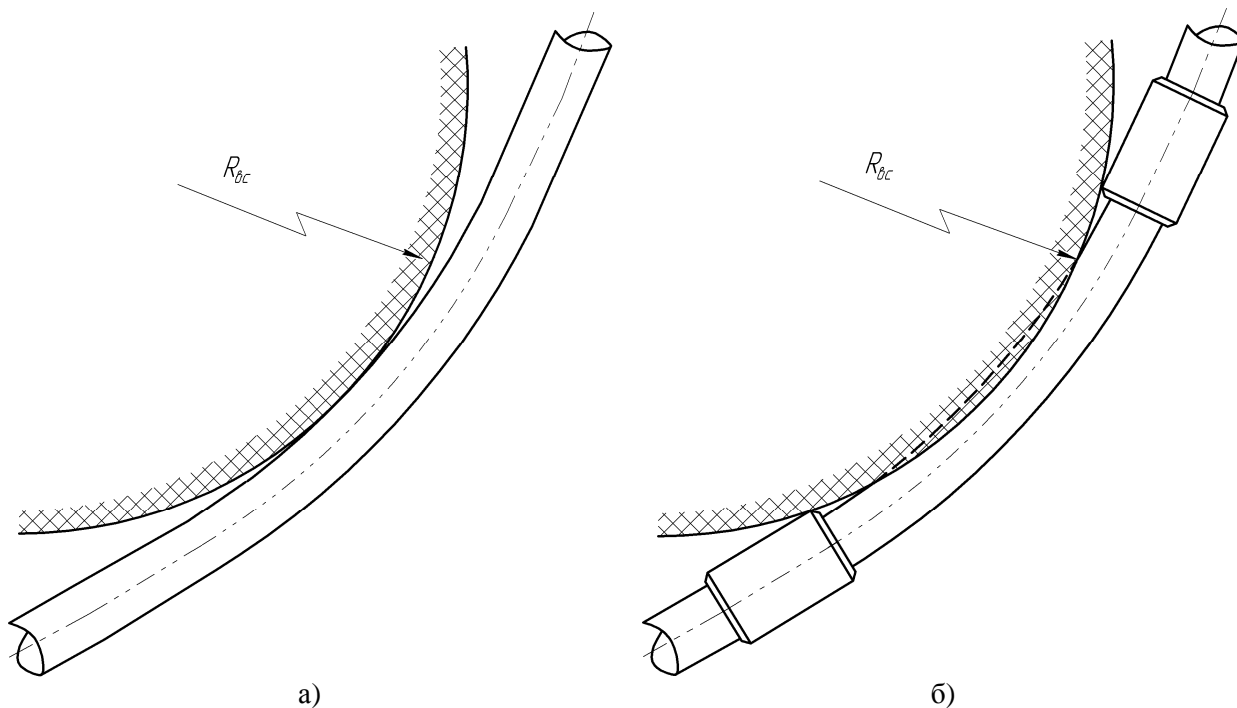


Рисунок 2 – Схеми формування БЗ жолобної виробки на стінці свердловини

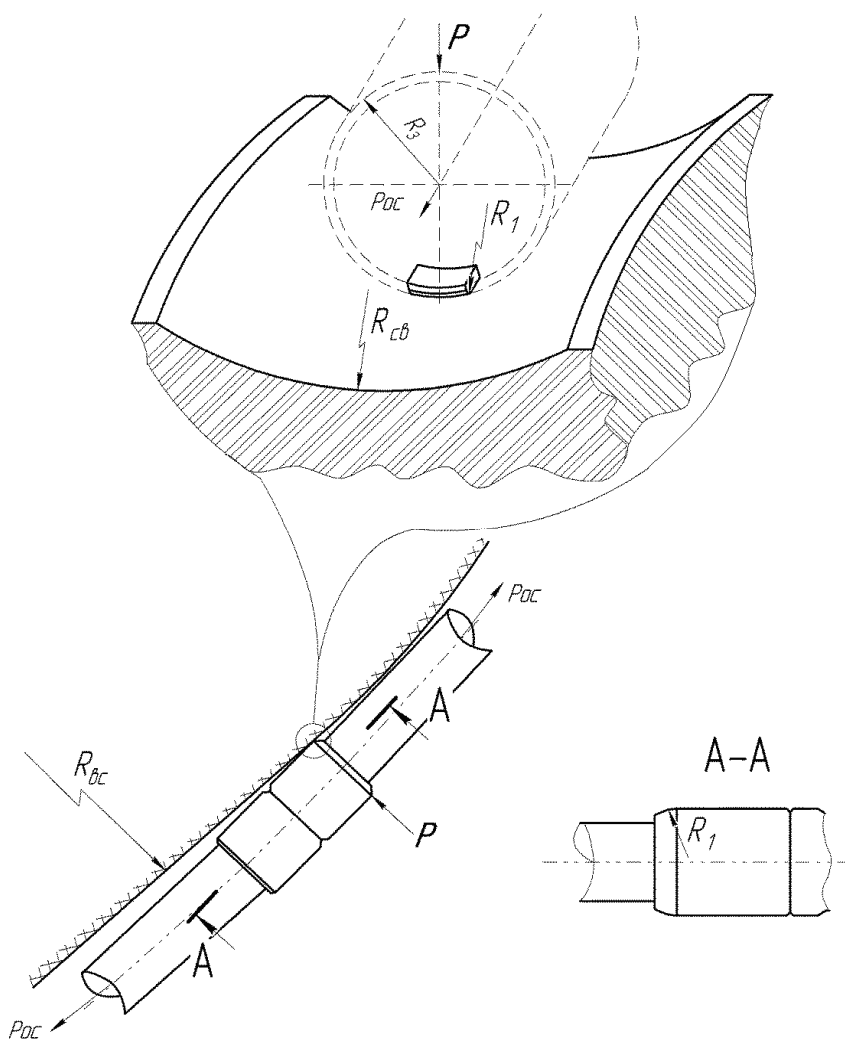


Рисунок 3 – Схема взаємодії БЗ із стінкою свердловини

$$a = 1,145n_a \sqrt[3]{P \frac{\frac{1-\mu_{cm}^2}{E_{cm}} + \frac{1-\mu_{zn}^2}{E_{zn}}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{\text{вс}}} - \frac{1}{R_{\text{св}}}}}, \quad (1)$$

$$b = 1,145n_b \sqrt[3]{P \frac{\frac{1-\mu_{cm}^2}{E_{cm}} + \frac{1-\mu_{zn}^2}{E_{zn}}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{\text{вс}}} - \frac{1}{R_{\text{св}}}}}, \quad (2)$$

де P – сила притискання БЗ до стінки свердловини;

R_1 – радіус опорного торця БЗ;

R_3 – радіус БЗ;

$R_{\text{вс}}$ – радіус викривлення стовбура свердловини;

$R_{\text{св}}$ – номінальний радіус поперечного перерізу стовбура свердловини;

μ_{cm}, μ_{zn} – коефіцієнти Пуассона для сталі та ГП відповідно;

E_{cm}, E_{zn} – модулі пружності (Юнга) для сталі та ГП відповідно;

n_a, n_b – коефіцієнти, які визначаються із відношення коефіцієнтів рівняння еліпса взаємодії A і B , [0]:

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{R_3} - \frac{1}{R_{\text{св}}} \right), \quad (3)$$

$$B = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_{\text{вс}}} \right), \quad (4)$$

Найбільші напруження, які виникають в центрі площини контактування БЗ зі стінкою свердловини визначаються за формулою, [0]:

$$\sigma_{\text{max}} = 0,365n_p \sqrt[3]{P \frac{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{\text{вс}}} - \frac{1}{R_{\text{св}}} \right)^2}{\left(\frac{1-\mu_{cm}^2}{E_{cm}} + \frac{1-\mu_{zn}^2}{E_{zn}} \right)^2}}, \quad (5)$$

де n_p – коефіцієнт, який визначається із відношення коефіцієнтів рівняння еліпса взаємодії A і B , [0].

Зближення (втискування) контактуючих тіл визначається:

$$\Delta h = 0,655n_{\Delta} \times \sqrt[3]{P^2 \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{\text{вс}}} - \frac{1}{R_{\text{св}}} \right) \left(\frac{1-\mu_{cm}^2}{E_{cm}} + \frac{1-\mu_{zn}^2}{E_{zn}} \right)^2}, \quad (6)$$

де n_{Δ} – коефіцієнт, який визначається із відношення коефіцієнтів рівняння еліпса взаємодії A і B , [0].

У відповідності до вищенаведених залежностей (1)-(6) напруження σ_{max} та деформація ГП Δh залежать від пружних властивостей матеріалів і є нелінійними функціями від сили притискання P .

Сила притискання БЗ до стінки свердловини P , яка діє на нього в місці жолобоутворення, визначається з використанням розрахункової схеми розтягнутої частини БК в стовбурі свердловини довільної кривизни радіусом викривлення $R_{\text{вс}}$ (рис. 4). Радіальне зміщення осі БК Δ у викривленому стовбурі свердловини радіусом $R_{\text{вс}}$ визначається:

$$\Delta = R_{\text{вс}} - \sqrt{R_{\text{вс}}^2 - l_1^2} + R_3, \quad (7)$$

де l_1 – довжина ділянки БК, яка описується прогином Δ .

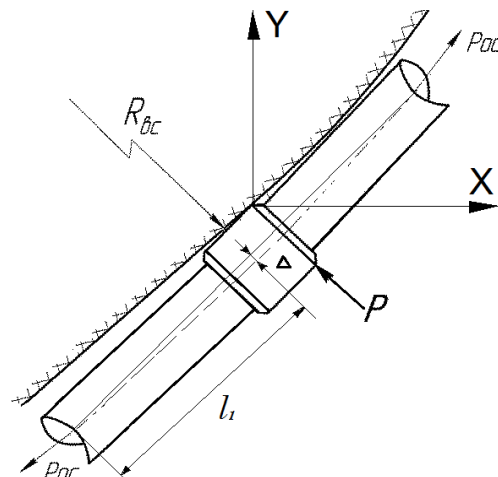


Рисунок 4 – Розрахункова схема розтягнутої частини БК в стовбурі свердловини довільної кривизни

Визначення сил притискання БК до стінок свердловини з радіусом викривлення $R_{\text{вс}}$ зводиться до розрахунку плоскої задачі методом диференціальних рівнянь її пружної осі при відповідних розв'язках і граничних умовах:

$$EI \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -P_{OC} y_1(x_1) + \frac{q x_1^2 \sin(\alpha)}{2}, \quad (8)$$

де q – вага погонного метра БК;

P_{OC} – осьова сила розтягу, яка діє на БК.

$$EI \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -[P_{OC} - q l_1 \cos(\alpha)] y_2(x_2) - P x_2 + \frac{q}{2} (l_1^2 + 2 l_1 x_2 + x_2^2) \sin(\alpha), \quad (9)$$

Двічі проінтегрувавши наведені диференціальні рівняння (8), (9), отримуємо функції зміни величин прогинів осі БК по її довжині на ділянках наведеної розрахункової схеми (рис. 4):

$$y_1(x) = A_1 \sin(k_1 x_1) + A_2 \cos(k_1 x_1) + \frac{q}{P_{OC}} \left[\frac{x_1^2}{2} - \frac{1}{k_1^2} \right] \sin(\alpha), \quad (10)$$

$$y_2(x) = B_1 \sin(k_2 x_2) + B_2 \cos(k_2 x_2) + -P x_2 + \frac{q}{2} \left[x_2^2 + l_1^2 + 2 l_1 x_2 - \frac{1}{k_2^2} \right] \sin(\alpha). \quad (11)$$

Таблиця 1 – Вихідні параметри для розрахунку сил притискання БЗ до стінки свердловини

Позначення типорозміру	R_3 , м	q , Н/м	EI , кН·м ²	D_{CB} , м	P_{OC} , кН	α , град	i_α , град/100 м
ТБПК	0,81	306,27-410,45	1223-1552	0,2159	100-1000	1-90	3-10

Функції зміни величини кутів повороту осі БК по її довжині:

$$y_1'(x_1) = k_1 [A_1 \cos(k_1 x_1) - A_2 \sin(k_1 x_1)] + \frac{q x_1}{P_{OC}} \sin(\alpha); \quad (12)$$

$$y_2'(x_2) = k_2 [B_1 \cos(k_2 x_2) - B_2 \sin(k_2 x_2)] + \frac{-P + q(l_1 + x_2) \sin(\alpha)}{P_{OC} - q l_1 \cos(\alpha)}. \quad (13)$$

Функції зміни величини згинаючих моментів БК по її довжині:

$$M_1(x_1) = -EI k_1^2 \times \left[A_1 \sin(k_1 x_1) + A_2 \cos(k_1 x_1) + \frac{q}{P_{OC}} \sin(\alpha) \right]; \quad (14)$$

$$M_2(x_2) = -EI k_2^2 \times \left[B_1 \sin(k_2 x_2) + B_2 \cos(k_2 x_2) + \frac{q \sin(\alpha)}{P_{OC} - q l_1 \cos(\alpha)} \right]. \quad (15)$$

Взаємодія БК зі стінками свердловини характеризується відповідними граничними умовами.

$$\left. \begin{matrix} x_1 = 0 \Rightarrow y_1(0) = 0 \\ x_1 = l_1 \\ x_2 = 0 \end{matrix} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{matrix} y_1(l_1) = \Delta \\ y_2(0) = \Delta \\ y_1'(l_1) = y_2'(0) \\ M_1(l_1) = M_2(0) \end{matrix} \right. \quad (16)$$

$$x_2 = l_2 \Rightarrow y_2(l_2) = 0$$

Згідно граничних умов (16), отримуємо систему шести нелінійних рівнянь, за якою визначаються P , l та постійні інтегрування A_i і B_i .

Для встановлення впливу радіуса викривлення стовбура свердловини, жорсткості БК та осьової розтягуючої сили на притискання БЗ до стінки свердловини P проведено розрахунок за вихідними параметри, які наведено в табл. 1 і отримано графічні залежності, зображені на рис. 5-9.

В результаті було встановлено, що збільшення осьового розтягуючого зусилля P_{OC} на БК і інтенсивності викривлення свердловини, викликає мінімальне зростання сил притискання БЗ до стінки свердловини, (рис. 5). Внаслідок зменшення впливу сил гравітації при збільшенні зенітного кута стовбура свердловини зменшуються сили притискання БЗ до стінки свердловини і при досягненні 80 град. вони стабілізуються (рис. 6). При цьому спостерігається тенденція до зростання сили P тільки при збільшенні інтенсивності викривлення стовбура

свердловини (рис. 7). Аналогічна ситуація збільшення сили притискання БЗ до стінки свердловини пов'язана із зростанням жорсткості на згин БК (рис. 8).

При встановленні впливу конструкції БК на силу притискання БЗ до стінки свердловини P по профілю (рис. 9), проведено відповідні розрахунки за вихідними параметрами (табл. 2) і встановлено наступні графічні залежності (рис. 10 - 17).

Використання СБТ, порівняно із ЛБТ, зумовлює середнє зростання сил притискання БЗ до стінки свердловини до 2,5 разів при $i_\alpha = (4-8)$ град/100 м. Причому, з використанням СБТ в умовах викривлення стовбура свердловини сили притискання БЗ до стінки свердловини зростають і стимулюють механізм каверно- та жолобоутворення в інтервалах з різними перегинами осі.

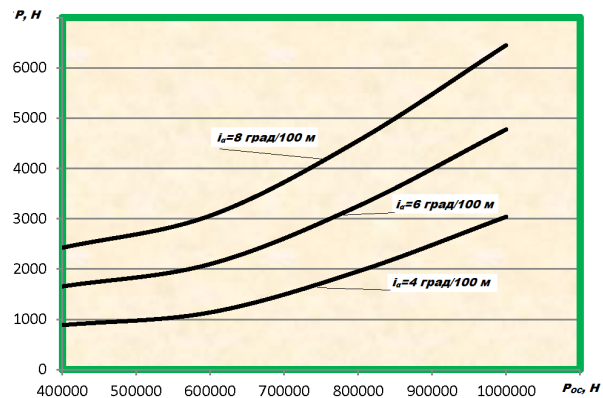


Рисунок 5 – Залежність сили притискання БЗ P до стінки свердловини від зміни інтенсивності викривлення і осьового розтягуючого зусилля P_{OC}

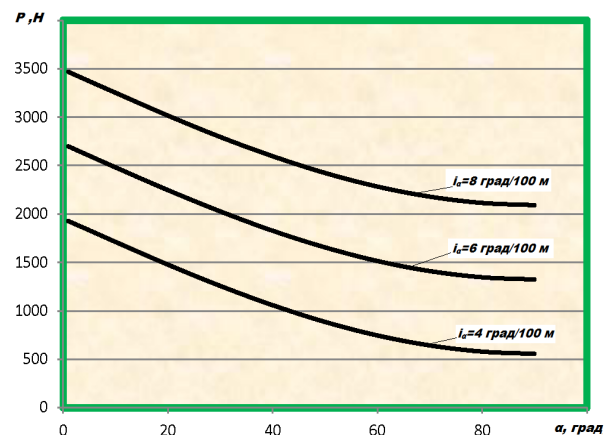


Рисунок 6 – Залежність сили притискання БЗ P до стінки свердловини від зміни інтенсивності викривлення і зенітного кута осі стовбура свердловини

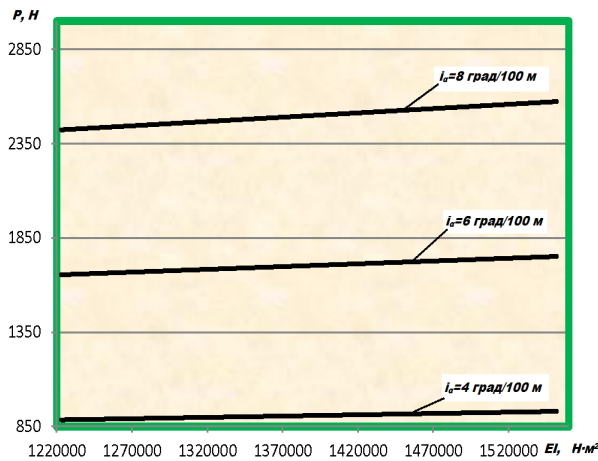


Рисунок 7 – Залежність сили притискування БЗ P до стінки свердловини від зміни інтенсивності викривлення і жорсткості БК EI

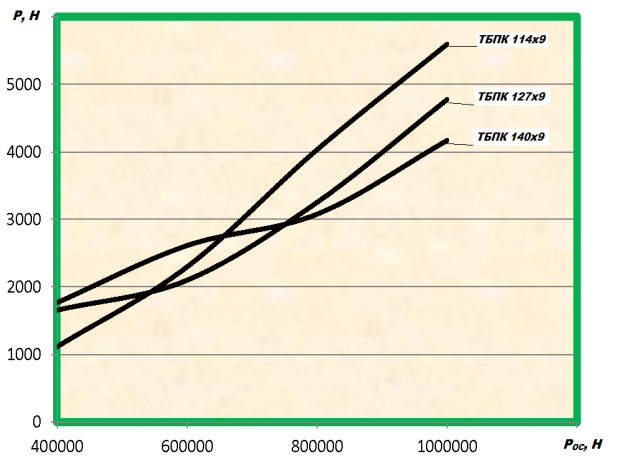


Рисунок 8 – Залежність сили притискування БЗ P до стінки свердловини від типорозміру труб і осьового розтягуючого зусилля P_{OC}

Таблиця 2 – Вихідні параметри для розрахунку сил притискування БЗ до стінки свердловини

Параметри для розрахунку сил притискування БЗ до стінки свердловини для різних комплектацій БК									
№ варіанту	Тип труб	R_3 , м	L_1 , м	L_2 , м	q , Н/м	EI , кН·м ²	D_{CB} , м	P_{OC} , кН	i_ω , град/100 м
1	СБТ 127	0,81	625	300	306,27	1223	0,2159	283,30	4-8
	ЛБТ 129	0,76	-	-	119,68	433			
2	СБТ 127	0,81	625	-	306,27	1223	0,2159	227,32	4-8
	ЛБТ 129	0,76	-	300	119,68	433			
3	СБТ 127	0,81	-	300	306,27	1223	0,2159	166,68	4-8
	ЛБТ 129	0,76	625	-	119,68	433			
4	СБТ127	0,81	-	-	306,27	1223	0,2159	110,71	4-8
	ЛБТ 129	0,76	625	300	119,68	433			
Параметри для розрахунку сил притискування БЗ до стінки свердловини для різних типів бурових труб									
1	СБТ 127	0,81	625	300	306,27	1223	0,2159	400	4-8
2	ЛБТ 129	0,76	625	300	119,68	433			

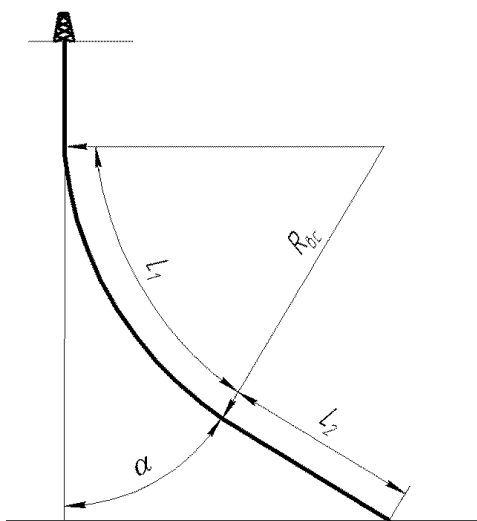


Рисунок 9 – Профіль ствола свердловини

При однакових величинах осьового розтягуючого зусилля P_{OC} , що діє на різні за конструкціями БК (укомплектовані СБТ і ЛБТ) встановлено, що більші сили притискування БЗ до стінки свердловини, в інтервалі викривленого інтервалу, характерні для БК укомплектованої ЛБТ (рис. 11).

Як видно з графіка (рис. 12) при сталому діаметрі стовбура свердловини, зменшення діаметра БЗ (відповідно і БК) при рівних силах її осьового натягу обумовлюють різке зростання максимальних напружень в ГП і відповідно глибину втискування останнього в неї (рис. 13). Окрім того максимальні напруження та глибина втискування суттєво залежать від радіуса опорного торця БК R_T (рис. 14, 15). Це дозволяє констатувати, що ерозійне руйнування стінки свердловини є більш характерним для БК меншого діаметру та більшого співвідношення між діаметром свердловини та діаметром труб (рис. 16, 17).

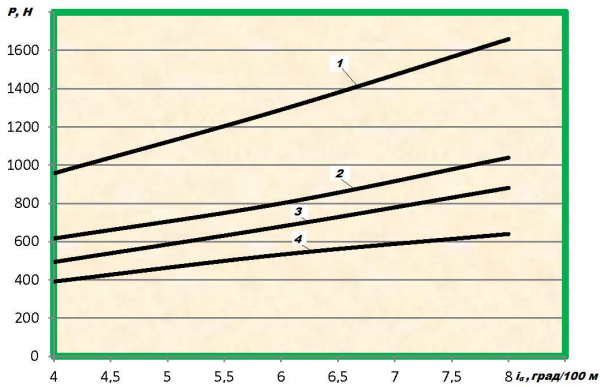


Рисунок 10 – Залежність сили притискування БЗ до стінки свердловини для різних комплектацій БК

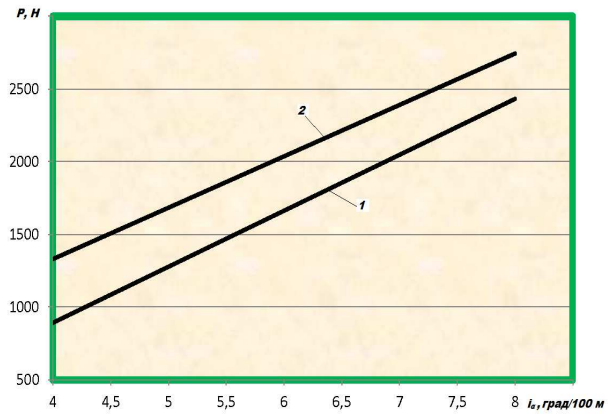


Рисунок 11 – Залежність сили притискування БЗ до стінки свердловини для різних типів бурильних труб при $P_{OC}=400$ кН

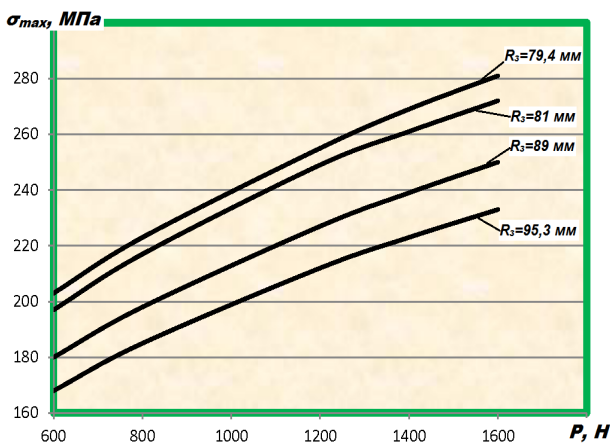


Рисунок 12 – Залежність максимальних напружень в ГП від радіуса замка R_3 та сили притискування P в місці жолобоутворення

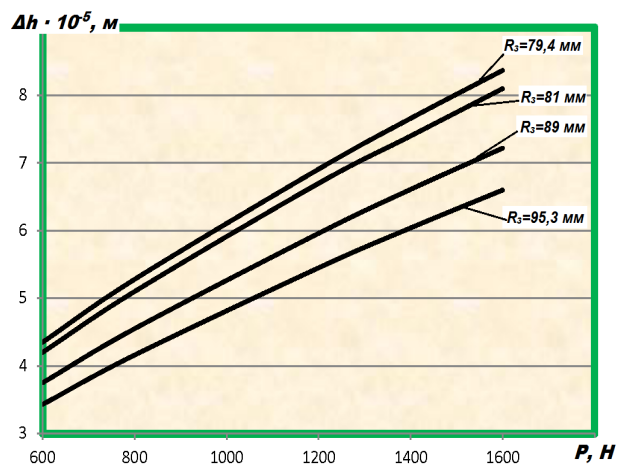


Рисунок 13 – Залежність глибини заглиблення БЗ в ГП від радіуса замка R_3 та сили притискування P в місці жолобоутворення

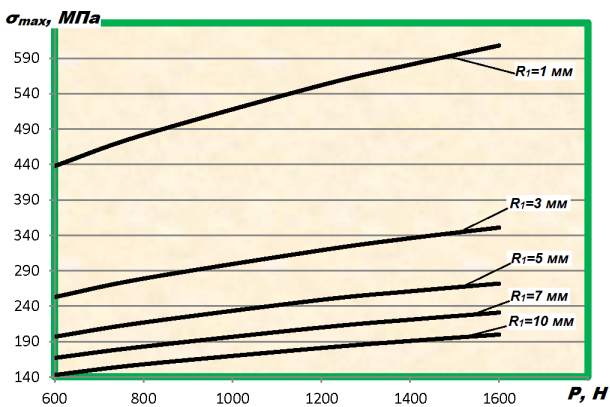


Рисунок 14 – Залежність максимальних напружень в ГП від радіуса опорного торця БЗ R_1 та сили притискування P в місці жолобоутворення

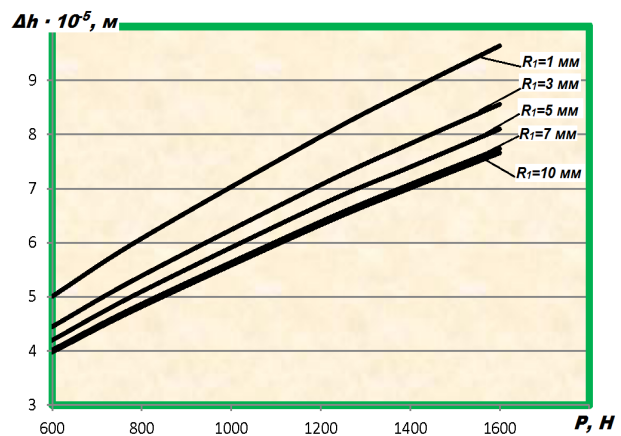


Рисунок 15 – Залежність глибини заглиблення БЗ в ГП від радіуса його опорного торця R_1 та сили притискування P в місці жолобоутворення

Висновки

Вдосконалено аналітичний метод розрахунку сил взаємодії БЗ зі стінкою свердловини, напруження в гірській породі і глибину заглиб-

лення замка в неї з врахуванням техніко-технологічних і гірничо-геологічних умов буріння в довільному інтервалі викривлення.

Встановлено графічні залежності зміни сил притискування БЗ до стінки скерованої свердло-

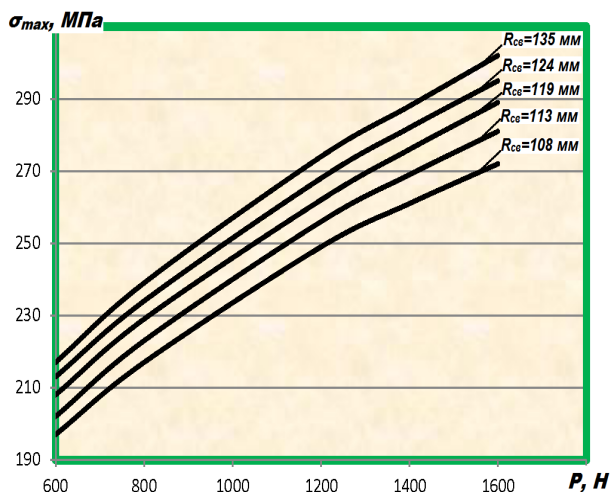


Рисунок 16 – Залежність максимальних напружень в ГП від радіуса свердловини R_{ce} та сили притискування P в місці жолобоутворення

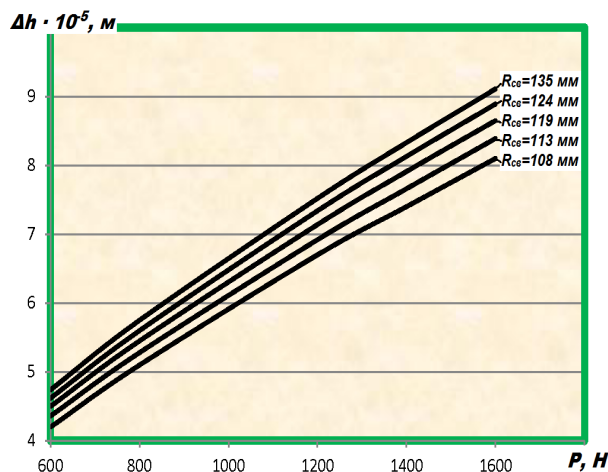


Рисунок 17 – Залежність глибини заглиблення БЗ в ГП від радіуса свердловини R_{ce} та сили притискування P в місці жолобоутворення

вини від таких вихідних параметрів, як: осьова сила розтягу, інтенсивність викривлення стовбура свердловини, конструктивні особливості БК.

Встановлено графічні залежності зміни максимальних напружень в ГП і глибини заглиблення елемента бурильного інструменту в неї від різних техніко-технологічних параметрів.

Визначено, що одним із основних чинників жолобоутворення на стінках свердловини можна вважати дію на гірську породу БЗ торцевої частини. Внаслідок цього було обумовлено виникнення напружень в гірській породі, величина яких півмірна з границями її міцності (в залежності від глибини заглиблення і ін.)

Заплановано подальші дослідження особливостей взаємодії БЗ зі стінкою свердловини при СПО.

Література

1 Величко М.Н. Анализ причин образования желобов при бурении скважин / М.Н. Величко, Ю. Д. Лепленко // Нефтяная и газовая промышленность. – 1990. – № 1. – С. 27-28.

2 Ясов В. Г. Образование желобов в скважине и определение силы прихвата инструмента в них [Текст] / В. Г. Ясов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 8. – С.17-19.

3 Осипов П.Ф. Формирование желобов в наклонно направленных скважинах [Текст] / П. Ф. Осипов, Г. П. Злотников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – №3. – С.9-12.

4 Писаренко Г. С. Справочник по сопротивлению материалов [Текст] / Г. С. Писаренко, А. П. Яковлев, В. В. Матвеев. – 2-е изд., пер. и доп. – К. : Наукова думка, 1988. – 734 с.

5 Спивак А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин [Текст] / А.И. Спивак, А.Н. Попов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1979. – 239 с.

6 Чудик І. І. Один із методів вирішення проблеми стійкості стовбура свердловини при бурінні в сланцевих відкладах [Текст] / І. І. Чудик, А. І. Різничук, А. Р. Юрич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №3(44). – С. 66-62.

7 Чудык И. И. Лабораторные исследования механических свойств горных пород в условиях, приближенных к реальным [Текст] / И. И., Чудык А. И. Ризничук, А. Р. Юрич // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – №1 – С. 35-40.

8 Оринчак М. І. Паливно-бітумна ванна / М. І. Оринчак, А. І. Різничук, М. М. Оринчак, О. С. Бейзик //Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.– 2011. – № 3(40) – С. 90-95.

9 Махмудов З.Н. Зависимость износа боковой поверхности бурильных замков от времени механического бурения [Текст] / З. Н. Махмудов, О. Н. Злобина, А. П. Горбунов, Д. И. Писарев, Ю. В. Ситников // Повышения работоспособности бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб: Сб. науч. тр. – Куйбышев: Гипровостокнефть – 1982. – С.67-70.

10 Амбрамсон М. Г. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений [Текст] / М. Г. Амбрамсон, Б. В. Байдюк, В. С. Зарецкий и др. – М. : Недра, 1984. – 207 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.04.14

Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Бондаренком М.О.
(Інститут надтвердих матеріалів
ім. В.М.Бакуля НАН України, м. Київ)

ДОСЛІДЖЕННЯ АМПЛІТУДО-ЧАСТОТНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДИНАМІЧНОГО ЗУСИЛЛЯ НАТЯГУ ВЕРХНЬОГО КІНЦЯ ВОДОВІДДІЛЬНОЇ КОЛОНИ ТА ВПЛИВУ НА НЬОГО ПАРАМЕТРІВ БУРОВОЇ СИСТЕМИ

О.О. Слабий

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: burewisnyk@gmail.com

Зміна натягу верхнього кінця водовіддільної колони є істотним фактором, що впливає на динаміку її роботи. Тому вивчення амплітудно-частотних характеристик динамічного зусилля натягу і впливу на них основних параметрів натяжної системи є важливим для розуміння роботи водовіддільної колони.

В даній статті проаналізовано залежності між амплітудно-частотними характеристиками динамічного зусилля натягу верхнього кінця водовіддільної колони і вертикальною хитавицею бурового судна за умови забезпечення натягу натяжною системою водовіддільної колони канатного типу. Проведено аналіз зміни величини даного співвідношення відносно об'єму газового резервуару, сили тертя в гідроциліндрах і вивчено вплив на нього бортової, кільової, поздовжньої і поперечної хитавиці бурового судна. Отримані результати показують нелінійний вплив на АЧХ параметрів системи, а зміна параметрів натяжної системи призводить до впливу лиш на окремих проміжках частот.

Ключові слова: натяжна система водовіддільної колони, динамічне зусилля натягу, бурове судно.

Изменение натяжения верхнего конца водоотделяющей колонны является существенным фактором, влияющим на динамику ее работы. Поэтому изучение амплитудно-частотных характеристик динамического усилия натяжения и влияния на них основных параметров натяжной системы является важным для понимания работы водоотделяющей колонны.

В данной статье проанализированы зависимости между амплитудно-частотными характеристиками динамического усилия натяжения верхнего конца водоотделяющей колонны и вертикальной качкой бурового судна при условии обеспечения натяжения натяжной системой водоотделяющей колонны канатного типа. Проведен анализ изменения величины данного соотношения относительно объема газового резервуара, силы трения в гидроцилиндрах и изучено влияние на него бортовой, килевой, продольной и поперечной качки бурового судна. Полученные результаты показывают нелинейное влияние на АЧХ параметров системы, а изменение параметров натяжной системы приводит к воздействию лишь на отдельных промежутках частот.

Ключевые слова: натяжная система водоотделяющей колонны, динамическое усилие натяжения, буровое судно.

Changing the tension of the upper end of the drilling riser is an important factor that influences the dynamics of its operation. Therefore, the study of amplitude and frequency characteristics of dynamic tension force and tension system parameters influence on them is important for our understanding of the drilling riser operation.

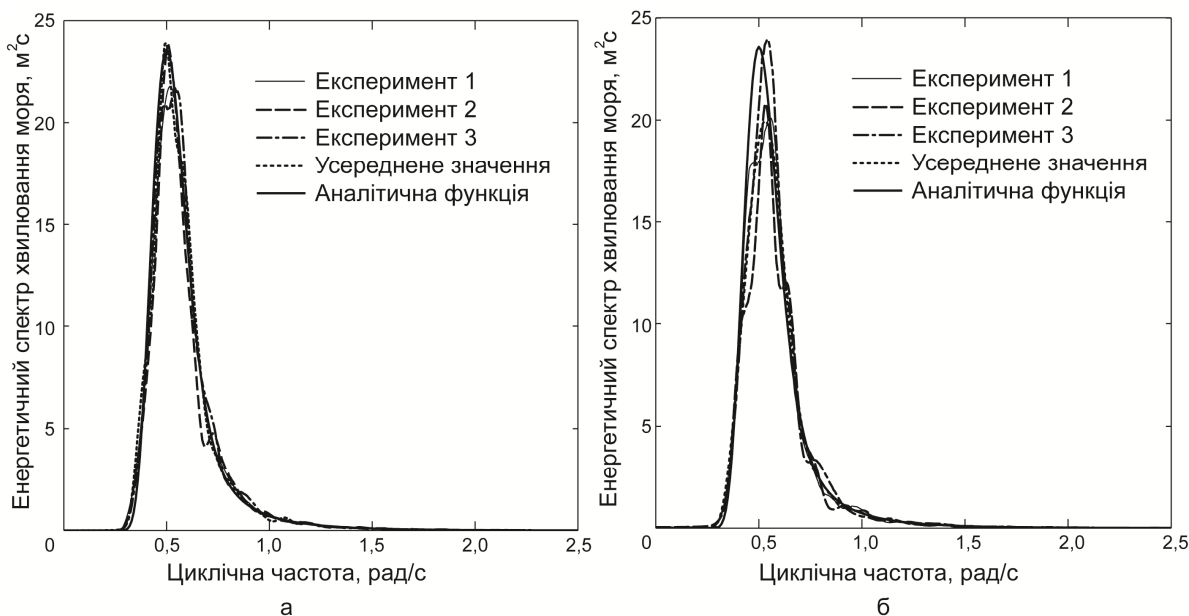
This article examines the dependences between the amplitude and frequency characteristics of dynamic tension force of the drilling riser upper end and drilling vessel heave if the wire drilling riser tension system makes tension. The analysis of change in the value of this ratio with respect to the volume of the gas tank and friction force in the hydraulic cylinders was conducted and the influence of pitch, roll, sway, and surge heave of the drilling vessel was studied. The obtained results suggest a non-linear effect on the amplitude and frequency characteristics of the system parameters and the tension system parameters change leads to an impact only on individual intervals of frequencies.

Key words: drilling riser tension system, dynamic tension force, drilling vessel

Вступ

В процесі буріння свердловин на морі для захисту бурильної колони від негативного впливу навколишнього середовища і направлення її в свердловину використовують водовіддільну колону (ВК). Для забезпечення нормальної роботи якої і запобіганню виникнення в її перерізах критичних зусиль викликаних хитавицею ПБУ використовується складна система кріплення верхнього кінця ВК до палуби ПБУ, що побудована на принципі забезпечення сталого зусилля натягу. Основними елементами цієї системи є натяжна система водовіддільної колони (НСВК), телескопічна секція і сферичний шарнір. Однак НСВК, що працює за прин-

ципом гідропневматичної подушки через обмежений об'єм газового резервуару і наявність в системі сил тертя не в змозі забезпечити стале зусилля натягу, що спричиняє додаткові збурення в роботі ВК. Хоча в переважній більшості досліджень з вивчення динаміки роботи ВК вважають, що зусилля натягу верхнього кінця є сталим [1, 2, 3, 4, 5], або приймають, що амплітудно-частотна характеристика (АЧХ) переміщення верхнього кінця ВК лінійно залежить від вертикальної хитавиці ПБУ [6, 7], однак такі припущення недостатньо враховують конструктивні особливості НСВК, особливо при нерегулярному хвилюванні моря. Тому вивчення АЧХ динамічного зусилля натягу ВК, впливу



а) $\delta = 15^\circ$, $\gamma = 3.3$, $\omega_p = 0.5$, б) $\delta = 90^\circ$, $\gamma = 3.3$, $\omega_p = 0.7$

Рисунок 1 – Порівняння отриманих спектральних щільностей хвилюванням моря із аналітичними

на них основних параметрів НСВК і порівняння їх із АЧХ вертикальної хитавиці ПБУ, яка є основним фактором, що викликає збурення, дозволить краще зрозуміти процеси, що проходять в НСВК і уточнити існуючі моделі ВК в умовах нерегулярного хвилювання моря.

Мета дослідження

Метою дослідження є аналіз залежності між АЧХ вертикальної хитавиці ПБУ і динамічним зусиллям натягу ВК натяжною системою канатного типу та оцінка впливу на неї основних параметрів системи.

Методика дослідження

Методом досліджень вибрано чисельний експеримент, виконаний на основі розробленої нами математичної моделі НПК канатного типу, що складається з восьми натяжних пристроїв, побудованої на платформі математичного моделювання SystemModeler. Опис моделі якого подано в роботі [8]. Задача розв'язувалась чисельним методом за допомогою програмного модуля DASSL з наступними параметрами: досліджуваній проміжок 0-1000 с; крок ітерації 0,01 с; точність числового розв'язку $1 \cdot 10^{-6}$. Для уникнення помилок, викликаних випадковим вибором частот і кутів фаз зсуву при моделюванні хвилювання моря, для кожного набору даних проводилось три експерименти з іншими випадковими величинами.

При моделюванні вивчався вплив на зміну динамічного зусилля натягу ВК таких параметрів, як об'єм газового резервуару високого тиску (V), курсовий кут бурового судна (δ), енергетичний спектр хвилювання моря і величина сили тертя в гідроциліндрі. Море моделювалось енергетичним спектром JONSWAP з різними

вхідними параметрами – піковою частотою ω_p і коефіцієнтом загострення спектру γ . Об'єм газового резервуару брався рівним 12, 24, 36, 48, 60, 72, 84 і 96 м³, а сила тертя в гідроциліндрі бралась з коефіцієнтами 0; 0,25; 0,5; 0,75 і 1, від номінальної. АЧХ параметрів системи отримували шляхом використання методу швидкого перетворення Фур'є до результатів розв'язку математичної моделі. Після цього знаходили спектральну щільність параметрів за наступною формулою:

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \frac{1}{2\pi} |\hat{x}(\omega)|^2, \quad (1)$$

де $S_{\eta\eta}(\omega)$ – енергетична спектральна щільність;

$\hat{x}(\omega)$ – результат швидкого перетворення

Фур'є функції $x(\omega)$;

ω – циклічна частота.

У зв'язку з тим, що отримані графіки розподілу спектральної щільності є порізаними, проведено їхнє згладжування шляхом застосування вікна Хаміннга з параметром $N = 20$. Для оцінки точності методу результати згладжування порівнювались з аналітичним спектром. Результати цього порівняння для деяких експериментів зображено на рис. 1. Як бачимо вони дають добру збіжність. Математична викладка процедури згладжування наступна:

$$S_{ii}^*(\omega) = \text{ifft}(\text{fft}(S_{ii}(\omega)) \cdot \text{fft}(W(N))), \quad (2)$$

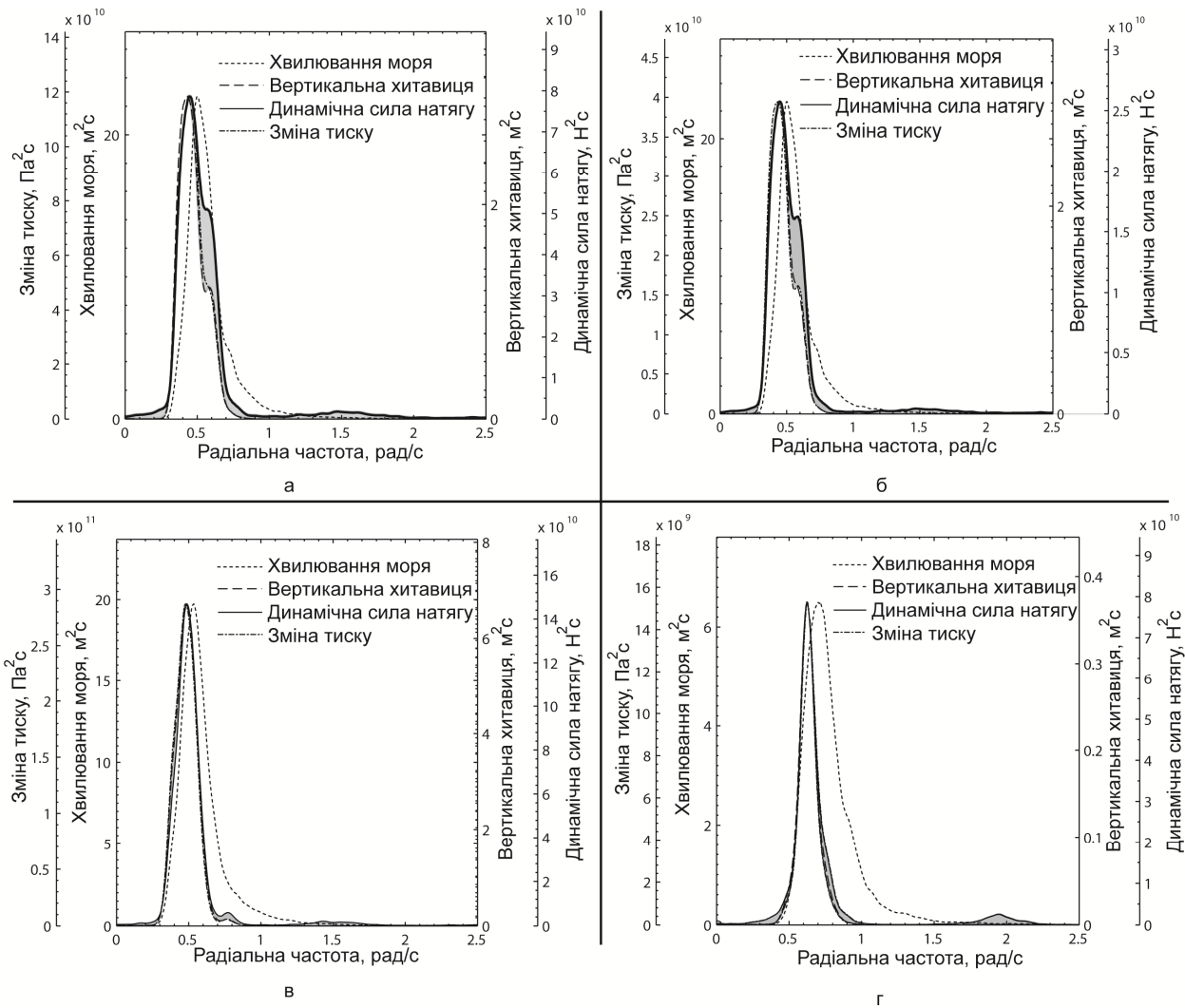
де ifft – зворотне перетворення Фур'є;

fft – швидке перетворення Фур'є;

W – вікно Хаміннга;

$S_{ii}(\omega)$ – не згладжена функція;

$S_{ii}^*(\omega)$ – згладжена функція.



а) $\delta = 15^\circ$, $\gamma = 3.3$, $\omega_p = 0.5$, $V = 72\text{м}^3$; б) $\delta = 15^\circ$, $\gamma = 3.3$, $\omega_p = 0.5$, $V = 96\text{м}^3$;
 в) $\delta = 90^\circ$, $\gamma = 3.3$, $\omega_p = 0.5$, $V = 48\text{м}^3$; г) $\delta = 15^\circ$, $\gamma = 5.0$, $\omega_p = 0.7$, $V = 48\text{м}^3$

Рисунок 2 – Порівняння спектральних щільностей розподілу енергії хвилювання моря, вертикальної хитавиці ПБУ, динамічного зусилля затиску і зміни тиску в газовому резервуарі за різних параметрів моделі (а, б), сила тертя рівна половині від нормальної (в, г)

Аналіз отриманих результатів

При порівнянні спектральних щільностей вертикальної хитавиці ПБУ і динамічного зусилля натягу ВК (рис. 2), зауважимо, що існують три проміжки частот, де графік спектральної щільності динамічного зусилля натягу має виражене відхилення від графіку спектральної щільності вертикальної хитавиці (ділянки затемнені сірим фоном). Із цього можна зробити висновок, що співвідношення між спектральними щільностями має нелінійний характер, для дослідження якого використаємо оператор амплітудної характеристики (ОАХ), який визначається формулою:

$$H_{zt}(\omega) = \sqrt{\frac{S_{tt}(\omega)}{S_{\eta z}(\omega)}} \quad (3)$$

де $H_{zt}(\omega)$ – ОАХ;

$S_{tt}(\omega)$ – спектральна щільність динамічного зусилля натягу;

$S_{\eta z}(\omega)$ – спектральна щільність вертикальної хитавиці ПБУ.

Деякі з розрахованих ОАХ подано на рис. 3. За отриманими графіками можна зробити висновок, що визначені функції ОАХ є однотипними, мають екстремуми в однакових діапазонах частот, величина яких залежить від параметрів системи. Мінімальні значення ОАХ спостерігаються на низьких несучих частотах вертикальної хитавиці ПБУ з подальшим ростом при збільшенні несучої частоти. На графіках ОАХ виділяються максимальні екстремуми в околі частот рівних $3\omega_p$ і $5\omega_p$. На нашу думку поява таких екстремумів спричинена наявністю в конструкції НПВК поліспасти і різницею між статичним і динамічним тертям, що виникає в гідроциліндрі. Вплив таких параметрів системи, як сили тертя в гідроциліндрі, об’єм газового резервуару і спектр хвилювання моря, на величину ОАХ є нерівномірним, тому вивчення

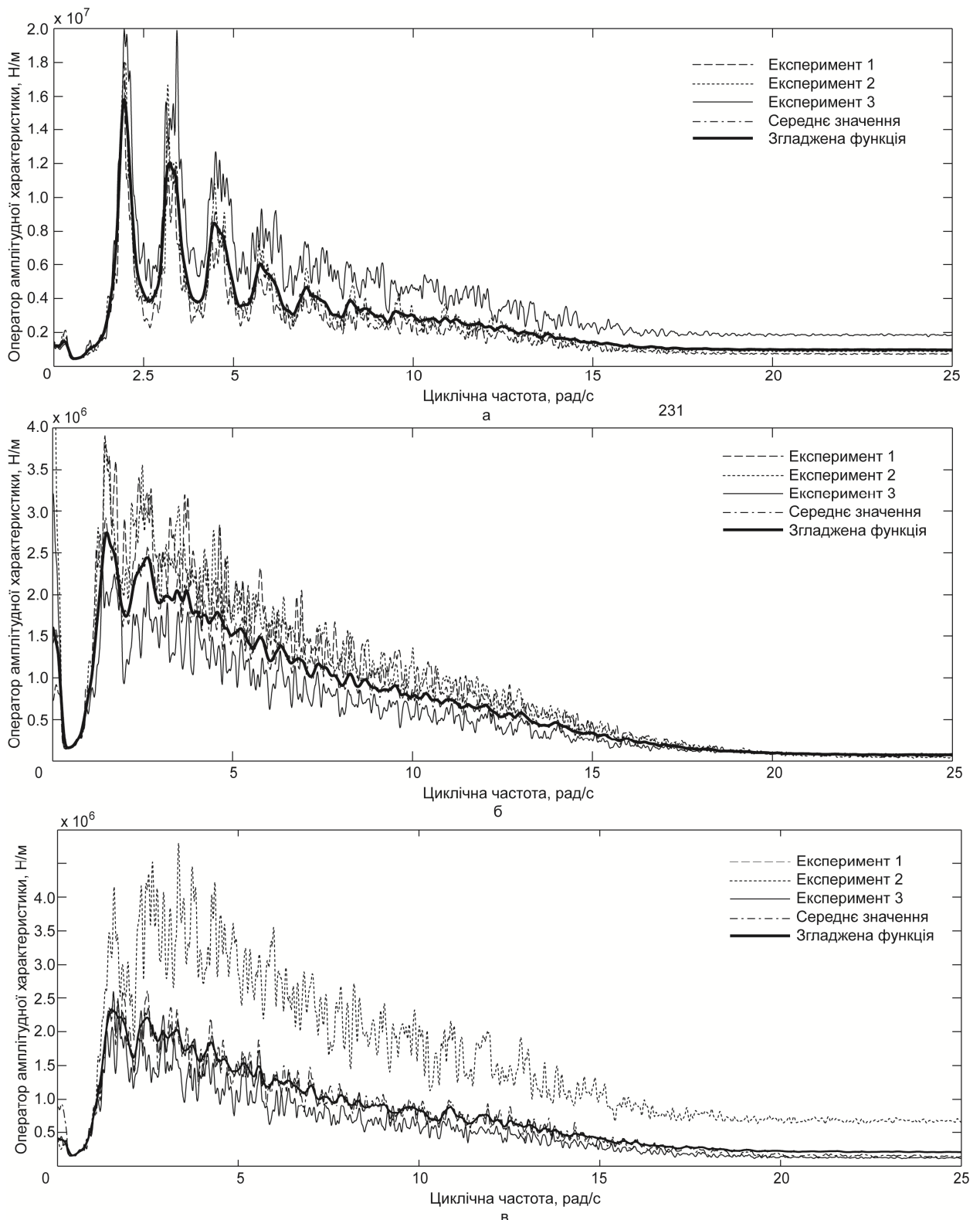


Рисунок 3 – Графіки оператора амплітудної характеристики, розраховані за результатами експериментів

цього впливу проводитимемо шляхом досліджень функції співвідношення між двома ОАХ, що визначається формулою:

$$f_n(\omega) = \frac{H_{ji}(\omega)}{H_{jb}(\omega)}, \quad (4)$$

де $f_n(\omega)$ – функція співвідношення двох ОАХ;
 $H_{ji}(\omega)$ – ОАХ, розраховане для експерименту зі зміненими параметрами системи;
 $H_{jb}(\omega)$ – ОАХ, розраховане для експерименту з базовими параметрами.

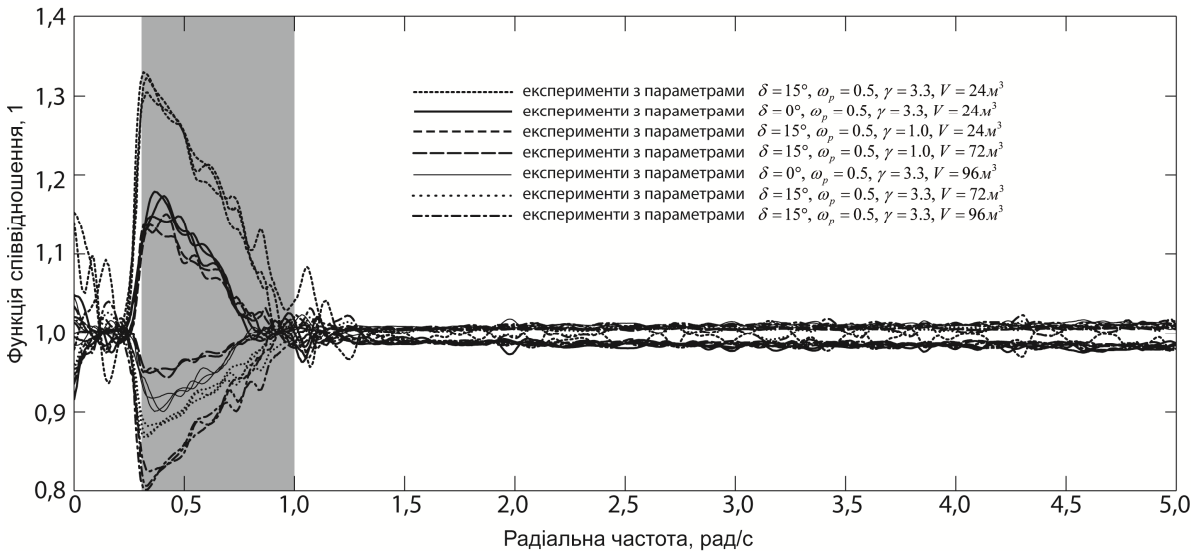


Рисунок 4 – Залежність між операторами амплітудної характеристики за різних об’ємів газового резервуара (сірим фоном виділено діапазон несучих частот вертикальної хитавиці)

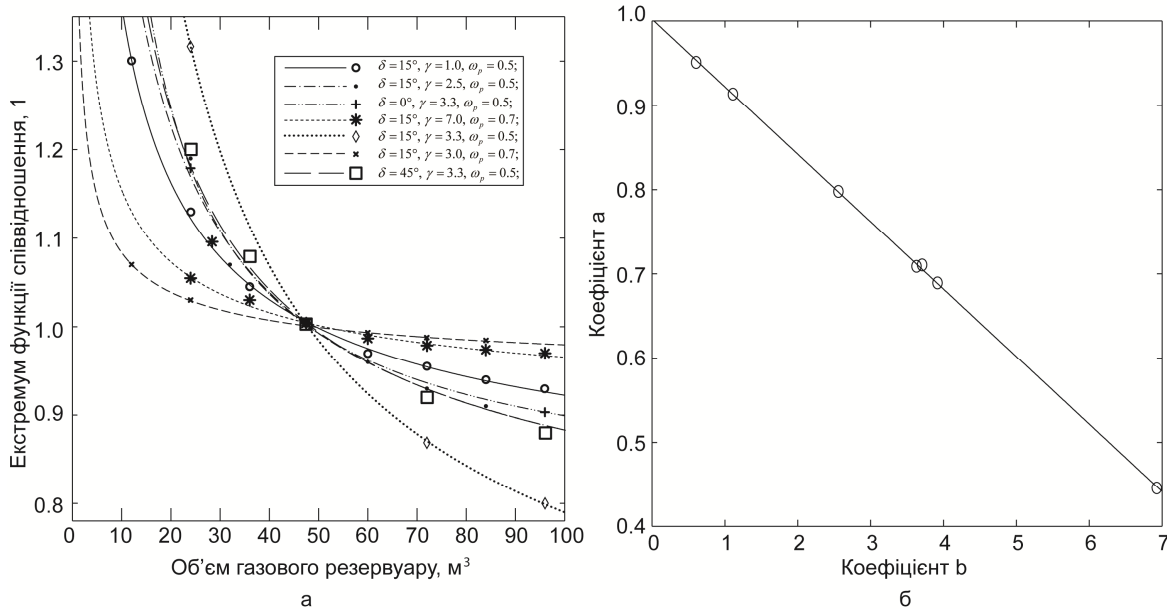


Рисунок 5 – Залежність максимального значення співвідношення між ОАХ від зміни об’єму газового резервуара

Вплив об’єму газового резервуару

Вивчення впливу об’єму газового резервуару відбувалось шляхом аналізу функцій співвідношення розрахованих відносно ОАХ за базового об’єму НСВК – 48 м³. Отримані функції співвідношення показано на рис. 4. Вони мають нелінійний характер і показують, що основний вплив зміна об’єму газового резервуару на ОАХ чинить в діапазоні низьких несучих частот вертикальної хитавиці ПБУ. Співвідношення між ОАХ поза діапазоном несучих частот вертикальної хитавиці приблизно рівне одиниці, тому впливом об’єму газового резервуару на ОАХ в даних діапазонах частот можна знехтувати.

Аналіз відношення між значеннями екстремумів функції $f_n(\omega)$ і зміною об’єму газового резервуару (рис. 5, а) свідчить, що він має

нелінійний характер і добре апроксимуються наступною функцією:

$$y(V) = \frac{b}{\frac{1}{V^{\gamma_g}}} + a, \quad (5)$$

де $y(V)$ – апроксимуюча функція;

γ_g – показник адиабати робочого газу за даного тиску;

a і b – коефіцієнти апроксимації.

Аналіз відношення між коефіцієнтами апроксимації (рис. 5, б) вказує на виражену лінійну залежність між ними, причому при зменшенні ω_p і збільшенні γ спостерігається ріст коефіцієнта b і зменшення коефіцієнта a . З отриманих результатів можна зробити висновок, що вплив на динамічне зусилля натягу ВК

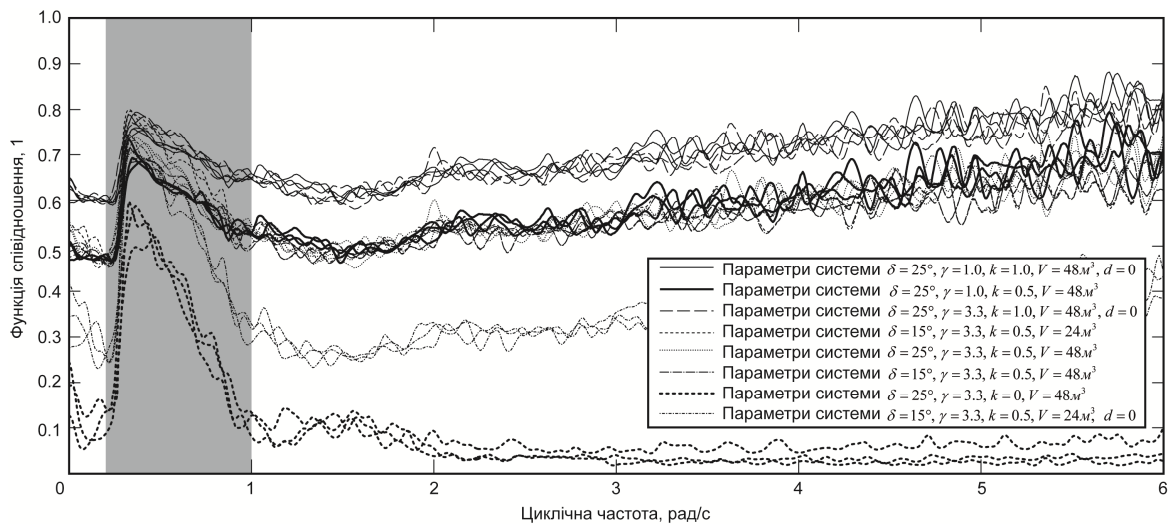


Рисунок 6 – Залежність між операторами амплітудної характеристики за різних значень сили тертя в гідроциліндрах (сірим фоном виділено діапазон несучих частот вертикальної хитавиці)

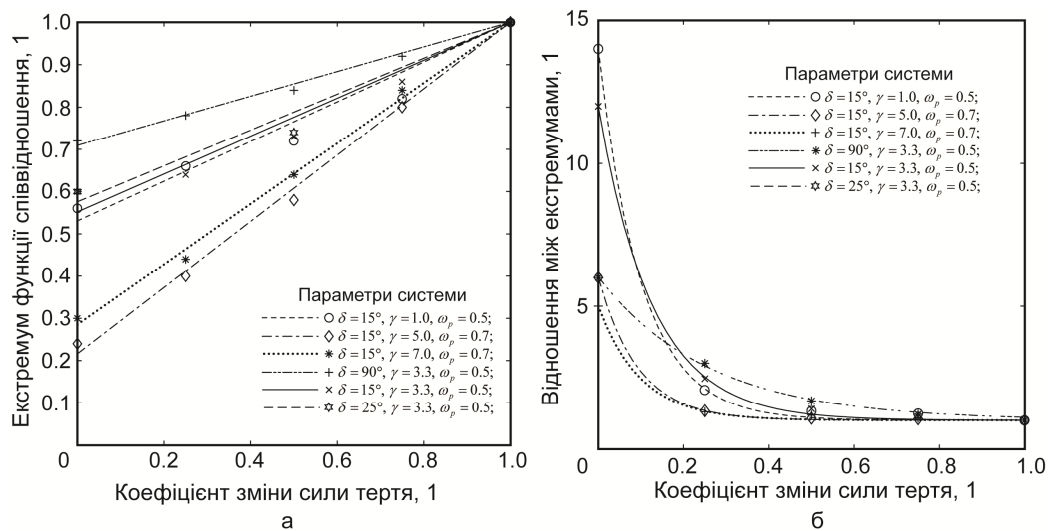


Рисунок 7 – Залежності величини екстремумів функції співвідношення від коефіцієнта сили тертя

об'єму газового резервуара спостерігається виключно в діапазоні несучих частот вертикальної хитавиці, величина якого залежить від об'єму газового резервуара, показника адиабати робочого газу і параметрів хитавиці ПБУ.

Вивчення впливу сили тертя на ОАХ

В досліджуваній системі сила тертя в гідроциліндрі складається із чотирьох складових: тертя Кулона, тертя Стрібека (ефекти прилипання), в'язкого тертя і додаткового тертя, викликаного деформацією ущільнення внаслідок різниці тиску в робочих камерах. Вплив тертя на ОАХ вивчався шляхом аналізу функцій співвідношення, розрахованих за формулою (4), для систем, в яких величина тертя змінювалась на коефіцієнт k відносно номінальної або система досліджувалась за відсутності певного виду тертя. Окремі функції співвідношення зображено на рис. 6.

За графіками слід зазначити, що зміна сили тертя в гідроциліндрі здійснює вплив на ОАХ на всьому діапазоні досліджуваних частот, однак найбільший вплив спостерігається поза діапазоном несучих частот вертикальної хитавиці, величина якого приблизно рівна коефіцієнту k . На графіках спостерігається екстремум в зоні низьких несучих частот вертикальної хитавиці, який залежить від значень функції спектральної щільності вертикальної хитавиці. Окрім цього спостерігаються локальні екстремуми в околі частот $3\omega_p$ і $5\omega_p$, величина яких збільшується зі зменшенням амплітуди пікової частоти вертикальної хитавиці. Цей фактор і аналіз графіка спектральної щільності динамічного зусилля натягу за відсутності зусилля тертя в гідроциліндрі вказує на те, що сили тертя є основним чинником, який викликає локальні екстремуми в околі частот $3\omega_p$ і $5\omega_p$ функції

спектральної щільності динамічного зусилля натягу ВК.

Аналіз зміни відношення між максимальним екстремумом функції в зоні низьких несучих частот вертикальної хитавиці і її мінімальним значенням відносно коефіцієнту k свідчить, що вона має нелінійний характер, а отримані експериментальні дані добре апроксимуються кривою:

$$f(k) = a \cdot \exp(-bk) + 1, \quad (6)$$

де $f(k)$ – апроксимуюча функція;

a і b коефіцієнти апроксимації. Величина коефіцієнтів апроксимації залежить від пікової частоти і висоти амплітуди на даній частоті і зменшуються при зменшенні даних величин.

Дослідження впливу окремих сил тертя на ОАХ свідчить, що жодна із них не чинить особливого впливу на окремих діапазонах частот, а спостерігається вплив аналогічний впливу від зменшення загальної сили тертя на середню величину сили тертя, якою нехтували.

Аналіз впливу бортової, кільової, по- вздожньої і поперечної хитавиці на ОАХ

Вивчення впливу проводилось шляхом аналізу функції співвідношення розрахованої за формулою (4) між двома експериментами: перший коли на ПБУ діяло п'ять видів хитавиці і другий коли діяла тільки вертикальна хитавиця. Із отриманих результатів можна сказати, що вплив чотирьох видів хитавиці на ОАХ спостерігається в усьому діапазоні частот, є хаотичним і не має виражених діапазонів частот, де спостерігаються екстремуми. Величина максимальної зміни ОАХ може складати до 12%, що вказує на достатній вплив хитавиць ПБУ, відмінних від вертикальної, на динамічне зусилля натягу ВК.

Висновки

В результаті проведеного аналізу АЧХ динамічного зусилля натягу ВК при нерегулярному хвилюванні моря і впливу на них основних параметрів НСВК отримано наступні результати:

– виявлено, що АЧХ динамічного зусилля натягу ВК найкраще корелюються із АЧХ вертикальної хитавиці ПБУ, однак вони мають свої особливості. Так на АЧХ динамічного зусилля натягу спостерігаються додаткові локальні екстремуми в околі частот $3\omega_p$ і $5\omega_p$, що спричинені силою тертя в гідроциліндрах НСВК, а співвідношення між АЧХ динамічного зусилля натягу ВК і вертикальної хитавиці має нелінійний характер, мінімум якого спостерігається в околі низьких несучих частот вертикальної хитавиці;

– вплив зміни об'єму газового резервуара на АЧХ динамічного зусилля натягу має нелінійний характер, спостерігається в зоні несучих частот вертикальної хитавиці і досягає екстремуму в околі низьких частот. Виявлено нелінійну залежність величини екстремуму відносно об'єму газового резервуару, коефіцієнту адіабати робочого газу і АЧХ вертикальної хитавиці;

– аналіз впливу сили тертя в гідроциліндрі на динамічне зусилля натягу ВК свідчить, що зміна сили тертя впливає на АЧХ на всьому діапазоні частот, а найбільший вплив спостерігається поза діапазоном несучих частот вертикальної хитавиці. Визначено, що локальні екстремуми в околі частот $3\omega_p$ і $5\omega_p$, на графіках спектральної щільності динамічного зусилля натягу з'являються під впливом сили тертя в гідроциліндрі;

– вплив бортової, кільової, поведовжньої і поперечної хитавиці на ОАХ може складати до 12%, тому нехтувати ним при розрахунках не варто.

Література

1 Athisakul C., Huang T., Chucheeepsakul S. Large strain static analysis of marine risers via a variational approach // The Twelfth (2002) International Offshore and Polar Engineering Conference. – Kitakyushu, Japan: The International Society of Offshore and Polar Engineers, 2002. – С. 164-170.

2 Rizwan K. A., Kaur, Singh S. P., Suhail A. Nonlinear Dynamics Analysis of Marine Risers under Random Loads for Deepwater Fields in Indian Offshore // The Twelfth East Asia-Pacific Conference on Structural Engineering and Construction Procedia Engineering. Elsevier, 2011. – pp. 1334-1342.

3 Morooka C.K., Coelho F.M., Shiguemoto D.A., Franciss R., Matt C. G. C. Dynamic behavior of a top tensioned riser in frequency and time domain The International Society of Offshore and Polar Engineers, 2006.

4 Otteren A. A mathematical model for dynamic analysis of a flexible marine riser connected to a floating vessel // Modelling, identification and control. – 1982. – Т. 3, № 4. – pp. 187-209.

5 Sexton R. M., Agbezuge L. K. Random Wave and Vessel Motion Effects on Drilling Riser Dynamics // Offshore Technology Conference. – Houston, Texas, 1976.

6 Tikhonov V. S., Safronov A. I. Effect of fluid column dynamics on longitudinal vibrations of an ultra deepwater riser covered by an orifice plug // Ocean Engineering. – 2002. – Т. 29, № 1. – pp. 99-112.

7 Tikhonov V.S., Safronov A.I., Gelfgat M.Y., Grebtsov N. N., Podrazhansky A. M. Selection of parameters and bending vibrations of deepwater drilling aluminium riser in random waves – 1998.

8 Слабий О. О. Дослідження динамічної складової натягу водовіддільної колони за нерегулярної хитавиці бурового судна // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1(50). – С. 119-131.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
16.04.14*

*Рекомендована до друку
професором **Векериком В.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Никифорчиним О.М.**
(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ЗАМКОВОГО ПІДШИПНИКА ВІДКРИТИХ ОПОР ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛІТ ДЛЯ ВИСОКООБЕРТОВОГО БУРІННЯ

Р.С. Яким

Дрогобицький державний педагогічний університет ім. Івана Франка,
82100, м. Дрогобич, вул. І.Франка, 24, тел. 0679070484, e-mail: Jakym.r@online.ua

Дослідження має на меті вирішення проблеми підвищення довговічності елементів опор тришарошкових бурових доліт. Дослідження проводились в умовах реального виробництва бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних та натурних випробовувань. Досліджено характер пошкодження елементів замкового підшипника та основні причини низької довговічності відкритих опор кочення тришарошкових бурових доліт для високообертового буріння. Встановлено взаємозв'язок між принципами вибору долотних сталей, параметрами конструкції елементів опор доліт, рівнем технології їх виготовлення та експлуатаційними показниками опор тришарошкових бурових доліт. Обґрунтовано ефективність комплексного підходу у підвищенні довговічності замкового кулькового підшипника таких опор, що у цілому розв'язує проблему підвищення довговічності тришарошкових бурових доліт. Підхід включає жорсткий вибір плавок долотних сталей, що у цілому підвищує контактну витривалість елементів опори. Другою складовою є підвищення стійкості опори проти передчасного утворення люфтів та перекошувань шарошки відносно осі цапфи лапи. Третьою складовою є вдосконалення технології виготовлення лапи.

Ключові слова: пошкодження, конструкція опори, контактна витривалість, люфт в опорі, технологія виготовлення.

Целью исследования есть решение проблемы повышения долговечности элементов опор трехшарошечных буровых долот. Исследования осуществляли в условиях реального производства буровых долот, при математическом планировании экспериментов, комплексным использованием экспериментальных лабораторных и натурных испытаний. Исследован характер поврежденных элементов замкового подшипника и основные причины низкой долговечности открытых опор качения трехшарошечных буровых долот для высокооборотного бурения. Установлена связь между принципами выбора долотных сталей, параметрами конструкции элементов опор долот, уровнем технологии их изготовления и эксплуатационными показателями опор трехшарошечных буровых долот. Обоснована эффективность комплексного подхода к повышению долговечности замкового шарикового подшипника таких опор, что в целом решает проблему повышения долговечности трехшарошечных буровых долот. Подход включает жесткий выбор плавков долотных сталей, что в целом повышает контактную выносливость элементов опоры. Второй составляющей есть повышение стойкости опоры против преждевременного возникновения люфтов и перекосов шарошки относительно оси цапфы лапы. Третьей составляющей есть совершенствование технологии изготовления лапы.

Ключевые слова: повреждение, конструкция опоры, контактная выносливость, люфт в опоре, технология изготовления.

The aim of the study is to solve the problem of operating life improvement of the three-cone drilling bit bearing components. The studies were carried out in conditions of drilling bits manufacturing with mathematical planning of experiments and complex utilization of experimental laboratory and full-scale tests. The nature of ball bearing components damage and main causes of short operating life of the open three-cone drilling bit rolling-contact bearings for high-speed drilling were studied. The interconnection among the principles of drilling bit steel selection, construction parameters of the drilling bit bearing components, modern level of their manufacturing, and performance indices of the three-cone drilling bit bearings was determined. The effectiveness of complex approach to operating life improvement of the ball bearing was proved. Generally, it solves the problem of operating life improvement of the three-cone drilling bits. The approach includes strict selection of drilling bit steels melting that increases contact durability of the bearing components. It also includes improving leg manufacturing technology and bearing resistance to early formation of clearances and distortions of the cone relatively to leg axle.

Key words: damage, bearing construction, contact durability, clearance in the bearing, manufacturing technology

Сьогодні, при бурінні свердловин різного призначення, застосовують тришарошкові бурові долота з відкритою опорою, що виконується на основі підшипників кочення (ролик – кулька – ролик). У таких опорах кульковий підшипник виконує функцію замка опори. Практика експлуатації тришарошкових бурових доліт свідчить, що цей підшипник є найбільш слабкою ланкою в опорі. Тому в долотобуду-

ванні багато уваги приділяється підвищенню довговічності цього вузла [1, 2]. Тим не менше, останні дослідження свідчать про те [3], що проблему необхідно вирішувати комплексно, тобто слід враховувати множину конструкторських, технологічних, металознавчих, експлуатаційних та ін. вимог. Проблема полягає у тому, що зазначені вимоги досить важко задовольнити одночасно, а у більшості випадків прак-

тично неможливо. Тому виникає актуальна практична проблема пошуку оптимальних шляхів підвищення довговічності замкового кулькового підшипника кочення відкритих опор тришарошкових бурових доліт.

Вирішенню окресленої проблеми присвячено дослідження [1, 4-11] та ін. Зокрема, в роботах [1, 3, 4, 6, 8] показано, що замковий кульковий підшипник кочення є найбільш навантаженим і визначає роботу роликів рядів опори долота. Це підтверджується умовами втрати працездатності сучасних опор тришарошкових бурових доліт типу ОК і ТКЗ. Зокрема, аналізом опор відпрацьованих бурових доліт виявлено факти часткового чи повного руйнування усіх елементів замкового кулькового підшипника. А саме: буртів бігових доріжок, бігових доріжок та тіл кочення. Через це опори заклинювали і долота не допрацьовували на вибої.

Конструкція вузла опори обумовлює те, що площа стикування доріжки цапфи лапи з кулькою є меншою за площу контакту кульки із доріжкою шарошки. Передеформація матеріалу бігової доріжки в шарошці здійснюється на більшу глибину, інколи це спричинює до зародження та росту втомної тріщини, що призводить до розколювання шарошки. Це може бути пояснене глибшим заляганням в товщі матеріалу небезпечної точки на нормалі до контакту. Зауважимо, що руйнування бігових доріжок на шарошці є менш вираженим порівняно із руйнуванням цапфи лапи. Цапфа лапи зазнає локального навантаження в нижньому секторі бігових доріжок, а бігові доріжки шарошки мають можливість розподіляти навантаження по усьому діаметру, за рахунок постійного обертового руху шарошки. Разом з тим, аналіз руйнування шарошок свідчить, що довговічність шарошки повинна оцінюватися через критерії тріщиностійкості сталі та конструкційної міцності по небезпечних перерізах.

На основі аналізу руйнувань опор доліт, а також даних із експлуатації, в [1] сформульовано основні причини виходу з ладу опор кочення доліт та окреслені шляхи підвищення їх довговічності. Зокрема встановлено, що збільшення швидкості обертання долота зменшує величини деформації контактних поверхонь опори долота. Тим не менше, збільшення швидкості обертання долота прискорює темп втомного руйнування робочих поверхонь замкового кулькового підшипника. Крім цього зі збільшенням швидкості обертання шарошки зростає знос, як тіл кочення, так і елементів опори. Найбільше це проявляється на досить навантаженій ділянці цапфи лапи, де фіксується максимальне ковзання тіл кочення, що підтверджується даними [12].

Підвищення осьового навантаження на долото збільшує деформацію напружених елементів замкового кулькового підшипника у степеневому порядку, із ступенем вище одиниці. Слід додати, що при перевантаженнях опори частим є не тільки пластична деформація навантаженої ділянки цапфи лапи, а й руйнування тіл кочення (рис. 1). У цілому, збільшення гео-

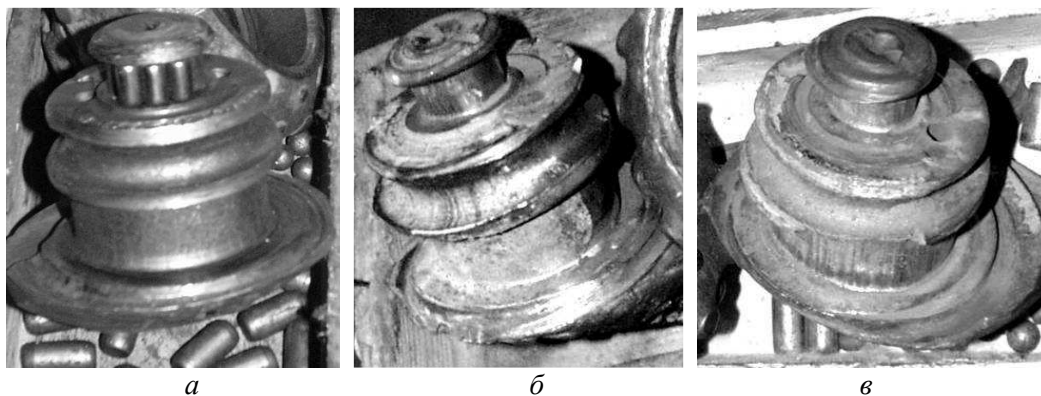
метричних розмірів замкового кулькового підшипника веде до стрімкого зниження значень деформації у ділянках контактів елементів. Тому при проектуванні опори шарошкового долота необхідно конструктивно забезпечувати розвантаження замкового підшипника та підвищувати його вантажність.



*а – кулька, від якої викришився фрагмент у вигляді кульового сектора ($\times 2$);
б – кульки розколені навпіл та на чвертинки*
Рисунок 1 – Загальний вигляд зруйнованих кульок замкового підшипника

Для недопущення перевантаження опори в осьовому напрямку, зменшення навантажень на замковий підшипник, в опорах доліт виконують осьові упорні підшипники ковзання „п’ята-підп’ятник” (по торцях цапфи і дна шарошки), та „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки”. Тим не менше ці підшипники не можуть ефективно працювати в умовах високооборотного буріння. Тому необхідно дослідити усі можливості щодо забезпечення ефективного покращення функціонування саме замкового підшипника опори долота.

Аналізом характеру пошкоджень елементів замкового кулькового підшипника встановлено, що максимальні втомні пошкодження є у ділянках виникнення найбільших герцівських напружень. А вихід із ладу опор кочення доліт є результатом накопичення втомних пошкоджень. При цьому відомо, що за умов складного напруженого стану у зоні контакту реалізуються різноманітні типи пошкоджень поверхневого шару елемента трибоспряження [13]: ямкування (pitting), відшарування (spalling), тріщиноутворення (cracking), затемнення і осідання поверхні через підповерхневе галуження



а – проходка 43м; б – проходка 58м; в – проходка 80м

Рисунок 2 – Цапфи лап зі сталі 19ХГНМА-В від відпрацьованої партії доліт 244,5 ОК-ПГВ Д26 (буріння порід міцністю $f = 18 \div 20$)

тріщин – „нору” (squat, dark-spot) тощо. Всі ці пошкодження є характерними для елементів замкового кулькового підшипника опори. Тим не менше, у різних партіях бурових доліт одні характерні пошкодження є основними, інші менше проявляються. Це може пояснюватися застосуванням плавок сталей із відхиленнями за хімічним складником та за фізико-механічними показниками, а також неоптимальними параметрами технології хіміко-термічної обробки. З'ясуванню цієї проблеми присвячено роботи [14, 15] та ін. Тим не менше, питання не вивчено до кінця, особливо це стосується елементів замкового кулькового підшипника, який має відмінні від роликів підшипників опори у характері навантаження та пошкодження, що фіксуються під час аналізування відпрацьованих опор доліт.

Вивченню впливу технологічних і експлуатаційних чинників на довговічність замкового кулькового підшипника шарошkových бурових доліт присвячено роботи [8, 10] та ін. У результаті того, що автори по різному оцінюють переважачий вплив того чи іншого чинника умов експлуатації кулькового підшипника, існують суперечливі рекомендації стосовно прогнозування довговічності підшипників опори шарошкового бурового долота.

Виходячи з того, що працездатність кулькового замкового підшипника визначається зношуванням кульок, у роботах [11, 16] рекомендується шукати резерв підвищення довговічності у підборі і оптимізації процесів мащення контактних поверхонь. Так автори [5] спостерігали значне розсіювання розмірів спряжень опори внаслідок впливу технологічних чинників. Виходячи з того, що основним чинником, який визначає довговічність шарошkových доліт є контактні напруження, рекомендується забезпечувати величину кута контакту в межах 30–50°. З іншої сторони, низкою дослідників встановлено [4, 7, 9, 17 – 19], що ефективним способом у оптимізації контактних напружень в підшипниках кочення є зміна конструкторських параметрів бігових доріжок. При цьому необхідно зважати на навантаженість окремих елементів таких опор.

Виходячи з вище викладеного, у вирішенні окресленої проблеми існує низка ще не розв'язаних взаємопов'язаних задач із вибору долотних сталей, оптимізації конструкції елементів опор доліт, а також вдосконалення технології виготовлення опор тришарошkových бурових доліт. Отже, ціллю даного дослідження є спроба розв'язати ці задачі у комплексі.

Дослідження проводились в умовах реального виробництва шарошkových бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, статистичної обробки отриманих даних, комплексним застосуванням стандартних експериментальних лабораторних та натурних випробувань.

Вибір долотної сталі та рівень технології виготовлення бурових доліт має визначальне значення у підвищенні довговічності доліт. Тому вивчено експлуатаційні показники опор доліт, у яких цапфа лапи виконана з різних долотних сталей.

Аналізом результатів буріння порід підвищеної міцності долотами типу ОК з опорою Р-К-Р виявлені факти передчасної їх відмови через недостатню довговічність елементів опори (рис. 2, табл. 1).

Встановлено, що такий стан речей обумовлений застосуванням для виготовлення лап плавок сталі 19ХГНМА-В, які не забезпечують необхідну міцність. Такі долота недопрацьовують через заклинювання опори за цілком працездатного породоруйнівного оснащення. Одночасно долота такої ж конструкції, де лапи виготовлені зі сталі 14ХГНЗМА-Ш, свідчать практично про однакову довговічність опор і породоруйнівного оснащення [20]. Тим не менше, на цапфі лапи зі сталі 14ХГНЗМА-Ш зафіксовано тріщини та незначні відколи буртів (рис. 3).

Порівняння фізико-механічних показників типових плавок долотних сталей [14] свідчить, що сталь 14ХНЗМА-Ш має найкращі показники за сталі 19ХГНМА-Ш та 19ХГНМА-В.

Проаналізувавши спеціально підготовлені темплети, встановлено значне розсіювання значень твердості бігових доріжок для досліджуваних сталей [14]. При цьому зафіксовано най-

Таблиця 1 – Результати аналізу зносу і руйнувань елементів цапф лап, зі сталей 19ХГНМА, тришарових бурових доліт 244,5 ОК-ПГВ Д26 (буріння порід міцністю $f = 18\text{--}20$)

Проходка, м	Знос в навантаженій зоні цапфи			Стан буртів, тіл кочення
	Велика (роликова) бігова доріжка (ВБД), мм	Кулькова бігова доріжка (КБД), мм	Мала (роликова) бігова доріжка (МБД), мм	
43	0,3-2,5	0,6-2,8	1,5-3	Бурт МБД деформований, три ролики завальцьовані. Всі бурти зношені з утворенням задирів, сколів. Знос бурта між КБД і МБД по діаметру та по торцю досягав до 2мм.
58	0,5-1,2	1,3-2,8	1,8-2,8	Знос і утворення другої КБД. Її бурт має значні ділянки зломів. На ВБД та КБД з навантаженої сторони рівномірний знос і розвальцьовування пошкоджень бігової доріжки.
80	0,8-3,5	1,3-3,5	1,5-3,8	Бурт між КБД і МБД у одному місці зламаний, його знос по діаметру та по торцю сягає до 2мм. Бурт МБД деформований і зношений.

Таблиця 2 – Встановлене значення середньої твердості (НРС) відповідальних ділянок на темплетях цапф лап

Елемент замкового підшипника цапфи лапи	Ділянка	Сталь		
		14ХНЗМА-Ш	19ХГНМА-Ш	19ХГНМА-В
Бігова доріжка	Поверхня	61	62	63
	Серцевина	41	27	22
Бурт	Поверхня	55	54	49
	Серцевина	48	44	40



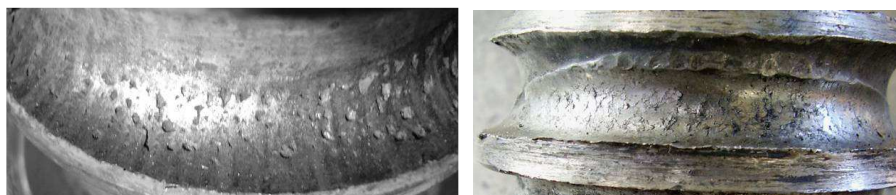
Рисунок 3 – Цапфа лапи зі сталі 14ХГНЗМА-Ш від відпрацьованої партії доліт 250,8 ОК-ПГВ Д150 (долото пробурило 211м у породі міцністю $f = 18$)

вищу сталість показників твердості на сталі 14ХНЗМА-Ш. Також виявлено більш помірну зміну твердості від поверхні у серцевину.

Зважаючи на те, що твердість серцевини цементованих і загартованих деталей, які піддаються контактним навантаженням, на думку авторів [21] повинна дорівнювати НРС30-42, то виходить, що з поміж аналізованих сталей, сталь 14ХНЗМА-Ш дає необхідні якісні експлуатаційні показники для деталей доліт (табл. 2). Встановлено [14], що долотна сталь 14ХНЗМА-Ш дає кращі, порівняно зі сталлю 19ХГНМА, по-

казники по прогартовуваності, розподілі концентрації вуглецю та твердості у зміцнених шарах, що дозволяє отримувати вищу міцність загартованих шарів. Тим не менше, аналіз твердості буртів цапф лап, виготовлених із плавок такої сталі виявив їхню високу твердість (табл. 2), що підвищує схильність до їх крихкого руйнування. Такий стан речей на плавках сталі 19ХГНМА-В веде до крихкого катастрофічного руйнування буртів (рис. 2, в). Для чого необхідно якісно забезпечувати захист від цементатції цих ділянок опори.

Результати стендових досліджень над парами комплектів у яких цапфи виготовлені зі сталей 14ХНЗМА-Ш та 19ХГНМА-В, які ґрунтовно описані в [14], показують недостатню міцність цапф лап що дають плавки сталі 19ХГНМА-В. Тим не менше сьогодні у долотобудуванні, для виготовлення лап доліт широко застосовують сталь 19ХГНМА-В. Це обумовлюється тим, що ця сталь порівняно з сталлю 14ХНЗМА меншою мірою деформується при гартуванні, а також менш чутлива до росту зерна та відпускну крихкості, а ще, дає більшу в'язкість серцевини. Тому перед долотобудуванням стоїть задача пошуку оптимальних вимог, як до хімічного складу, так і до технології зміцнення деталей доліт зі сталі 19ХГНМА-В. Для правильного вирішення цієї задачі здійснено аналіз характеру пошкоджень цементованих



a

б

a – локальне контактне викришування поверхневих цементованих шарів на фоні загальної пластичної деформації КБД, що локалізувалося у навантаженій ділянці ближче до бурта, *б* – утворення другої (зміщеної) бігової доріжки на фоні загального зносу та пластичної деформації

Рисунок 4 – Характер руйнування при недостатній твердості і міцності поверхневих шарів бігової доріжки цапфи лапи (цементований шар містить карбіди 1-3 балу)



a

б

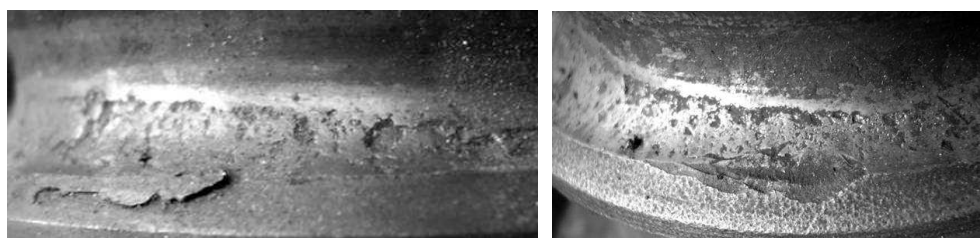
в

a – локальні викришування цементованого шару на повну глибину шару (в цементованому шарі карбіди 1-3 балу),

б – утворення магістральних тріщин на глибину цементованого шару у найбільш навантаженій ділянці бігової доріжки, (в цементованому шарі карбіди 1-3 балу),

в – повне викришування цементованого і загартованого шару і катастрофічне руйнування у найбільш навантаженій ділянці бігової доріжки та бурта (в цементованому шарі карбіди 3-4 балу)

Рисунок 5 – Характер руйнування бігової доріжки і навантаженої сторони бурта замкового підшипника на цапфі лапи при високій твердості і міцності поверхневих шарів та несприятливим різким перепадом твердості по глибині зміцненого шару



a

б

a – контактне викришування на фоні загальної пластичної деформації бігової доріжки, що локалізувалося у навантаженій ділянці ближче до бурта, відшарування частинок поверхні бурта, *б* – утворення другої (зміщеної) бігової доріжки на фоні загального зносу та пластичної деформації і відшарування частинок поверхні бігової доріжки ближче до бурта

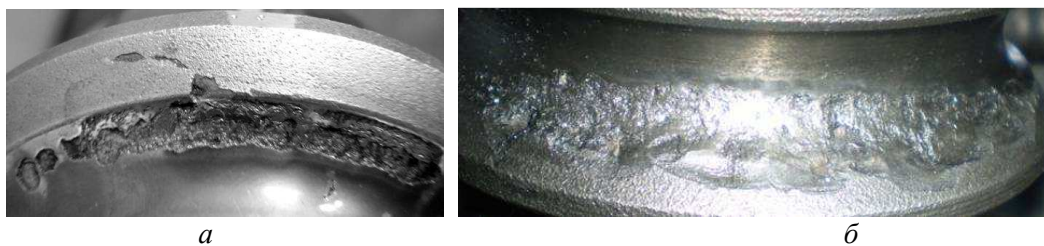
Рисунок 6 – Характер руйнування бігової доріжки і навантаженої сторони бурта замкового підшипника на цапфі лапи при зниженій товщині цементованого шару (цементований шар містить карбіди 1-3 балу)

бігових доріжок замкового кулькового підшипника на відпрацьованих цапфах лап. Для аналізу розподілу твердості та концентрації вуглецю по глибині зміцненого шару застосовані стандартні методики.

Аналізом встановлено декілька характерних видів пошкоджень та руйнувань елементів бігової доріжки замкового підшипника кочення на цапфах лап зі сталі 19ХГНМА-В (рис. 4, 5, 6).

Для розуміння і правильного трактування характеру і причин досліджуваних пошкоджень, за аналогом до [22], виходили з того, що процес зносу є специфічним проявом механічної втоми підповерхневих та поверхневих шарів сталі при терті кочення.

Отже, при недостатній твердості та міцності поверхневих шарів бігової доріжки замкового підшипника механізм руйнування може розглядатися як результат малоциклової пластичної втоми (рис. 4). Справді, у окремих випадках на перших годинах роботи долота навантажена ділянка бігової доріжки вкривається ямками, відбувається брінелювання, а потім поверхневі цементовані шари зазнають локального відшарування (рис. 4, *a*). Далі, робоча поверхня бігових доріжок зазнає значної пластичної деформації, утворюється друга (зміщена у сторону бурта) бігова доріжка. Поверхневі шари піддаються зсуву і бігова доріжка унаслідок розвалювання передеформованих шарів вкрива-



а – утворення піттингів і їх об'єднання у локальні контактні руйнування та сколювання тонких поверхневих шарів,
б – об'єднання локальних контактних руйнувань з відшаруванням цементованого шару

Рисунок 7 – Характер руйнування бігової доріжки і навантаженої сторони бурта замкового підшипника на цапфі лапи при забезпеченні вимог до розподілу твердості і міцності по глибині зміцненого шару (цементований шар містить карбіди 3-4, і 5 балів.)

ється лусками товщиною 1-10мкм та довжиною до 5мкм й більше (рис. 4, б). У результаті бігової доріжки швидко втрачають початкові розміри через значну втрату металу у навантаженій зоні. Такий механізм пошкодження і руйнування зафіксований на бігових доріжках цапф лап у яких поверхня мала твердість HRC56-57, а серцевина – HRC22-23.

На те, що руйнування цементованих деталей відбувається не через руйнування цементованого шару, а через низьку міцність шарів, що прилягають до шару, вказує А.И.Петрусевич [23]. У такому випадку глибинні контактні напруження спричинюють значні пластичні деформації, які накопичуються в деяких найбільш напружених ділянках у процесі дії циклічних контактних напружень. У результаті відбувається перерозподіл напружень між цементованим шаром і прилягаючими до нього шарами. Твердий шар перевантажується і в ньому виникає тріщина, яка прогресує із ростом циклів навантаження (рис. 5). Зауважимо, що такий процес є малоцикловим, тобто у даному випадку маємо передчасний вихід з ладу робочої поверхні, що веде до утворення в опорі значних фрагментів зносу і їх подрібнення. У результаті різко падає плавність руху шарошок чи їх раптове зупинення через заклинювання опори. Такі пошкодження і руйнування спостерігали на тих цапфах лап, де поверхня мала твердість HRC64-65, а серцевина – HRC28-29. Також, аналізом виявлено, що між цементованим шаром та серцевиною є різкий перепад у значеннях концентрації вуглецю та твердості.

Відшарування цементованого шару, контактне руйнування та сліди пластичної деформації може також пояснюватися контактною втомою у ділянках, де товщина зміцненого шару є зниженою через надмірне зняття поверхнього шару при механічному обробленні, особливо після шліфування. Такі пошкодження зафіксовано наприклад на цапфах, у яких поверхня мала твердість HRC60-61, а серцевина – HRC27-28 (рис. 6).

Коли твердість поверхневих шарів бігової доріжки рівна HRC62-63, а серцевини – HRC24-25, і забезпечується помірний перехід характеристик міцності по глибині зміцненого шару, то руйнування бігових доріжок відбувається шляхом утворення піттингів і локального

втомного контактного руйнування (рис. 7). При цьому, як правило, зародження тріщин відбувається від дефектів у загартованих шарах. Зокрема, зі зростанням карбідів від 1-3 балів до 3-5 балів, а також при виявленні структурної неоднорідності, забрудненням сталі неметалевими включеннями тощо, збільшується об'єм контактних руйнувань цементованого шару, що підтверджується даними [24].

Отже, механізм руйнування елементів бігових доріжок замкового кулькового підшипника на цапфах лап у першу чергу залежить від якісних показників плавок сталі 19ХГНМА-В. Також вагомий вплив має характер розподілу твердості по глибині зміцнених шарів, отриманий при ХТО та досконалість технології механічного оброблення цапф лап.

З метою покращення фізико-механічних властивостей сталі 19ХГНМА перспективним є збільшення вмісту вуглецю і молібдену. Відомо [21], що при концентрації молібдену до 0,5% він не приймає участі в карбідоутворенні і, залишаючись у твердому розчині (аустеніті), значно підвищує прогартованість цементованого шару та міцність серцевини. Зокрема, в долотобудуванні добре зарекомендувала себе сталь 21ХГНМА. Ця сталь, після термообробки за режимом [14]: 1-е гартування 1163±283К в оливі; 2-е гартування 1113±283К в оливі; відпуск 458±288К на повітрі, набуває практично однакові зі сталлю 19ХГНМА-В фізико-механічні властивості. Також обидві ці сталі дають типову мікроструктуру. Однак сталь 21ХГНМА забезпечує вищу, порівняно зі сталлю 19ХГНМА-В, міцність серцевини. Зокрема на сталі 21ХГНМА можна отримати твердість у серцевині цапф лап 34-40 HRC, у той час, як на сталі 19ХГНМА-В отримують 18-40 HRC.

Провідні виробники шарошkových доліт: „Hughes Christensen Co.“, „Smith International Inc.“, „Reed Tool Co.“, „Security DBS Dresser Industries Inc.“, „Varel Manufacturing Co.“, використовують сталі аналогічні сталям 19ХГНМА та 21ХГНМА зі строго регламентованим хімічним складом, чистотою і фізико-механічними властивостями та здатністю до прогартовування згідно ASTM. При цьому застосовують виключно високоякісні долотні сталі та строго оцінюють якість кожної плавки прокату перед завантаженням у виробництво.

Все це свідчить, що для забезпечення високих експлуатаційних показників опор доліт, долота на сталь повинна відповідати більш жорстким вимогам, ніж ті, що застосовуються згідно існуючих технічних умов.

Стосовно рівня технології механічного оброблення цапфи лапи, то тут добре себе зарекомендувало точіння у розмір та заміна шліфувальних операцій тонким точінням, що докладно описано в [14]. Це дає змогу досягти високої точності конструкторських показників елементів цапф доліт та отримати сприятливий технологічний спадок.

Досить ефективним у підвищенні довговічності замкового кулькового підшипника опор доліт є вдосконалення його конструкції [2, 3].

Оскільки конструкційні розміри опори шарошкового долота строго взаємозв'язані, тому при зміні розмірів замкового підшипника треба змінювати всі інші розміри елементів цієї опори. При розробці нової конструкції опори використано досвід проектування та конструювання таких опор із залученням комп'ютерних технологій (рис. 8).

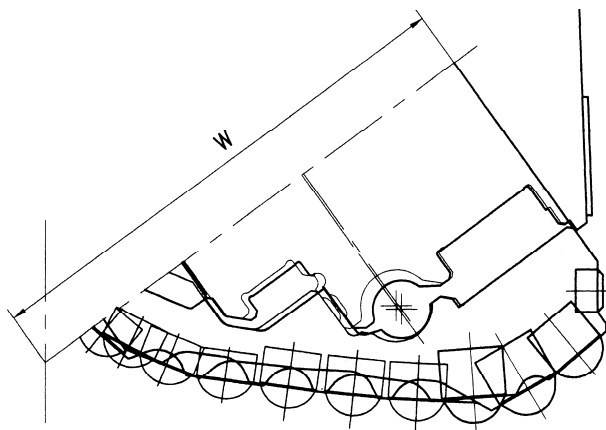


Рисунок 8 – Суміщення базової (товсті лінії) конструкції опори з проектною (тонкі лінії) при проектуванні композиції і параметрів нової конструкції опори із підвищеною вантажністю замкового кулькового підшипника кочення

Взявши за базову конструкцію долото 244,5 ОК-ПГВ-R261У розроблено нову конструкцію опори, що реалізує ідею збільшення вантажності замкового кулькового підшипника. З цією метою, згідно відомої методики [25], а також рекомендацій [19, 26] здійснено пошук оптимальних співвідношень у параметрах конструкції опори. У результаті здійснено порівняльний розрахунок параметрів базової та проектної конструкції замкового підшипника кочення.

Відомо, що динамічна вантажність C , при діаметрі кола, що проходить через центри тіл кочення $D > 25,4$ мм визначається із рівняння [25]:

$$C = f_c (i \cdot \cos \alpha)^{0,7} \cdot z^{2/3} \cdot 3,647 D_k^{1,4},$$

де f_c – коефіцієнт динамічного навантаження ([25 /-С.73, -Табл. 42]),
 z – число кульок,
 α – номінальний кут нахилу,
 i – число рядів кульок,
 D_k – діаметр кульки.

Отримали підвищення вантажності на 20,987% у проектній конструкції порівняно з базовою (табл. 3). Із подальших розрахунків виявили таке. У базовій конструкції максимальне нормальне напруження в контакті кульки з цапфою лапи в 0,896 разів є більшими, ніж напруження в контакті кульки з шарошкою. У проектній конструкції максимальне нормальне напруження в контакті кульки з цапфою лапи в 0,881 разів є більшими, ніж напруження в контакті кульки з шарошкою.

Таблиця 3 – Дані порівняння показників базової та проекрованої конструкцій замкового кулькового підшипника опори долота

Показник	Базова конструкція	Проектна конструкція
Коефіцієнт динамічного навантаження, f_c	5,66	5,93
Число кульок, z	18	14
Номінальний кут нахилу, α	54°	54°
Діаметр кульки D_k	12,7мм	15,875мм
Динамічна вантажність, C	3,464кН	4,191кН

Деформації в базовій конструкції більше проявляються на цапфі, що підтверджується практикою їх експлуатації: на бігових доріжках утворюється характерне руйнування, що формує, так звану, другу бігову доріжку, яка зсунута по осі в навантаженій зоні. Деформації в проектному варіанті однаково зростуть на цапфі і шарощі в 1,2 рази за рахунок вищого навантаження на кульку (в 1,28 разів) порівняно з базовою конструкцією.

У базовій конструкції навантаження на бігову доріжку цапфи лапи більші, ніж на бігову доріжку шарошки в 1,116 рази. У проектній конструкції навантаження на бігову доріжку цапфи лапи більші, ніж на бігову доріжку шарошки в 1,136 рази.

У проектній конструкції зросли максимальні дотичні напруження в контакті „кулька-цапфа лапи” в 1,366 разів, у контакті „кулька-шарошка” в 1,343 рази.

Можна прогнозувати, що у проектному варіанті, як у радіальному, так і в осьовому напрямку шарошки відносно цапфи слід очікувати збільшення максимального зміщення шарошки у 1,1 разів порівняно з базовою конструкцією.



а

б

в

г

а – серійна цапфа лапи після 50 год
 б – експериментальна цапфа лапи після 50 год
 в – серійна цапфа лапи після 65 год
 г – експериментальна цапфа лапи після 65 год

Рисунок 9 – Порівняння характеру пошкодження і зносу цапф лап доліт 244,50К-ПГВ, що відпрацювали в стендових умовах

Розроблена нова конструкція опори долота, що реалізує ефект збільшення вантажності замкового кулькового підшипника захищена патентом на винахід [27]. Згідно винаходу, при роботі опори розробленої конструкції створено умови для одночасного вступання в роботу і плавного припрацювання всіх її елементів. Це досягається тим, що замковий кульковий підшипник забезпечує стабільність та сприятливі умови функціонування роликів рядів опори, недопускаючи перекошування, затискання й розвертання роликів. Одночасно забезпечується площинність в парі тертя ковзання „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки”. Це зумовлює поступове, зі зносом поверхонь замкового кулькового підшипника, припрацювання поверхонь тертя та забезпечує вибіркове перенесення, що позитивно впливає на функціонування підшипника тертя. Така узгоджена робота елементів опори долота дає стабільність функціонування опори, підвищує несучу здатність опори.

Запатентована конструкція виявила високі експлуатаційні можливості, що підтвердили результати стендових випробовувань дослідних нових конструкцій опор доліт (рис. 9). Встановлено, що серійна опора отримала пошкодження і руйнування, за яких її подальше функціонування є неефективне через зростання імовірності непрогнозованої та раптової відмови.

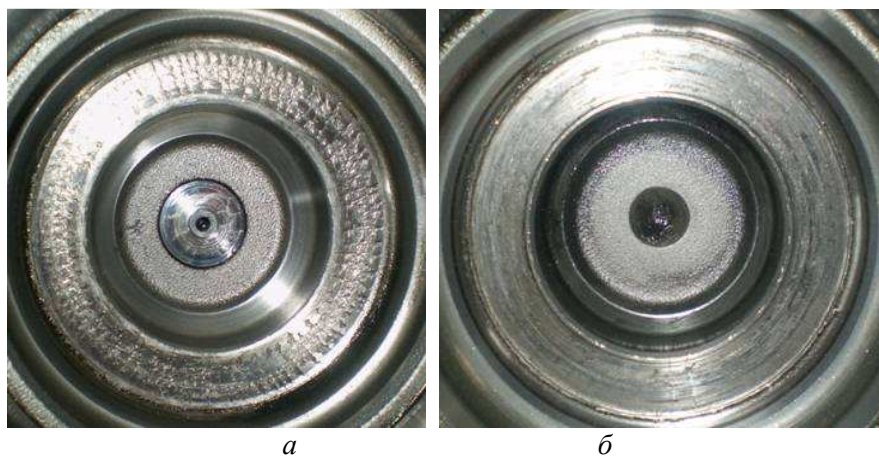
Аналізом результатів стендових випробовувань встановлено [2], що експериментальна конструкція не тільки забезпечує меншу інтенсивність втрати розмірів бігових доріжок і тіл кочення замкового підшипника кочення, а й більшу збереженість інших важливих геометричних параметрів опори. Зокрема зафіксовано відмінності у характері лінійного зношування наплавленого торця лап, цементованого шару упорного торця шарошки. Відтак, фіксували помірне зростання осьового люфту в опорах. Все це позитивно вплинуло на динаміку відпрацювання опор.

Виявлено також, що підшипники „п’ята-підп’ятник” та „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки” у серійній конструкції перевантажені, про що свідчать більші пошкодження на цементованому торці (рис. 10). І якщо у початкові години роботи замковий кульковий підшипник не навантажувався, зі зростанням люфтів у опорі та зі збільшенням навантаження на секції за період останніх 10 годин роботи, елементи замкового підшипника серійної опори почали інтенсивно пошкоджуватися. Це призводить до більш швидкого руйнування замкового підшипника серійної опори порівняно з експериментальною.

Експериментальна опора забезпечує краще базування й орієнтування підшипників ковзання. Тут вони працювали по всій робочій площині. У серійних опорах зафіксовано перекошування і нерівномірний знос (по площині перпендикулярній до осі опори) підшипника ковзання „п’ята-підп’ятник” та замкового кулькового підшипника кочення.

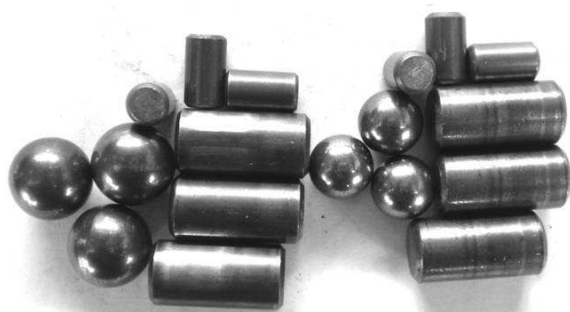
Аналізом пошкодження і зносу кульок в досліджуваних опорах виявлено (рис. 11), що експериментальна конструкція створює умови для кращого їх функціонування навіть при збільшенні навантаження на секції. На серійних – зафіксовано характерні пігментні смуги від високих контактних температур. Це свідчить про те, що умови припрацювання та вступання в роботу всіх елементів опори долота, вантажність підшипників, умови тертя в парах „п’ята-підп’ятник”, „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки” необхідно комплексно оцінювати при створенні нових конструкцій опор доліт.

Зауважимо, що серійна опора мала вставний підп’ятник, а експериментальна не передбачала цього, тому необхідно зважати на те, що такі конструкції можуть працювати неефективно [3] через просідання, знос і руйнування цих елементів. Так після 10 годин роботи зафіксовано тріщини на підп’ятнику серійної опори.



а
а – упорний торець серійної шарошки
б
б – упорний торець експериментальної шарошки

Рисунок 10 – Відмінності в характері зносу на 65 годині цементованих упорних торців шарошки підшипника „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки”



а
а – тіла кочення із серійної опори;
б
б – тіла кочення із експериментальної опори

Рисунок 11 – Характер пошкоджень тіл кочення досліджуваних опор доліт, що відпрацювали в стендових умовах

Загалом тут пошкодження деталей пари „п’ята-підп’ятник” є аналогічним до описаного в [28].

Отже, під час аналізування динаміки відпрацювання опор в стендових умовах виявлено вищі експлуатаційні показники експериментальної конструкції опори. Стендові дослідження шарошкового долота з розробленою новою конструкцією опори також свідчать про її ефективність.

Для остаточної оцінки ефективності застосування комплексного підходу до підвищення довговічності замкового підшипника кочення (що включає підвищені вимоги до якості плавок долатної сталі 19ХГНМА-В, оптимізації конструкції елементів опор доліт, а також вдосконалення технології виготовлення опор тришарових бурових доліт, що виключає шліфування), виготовлено партію експериментальних доліт 244,5ОК-ПГВ. В таблиці 4 подано відмінності по основних показниках виміряних у ділянці бігової доріжки замкового підшипника кочення на цапфах партії серійних та експериментальних лап бурових доліт. Оцінюючи виміряні показники бачимо, що експериментальні цапфи володіють більш помірним розподілом твердості по глибині зміцнених шарів. Та-

кож, тут не спостерігали широке поле розсіювання показників твердості та концентрації вуглецю, як це виявляли у партії серійних цапф.

Для відтворення реальних умов буріння, долота спочатку припрацьовували 1 год. при осьовому навантаженні 90-90кН і кількості обертів 60об/хв. Далі, поступово збільшували осьове навантаження до 220-250кН, а кількість обертів долота доведено до 70-75об/хв. Буріння проводили на спеціально підготовленому вибої зі сталі 20. У результаті отримали динаміку зростання осьового люфту в опорах секцій доліт у процесі їх працювання у стендових умовах (рис. 12).

Зауважимо, що випробовування серійного долота припинили на 35 год роботи через виявлене підклинювання у секції №2. Як виявилось, тут відколовся фрагмент бурта замкового підшипника та вийшов з ладу великий роликівий підшипник кочення. Секції №1 та №3 зберігали плавність обертання. Експериментальне долото, незважаючи на виявлені значні люфти в секціях №1 та №2 ще могло працювати. Аналізом встановлено, що замковий кульковий підшипник експериментальної опори зазнав більших пошкоджень порівняно із серійною. Тим не менше, збільшення вантажності цього підшипника забезпечує кращу стійкість опори проти перекосувань шарошки відносно осі цапфи лапи. Також характер пошкоджень показує на доцільність підвищення вимог до якості плавок сталі, як щодо чистоти хімічного складу так і щодо прогартовування. Важливим є попередження виникнення деформацій та викривлення лап при термообробках, що після механічного оброблення дає суттєві розсіювання значень товщини цементованого шару.

Випробовування партій доліт із новою конструкцією при бурінні порід твердістю 13-19 одиниць за шкалою Протоцьконова, показували збільшення середнього значення проходки в 1,7 – 1,9 разів порівняно із серійними долотами. Зауважимо, що долота відпрацьовували, як і у стендових умовах, більш стабільно, без раптових відмов через заклинювання опор.

Таблиця 4 – Основні показники виміряні у ділянці бігової доріжки замкового підшипника кочення на цапфах партії серійних та експериментальних лап бурових доліт 244,50К-ПГВ

Цапфа лапи	Глибина цемент. шару, мм	Структура цементованого шару	Твердість по глибині цементованого шару та у серцевині, HRC				
			0,12 мм	0,30 мм	½ h	h	Серц.
Серійна	1,6-2	мартенсит 2-4 б, аустеніт 1-2 б, карбіди 3-5 б.	60-63	56-59	48-52	28-32	22-25
Експериментальна	2,2	мартенсит 2-3 б, аустеніт 2-3 б, карбіди 1-2 б.	61-62	57-58	53-54	37-38	33-35



- 1 – секція №1 (серійна конструкція опори),
- 2 – секція №2 (серійна конструкція опори),
- 3 – секція №3 (серійна конструкція опори),
- 4 – секція №1 (експериментальна конструкція опори),
- 5 – секція №2 (експериментальна конструкція опори),
- 6 – секція №3 (експериментальна конструкція опори)

Рисунок 12 – Динаміка зростання осьового люфту в опорах секцій доліт у процесі працювання в стендових умовах

Висновки. У результаті досліджено характер пошкодження елементів замкового підшипника та основні причини низької довговічності відкритих опор кочення тришаршкових бурових доліт для високообертового буріння. Встановлено взаємозв'язок між принципами вибору долотних сталей, параметрами конструкції елементів опор доліт, рівнем технології їх виготовлення та експлуатаційними показниками опор тришаршкових бурових доліт. Обґрун-

товано ефективність комплексного підходу у підвищенні довговічності замкового кулькового підшипника таких опор, що у цілому розв'язує проблему підвищення довговічності тришаршкових бурових доліт. Цей підхід включає жорсткий вибір плавок долотних сталей відповідно до показників чистоти хімічного складу, прогартування, здатності отримання сприятливих мікроструктури, розподілу концентрації вуглецю та твердості, що у цілому під-

вищує контактну витривалість елементів опори. Другою складовою є підвищення стійкості опори проти передчасного утворення люфтів та перекошувань шарошки відносно осі цапфи лапи. Третьою складовою є вдосконалення технології виготовлення лапи, що ґрунтується на забезпеченні сприятливого технологічного спаду та точності конструкторських параметрів елементів опори.

Надалі перспективним є розробка комплексного підходу у підвищенні довговічності опор доліт, що включає вдосконалення технологій їх механічного оброблення. Це повинно підвищити якісні показники та конкурентоздатність вітчизняних бурових доліт.

Література

- 1 Яким Р. С. Вплив експлуатаційних параметрів навантаження в замковому підшипнику тришарошкового бурового долота на його довговічність / Р. С. Яким // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2007. – №1 (15). – С. 67–72.
- 2 Підвищення стійкості опор тришарошkových бурових доліт / Є.І.Крижанівський, Р.С.Яким, Л.С.Шмандровський, Ю.Д.Петрина // Машинознавство. – 2009. – № 8. – С.28–32.
- 3 Яким Р. С. Науково-прикладні засади підвищення довговічності тришарошkových бурових доліт: дис. ... доктора техн. наук: 05.05.12 / Яким Роман Степанович. – Івано-Франківськ, 2012. – 293 с.
- 4 Пяльченков В. А. Повышение работоспособности шарошечных долот путем рационального распределения нагрузок по элементам вооружения: дис. ... кандидата техн. наук: 05.04.07 / Пяльченков Владимир Александрович. – М., 1983. – 216 с.
- 5 Крылов К. А. Повышение долговечности и эффективности буровых долот / К.А. Крылов, О. А. Стрельцова. – М.: Недра, 1983. – 206 с.
- 6 Виноградов В. Н. Исследование нагрузки подшипников опоры шарошечного долота поляризаационно-оптическим методом / В. Н. Виноградов, А.Ф.Брагин, В. А. Пяльченков, В. А.Боднарчук / Повышение эффективности технологических процессов газонефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности путем обеспечения долговечности оборудования и инструмента / Под ред. В.Н.Виноградова // Труды Московского института нефти и газа им. И.М.Губкина. – Вып. 202. – 1987. – С. 3-9.
- 7 Рымар А. М. Повышение несущей способности подшипников качения опор буровых шарошечных долот: дис. ... кандидата техн. наук 05. 02. 02. / Рымар Александр Миронович. – Львов, 1987. – 263 с.
- 8 Долговечность шарошечных долот / [Жидовцев Н. А., Кершенбаум В. Я., Гинзбург Э. С. и др.]. – М.: Недра, 1992, – 272 с.
- 9 Ремнев В.В. Совершенствование шарошечных долот на основе автоматизированного анализа их элементов на стадиях конструкторского проектирования и испытаний: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук: 05.15.10 „Бурение скважин” / В.В.Ремнев. – Уфа, 1994. – 23 с.
- 10 Закиров Н. Н. Теория и практика повышения эффективности работы, надежности и долговечности буровых шарошечных долот: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.15, 05.02.13 / Закиров Николай Николаевич. – Тюмень, 2004. – 360 с.
- 11 Блинков О. Г. Пути повышения эффективности работы буровых шарошечных долот: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.15. / Блинков Олег Геннадиевич. – М., 2007. – 356 с.
- 12 Давидов Г. Ш. Анализ факторов, влияющих на коэффициент трения в условиях трения качения со скольжением / Г. Ш. Давидов, А. С. Гусейнов, Р. А. Мамедов. // Известия высших учебных заведений: Нефть и газ: сб. научных трудов. – 1991. – № 2. – С. 79 – 83.
- 13 Дацишин О. П. Довговічність і руйнування твердих тіл під час їх контактної циклічної взаємодії / О. П. Дацишин // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2005. – №6. – С.5-25
- 14 Яким Р. С. Теорія і практика забезпечення якості та експлуатаційних показників цементованих деталей шарошковых бурових доліт: монографія / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина. – Івано-Франківськ: Видавництво ІФНТУНГ, 2011. – 189 с.
- 15 Яким Р.С. Контактна витривалість цементованих поверхонь опор Р-К-Р тришарошkových бурових доліт / Р. С. Яким // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 2 (39). – С. 106 – 112.
- 16 Дрогомирецький Я. М. Підвищення довговічності шарошковых доліт для низькооборотного буріння: дис. ... доктора техн. наук: 05.05.12 / Дрогомирецький Ярослав Миколайович. – Івано-Франківськ, 1999. – 355с
- 17 Джонсон К. Механика контактного взаимодействия / К. Джонсон; [пер. с англ. В.Э. Наумова, А.А.Спектора]; под. ред. Р. В. Гольдштейна. – М.: Мир, 1989. – 510 с.
- 18 Давидов Г. Ш. Анализ факторов, влияющих на коэффициент трения в условиях трения качения со скольжением / Г. Ш. Давидов, А. С. Гусейнов, Р. А. Мамедов. // Известия высших учебных заведений: Нефть и газ: сб. научных трудов. – 1991. – № 2. – С. 79 – 83.
- 19 Чуб Е. Ф. Реконструкция и эксплуатация опор с подшипниками качения: справочник / Чуб Е. Ф. – М.: Машиностроение, 1981. – 365 с.
- 20 Аналіз працездатності опор Р-К-Р тришарошковых бурових доліт / Є.І.Крижанівський, Р. С.Яким, Л. С. Шмандровський, Ю. Д. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2 (27). – С.25–34.
- 21 Контроль качества термической обработки стальных полуфабрикатов и деталей: справочник / [А. Л. Белинький, В. А. Булгаков, В. В. Горюшин и др.; общ. ред. В. Д. Кальнер.] – М.: Машиностроение, 1984. – 384 с.
- 22 Яким Р.С. Контактна витривалість цементованих поверхонь опор Р-К-Р тришарош-

кових бурових доліт / Р. С. Яким // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 2 (39). – С. 106 – 112.

23 Петрусеви́ч А. И. Контактная прочность деталей машин / Петрусеви́ч А. И. – М.: Машиностроение, 1970. – 64 с.

24 Shiozawa K. Subsurface crack initiation and propagation mechanism of high-strength steel in very cycle fatigue regime” / Kazuaki Shiozawa, Seiichi Nishino, Yuuichi Morii // Proceedings of Third International Conference on Very high cycle fatigue. Ritsumeikan University, Kusatsu, – Japan. – 2004. – р.85-92.

25 Анурьев В. И. Справочник конструктора-машиностроителя. В 3-х т. Т.2. – [5-е изд., перераб. и доп.] / Анурьев В. И. – М.: Машиностроение, 1979. – 559 с.

26 Перель Л. Я. Подшипники качения: расчет, проектирование и обслуживание: справочник. / Перель Л. Я. – М.: Машиностроение, 1983. – 543 с.

27 Пат. 94293 Україна, МПК E21B 10/22 (2006.01) Опора шарошкового бурового долота. / Є.І. Крижанівський, Р.С.Яким, Л.Є.Шмандровський, Ю.Д.Петрина, (Україна); заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а 2009 04722; заявл. 13.05.09; опубл. 26.04.2011, Бюл. № 8.

28 Петрина Ю. Д. Вплив конструкторсько-технологічних параметрів на працездатність опор тришарошкових гірничорудних бурових доліт / Ю. Д. Петрина, Р.С.Яким, Т.Б.Пасинович // Нафтогазова енергетика – 2008. – № 1(6). – С.72–77.

Стаття надійшла до редакційної колегії

03.04.14

*Рекомендована до друку
професором **Петриною Ю.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Кіндрацьким Б.І.**
(Національний університет
«Львівська політехніка», м. Львів)*

МОДЕЛЮВАННЯ СТАНУ ВНУТРІШНЬОЇ ПОВЕРХНІ МАГІСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ

Д.Ф. Тимків, Д.Д. Матієшин, Д.А. Волинський

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: informatik@nimg.edu.ua

У даній роботі авторами розглядається проблема оцінки стану внутрішньої поверхні магістрального трубопроводу шляхом математичного моделювання. Постановка даного завдання пов'язана із явищем старіння систем магістрального транспорту газу та, особливо, їх основного обладнання, що може призводити до небажаних наслідків таких, як відмови чи аварії, та, відповідно втрат природного газу. Авторами зазначають про неможливість повноцінного аналізу даної проблеми у лабораторних умовах, віддаючи перевагу математичному моделюванню нестационарних процесів у газопроводах. Стан внутрішньої поверхні є одним із факторів, який помітно впливає на нестационарні процеси при транспортуванні природного газу. У роботі ставиться за мету створення математичної моделі термодинамічних процесів у газопроводі та її реалізації, нехтуючи якнайменшою кількістю несуттєвих зв'язків. У праці застосовується метод, що базується на розв'язку лінеаризованої системи рівнянь неусталеної течії газу у магістральному трубопроводі. Проаналізовано і запропоновано для ефективного контролю зміни внутрішнього стану газопроводу

використовувати величину параметру \hat{k}_1 , який впливає на нестационарні процеси транспортування газу. Визначено, що для цих цілей важливо знати не абсолютну його величину, а величину його зміни у процесі експлуатації трубопроводу.

Ключові слова: газопроводи, лінеаризований метод, нестационарні процеси, гаусівський шум, функції похибок.

В данной работе авторами рассматривается проблема оценки состояния внутренней поверхности магистрального трубопровода путем математического моделирования. Постановка данной задачи связана с явлением старения систем магистрального транспорта газа и, особенно, их основного оборудования, что может приводить к нежелательным последствиям таким, как отказы или аварии, и, соответственно, к потерям природного газа. Авторы отмечают невозможность полноценного анализа данной проблемы в лабораторных условиях, предпочитая математическое моделирование нестационарных процессов в газопроводах. Состояние внутренней поверхности является одним из факторов, который заметно влияет на нестационарные процессы при транспортировке природного газа. В работе ставится цель создания математической модели термодинамических процессов в газопроводе и ее реализации, пренебрегая наименьшим количеством несущественных связей. В статье применяется метод, основанный на решении линейаризованной системы уравнений неустановившегося течения газа в магистральном трубопроводе. Проанализировано и предложено для эффективного контроля изменения внутреннего состояния газопровода

использовать величину параметра \hat{k}_1 , который влияет на нестационарные процессы транспортировки газа. Определено, что для этих целей важно знать не абсолютную его величину, а величину его изменения в процессе эксплуатации трубопровода.

Ключевые слова: газопроводы, линейаризованный метод, нестационарные процессы, гауссовский шум, функции погрешностей.

This article deals with the problem of assessment of the trunk pipeline inner surface state with the help of mathematical modeling. Statement of this problem relates to the phenomenon of aging of the gas transport systems and, in particular, of their basic equipment, which can lead to such undesirable consequences as the refusal or failure, and, thus, loss of natural gas. The authors point out the impossibility of a full analysis of the problem in the laboratory conditions, giving preferences to mathematical modeling of nonsteady processes in gas pipelines. The inner surface state is one of the factors that considerably influences the nonsteady processes when transporting natural gas. The aim of the study is to create a mathematical model of gas thermodynamic processes in the gas pipeline and its implementation ignoring the least number of non-essential connections. The method based on the solution of linearized equations of unsteady gas flow in the trunk pipeline is used in the study. It is analyzed and suggested to use the parameter \hat{k}_1 for effective control of the gas pipeline internal state change that affects the nonsteady processes of gas transportation. It has been determined that for this purpose it is important to know not its absolute value but the value of its change during the operation of the pipeline.

Key words: gas pipeline, linear method, nonsteady process, Gaussian noise, functions of errors

Вступ. Газопровідний транспорт України є однією з провідних галузей народного господарства від надійного функціонування якого залежить забезпечення потреб вітчизняних споживачів та транзит природного газу через територію України для Центральної та Західної

Європи. Тому підвищення ефективності газотранспортних систем – важлива проблема, яка вимагає невідкладного розв'язання, що полягає у забезпеченні надійної і безаварійної роботи об'єктів магістральних газопроводів. Ця проблема набуває з кожним роком все більшого

значення, оскільки газопроводи і компресорні станції старіють, а безаварійний термін експлуатації зменшується. Все це призводить до збільшення кількості відмов газотранспортної системи (ГТС) і до значних втрат газу.

У зв'язку з цими основними заходами, спрямованими на безаварійний транзит газу і його безперебійну подачу споживачам, є:

- зменшення втрат газу в передаварійному і в аварійному режимі;
- оперативне виявлення (локалізація) причини його виникнення;
- оцінка стану трубопроводу з метою збільшення його продуктивності;
- оптимізація режимів роботи ГТС з метою зменшення втрат газу на власні потреби;
- підвищення надійності ГТС за рахунок якісного проведення планово-попереджувальних профілактичних перевірок системи трубопроводів.

Постановка завдання. У даний час велика кількість науковців, наукових шкіл працюють в області розробки моделей, методів і алгоритмів, систем вимірювання, систем проектування і автоматизації процесів у газовій галузі [1,2,3]. Як правило, кожна із вказаних груп розробників переслідує власну мету, яка часто не узгоджується з цілями інших груп. Це призводить до того, що затрачені зусилля і кошти не дозволяють досягнути бажаного результату. Моделі, методи, алгоритми, системи вимірювання, засоби керування і комунікації повинні бути узгодженими за багатьма параметрами, зокрема, за точністю, частотою, повнотою таким чином, щоб забезпечити ефективний режим роботи ГТС. І тому поняття режим роботи ГТС повинно бути об'єднуючим (інтегруючим) для науковців, які працюють у газовій галузі, та забезпечити максимальну системність і ефективність проведення розробок [1,2,3,8].

Результати. Для вивчення факторів, які впливають на характер нестационарних процесів у газопроводі, а одним із таких параметрів є стан внутрішньої поверхні трубопроводу, фізичне моделювання слід визнати не ефективним. У лабораторних умовах неможливо створити стенди достатньої довжини і зі значними технологічними схемами та приладами для вивчення перехідних режимів. Експерименти на реальних газопроводах із різним характером перехідних процесів можуть лише дати якісну оцінку залежності, оскільки на різних ділянках газ рухатиметься при різних умовах (тиску, температурі, витраті). Тому єдиним шляхом дослідження є математичне моделювання нестационарних процесів у газопроводах.

Для досягнення вказаної мети необхідно створити математичну модель термогазодинамічних процесів у газопроводі та розробити ефективний метод її реалізації. Така модель повинна бути якомога більш загальною, тобто при її створенні слід нехтувати якнайменшою кількістю несуттєвих зв'язків.

У зв'язку з цим в даній статті використано метод, який базується на використанні розв'язку лінеаризованої системи рівнянь неусталеної течії газу по магістральному трубопроводі:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{4kQ}{\pi D^2} \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} \\ P = \rho zRT = \rho c^2 \end{cases}, \quad (1)$$

- де P – тиск газу,
- ρ – густина газу,
- z – середній коефіцієнт стиснення,
- T – середня температура газу,
- R – газова стала,
- c – швидкість звуку в газі.

Випишемо розв'язок системи (1) відносно тиску газу в точці $x=L$ для граничних умов $P(0,t)$ і $Q(L,t)$, які відповідають підключенню до ділянки газопроводу споживача газу. Взагалі всі результати, які тут будуть отримані, легко поширити на будь-який вид граничних умов ділянки газопроводу.

$$P(L,t) = \sum_{k=1}^{\infty} \varphi_k e^{-k_2(2k-1)^2 t} + \sum_{k=1}^{\infty} \left\{ \frac{4k_2(2k-1)}{\pi} \times (2) \right. \\ \left. \times \int_0^t (-1)^{k-1} P(0,\tau) - \frac{8Lc^2 Q(L,\tau)}{\pi^2 D^2 k_2(2k-1)} e^{-k_2(2k-1)^2(t-\tau)} d\tau \right\},$$

$$\text{де } k_2 = \left(\frac{\pi}{2L} \right)^2 \frac{c^2}{k},$$

k – коефіцієнт лінеаризації.

Значення тиску в момент часу $t=T$, яке розраховується за формулою (2), залежить від значень тиску і витрати газу не тільки в даний момент часу $\tau=T$, але і в попередні моменти $t < T$. Тому даний проміжок часу T , протягом якого вимірюються значення витрати і тиску газу для розрахунку за формулою (2), називається часом спостереження. Від величини цього часу залежить не тільки точність розрахунків, а й справедливність обраного методу розрахунку [7]. Час спостереження T не слід вибирати малим, оскільки при цьому на розв'язок будуть сильно впливати початкові умови, які точно визначити неможливо. Оцінимо час затухання початкових умов T_n (початок часу затухання), які відповідають першому доданку в (2). Оцінимо цей час для випадку лінійної залежності початкових умов:

$$P(x,0) = P_1 + \frac{P_2 - P_1}{L} x, \quad (3)$$

де P_1 і P_2 – тиски газу на початку і в кінці ділянки відповідно. Тоді з нерівності

$$\sum_{k=1}^{\infty} \varphi_k e^{-k_2(2k-1)^2 T_n} \leq e^{-k_2 T_n} \sum_{k=1}^{\infty} \varphi_k = P_2 e^{-k_2 T_n} \ll P_2 \quad (4)$$

отримуємо умову затухання початкових умов з точністю ε :

$$T_n \geq \frac{1}{k_1} \ln\left(\frac{1}{\varepsilon}\right). \quad (5)$$

Для ділянки магістрального газопроводу при $\varepsilon = 1\%$ T_n коливається в межах 1÷3 години. Тому час спостереження слід вибирати $T \geq T_n$.

З іншого боку, час спостереження не повинен перевищувати час кореляції тиску газу τ_k , який характеризує статистичний взаємозв'язок між вимірюваними величинами. Протягом цього часу значення тиску газу сильно корельовані, тому їх можна вважати не випадковими функціями часу і враховувати випадкову складову, обумовлену тільки похибкою вимірювання апаратури. В іншому випадку таке припущення невірне і математичний апарат оцінки шуканого коефіцієнта k_1 ускладнюється і відповідно значно збільшується час спостереження T для досягнення заданої точності розрахунків. При цьому сильно падає оперативність розрахунків. Тому отримуємо наступне обмеження для часу спостереження

$$T_n \leq T \leq \tau_k. \quad (6)$$

Оскільки для магістральних газопроводів $\tau_k = 0,5 \div 2$ доби, то

$$(1 \div 3)\tau \leq T \leq (0,5 \div 2) \text{ доби.}$$

Крім цього передбачається, що коефіцієнт k_2 за час розрахунку T не зазнає сильних змін, що зазвичай виконується, оскільки процес заміщення трубопроводу досить повільний.

Для таких значень часу спостереження граничні умови можна представити у вигляді:

$$\begin{cases} P(0,t) = P_1(t) + n_1(t) \\ Q(L,t) = Q_2(t) + N(t) \end{cases}, \quad (7)$$

де $P_1(t)$ і $Q_2(t)$ – не випадкові значення тиску і витрати газу на початку і в кінці ділянки газопроводу відповідно;

$n_1(t)$, $N(t)$ – випадкові похибки, зумовлені похибкою манометра на початку ділянки газопроводу і витратоміра в кінці газопроводу.

Як показано в [4,5,6,10] ці похибки з високою точністю можна вважати білим гаусівським шумом зі спектральними інтенсивностями $\frac{n_{01}}{2}$ і $\frac{N_0}{2}$, причому кореляційні функції цих похибок дорівнюють

$$\begin{cases} K_n(\tau) = \frac{n_{01}}{2} \delta(\tau) \\ K_N(\tau) = \frac{N_0}{2} \delta(\tau) \end{cases}. \quad (8)$$

Розв'язок системи рівнянь (1) з граничними умовами (7) можна представити у вигляді:

$$P_2(t) = s(t, \chi) + n_2(t) + m(t), \quad (9)$$

$$\chi = \frac{c^2}{k} = \frac{P_{cp}}{k_1 Q_{cp}}, \quad (10)$$

де $P_2(t)$ – тиск газу в кінці ділянки газопроводу;

$s(t, \chi)$ – розв'язок системи (1) для не випадкових граничних умов $P_1(t)$ і $Q_2(t)$, який дорівнює виразу (2), якщо в ньому $P(0,t)$ і $Q(L,t)$ замінити на $P_1(t)$ і $Q_1(t)$;

$n_2(t)$ – випадкова похибка вимірювання величини $P_2(t)$;

$m(t)$ – результат перетворення похибок $n_1(t)$ і $N(t)$ при розв'язанні системи рівнянь з граничними умовами (7).

Іншими словами, $m(t) = s(t, \chi, n_1(t), N(t))$ – є виразом, в якому $P(0,t)$ і $Q(L,t)$ замінені на $n_1(t)$ і $N(t)$ відповідно. Оскільки функція $s(t, \chi)$ є лінійною відносно $n_1(t)$ і $N(t)$, то похибка $m(t)$ теж є гаусівською. Кореляційна функція цієї похибки за визначенням дорівнює

$$K_m(\tau) = s(t, \chi) s_\tau(t, \chi). \quad (11)$$

Після доволі громіздких перетворень з врахуванням властивостей кореляційних функцій похибок (9) і (10) отримано:

$$K_m(\tau) = D_0 e^{-k_2 |\tau|}, \quad (12)$$

$$D_0 = \sigma_{p1}^2 + \left(\frac{4c^2 L}{\pi D^2 \chi} \right) \sigma_{Q2}^2, \quad (13)$$

де σ_{p1} , σ_{Q2} – похибки вимірювання тиску і витрати газу приладом.

Таким чином, кореляційна функція всієї похибки в (2) буде дорівнювати:

$$K_w(\tau) = K_{n_2}(\tau) + K_m(\tau) = \frac{n_{02}}{2} \delta(\tau) + D_0 e^{-k_2(\tau)}. \quad (14)$$

Оцінку коефіцієнта k_1 розіб'ємо на два етапи: оцінка коефіцієнта χ , обернено пропорційного коефіцієнту лінеаризації k та визначення k_1 з формули (5).

Для отримання оцінки $\hat{\chi}$, а відповідно і \hat{k}_1 використовуємо метод максимальної правдоподібності. Запишемо логарифм функції правдоподібності для $P_2(t)$ (9):

$$L(\chi) = \ln \Lambda(\chi) = \int_0^T \int_0^T s(t, \chi) Q_w(t, u) \left[P_2(u) - \frac{1}{2} s(u, \chi) \right] du, \quad (15)$$

де T – час спостереження $P_2(t)$;

$Q_w(t, u)$ – функція, обернена $K_w(t, u)$, що задовольняє рівняння:

$$\int_0^T K_w(x, z) Q_w(v, x) dx = \delta(z - v). \quad (16)$$

Фізичний зміст функції $Q_w(t, u)$ можна з'ясувати зі співвідношення:

$$Q_w(t, u) = \int_0^T h(\tau, t) h(\tau, u) d\tau, \quad (17)$$

де $h(\tau, u)$ – характеристика «відбілюючого фільтра».

Для визначення функції $Q_w(t, u)$ використовуємо наступне представлення похибки $m(t)$:

$$m(t) = m_1(t) + m_2(t), \quad (18)$$

яке впливає з її визначення за формулою (3), в якій $P(0, t)$ і $Q(L, t)$ замінені на $n_1(t)$ і $N(t)$.

Оцінку величини тиску на ділянці трубопроводу можна апроксимувати виразом

$$P(x, t) = P_0 \left(1 - e^{-\frac{t-x}{t_0}} \right) e^{-\frac{kx}{2c}}, \quad (19)$$

де $P_0 = \frac{2cQ_0}{\pi D^2}$,

c – швидкість звуку в газі,
 Q_0 – масова витрата на ділянці,
 D – діаметр трубопроводу,
 t_0 – час наростання хвилі тиску.

Тоді, використовуючи перехідні характеристики ділянки трубопроводу для цих граничних умов, маємо:

$$S(w) = \frac{2cQ_0}{\pi D^2 w (wt_0 + 2)}. \quad (20)$$

Оцінка параметру t_0 для випадку ділянки, де визначається коефіцієнт k_1 буде:

$$t_0 = \frac{Q_0}{DP_x}, \quad (21)$$

де P_x – початковий тиск на даній ділянці.

Характеристика (20) приведено у формі перетворення Лапласа. Відомо [8,9,11], що спектральну густину вихідного сигналу можна виразити через спектральну густину вхідного сигналу і перехідну характеристику фільтра:

$$S_y(w) = |h(iw)|^2 S_x(w). \quad (22)$$

Використовуючи це співвідношення і формули (13)÷(15), одержимо:

$$S_m(w) = S_{m1}(w) + S_{m2}(w) = \frac{n_{01}}{2} |h_1(iw)|^2 + \frac{N_0}{2} |h_2(iw)|^2. \quad (23)$$

Тут використовувалося припущення про незалежність вимірювань тиску і витрати газу, що є справедливим, оскільки вимірювання проводяться різними приладами, що мають незалежні похибки. В загальному випадку вимірювання тиску проводяться приладами з різними характеристиками n_{01} і n_{02} .

Спектральна густина всієї похибки буде:

$$S_w(w) = S_{n2}(w) + S_m(w) = \frac{n_{02}}{2} + S_m(w), \quad (24)$$

де n_{02} – характеризує манометр, встановлений в кінці ділянки газопроводу.

Після перетворень цього виразу маємо

$$S_w(w) = \frac{n_{02}}{2} \times \quad (25)$$

$$\times \left[1 + m \frac{a_1^2 + \frac{a_2}{2} [sh^2 a_1 \cos^2 a_1 + ch^2 a_1 \sin^2 a_1]}{a_1^2 [ch^2 a_1 \cos^2 a_1 + sh^2 a_1 \sin^2 a_1]} \right],$$

де

$$a_1 = L \sqrt{\frac{w}{2\chi}}, \quad (26)$$

$$a_2 = \frac{N_0}{n_{01}} \left(\frac{4Lc^2}{\pi D^2 \chi} \right), \quad (27)$$

$$m = \frac{n_{01}}{n_{02}}. \quad (28)$$

Перетворимо вираз (27). Для цього використаємо співвідношення $\frac{N_0}{n_{01}} = \frac{\sigma_Q^2}{\sigma_P^2}$.

З лінеаризованого рівняння стаціонарної течії газу отримаємо:

$$P_1 - P_2 = \left(\frac{4Lc^2}{\pi D^2 \chi} \right) Q. \quad (29)$$

Тепер формула (27) прийме вигляд:

$$a_2 = (1 - \nu)^2 \left(\frac{\delta Q_0}{\delta P_0} \right)^2, \quad (30)$$

де $\nu = P_2/P_1$;

$\delta Q_0, \delta P_0$ – відносні похибки вимірювання витрати і тиску газу.

Оскільки кореляційна функція всієї похибки (14) швидко затухає з часом (час затухання T_n значно менше часу спостереження T), то межі інтегрування в (16) можна замінити нескінченними. Після цього одержимо співвідношення для спектральних густин:

$$S_Q(w) = \frac{1}{S_w(w)}, \quad (31)$$

$$Q_w(t-u) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} S_Q(w) e^{iw(t-u)} dw. \quad (32)$$

Розкладемо (16) за степенями a_1 з точністю до a_1^4 . Оцінки свідчать, що при розкладі в ряд член, пропорційний a_1^4 , достатньо малий для спектра частот, що мають місце в газопроводі, тобто для частот коливань з періодом $T \geq 4$ години відкидання члена $O(a_1^4)$ призводить до похибки, що не перевищує 5%. Тоді з (16) і (31) одержимо:

$$S_Q(w) = \frac{2}{n_{02}} \left[1 - \frac{2bc_1}{w^2 + c_1^2} \right]. \quad (33)$$

Використовуючи (32), остаточно одержимо:

$$Q_w(t-u) = \frac{2}{n_{02}} \left[\delta(t-u) - be^{-c_1|t-u|} \right], \quad (34)$$

де

$$c_1 = \frac{\chi}{L^2} \sqrt{6(1+\Lambda)}, \quad (35)$$

$$b = \frac{c_1}{2} \cdot \frac{\Lambda}{1+\Lambda}, \quad (36)$$

$$\Lambda = m(1+a_2) = m \left[1 + (1-\nu)^2 \left(\frac{\delta Q_0}{\delta P_0} \right)^2 \right]. \quad (37)$$

Підставляючи (33) в (15) одержимо функціонал з точністю до постійного множника:

$$L(\chi) = \int_0^T \left\{ \left[P_2(t) - \frac{1}{2} s(t, \chi) \right] \times \right. \\ \left. \times \left[s(t, \chi) - b \int_0^T s(u, \chi) e^{-c_1|t-u|} du \right] dt \right\}. \quad (38)$$

Для практичних розрахунків використовується кінцево-різницевий вигляд цієї формули. При цьому значення спектральних інтенсивностей будуть дорівнювати:

$$\begin{cases} n_{0i} = \sigma_{P_i}^2 \Delta t, \quad i = 1, 2 \\ N_0 = \sigma_Q^2 \Delta t \end{cases}, \quad (39)$$

де Δt – крок дискретизації вимірювань.

Оптимальна, асимптотично незміщена оцінка одержується максимізацією по χ функції (28).

Проведемо оцінку точності визначення $\hat{\chi}$ і \hat{k} за запропонованим методом.

Дисперсія похибки оцінки $\hat{\chi}$ визначається наступним чином:

$$\sigma_{\chi}^2 = M \left[\frac{1}{T} \int_0^T \left[\hat{\chi} - \chi_{icm} \right]^2 dt \right], \quad (40)$$

де M – оператор математичного сподівання;

χ_{icm} – істинне значення χ .

Безпосередньо розрахувати дисперсію похибки σ_{χ}^2 за цією формулою неможливо через нелінійність по χ формули (12), а, відповідно, і формули (26). Тому проведемо оцінку точності методу визначення $\hat{\chi}$ і \hat{k}_1 для псевдостационарної формули:

$$s(t, \eta) = s_0(\eta) = P_1 - \eta Q_2, \quad (41)$$

де

$$\eta = \frac{4Lc^2}{\pi D^2 \chi}, \quad (42)$$

Тоді формула (2) переписеться так:

$$P_2(t) = s_0(\eta) + n_2(t) + m(t). \quad (43)$$

Підставляючи (43) в (38), а потім диференціюючи (38) по η і використовуючи (41), одержимо оцінку $\hat{\eta}$:

$$\hat{\eta} = \frac{P_1}{Q_2} - \frac{\frac{1}{T} \int_0^T P_2(t) \left\{ 1 - \frac{b}{c_1} \left[2 - e^{-c_1 t} - e^{-c_1(T-t)} \right] \right\} dt}{Q_2 \left[1 - \frac{2b}{c_1} + \frac{2b}{c_1^2 T} \left(1 - e^{-c_1 T} \right) \right]}, \quad (44)$$

але

$$\eta_{icm} = \frac{P_1 - P_2}{Q_2}, \quad (45)$$

Підставляючи (44) і (45) у формулу (40) і застосовуючи оператор математичного сподівання, отримаємо:

$$\sigma_{\eta}^2 = \left\{ \frac{1}{T^2} \int_0^T \int_0^T \left\{ K_w(t-u) \left(1 - \frac{b}{c_1} \left[2 - e^{-c_1 t} - e^{-c_1(T-t)} \right] \right) \times \right. \right. \\ \left. \left. \left(1 - \frac{b}{c_1} \left[2 - e^{-c_1 u} - e^{-c_1(T-u)} \right] \right) dt du \right\} \right\} \times \\ \times \left\{ Q_2^2 \left[1 - \frac{2b}{c_1} + \frac{2b}{c_1^2 T} \left(1 - e^{-c_1 T} \right) \right]^2 \right\}^{-1}. \quad (46)$$

Нехай час спостереження $T = 1$ доба. Тоді для ділянок магістральних газопроводів будуть справедливими наступні співвідношення, одержані з формул (5), (35) і (37):

$$\frac{1}{c_1 T}, \frac{1}{k_2 T} \ll 1, \quad (47)$$

відповідно

$$e^{-c_1 T}, e^{-k_2 T} \ll 1. \quad (48)$$

Підставимо значення кореляційної функції похибки в (46) з урахуванням (48). Після перетворень отримаємо вираз:

$$\delta\chi = \frac{\sigma_{\chi}}{\chi} = \sqrt{\frac{2 \left[(\delta P_0)^2 \left(1 + \frac{k_2 \Delta t}{4} \right) + (\delta Q_0)^2 \right]}{k_2 T (1 - \nu^2)}}, \quad (49)$$

враховуючи, що $\delta\eta = \delta\chi$, що слідує з (42).

Якщо вздовж ділянки газопроводу є проміжний пункт вимірювання тиску газу, то можна обійтися без вимірювання витрати газу і точність оцінки коефіцієнта лінеаризації підвищиться:

$$\delta\chi = 2\delta P_0 \sqrt{\frac{1 + \frac{k_2 \Delta t}{4}}{k_2 T (1 - \nu^2)}}, \quad (50)$$

оскільки

$$\delta P_0 < \delta Q_0. \quad (51)$$

Викладену теорію оптимальної оцінки величини $\delta\chi$ можна поширити на випадок супутніх відборів газу. При цьому зміниться формула (5) і з'явиться додаткова похибка в (2), обумовлена похибкою вимірювання значень відборів газу.

З формули (5) слідує, що шуканий коефіцієнт буде визначатися наступним чином:

$$\hat{k}_1 = \frac{P_{cp}}{\chi Q_{cp}}. \quad (52)$$

Розрахуємо величину Q_{cp} . Для цього проінтегруємо друге рівняння системи (1) по координаті x в межах $(0, L)$ і розділимо обидві частини рівності на L :

$$Q(0, t) = Q(L, t) + \frac{\pi D^2 L}{4c^2} \cdot \frac{dP_{cp}(t)}{dt}, \quad (53)$$

де

$$P_{cp}(t) = \frac{1}{L} \int_0^L P(x, t) dx.$$

Розділимо (53) на T і проінтегруємо по часу в межах $(0, T)$:

$$Q_{1, cp} = Q_{2, cp} + \frac{\pi D^2 L}{4c^2 T} [P_{cp}(T) - P_{cp}(0)]. \quad (54)$$

Тут другий доданок характеризує акумулюючу здатність ділянки газопроводу протягом часу спостереження. Оскільки витрата газу в кінці ділянки вимірюється, то середнє значення витрати газу по ділянці протягом часу T буде дорівнювати:

$$Q_{cp} = \frac{1}{2} [Q_{1, cp} + Q_{2, cp}] = \quad (55)$$

$$= Q_{2, cp} + \frac{\pi D^2 L}{8c^2 T} [P_{cp}(T) - P_{cp}(0)] \equiv Q_{2, cp} + \Delta Q.$$

За цією формулою розраховується величина Q_{cp} , що входить в формулу (52).

Середнє значення тиску газу на ділянці газопроводу за час спостереження T визначається за відомою формулою:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left[P_{1, cp} + \frac{P_{2, cp}^2}{P_{1, cp} + P_{2, cp}} \right]. \quad (56)$$

Тепер оцінимо середньоквадратичну похибку визначення коефіцієнта \hat{k}_1 . З формули (52) для відносних значень похибок отримаємо:

$$\delta \hat{k}_1 = \sqrt{(\delta \chi)^2 + (\delta P_{cp})^2 + (\delta Q_{cp})^2}, \quad (57)$$

оскільки похибка визначення інших параметрів, що визначають \hat{k}_1 , значно менша розглянутих.

Похибка, зумовлена похибкою вимірювальної апаратури, зменшується в $\sqrt{\frac{T}{\Delta t}}$ разів при усередненні вимірюваного параметра протягом часу T при кроці дискретизації вимірювань Δt . Тоді

$$\delta P_{cp} = \delta P_0 \sqrt{\frac{\Delta t}{T}}. \quad (58)$$

З виразу (55) слідує:

$$\begin{aligned} (\delta Q_{cp})^2 &= \left(\frac{\Delta Q_{2, cp}}{Q_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta(\Delta Q)}{Q_{cp}} \right)^2 = \\ &= \left(\delta Q_0 \sqrt{\frac{\Delta t}{T}} \right)^2 + (\delta Q)^2. \end{aligned} \quad (59)$$

Оцінимо останній доданок в цьому виразі

$$\begin{aligned} \delta Q &= \frac{\Delta(\Delta Q)}{Q_{cp}} = \frac{\Delta(\Delta Q)}{P_{cp}} \cdot \frac{P_{cp}}{Q_{cp}} = \\ &= \frac{\pi D^2 L}{8c^2 T} \cdot \frac{\Delta[P_{cp}(T) - P_{cp}(0)]}{P_{cp}} \cdot \frac{P_{cp}}{Q_{cp}} \approx \frac{\pi D^2 L}{4c^2 T} \cdot \delta P_0. \end{aligned} \quad (60)$$

Тому, підставляючи (60) в (59), одержимо

$$\delta Q_{cp} = \delta Q_0 \sqrt{\frac{\Delta t}{T}} + \frac{\pi D^2 L}{4c^2 T} \cdot \delta P_0. \quad (61)$$

Проведемо оцінку цієї величини для лінійної ділянки магістрального газопроводу високого тиску при $T = 24$ години, $\Delta t = 1$ година:

$$\delta Q_{cp} = 0,2 \delta Q_0 + 0,1 \delta P_0. \quad (62)$$

Тоді отримаємо остаточну формулу похибки оцінки \hat{k}_1 :

$$\delta \hat{k}_1 = \sqrt{(\delta \chi)^2 + \frac{\Delta t}{T} [(\delta P_0)^2 + (\delta Q_0)^2]}, \quad (63)$$

де $\delta \chi$ оцінюється за формулою (49).

Розглянутий статистичний метод оцінки коефіцієнта \hat{k}_1 дає оптимальний розв'язок.

Похибка розрахунку коефіцієнта \hat{k}_1 за даними експериментальних вимірювань режимів ділянки газопроводу становить 2,5 %, що доводить високу точність розрахунків за розробленим методом.

Описаний метод статистичної ідентифікації коефіцієнта \hat{k}_1 по суті справи зводить до мінімуму похибку розрахунку, зумовлену неточністю вимірювальної апаратури, що застосовується. Однак, сама модель транспорту газу на ділянці газопроводу є наближеною. Як відомо, для ділянок газопроводу з перепадом тиску $P_1/P_2 < 2$, неточність лінеаризованої моделі не перевищує 5%. Отже, неточність розрахунку коефіцієнта лінеаризації, зумовлена похибкою вимірювальної апаратури (2,5%), менша неточності моделі.

Для цілей контролю зміни внутрішнього стану газопроводу важливо знати не абсолютну величину параметра \hat{k}_1 , а величину його зміни в процесі експлуатації трубопроводу. В цьому випадку систематичні похибки не впливають на результат, який нас цікавить. Тому вплив похибки, зумовленої неточністю моделі, на величину зміни коефіцієнта значно зменшується. Таким чином, застосування запропонованого методу ідентифікації \hat{k}_1 стає досить ефективним

для цілей контролю зміни стану внутрішньої поверхні трубопроводу.

Висновки

В статті проаналізовано і запропоновано для контролю зміни внутрішнього стану газопроводу використовувати величину параметру \hat{k}_1 , який впливає на нестационарні процеси в магістральних трубопроводах.

Література

- 1 Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін. – К.: АренаЕКО, 2002. – 600 с.
- 2 Трубопровідний транспорт газу / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, Е. И. Яковлев и др. – М.: Наука, 1976. – 491 с.
- 3 Мазур И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с.
- 4 Жидкова М. А. Переходные процессы в магистральных газопроводах / М. А. Жидкова. – К.: Наукова думка, 1979. – 255 с.
- 5 Зайдель А. Н. Элементарные оценки ошибок измерений / А. Н. Зайдель. – М.: Наука, 1968.

- 6 Байхельт Ф. Надежность и техническое обслуживание. Математический подход / Ф. Байхельт, П. Франкен; пер. с нем. – М.: Радио и связь, 1988. – 392 с.

- 7 Бахвалов И. С. Численные методы / И. С. Бахвалов. – М.: Наука, 1973. – 631 с.

- 8 Грудз В. Я. Обслуживание газотранспортных систем / В. Я. Грудз. – К.: УМК ВО, 1991. – 157 с.

- 9 Грудз В. Я. Технічна діагностика трубопровідних систем / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. В. Костів та ін. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. – 511 с.

- 10 Грудз В. Я. Обслуговування і ремонт газопроводів / В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, В. Б. Михалків, В. В. Костів. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 711 с.

- 11 Корн Г. Справочник по математике / Г. Корн, Т. Корн. – М.: Наука, 1970. – 720 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

22.04.14

Рекомендована до друку

професором Грудзом В.Я.

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

д-ром техн. наук Зайцевим В.В.

(Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова, м. Миколаїв)

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ДОСЛІДЖЕНЬ НА АБРАЗИВНИЙ ЗНОС ПАР ТЕРТЯ «ШТОК-УЩІЛЬНЕННЯ» ГІДРАВЛІЧНИХ НАСОСІВ НАФТОГАЗОВОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ТРАНСПОРТУ

І.Б. Прунько

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727148,
e-mail: trans@nung.edu.ua

У роботі розглянуто питання модельних експресних випробовувань на зношування зразків при зворотньо-поступальному русі на універсальній машині тертя. Запропоновано оригінальну конструкцію та спосіб виготовлення одного з контртіл, що дозволяє найбільш точно імітувати реальні умови роботи пари «шток-ущільнення» при попаданні під ущільнення абразивних зерен і наступного проникнення і закріплення останніх в гумі манжети. Лінійна інтенсивність зношування визначалась через масовий знос, який, в свою чергу, визначався зважуванням рухомого зразка. З метою отримання додаткової інформації (температура в зоні контакту) в нерухомий зразок встановлювалась хромель-копелева термопара, сигнал від якої фіксувався самописцем на блоці керування машини тертя. Запропонована схема досліджень дозволить оптимізувати вибір способів зміцнення поверхонь штоків насосів та інших деталей нафтогазового обладнання.

Ключові слова: камера тертя, нерухомий зразок, рухомий зразок, шток, ущільнення, абразивний знос.

В работе рассмотрены вопросы модельных экспрессных испытаний на износ образцов при возвратно-поступательном движении на универсальной машине трения. Предложена оригинальная конструкция и способ изготовления одного из контртел, что позволяет наиболее точно имитировать реальные условия работы пары «шток-уплотнение» при попадании под уплотнение абразивных зерен и последующего проникновения и закрепления последних в резине манжеты. Линейная интенсивность изнашивания определялась через массовый износ, который, в свою очередь, определялся взвешиванием подвижного образца. С целью получения дополнительной информации (температура в зоне контакта) в неподвижный образец устанавливалась хромель-копелевая термопара, сигнал от которой фиксировался самописцем на блоке управления машины трения. Предложенная схема исследований позволит оптимизировать выбор способов укрепления поверхностей штоков насосов и других деталей нефтегазового оборудования.

Ключевые слова: камера трения, неподвижный образец, движущийся образец, шток, уплотнение, абразивный износ.

The article deals with the issue of rapid model wear tests at the reciprocating motion of the universal friction machine. Original design and manufacturing method of one of the counterbodies were developed. This allows the most accurate simulating of real operating conditions of the "rod-seal" pair when abrasive grains get under the seal and then penetrate and become permanent in the cuff rubber. The linear wear intensity was determined with the help of massive wear, which, in its turn, was determined by the moving sample weighing. In order to obtain more information (temperature in the contact zone) the chromel-copel thermocouple was installed into the fixed sample. Its signal was recorded by the friction machine control unit. The Developed scheme will optimize the choice of methods to strengthen surfaces of pump rods and other components of oil and gas equipment.

Key words: friction camera, fixed sample, moving sample, rod, seal, abrasive wear

Вступ

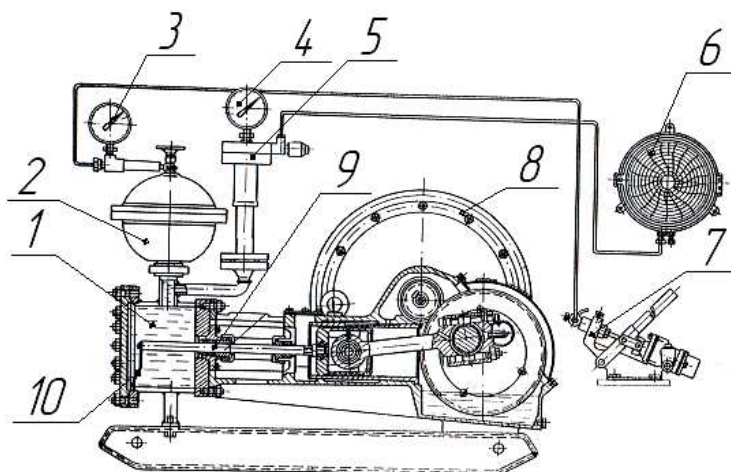
Об'єктом досліджень є пара тертя «шток – ущільнення» нафтогазопромислових насосів високого тиску. Опір абразивному зносу [1] обумовлюється певним комплексом механічних, фізичних і хімічних властивостей контактуючих поверхонь, особливо їх поверхневою твердістю. Тому боротьба з абразивним зношуванням ведеться, як правило, технологічними засобами. До таких засобів відносяться застосування спеціальних сталей, відповідних методів хімічної, термічної, хіміко-термічної та інших видів зміцнюючої обробки поверхонь тертя, а також спроби застосування зносостійких гальванічних та інших покриттів [2].

Труднощі полягають у виборі найбільш оптимального способу зміцнення однієї з поверхонь тертя, який би максимально відповідав умовам роботи заданих деталей, а саме штоків насосів високого тиску, які перекачують або

нагнітають в нафтогазові пласти хімічноактивні і абразивнонаповнені речовини [2]. Вибір оптимального способу зміцнення поверхонь може бути здійснений після експресних досліджень абразивної зносостійкості поверхонь тертя зміцнених різними методами.

Аналіз конструкції і принципів роботи існуючих стендів

У науково-технічній інформації [2] питання відтворення основного виду абразивного зношування і визначення відносної зносостійкості поверхонь штоків насосів високого тиску розглядається недостатньо. Необхідно відзначити оригінальну установку (стенд) для експериментальних досліджень на абразивний знос зміцнених поверхонь штоків бурових насосів [2]. Стенд складається з камери 1, приводної частини 8 і змінного вузла штоків 9 (рис.1). В якості приводу стенду використовується приві-



1 – камера; 2 – повітряний ковпак; 3, 4 – манометри; 5 – клапан; 6 – самописець; 7 – ручний насос; 8 – привідна частина; 9 – змінний вузол штоків; 10 – скребки

Рисунок 1 – Стенд для випробування штоків насосів високого тиску

дна частина насоса НГР 250/50. Одночасно піддаються випробуванню два штоки, один з яких є еталонним (серійним). В камеру 1 заливають глинистий розчин з додаванням абразиву. Для підтримання абразиву в завислому стані до штоків кріпляться спеціальні скребки. Тиск у випробувальній камері створюється за допомогою ручного насоса 7 марки ГН – 200М через повітряний ковпак 2 типу ВК – 5Б. Тиск робочого розчину фіксується манометрами 3 і 4, регулюється клапаном 5 і записується самописцем 6.

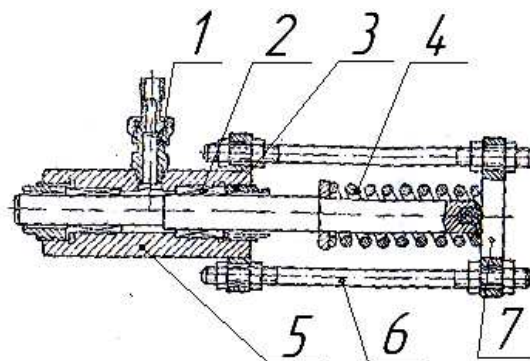
Недоліком даного стенду є його висока складність і собівартість. Хоча даний стенд і дозволяє максимально наблизити умови досліджень до реальних умов роботи штоків насосів високого тиску, він не зовсім придатний для лабораторних експресних досліджень, а скоріше наближається до натурних випробувань.

Варта уваги конструкція стенду-приставки (рис. 2) для випробування зносостійкості ущільнень штоків гідравлічних машин, яка запропонована в [4]. Вона конструктивно значно простіша за вищезгаданий стенд, однак володіє рядом недоліків. Так, зокрема досить важко отримувати задану величину зусилля в місці контакту ущільнення – «шток-манжета».

Загальним недоліком розглянутих стендів є використання в них реальних ущільнень, знос яких тривалий, так як абразив в контакт пари тертя поступає випадково і нерівномірно по площі поверхні тертя.

Невирішені раніше частини поставленої проблеми

На думку авторів найбільш інтенсивне зношування поверхонь штоків нафтопромислових насосів високого тиску спричиняють абразивні частинки, які проникають під поверхню гумових ущільнень, укорінюються (фіксуються) в ній і виступають в ролі пружнозакріплених абразивних різців в процесі зворотньо-поступального переміщення штока [5]. Відтворити дане явище, зберігши при цьому стабіль-



1 – штучер; 2 – ущільнення; 3 – направляюча; 4 – пружина; 5 – корпус; 6 – шпилька; 7 – основа

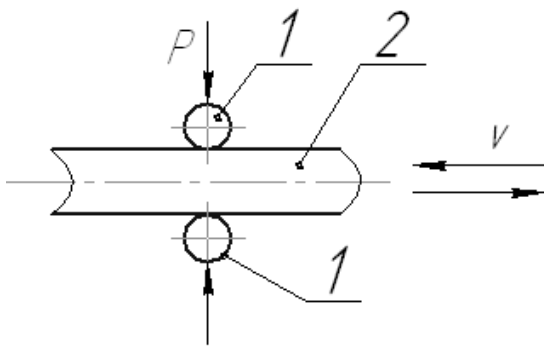
Рисунок 2 – Стенд-приставка для випробування зносостійкості ущільнень штоків гідромашин

ність умов експресного дослідження на вищезгаданих [2, 3] стендах неможливо. Необхідна розробка експериментального методу, який дозволить би досліджувати в лабораторних умовах зносостійкість поверхонь штоків при контакті їх з гумовим контрелементом, насиченим абразивом.

Зразки та установка для дослідження зносостійкості штоків і методика досліджень

Для дослідження зносостійкості поверхонь штоків насосу під ущільнення пропонується використовувати універсальну машину тертя моделі 2168 УМТ – 1 [6], яка дає можливість моделювати процеси зносу пари тертя «шток – ущільнення».

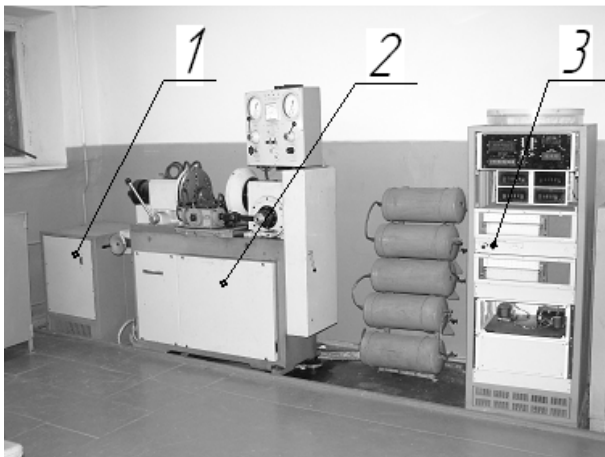
Машина призначена для випробування на тертя і знос за вісьмома схемами випробувань найбільш поширених спряжених пар тертя. З метою моделювання зворотньо-поступального руху для лабораторних випробувань вибрана найбільш подібна схема до роботи натурального ущільнення «стержень – палець» при зворотньо-поступальному русі. Схема випробування зображена на рисунку 3.



1 – нерухомий зразок (модель ущільнення);
2 – рухомий зразок (модель штоку)

Рисунок 3 – Схема випробувань при зворотньо-поступальному русі

Машина 2168 – УМТ1 (рис. 4) дає змогу випробовувати пари тертя з різним профілем і характером руху в широкому діапазоні швидкостей, навантажень і можливістю подачі в зону тертя мастильних та інших матеріалів, які можуть впливати на триботехнічні параметри спряжених пар тертя.



1 – силовий блок; 2 – машина тертя;
3 – пульт керування

Рисунок 4 – загальний вигляд машини тертя 2168 УМТ – 1

Таблиця 1 – Технічна характеристика установки 2168 УМТ – 1 [6]

Назва параметрів і складових (блоків) установки	Величина
Потужність, що споживається, не більше, кВт	16
Габаритні розміри, мм	
силовий блок	600x900x450
машина тертя	760x1750x1900
пульт керування	600x1700x850
Маса, кг	
силовий блок	320
машина тертя	1200
пульт керування	230
Частота обертання шпінделя, хв ⁻¹	15...3000
Діапазон вимірювання сили навантаження на дослідні зразки, Н	200...500
Діапазон вимірювання моменту тертя, Н·м	20...40
Границя зміни величини ходу рухомого зразка, мм	0...14

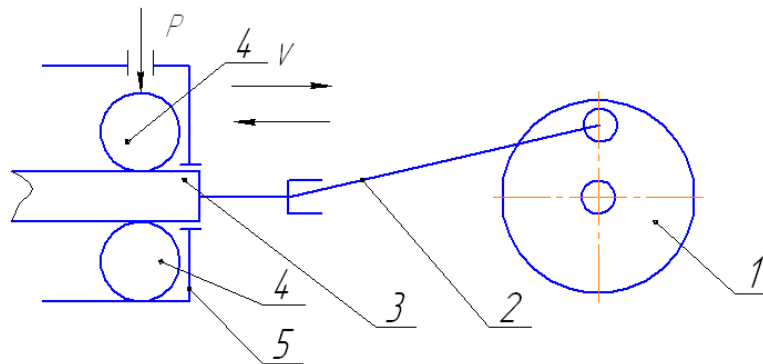
Конструкція установки в звичайному виконанні передбачає випробовування зразків за схемою «диск-палець».

Для проведення випробувань за різними схемами пар тертя і поверхні спряжень машина тертя комплектується додатковими камерами і пристроями для їх забезпечення [6]. Вибрана схема (рис. 3) випробувань при зворотньо-поступальному русі реалізується шляхом встановлення додаткового пристрою – камери, яка іде в комплектації машини. Принцип дії полягає в наступному: електродвигун обертає шпіндель, на якому встановлена черв'ячна передача і через вал черв'ячного колеса приводить в рух кривошип 1, який з'єднаний з випробовуваним стержнем за кінематичною схемою зображеною на рис. 5.

Кривошип 1 приводить в рух шатун 2, який, в свою чергу, з'єднаний з вилкою (вухом) повзуна, на якій закріплений рухомий зразок – стержень 3. До стержня 3 притискають два нерухомі зразки – пальці 4, які розміщені в камері 5.

Камера для випробувань (рис. 6) складається з розбірного корпусу 1. У підшипниках 2 корпусу рухається повзун 3 зі зразком – стержнем 4, який прикріплений до повзуна гвинтами. Перпендикулярно зразку – стержню встановлено корпус 5 з двома зразками – гумовопіщаними пальцями 6. перед встановленням в корпус на пальцях встановлюється і закріплюються хомути 7 болтами 8. Зразки-пальці притискаються до стержня зусиллям, яке створюється пневматичною камерою 9 через стержні 10 і 11. Повзун переміщається в підшипниках корпусу з допомогою вуха (вилки) 12. Для охолодження підшипників на них встановлюються охолоджувачі, які можуть бути підключені до колектора, що встановлений на станині. Мащення підшипників здійснюється через штуцери 13 і 14, а середовище (рідина), в якому випробується пара тертя, подається через трубку 15, закріплену на корпусі камери.

На рис. 7 подано фотографію камери зворотньо-поступального руху зі знятою кришкою і встановленими у ній дослідними зразками – стержнем 1 і пальцями 2.



1 – кривошип; 2 – шатун; 3 – рухомий зразок; 4 – нерухомий зразок; 5 – камера
Рисунок 5 – Кінематична схема випробувань за схемою «стержень-палець»

Досліджувана пара тертя «стержень-палець» має свої конструктивні особливості. Ескізи досліджуваних зразків подані на рис. 8, а їх фотографії на рис. 9 і рис. 10.

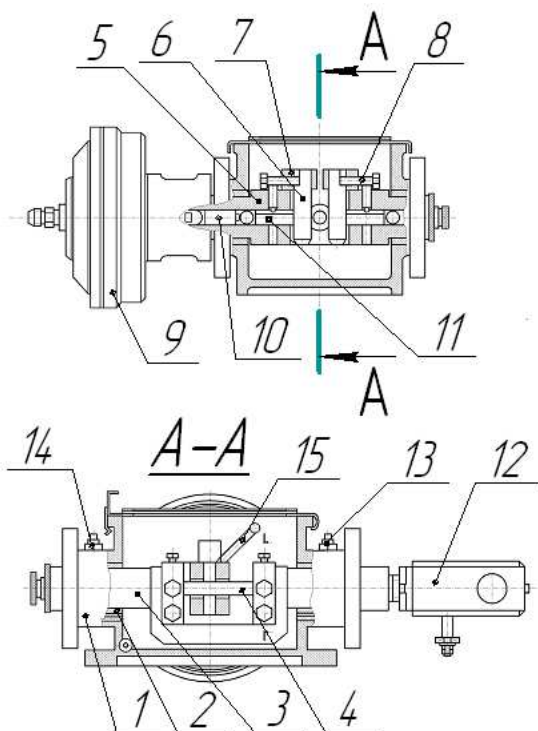
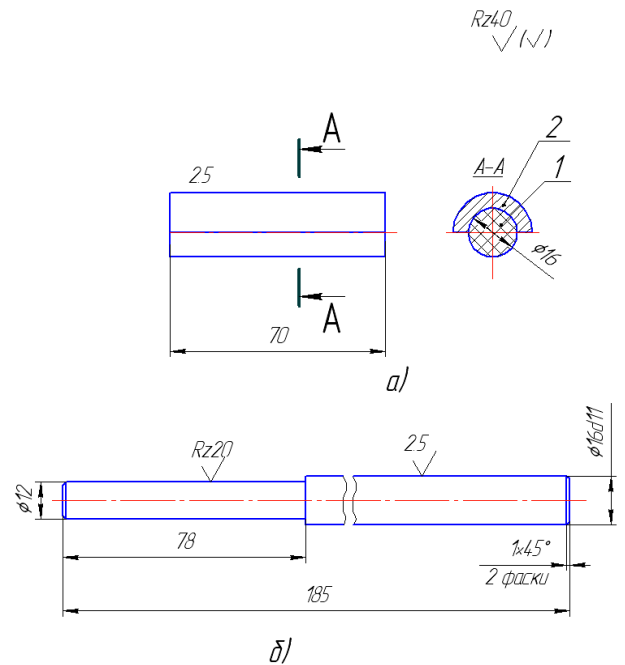
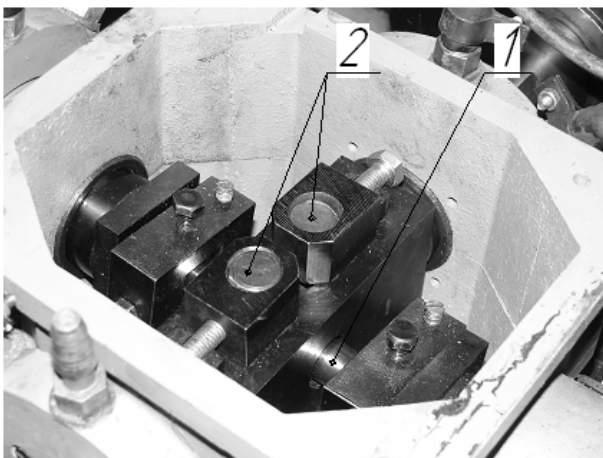


Рисунок 6 – Ескіз камери для випробування зразків при зворотньо-поступальному русі



a) – палець; б) – стержень

Рисунок 8 – Ескізи зразків для випробувань



1 – зразок стержень; 2 – зразки пальців

Рисунок 7 – Камера для випробування зразків при зворотньо-поступальному русі

Рухомий зразок – стержень (рис. 8 б) виготовляється із матеріалу сталь 40Х. Зразок палець (рис. 9) виготовлений з гуми ІРП – 1124. Оригінальним в цьому зразку є те, що в процесі виготовлення до невулканізованої (сирої) гуми додається сипучий абразивний матеріал – кварцевий пісок, фракції не більше 0,6 мм. Все ретельно перемішується і тільки після цього з отриманої маси формується сам зразок, який піддається вулканізації. З метою рівномірного розподілу зусилля по всій довжині гумового зразка, а також його фіксації останній встановлюється у тримач для зразка у вигляді направляючої 2 (рис. 8 а) у формі урізаної втулки. Тримач для зразка дозволяє періодично переміщувати гумовий зразок в осьовому напрямку і встановлювати контакт металевого зразка з



Рисунок 9 – Стержень

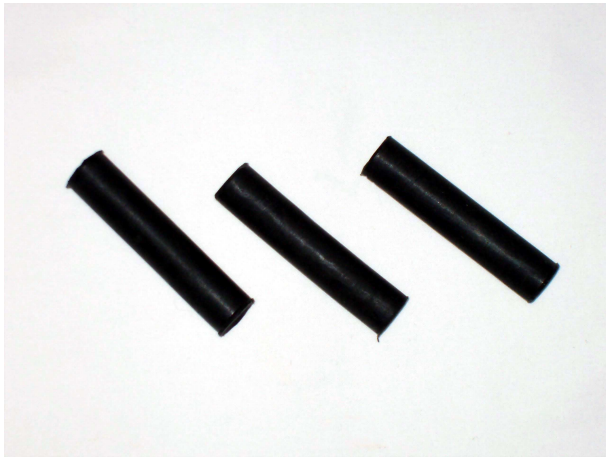


Рисунок 10 – Піщано-гумові пальці

незношеною ділянкою гумового пальця. Така система дозволить найбільш точно відтворити процес зношування поверхні штока насоса високого тиску при контакті його з гумовим ущільненням, в поверхню якого проникли зерна абразиву.

Методика, режими і обробка результатів лабораторних досліджень

Як відомо із [2, 4] манжети і робоча поверхня штока поршня працюватиме при високих питомих навантаженнях (тисках) в контакт. Для визначення значень питомого тиску в контакті використовується графік залежності даного тиску від тиску перекачуваної рідини (рис. 11), запропонованим в [4].

Питомі навантаження на зразки будуть створюватися за допомогою пневматичної камери 9 (рис. 6). Дослідження проводять при довжині ходу рухомого зразка $l_x=12$ мм, 50 подвійних ходів в хвилину, так, як в процесі руху зразка здійснюється зворотньо-поступальний рух. Тривалість кожного циклу випробувань зразків вибирається в залежності від прогнозованої зносостійкості поверхні тертя. На першому етапі час випробувань становить 60 хв. Шлях тертя визначається за формулою:

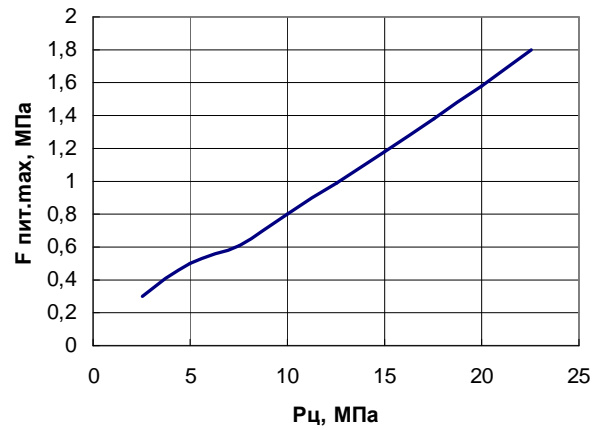


Рисунок 11 – Залежність питомого тиску в ущільненні від тиску перекачуваної рідини

$$L_r = 2n_x \cdot l_x \cdot t_r, \text{ м}, \quad (1)$$

де n_x – частота подвійних ходів, хід/хв;
 l_x – довжина ходу, м;
 t_r – час циклу, хв.

Перед і після кожного циклу досліджень заміряємо діаметр кожного зразка в п'яти точках за допомогою індикаторної головки або оптиметра.

Лінійну величину зносу на сторону визначаємо за формулою:

$$h = \frac{D_n - D_k}{2}, \text{ мм}, \quad (2)$$

де h – величина зносу на сторону, мм;
 D_n – початковий діаметр зразка, мм;
 D_k – діаметр зразка після зносу, мм;
 Інтенсивність лінійного зносу визначають за формулою:

$$Z_h = \frac{h}{L_r \cdot 10^6}, \quad (3)$$

де h – лінійна величина зносу, мм;
 L_r – шлях тертя, м.

Лінійну інтенсивність зношування можна визначити і через масовий знос, який отримують після кожного зважування стержня при замірі лінійних розмірів. З метою отримання додаткової інформації в нерухомий зразок за 1 мм до поверхні тертя встановлюємо хромелькопелеву термопару. Сигнал від термопари подається на блок керування, в якому вмонтований самописець температури.

Обробка експериментальних даних ведеться за методикою статистичної обробки результатів дослідів [7]. Кожна точка є середнім результатом не менше п'яти дослідів на одному режимі. При обробці експериментальних даних досліджень визначають:

а) середнє арифметичне виміряної величини

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (4)$$

де n – кількість вимірів;
 x_i – результати окремих вимірів, мм;

б) середня квадратична помилка окремих вимірів

$$S_n = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}; \quad (5)$$

в) межа інтервалу вимірної величини

$$\Delta x = \bar{x} \pm t_{\alpha, n} \frac{S_n}{\sqrt{n}}, \quad (6)$$

де α_n – коефіцієнт подібності;

$t_{\alpha, n}$ – критерій Стьюдента, при $n=5$; $\alpha_n=0,95$; $t_{\alpha, n}=2,78$ [7].

За результатами обробки експериментальних досліджень будують графік залежності зносостійкості дослідних зразків.

Математична обробка лінійної інтенсивності зносу нарощених зразків і еталонного зразка дозволяє порівняти інтенсивність зносу зразків, поверхні яких зміцнені тим чи іншим способом.

Висновки і перспективи роботи в даному напрямку

У запропонованій статті автор розглянув питання модельних експресних випробовувань на зношування зразків при зворотньо-поступальному русі на універсальній машині тертя. Запропоновано оригінальну конструкцію одного з контртіл, що дозволяє найбільш точно імітувати реальні умови роботи пари «шток-ущільнення» при попаданні під ущільнення абразивних зерен і подальшого проникнення і закріплення останніх в гумі манжети. Подальшою роботою в даному напрямку є порівняльні дослідження на зносостійкість поверхонь штоків, отриманих певними технологічними методами з наступним вибором найбільш оптимальних способів зміцнення поверхонь штоків насосів високого тиску.

Література

1 Зносостійкість виробів. Терміни та визначення: ДСТУ 2823:94. – [Чинний від 1996-01-01] – К.: Держстандарт України, 1995. – 30 с. – (Національний стандарт України).

2 Тематические научно-технические обзоры «Повышение долговечности тарельчатых клапанов и уплотнительных узлов буровых насосов» Серия машины и оборудование нефтяной промышленности. – М: ВНИИ ОЭНГ, 1973. – 91 с.

3 Литвинов В.М. Стенд-приставка для испытания износостойкости уплотнения штоков гидромашин / В.М. Литвинов, Г.М. Пожарнов // Машины и нефтяное оборудование. – М. – 1983. – № 2. – С. 9 – 10.

4 Мкртычан Я.С. Повышение эффективности эксплуатации буровых насосных установок / Мкртычан Я.С. – М.: Недра, 1984. – 207 с.

5 Пат. на корисну модель № 34522 Україна, МПК (2006) G01N 3/56. Спосіб випробування матеріалів на знос / Я.М. Дрогомирецький, І.М. Богатчук, І.Б. Прунько, Ю.І. Богатчук. – u200804166; Заявлено 02.04.2008; Опубліковано 11.08.2008, Бюл. № 15. – 3 с.

6 Машина для испытания материалов на трение 2168 УМТ. Паспорт Го2.779.026ПС. – Иваново: ПО «Точприбор», 1990. – 177с.

7 Исследование комплексно-дифференцированного влияния основных режимов на трение и износ металло-полимерных сопряжений / [Евдокимов Ю.А., Колесников В.И., Тетерин А.И., Рассохин Г.И.] // Применение новых материалов в сельскохозяйственном машиностроении. – Ростов-на-Дону, 1975. – С. 116 – 125.

Стаття надійшла до редакційної колегії
23.04.14

Рекомендована до друку
професором **Петриною Ю.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Пилипченком О.В.**
(ТзОВ Міжгалузовий науково-виробничий центр
«Епсілон ЛТД», м. Івано-Франківськ)

ОСОБЛИВОСТІ ТРІЩИНУВАТОСТІ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ МИКУЛИЧИНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

Т.В. Здерка

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,
e-mail: grn@nuing.edu.ua

У статті розглядається проблема встановлення особливостей тріщинуватості порід-колекторів олігоценових відкладів Микуличинського нафтового родовища. Для вирішення поставлених завдань використувалися мікроскопічні методи дослідження порід-колекторів у шліфах та методи гідродинамічних розрахунків дебітів свердловин. Тріщини олігоценових відкладів групуються у системи паралельно нашаруванню, що свідчить про їх літогенетичну природу. Встановлено закономірність поширення літогенетичних тріщин у розрізі олігоценових відкладів Микуличинського родовища. Доведено, що системи поширених літогенетичних тріщин зумовлюють значне підвищення проникності олігоценових відкладів, та відповідно впливають на процес нафтовилучення. На основі аналізу побудованої карти інтегральних видобутків олігоценового покладу встановлено підвищення тріщинуватості порід-колекторів біля тектонічного порушення та склепіння, що зумовлює збільшення інтегральних видобутків нафти. Отримані у результаті проведених досліджень дані дали змогу змодельовати будову олігоценового резервуару Микуличинського родовища і розміщення в них колекторів різних типів та встановити особливості просторового поширення порово-тріщинних порід-колекторів.

Ключові слова: порода-колектор, нафтоносність, природний резервуар, інтегральні видобутки, тріщинуватість.

В статье рассматривается проблема установления особенностей трещиноватости пород-коллекторов олигоценовых отложений Микуличинского нефтяного месторождения. Для решения поставленных задач использовались микроскопические методы исследования пород-коллекторов в шлифах и методы гидродинамических расчетов дебитов скважин. Трещины олигоценовых отложений группируются в системы параллельно наслонению, что свидетельствует об их литогенетической природе. Установлена закономерность распространения литогенетических трещин в разрезе олигоценовых отложений Микуличинского месторождения. Доказано, что системы литогенетических трещин вдоль наклонения обуславливают значительное повышение проницаемости олигоценовых отложений, и соответственно влияют на процесс нефтедобычи. На основе анализа построенной карты интегральных дебитов олигоценовой залежи установлено повышение трещиноватости пород-коллекторов около тектонического нарушения и свода, что приводит к увеличению интегральных добыч нефти. Полученные в итоге проведенных исследований данные позволили смоделировать строение олигоценового резервуара Микуличинского месторождения и размещения в них коллекторов различных типов, и установить особенности пространственного распространения порово-трещинных пород-коллекторов.

Ключевые слова: порода-коллектор, нефтеносность, природный резервуар, интегральные добычи, трещиноватость.

The article considers the problem of establishing fracturing features of reservoir Oligocene sediments rocks of Mykulychyn oilfield. To achieve the objectives microscopic methods of reservoir rocks exploration in thin sections and methods of hydrodynamic debits calculations in wells were used. Oligocene sediments cracks are grouped in parallel-layering system that indicates their lithogenetic nature. The principles of lithogenetic cracks distribution in Oligocene sediments cross-section of Mykulychyn field was established. It is proved that systems of layered lithogenetic cracks along the formation cause a significant increase in the permeability of the Oligocene sediments, and accordingly affect the process of oil extraction. The analysis of the constructed maps of integrated Oligocene deposit determined the increasing fracturing of reservoir rocks near tectonic dislocation and vaults that leads to an increase in integrated oil production. Obtained as a result of the research data allowed us to model the structure of the Oligocene reservoir Mykulychyn field and contain the reservoirs of various types, and determine the features of the spatial distribution of pore-fractured reservoir rocks.

Key words: reservoir rock, petroliferous, natural reservoir, integrated extraction, fracturing

Постановка проблеми

Для палеогенових порід-колекторів Передкарпатського прогину характерний порово-тріщинний тип порід-колекторів. Це підтверджується великою кількістю фактичного матеріалу, а також гідродинамічними розрахунками [1]. У зв'язку з цим, питання тріщинуватості порід-колекторів та її вплив на нафтогазоносність локальних структур має теоретичне і практичне значення. Особливо актуальними є питання встановлення особливостей зон тріщи-

нуватості та закономірностей їх просторового поширення у межах локальних нафтогазоносних об'єктів. Вирішенню зазначених проблем на прикладі олігоценових відкладів Микуличинського родовища і присвячена дана стаття.

Аналіз попередніх досліджень і публікацій

На зразках керну продуктивної частини менітової світи Довбушансько-Бистрицького, Битківського та інших родовищ південно-східної частини Бориславсько-Покутської зони

Передкарпатського прогину В.М. Бортницькою з співавторами [2, 3] встановлено широкий розвиток мікротріщин, що приурочені до поверхні напластування різних за складом порід. Це тріщини відкритого і частково відкритого типів. Ширина відкритих тріщин змінюється у межах $(30-50) \cdot 10^{-6}$ м. На думку авторів, такі тріщини приймають активну участь у процесах фільтрації нафти до вибою свердловин, оскільки між ними існує гідродинамічний зв'язок.

К.Г. Григорчук зі співавторами. [4] вказують, що майже повсюдно у пісковиках менілітової світи у зонах перешаровування алевритів і пелітів виявлено чорні, іноді темно-бурі бітуми. У таких пачках спостерігались і пошарові відкриті мікротріщинки, які виповнені більш рухомими бітумами червоного і жовтого кольорів, що вказує на сучасну флюїдопровідність зон поблизу літологічних границь пісковик-аргіліт та тонкого перешаровування аргіліт-алевроліт.

За результатами порівняння продуктивності свердловин з фізичними властивостями пористих пісковиків І.П. Сафаров та ін. [5], дійшли висновку про необхідність вивчення тріщинуватості піщано-алевролітових колекторів родовищ Передкарпаття. Автори зазначають, що більшість зразків керна менілітових пісковиків мають проникність $1-3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Такі значення проникності не відповідають значним дебітам свердловин, що їх експлуатують.

На підставі досліджень кондиційних значень порід-колекторів Нестеренко М.Ю. з співавторами [6] стверджують, що зони підвищеної мікротріщинуватості порід спричиняють значні припливи нафти. При цьому роль тріщинної складової у загальному пустотному об'ємі колектора може змінюватись у широких межах. Такі зони найімовірніше є шляхами перетікання нафти з матриці породи-колектора до вибою свердловини.

У процесі дослідження особливостей нафтонасичення порожнинного простору олігоценних порід-колекторів [7] авторами вказується на значну роль тріщинуватості у формуванні особливостей нафтоносності порід-колекторів. Характер тріщинуватості олігоценних порід-колекторів Надвірнянського нафтопромислового району загалом та Микуличинського родовища зокрема розглядався нами у статті [8]. Де вказується про те, що ритмічність седиментації флішових порід Передкарпаття мала значний вплив на формування у них систем пошарової літогенетичної тріщинуватості. Процеси складкоутворення призвели до виникнення додаткових тектонічних напружень, що сприяли формуванню інтенсивнішої тріщинуватості порід-колекторів, і відповідно, їх розшарованості у присклепінних частинах, крутих крилах і перикліналях антиклінальних складок.

Методика дослідження

На даний час сформовано три групи методів дослідження порід-колекторів: лабораторні, гідродинамічні і промислово-геофізичні. За-

вданням зазначених груп методів є визначення основних параметрів порід-колекторів: абсолютної і відкритої пористості, густини, абсолютної та відносної фазової проникності, водо- і нафтонасичення, нафтовіддачі тощо.

Найбільш поширеними і простими у використанні є лабораторні методи, що застосовуються на всіх етапах дослідження порід-колекторів.

У зв'язку з необхідністю дослідження особливостей мікротріщинуватості ще на початкових етапах проведення геологорозвідувальних робіт найефективнішими методами є мікроскопічні дослідження. Цей метод дає змогу проводити прямі визначення величини розкриття та протяжності тріщин у шліфах. Досить ефективним є комплексування мікроскопічних досліджень порід-колекторів з іншими методами (петрофізичними, геофізичними та гідродинамічними).

Для дослідження мікротріщинуватості порід-колекторів нами пропонуються комплексні макро- та мікроскопічні дослідження олігоценних порід-колекторів. Запропонована методика комплексного мікроскопічного дослідження передбачає детальне дослідження плоско-паралельних прозорих шліфів продуктивних горизонтів під поляризаційним, цифровим та люмінесцентним мікроскопами. Таким чином, за мікроскопічними методами дослідження можна отримати інформацію про умови і послідовність виникнення тріщин різних генерацій, акумулювання у них вуглеводневих компонентів та їх розподіл у породі.

Проте лабораторними методами досліджень отримують лише точкові значення параметрів порід-колекторів окремого зразка. Тому ці методи повинні носити масовий характер, з подальшою статистичною обробкою результатів, для отримання узагальнених даних, що характеризуватимуть обраний інтервал розрізу.

Гідродинамічні методи, на відміну від лабораторних, автоматично осереднюють досліджувані параметри і дають змогу оцінити інтегральні характеристики привибійної зони свердловини (під час дослідження окремих свердловин) або досить значних ділянок (при дослідженні взаємодії свердловин).

Результати дослідження та їх обґрунтування

Микуличинське нафтове родовище розташоване у Надвірнянському нафтопромислового району Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Основні нафтогазоносні комплекси приурочені до палеогенових відкладів, у геологічному розрізі яких виділяються два основні природні резервуари – олігоценний (менілітова світа) і еоценовий (манявська та вигодська світа).

Менілітові відклади представлені перешаруванням щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів, з переважанням останніх у розрізі. Піщано-алевролітові утворення становлять 15-20% від загальної товщини менілітових відкладів. Абсолютна їх пористість переважно не пе-

ревищує 8 %, виключення становлять підроговикові та клівські пісковики, пористість яких досягає 10-12 %, а проникність до $16 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Вивчення порового простору [2] свідчить, що пори менілітових пісковиків мають розміри до 0,03 мм, з переважаючим розміром пор 0,01 мм, що становлять більше 50 % всієї пористості пісковиків. Згідно із загальноприйнятою класифікацією виділяють пори: надкапілярні $r > 0,15$ мм, капілярні $r = 0,15 - 0,0001$ мм, субкапілярні $r < 0,0001$ мм. У надкапілярних порах рух рідини підпорядковується силі тяжіння і законам гідравліки. Для витіснення рідини з капілярних пор у пласті, що характеризується низькими фільтраційними властивостями необхідно створити певний градієнт тиску. У субкапілярних порах рух флюїдів практично не відбувається, а таке пористе середовище є нефільтрованим. В той же час висока продуктивність свердловин, що експлуатують менілітові відклади свідчить, що породи-колектори в загальному володіють добрими фільтраційними властивостями. Такі розбіжності між лабораторними дослідженнями порід-колекторів і промисловими даними експлуатації свердловин пояснюються високими фільтраційними властивостями тріщин, які пронизують низькопроникні пісковики, що перешаровуються пропластками аргілітів. Іншими словами для того, щоб низькопористий колектор віддавав нафту в промислових кількостях, пори повинні бути з'єднані між собою високопроникними фільтраційними каналами, роль яких відіграють мікротріщини. Звідси можна зробити висновок, що у фільтраційних властивостях менілітових порід-колекторів вирішальна роль належить тріщинуватості.

Численними дослідженнями крейдово-палеогенового флішу встановлено, що породи-колектори олігоценових відкладів Передкарпаття відносяться до складного типу (низькопористі, неоднорідні, тріщинуваті). При цьому формування структури пустотного простору складних типів колекторів є функцією ряду хімічних, літолого-петрографічних і тектонічних процесів.

Встановлено, що тріщинуватість порід-колекторів збільшується від периферії до центральної частини локальних нафтогазових об'єктів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [1, 7]. У зонах згину флішових відкладів максимально проявляються розшарування порід-колекторів, що, відповідно, впливає і на характер їх нафтонасиченості. Ступінь тріщинуватості порід-колекторів визначається величиною і характером деформації, а також механічними властивостями порід, що деформуються.

У ході мікроскопічних досліджень олігоценових відкладів Микуличинського родовища у шліфах було проведено заміри параметрів мікротріщинуватості (густота тріщин, товщина прошарків порід-колекторів між тріщинами). Як свідчать дослідження переважно мікротріщини у породах-колекторах групуються у системи, що дає змогу використовувати величину

густоти тріщин як критерій тріщинуватості породи-колектора. Густота тріщин (Γ) визначається відношенням величини кількості тріщин (n), що перетинають нормаль їх площин, до довжини цієї нормалі (L , мм) (рис. 1):

$$\Gamma = \frac{n}{L} \text{ [мм}^{-1}\text{]}. \quad (1)$$

Результати вивчення шліфів, що характеризують густоту тріщинуватості олігоценових відкладів Микуличинського родовища, наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 – Результати замірів параметрів літогенетичної мікротріщинуватості у шліфах олігоценових порід-колекторів Микуличинського родовища

№ з/п	№ свердловини	Інтервал відбору взірців, м	Густота тріщин (Γ), 1/мм
1	3-Микуличин	2442-2448	1,53
2	4-Микуличин	2668-2674	1,51
3	4-Микуличин	2668-2674	2,94
4	4-Микуличин	2851-2854.8	1,50
5	4-Микуличин	2878-2885	0,28
6	4-Микуличин	2878-2885	0,54
7	6-Микуличин	2431-2434	2,35
8	6-Микуличин	2431-2434	1,37
9	6-Микуличин	2431-2434	2,35
10	6-Микуличин	2883-2886	1,01
11	6-Микуличин	2883-2886	1,17
12	6-Микуличин	2942-2945	0,58
13	8-Микуличин	2561-2565	1,76
14	21-Микуличин	2300-2305	0,52
15	21-Микуличин	2385-2395	0,25
16	21-Микуличин	2385-2395	1,17
17	21-Микуличин	2505-2512	1,11
18	22-Микуличин	2407-2411	2,40
19	23-Микуличин	2880-2883	0,30
20	24-Микуличин	2349-2354	0,53
21	24-Микуличин	2349-2354	2,35

з використанням методів математичної статистики у спеціалізованому пакеті StatSoft «Statistica 6.0» проведено обробку одержаних даних (таблиця 1). Результати статистичного аналізу даних представлені у вигляді гістограми розподілу густоти тріщин (рис. 2). Середнє значення густоти тріщин становить $1,312 \text{ мм}^{-1}$. Це дає підстави стверджувати, що у інтервалах підвищеної літогенетичної тріщинуватості імовірність наявності тріщин може становити приблизно 1 тріщина на 1 мм товщини породи-колектора. Саме завдяки таким особливостям олігоценові алевро-псаміти, відібрані у відслоненнях, дробляться на пластинки товщиною 1 мм і менше.

На нашу думку [8], системи паралельних субгоризонтальних тріщин, зорієнтованих вздовж нашарування породи-колектора, є результатом ритмічного осадконагромадження

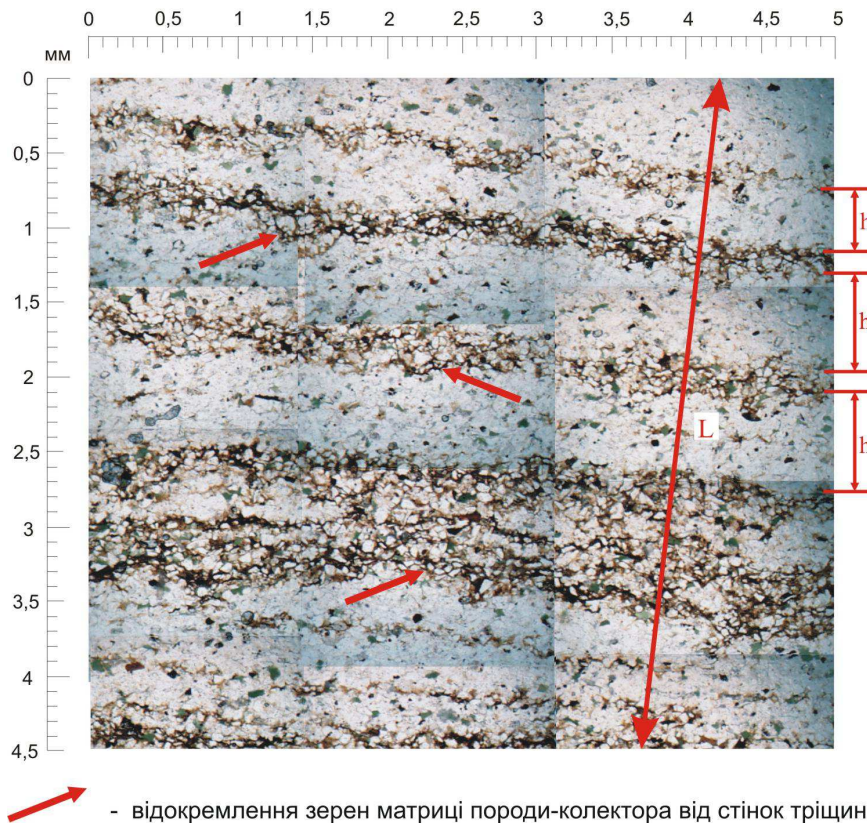


Рисунок 1 – Система паралельних літогенетичних тріщин нашарування у щільному дрібнозернистому пісковіку. Свердловина 4 – Микуличин, інтервал 2851-2854,8 м

Густина: N = 21, Mean = 1,312, StdDv = 0,81, Max = 2,94, Min = 0,25;

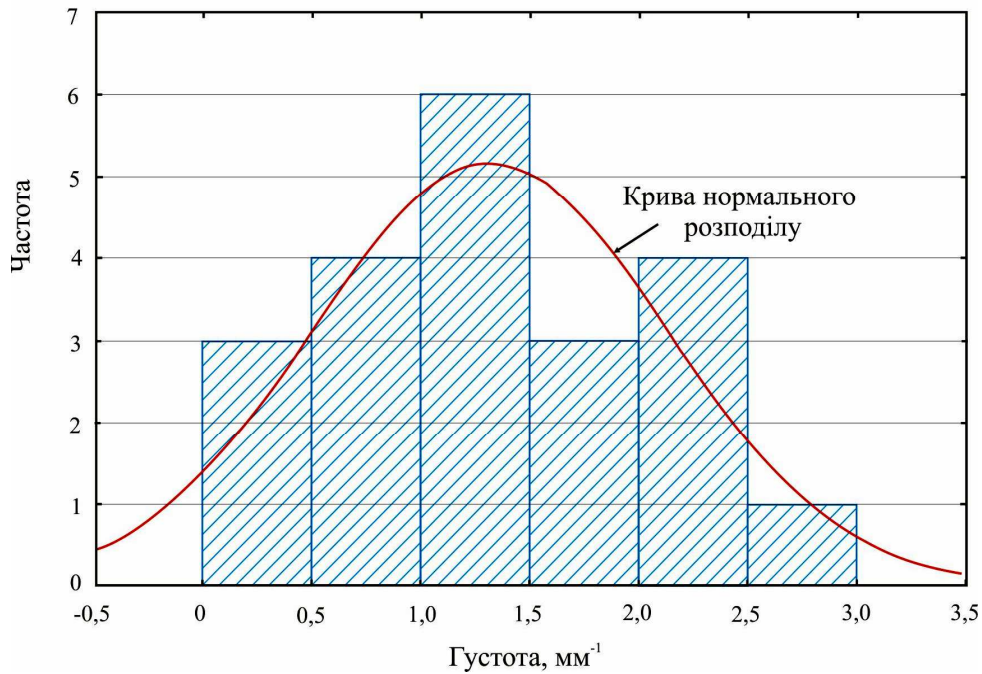


Рисунок 2 – Гістограма розподілу густоти літогенетичних тріщин олігоценевих порід-колекторів Микуличинського родовища

флішових відкладів. При цьому ритмічність мас сезонний характер, оскільки зміна інтенсивності постачання осадового матеріалу численними палеоріками у сезони повеней призводила до формування мікропрошарків різної товщини,

що підтверджується результатами сучасних океанологічних досліджень В.П. Гаврилова [9] та О.П. Лісіцина [10]. Такі тріщини відносяться до літогенетичних. Формуванню літогенетичної тріщинуватості найбільше сприяє наявність

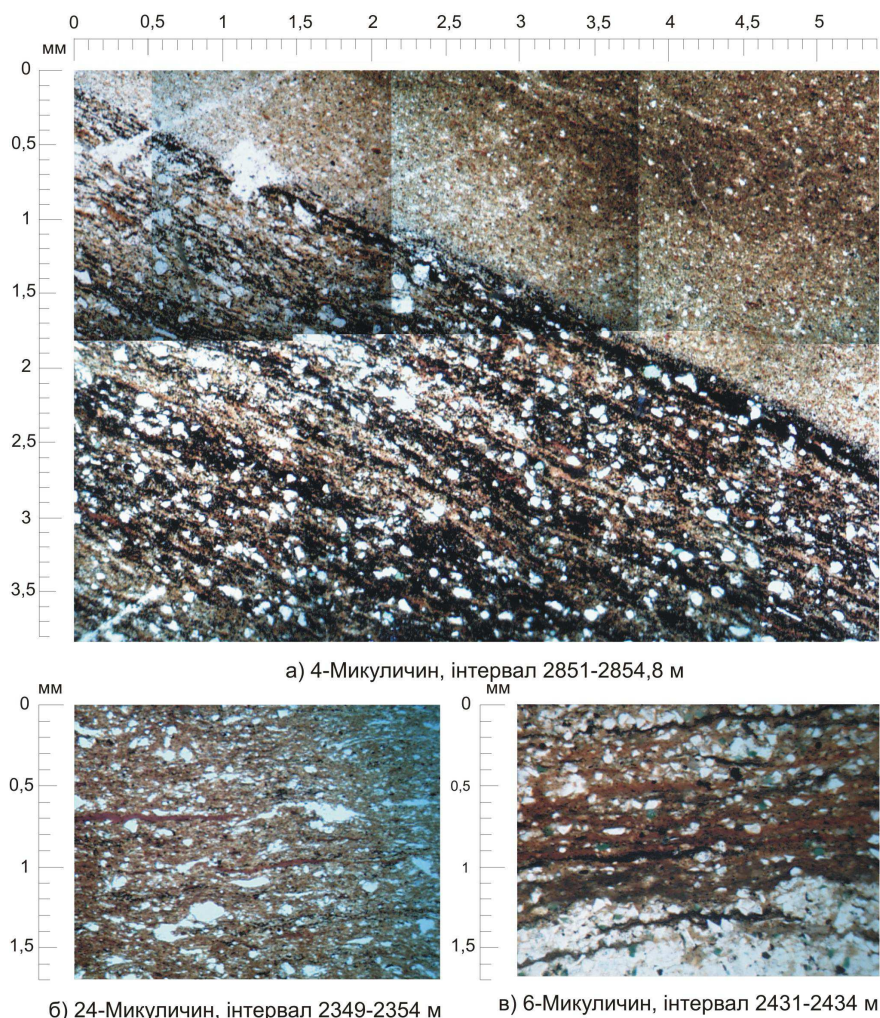


Рисунок 4 – Пошарові літогенетичні тріщини у алевро-аргілітах Микуличинського родовища виповнені чорними (а, в), коричневими (б) вуглеводневими компонентами

пелітово-глинистого матеріалу, органічної речовини та в'язких і твердих бітумінозних компонентів по площинах нашарування породи-колектора, що пов'язано з умовами седиментації.

При дослідженні алевро-аргілітів олігоценових відкладів Микуличинського родовища, нами вставлено, що численні тріщини, орієнтовані вздовж нашарування, виповнені різномірними вуглеводневими компонентами (рис. 4). Це вказує на те, що за умов формування зон мікротріщинуватості породами-колекторами для нафти і газу можуть бути не тільки пісковики та алевроліти, але і вся товща аргілітів олігоценових відкладів Микуличинського родовища.

Підтвердженням цьому є результати досліджень [11], де автор вказує, що аргіліти олігоценових відкладів Передкарпатського прогину характеризуються значною тріщинуватістю. Відкриті тріщини, що незаповнені мінеральною речовиною, часто виповнені бітумінозними речовинами та різномірними вуглеводневими компонентами і нафтою. Проникнення останніх відбувалось після літифікації осадів, про що свідчить характер диференціації вуглеводнів від стінок тріщин у матриці породи-колектора

та проникнення органічної речовини темно-коричневого кольору у розбиті зерна кварцу.

Візуальний перегляд, детальне літолого-петрографічне дослідження зразків порід-колекторів у шліфах і на зразках керна, результати випробування свердловин свідчать про велику кількість у розрізі свердловин розущільнених зон та підвищену мікротріщинуватість порід, що вказує на розвиток саме поровотріщинних колекторів з переважанням пошарової літогенетичної тріщинуватості, що сприяють значним припливам нафти. Нами [12] виконані розрахунки дебітів для інтервалів випробування горизонту клівських пісковиків у свердловині 2-Микуличин та підроговикового горизонту у свердловині 21-Микуличин згідно формули Дюпюї. Результати розрахунків свідчать, що для забезпечення припливів нафти у обсязі 21 м³/добу з розкритого інтервалу клівських пісковиків (-1542,6 – -1602,4 м), ефективна товщина колекторів у якому становить 23,2 м, середня проникність колекторів має досягати 2·10⁻³ мкм². Для забезпечення припливу нафти з дебітом 8,5 м³/добу у свердловині 21-Микуличин з розкритого інтервалу підроговикового горизонту (-1506,6 – -1528,4 м) з ефективною товщиною 4,0 м проникність колекторів по-

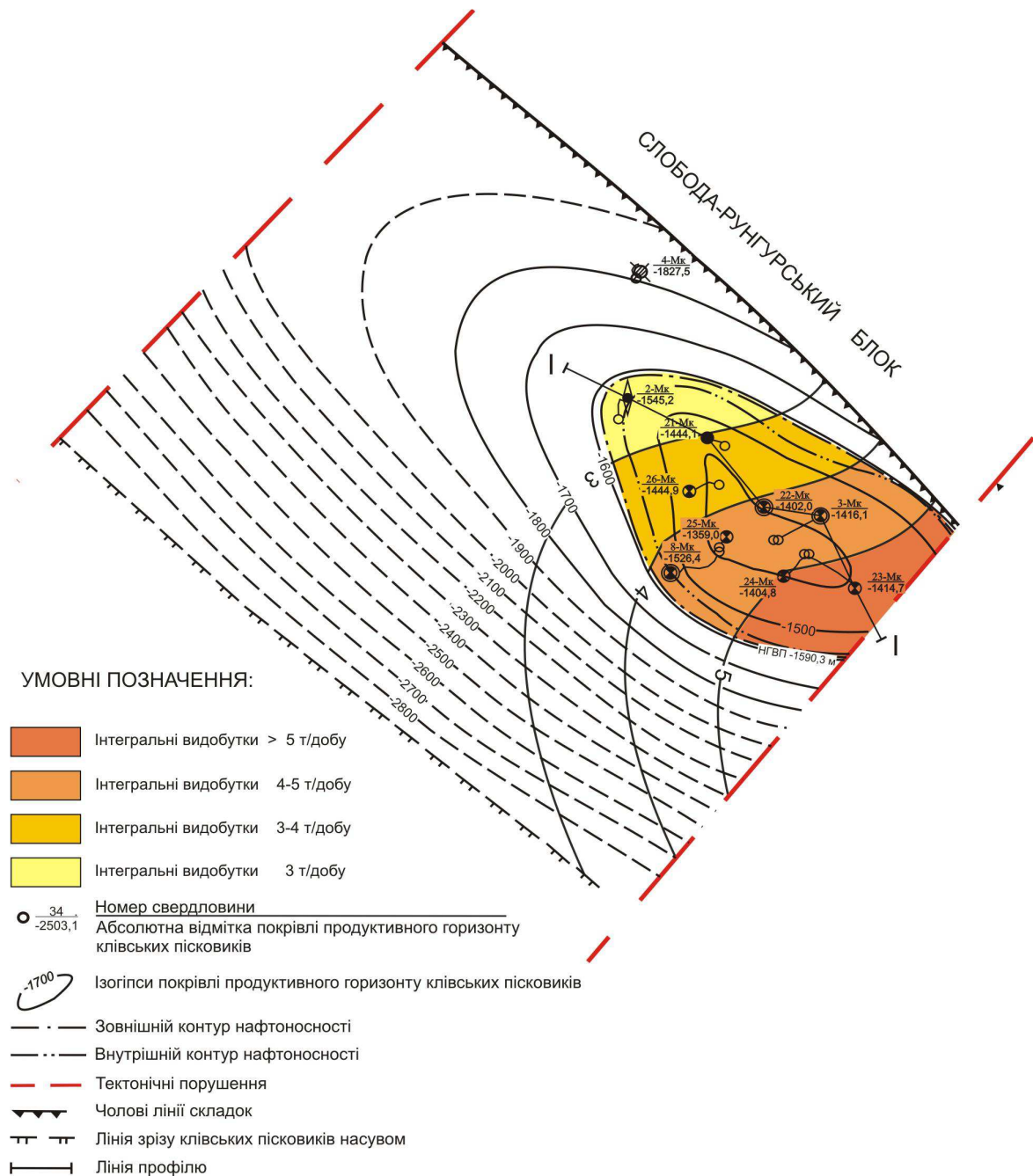


Рисунок 5 – Карта-схема інтегральних видобутків нафти олігоценного покладу Микуличинського родовища

винна становити $14,5 \cdot 10^3$ мкм². Згідно [13] проникність порід-колекторів менілітової світи Микуличинського родовища змінюється від 0,1 до $1,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

З метою дослідження впливу тріщинуватості олігocenових порід-колекторів на продуктивність свердловин, що їх дренують, було запропоновано побудову карт інтегрального видобутку нафти [14]. Застосування зазначеної методики на родовищах Долинського [14] та Бориславського [15] нафтопромислових районів підтвердила високу інформативність при дослідженні особливостей тріщинуватості порід-колекторів. На рисунку 5 зображено карту інтегральних видобутків нафти олігocenових відкладів Микуличинського родовища.

Для зручності візуального спостереження поля між лініями рівних значень інтегральних видобутків розфарбовано за інтенсивністю кольорів, від більш насиченого до менш насиченого у межах контуру нафтоносності.

З карти інтегральних видобутків видно, що біля тектонічних порушень, а також в склепінній частині структури спостерігаються підвищені видобутки, що пов'язано з покращеними продуктивними характеристиками порід-колекторів за рахунок тріщинуватості. Із наближенням до переклінального закінчення інтегральні видобутки зменшуються, що спостерігається на карті видобутків олігocenових відкладів Микуличинського родовища.

Таблиця 2 – Порівняння результатів тріщинної пористості і відкритої пористості порід-колекторів менілітової світи Микуличинського родовища

Інтервал відбору зразків, м	Горизонт менілітової світи	Значення пористості		Частка тріщинної ємності у загальному об'ємі порот, %
		тріщинної $K_{тр}$, %	відкритої $K_{п}$, %	
2442-2448	клівських пісковиків	1,6	11,9	13,4
2668-2674	перших сіро-зелених аргілітів, піщано-аргілітовий горизонт високого опору	1,65	11,9	13,8
2851-2854,8	клівських пісковиків	1,83	12,1	15,1
2431-2434	верхньоменілітова підсвіта	5,5	9,1	60,4
2611-2614	клівських пісковиків	0,2	11,3	1,7
2226-2234	клівських пісковиків	0,34	9,4	3,6
2518-2523	других сіро-зелених аргілітів	0,5	7,1	7
2561-2565	п'яти пластів	2,4	7,3	32,8
2385-2395	п'яти пластів	1,05	6,7	15,6
2505-2512	клівських пісковиків	0,86	8,5	10,1
2407-2411	п'яти пластів	5	–	–
2349-2354	п'яти пластів	3,85	–	–
2479-2484	аргілітовий	0,1	–	–

Тріщинна пористість $K_{тр}$ (коефіцієнт тріщинуватості) породи-колектора може визначатися згідно формули [33]:

$$K_{тр} = \frac{b \cdot l}{S},$$

де b – величина розкриття тріщини, см;
 l – довжина сліду тріщини у шліфі, см;
 S – площа шліфа, см².

Під час мікроскопічного вивчення безпосередньо можна виміряти величини розкриття тріщин, їх довжину і площу досліджуваної поверхні шліфа. Величина розкриття тріщин вимірюється в кількох точках у кожному із шліфів певного інтервалу, з подальшим їх усередненням.

Якщо у площі шліфа, що досліджується є декілька тріщин тоді:

$$K_{тр} = \frac{\sum_{i=1}^N b_i \cdot l_i}{S}$$

де $\sum_{i=1}^N b_i \cdot l_i$ – площа усіх тріщин, що спостерігаються у шліфі, см².

За вказаною вище методикою, нами проведено дослідження шліфів менілітових порід-колекторів із свердловин Микуличинського родовища. Результати дослідження тріщинної пористості представлені у вигляді таблиці 2.

Слід зазначити, що наведені у таблиці дані не характеризують окремих зразків, а є усередненими значеннями для певного інтервалу досліджень. Наприклад, у інтервалі 2431-2434 м свердловини 6-Микуличин один із зразків (рис. 6) має розрахунковий коефіцієнт тріщинуватості 6,8 %, а для інтервалу прийняте осереднене значення із трьох зразків, що становить 5,5 %.

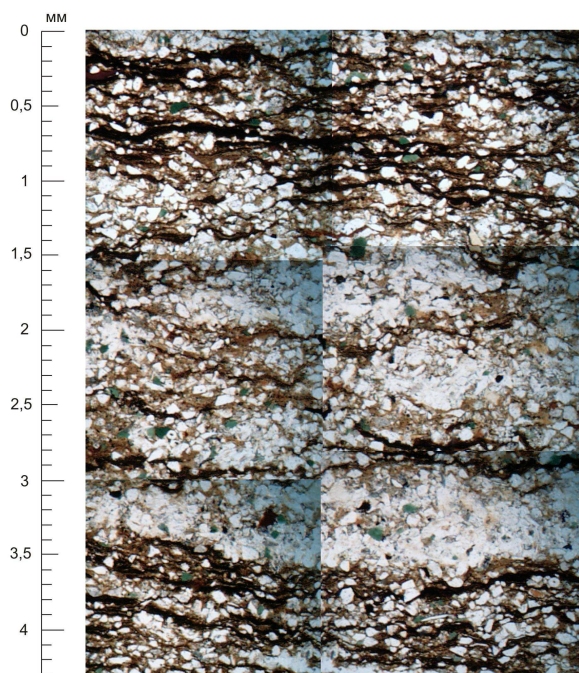


Рисунок 6 – Дрібнозернистий пісковик із інтервалу 2431-2434 м свердловини 6 – Микуличин, розбитий системою тріщин, розрахункова тріщинна пористість 6,9%

Найбільшими значеннями розрахункової тріщинної пористості характеризуються породи-колектори горизонту п'яти пластів нижньоменілітової підсвіти. Максимальні значення зафіксовані у свердловинах 22 та 24-Микуличин, що розкрили горизонт у осьовій частині Слобода-Рунгурського блоку, в зоні максимальних тектонічних напруг, де найінтенсивніше розвивається порово-тріщинний тип колектора.

Авторами [16] запропоновано моделювання будови резервуарів і розміщення в них колек-

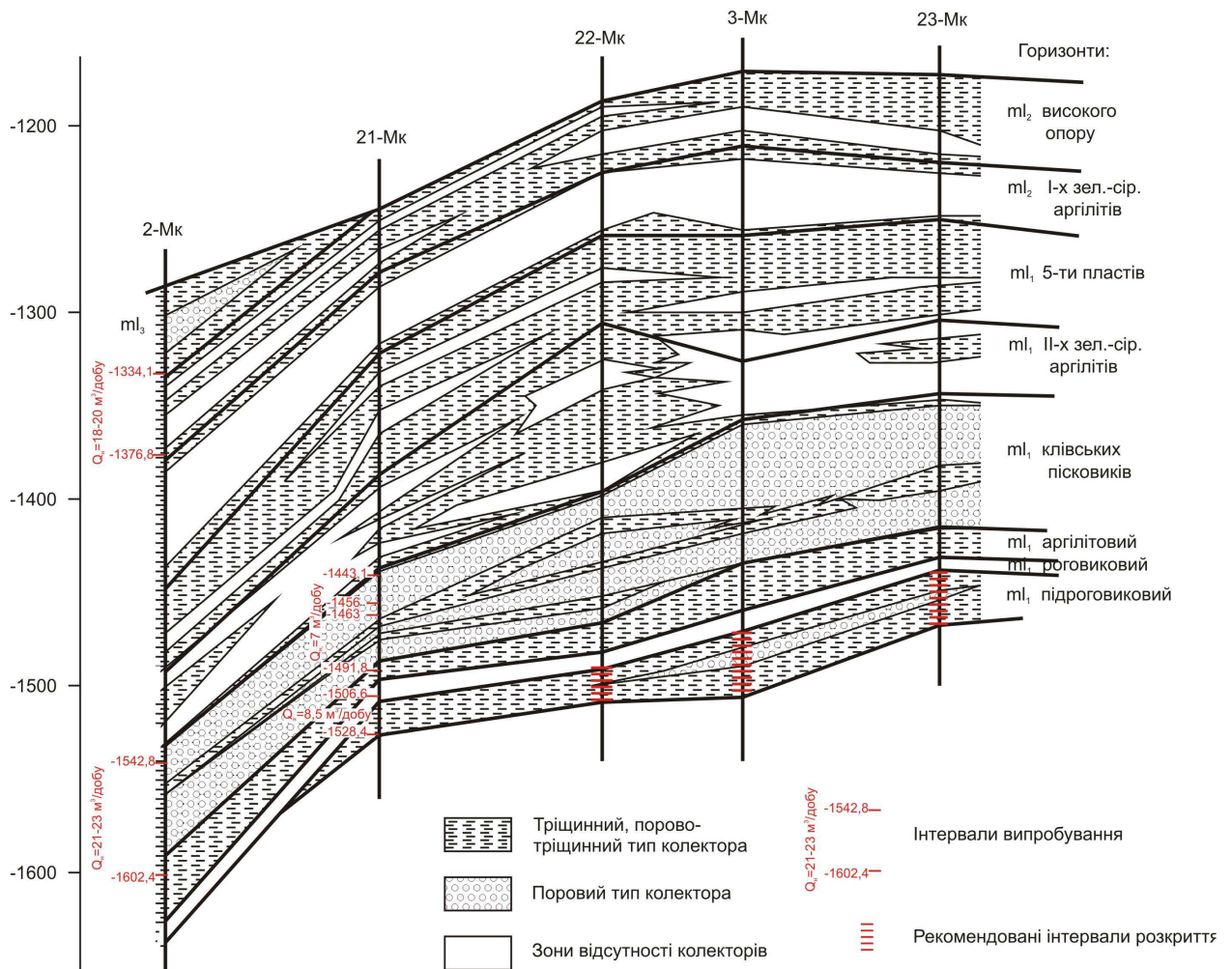


Рисунок 7 – Модель будови олігоценного резервуару Микуличинського родовища по лінії свердловин 2, 21, 22, 3, 23

кторів менілітових відкладів по свердловинах на прикладі Пнівсько-Делятинської лінії складок. Вони стверджують, що часте перешарування алевро-псамітів незначної товщини та аргілітів у розрізі олігоценних відкладів створює сприятливі умови для утворення порово-тріщинних та тріщинних колекторів.

Найважчий геолого-геофізичний матеріал з геологічної будови, а також результати комплексних мікроскопічних досліджень [7] дали можливість нам змодельувати будову олігоценного покладу Микуличинського родовища Передкарпатського прогину по лінії свердловин 2, 21, 22, 3, 23 (рисунок 7).

У олігоценних відкладах Микуличинського родовища за типом структури пустотного простору виділяються порові і порово-тріщинні колектори. Точність і детальність оцінки тріщинуватості порід-колекторів і, відповідно, моделювання напряму залежить від кількості ядерного матеріалу, який характеризує інтервал дослідження.

Висновки

Проведене нами детальне літолого-петрографічне дослідження з використанням комплексу мікроскопічних досліджень олігоценних порід-колекторів у ядрах та шліфах вказує на широкий розвиток тріщин, розкриття яких, здебільшого, складає перші десятки мікрометрів. Аналіз отриманих результатів дає змогу віднести такі тріщини до літогенетичних.

За допомогою методів статистичної обробки даних мікроскопічних досліджень у шліфах встановлено закономірність прояву мікротріщин у зонах інтенсивної літогенетичної тріщинуватості олігоценних порід-колекторів. Доведено, що передумови для формування літогенетичної тріщинуватості закладались на стадії седиментогенезу під дією сезонних коливань умов осадконагромадження.

За результатами аналізу карти інтергальних видобутків нафти встановлено, що із наближенням до тектонічного порушення та склепіння тріщинуватість олігоценних порід-колекторів збільшується. У розрізі олігоценного резервуару зони тріщинуватості проявляються в інтервалах ритмічної зміни літотипів порід.

Література

- 1 Маєвський Б.Й. Вплив геодинамічних чинників на ємнісно-фільтраційні параметри порід-колекторів Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, М.І. Манюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3 (20). – С. 30-34.
- 2 Бортницкая В.М. Характеристика коллектирующих пород нефтяных месторождений Предкарпатья / В.М. Бортницкая, Д.В. Кутовая, Э.С. Алешкина // Геология и нефтегазоносность Советских Карпат. – Ленинград.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 255-268.
- 3 Бортницкая В.М. Некоторые факторы формирования коллекторов палеогена предкарпатского прогиба / В.М. Бортницкая, В.В. Глушко, Р.М. Новосилецкий // Нефть. и газ. пром-сть. – 1979. – №2. – С. 10-13.
- 4 Григорчук К.Г. Постдіагенез менілітових відкладів Передкарпатського прогину та формування в них порід-колекторів нафти і газу / К.Г. Григорчук, І.В. Кілін, І.Т. Попп та ін. // Нафта і газ України. Матеріали 6-тої наук.-практ. конф. – 2000. – С. 116.
- 5 Сафаров И.П. Некоторые данные о физических параметрах коллекторов нефти северозападной части Внутренней зоны Предкарпатья (месторождение Борислав и прилегающие к нему площади) / И.П. Сафаров, Л.Н. Столяр, В.И. Окунев // Геология и нефтегазоносность Советских Карпат. Тр. УкрНИГРИ. – 1968. – Вып. 4. – С. 269-282.
- 6 Нестеренко М.Ю. Методика обгрунтування нафтовіддачі та граничних значень параметрів колекторів / М.Ю. Нестеренко, Ю.І. Петраш, Г.П. Боднарчук // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазоносних надр України, 1997-1998. Т. 2. – С. 3-11.
- 7 Маєвський Б.Й. Дослідження особливостей нафтонасичення олігоценових порід-колекторів Микуличинського нафтового родовища Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, І.Т. Штурмак, Т.В. Здерка та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №1. – С.7-10.
- 8 Маєвський Б.Й. Особливості формування літогенетичної тріщинуватості олігоценових порід-колекторів нафтогазових об'єктів Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка // Геологія і геохімія. – 2009. – № 1. – С. 25-36.
- 9 Гаврилов В.П. Геология и минеральные ресурсы Мирового океана: [учеб. для вузов] / В.П. Гаврилов. – М.: Недра, 1990. – 323 с.
- 10 Лисицын А.П. Процессы терригенной седиментации в морях и океанах / А.П. Лисицын – М.: Наука, 1991. – 271 с.
- 11 Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат / Г.Н. Доленко – К.: Издательство Академии наук УССР, 1962. – 368 с.
- 12 Маєвський Б.Й. Вплив мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, Т.В. Здерка, С.С. Куровець // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №6. – С. 33-36.
- 13 Атлас родовищ нафти і газу України : в 6 т. / за заг. ред. М.М. Іванюти. – Львів: УНГА, Центр Європи, 1998. – Т. 5. – С. 662-666.
- 14 Маєвський Б.Й. Тектонічна тріщинуватість та продуктивність нафтоносних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району / Б.Й. Маєвський, Г.Ю. Бойко, М.І.Манюк // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – № 2-3. – С. 41-49.
- 15 Особливості взаємозв'язку між тектонічною тріщинуватістю продуктивних горизонтів і характером питомих відборів нафти в межах Бориславського нафтогазопромислового району / Б.Й. Маєвський, Г.Ю. Бойко., М.В. Ляху, М.І. Манюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – Вип. 35 (Т.1). – С. 127-134.
- 16 Особливості поширення алевро-псамітових утворень палеогенових відкладів у контексті перспектив нафтогазоносності Надвірнянського району нафтогазонагромадження / О. Щерба, К. Григорчук, В. Гнідець, М. Шаповалов // Перспективи нафтогазових ресурсів України: Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – С 92-102.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
01.04.14*

*Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.Й.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук **Яремою А.В.**
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*

СУЧАСНИЙ СТАН ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ ВИРІШЕННЯ НАФТОГАЗОПОШУКОВИХ ЗАВДАНЬ

С.Є. Розловська

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727125,
e-mail: p g g n @ n i n g . e d u . u a

У прикладній геофізиці акустичний каротаж має широке застосування. Цей метод використовується для розв'язання великої кількості задач у ході дослідження свердловин на нафту і газ та призначений для вивчення параметрів хвильового поля гірських порід навколосвердловинного простору та неоднорідностей у затрубному просторі.

Інтерпретація результатів акустичного каротажу у багатьох випадках орієнтована на досить спрощене уявлення про середовище. Як правило, цього буває достатньо для досягнення поставленої мети розчленування розрізу, але існує низка практично важливих задач, під час розв'язання яких необхідно звертатися до уявлень про складний характер хвильового поля в середовищі.

У статті детально проаналізовано сучасний стан таких важливих для нафтогазової геофізики задач як визначення коефіцієнта пористості, оцінки характеру насичення порід-колекторів за даними акустичного каротажу та параметричного забезпечення сейсмозвідки.

Найбільш широко у літературі висвітлено питання визначення коефіцієнта пористості за різними параметрами пружних хвиль. Описано поодинокі результативні спроби виділити тріциноваті породи (але не зазначена можливість визначення кількісного параметра – коефіцієнта тріциноватості) та визначення структурних параметрів геологічного розрізу. Іде пошук рішень щодо оцінки проникності порід на основі аналізу параметрів хвилі Стоунлі. Багато публікацій присвячено питанню ідентифікації типу флюїду в поровому просторі гірських порід, хоча значна кількість способів оцінки типу флюїду в поровому просторі колекторів не знайшла практичної реалізації через їхню складність та неможливість врахування усіх чинників, і лише в окремих працях демонструється можливість кількісного визначення коефіцієнтів флюїдонасичення.

Ключові слова: коефіцієнт пористості, характер насичення колектора, густина породи, кут нахилу границі відбиття.

Акустический каротаж широко применяется в прикладной геофизике. Этот метод используется для решения большого количества задач в ходе исследования нефтегазовых скважин и предназначен для изучения параметров волнового поля горных пород околоскважинного пространства и неоднородностей в затрубном пространстве.

Интерпретация результатов акустического каротажа во многих случаях ориентирована на достаточно упрощенное представление о среде. Как правило, этого бывает достаточно для достижения поставленной цели расчленения разреза, но существует ряд практически важных задач, при решении которых необходимо обращаться к представлению о сложном характере волнового поля.

В статье подробно проанализировано современное состояние таких важных для нефтегазовой геофизики задач как определение коэффициента пористости, оценки характера насыщения пород-коллекторов по данным акустического каротажа и параметрического обеспечения сейсмозведки.

Наиболее широко в литературе освещены вопросы определения коэффициента пористости по различным параметрам упругих волн. Описаны единичные результативные попытки выделить тріциноватые породы (но не указана возможность определения количественного параметра - коэффициента тріциноватости) и определения структурных параметров геологического разреза. Идет поиск решений по оценке проницаемости пород на основе анализа параметров волны Стоунли. Много публикаций посвящено вопросу идентификации типа флюида в поровом пространстве горных пород, хотя значительное количество способов оценки типа флюида в поровом пространстве коллекторов не нашла практической реализации из-за их сложности и невозможности учета всех факторов, и только в отдельных работах демонстрируется возможность количественного определения коэффициентов флюїдонасичення.

Ключевые слова: коэффициент пористости, характер насыщения коллектора, плотность породы, угол наклона границы отражения.

Acoustic logging is widely used in applied geophysics. This method is used to solve a lot of problems in the study of oil and gas wells and study the wave field parameters of rocks of the borehole environment and heterogeneities in the annulus.

Interpretation of the acoustic logging results is focused in many cases on a fairly simplistic view of the environment. Usually, this is enough to achieve the goal of the section dismemberment but there are a lot of practically important problems, the solution of which requires considering the views of the wave field complex nature.

The current state of such important for the petroleum geophysics problems as porosity coefficient determination, assessment of the reservoir rock saturation nature according to the parametric acoustic logging and seismic software is analyzed in detail in the article.

The problems of determining the porosity coefficient in accordance with various parameters of elastic waves are most widely covered in the literature. Individual productive attempts to allocate fractured rocks (but the possibility of determining the quantitative parameter, i. e. the coefficient of fracturing is not mentioned) and determination of the geological section structural parameters are described. There is a search for solutions for the rock permeability assessment based on the analysis of the parameters of the Stoneley wave. Many publications were devoted to the issue of identification of the type of fluid in the pore space of rocks, although a considerable number of ways to assess the type of fluid in the pore space of the reservoir has not found practical implementation because of their complexity and impossibility to take into account all the factors, and only in few papers the possibility of quantitative determination of the coefficients of fluid saturation is shown.

Key words: porosity factor, nature of reservoir saturation, rock density, angle of reflection boundary

Вступ

Акустичний каротаж (АК) в прикладній геофізиці має широкий спектр застосування. Цей метод використовується для розв'язання великої кількості задач у ході дослідження свердловин на нафту і газ [1-8] та призначений для вивчення параметрів хвильового поля гірських порід навколосвердловинного простору та неоднорідностей у затрубному просторі.

Аналіз досліджень і публікацій

Перші згадки про акустичні дослідження відносяться до 1935 року, коли Конрат Шлюмберже описав можливість вимірювання швидкості звуку в породах, розкритих свердловиною, за допомогою одного передавача та двох приймачів, розташованих на відстані декількох дюймів від джерела [9]. За часів СРСР перші спроби вимірювання швидкостей розповсюдження пружних хвиль в свердловинах на малих базах з використанням малих вибухів були зроблені у 1937 році [3]. У 40-х роках компанії Shell та Magnolia Petroleum Company розробили прилади для визначення швидкості акустичних хвиль з метою перерахунку сейсмічних розрізів з часових у глибинні і кореляції сейсмічних відбиттів відповідно до літології та застосували їх на одному з нафтових родовищ [9]. З цього часу акустичні дослідження набрали поступового розвитку як у розробці нової апаратури, так і в удосконаленні підходів до обробки зареєстрованих сигналів і розширенні кола геологічних і технічних задач, які постають перед АК [3,4,6,9,10].

Розширення кола задач, які розв'язуються із залученням акустичного каротажу, буде обумовлено отриманням з акустичних сигналів більшої кількості інформативних параметрів, які можуть бути надійно зареєстровані та однозначно визначені тільки сучасними програмно-методичними комплексами [10-15].

Хвильове поле, яке реєструється сучасною апаратурою, містить в собі величезну, частіше за все, інтегральну інформацію про будову геологічного розрізу. Значення швидкостей розповсюдження, амплітуд та ефективного затухання хвиль, що реєструються при акустичному каротажі, визначаються широким колом факторів: літологічним складом порід, структурою порового простору, коефіцієнтами пористості та проникності, характером насиченості, наявністю обсадної колони, повнотою заповнення затрубного простору цементом та ступенем його

зчеплення з колоною та гірськими породами, дефектами колони та цементного кільця, властивостями рідини у стовбурі свердловини.

В останні роки вчені продовжують працювати над розв'язком ряду геологічних задач за допомогою акустичного каротажу. Їх можна поділити на такі групи: літологічне розчленування розрізу [6,7,16-20]; визначення пористості порід [6,16-27]; оцінка тріщинуватості порід [13,14,17,19,28-35]; виділення проникних порід [6,13,17,19,36-45,47]; оцінка характеру та коефіцієнтів насичення порід-колекторів [3,18-21,25,48-60].

Виділення невирішених частин проблеми

Інтерпретація результатів акустичного каротажу у багатьох випадках орієнтована на досить спрощене уявлення про середовище. Як правило, цього буває достатньо для досягнення поставленої мети розчленування розрізу, але існує низка практично важливих задач, під час розв'язання яких необхідно звертатися до уявлень про складний характер хвильового поля в середовищі.

Цілі статті

Зупинимося детальніше на аналізі сучасного стану таких важливих для нафтогазової геофізики задач як визначення коефіцієнта пористості, оцінки характеру насичення порід-колекторів за даними акустичного каротажу та параметричного забезпечення сейсморозвідки.

Висвітлення основних досліджень

На сучасному етапі провідним пошуковим геофізичним методом є 3D-сейсморозвідка. Максимально можливим результатом наземної сейсморозвідки 3D є отримання значень акустичних імпедансів для випадку вивчення скалярного хвильового поля і коефіцієнтів Пуассона – для багатохвильової сейсморозвідки (3С) [61-63]. Решта параметрів (пористість, піщаність, глинистість та ін.) є похідними від хвильового поля. При цьому точність і достовірність їх визначення залежить від багатьох чинників. Одним з них є кількість і якість апріорної інформації про фізичні параметри середовища, які отримують за даними буріння, ГДС і вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) [64], потрібні для перерахунку сейсмічних даних в ефективні (похідні) параметри для здійснення прогнозу властивостей геологічного

розрізу. Крім того необхідно вдосконалити методики обробки й інтерпретації типового комплексу геофізичних досліджень у свердловинах, більш широкого застосовувати спеціальні методи ГДС (нахилометрія, хвильовий акустичний каротаж) та сейсмічних досліджень у свердловинах [65].

Дані про швидкості розповсюдження поздовжніх (P) та поперечних (S) хвиль, доповнені даними про густину гірських порід, забезпечують розрахунок акустичного імпедансу та лінійної геоакустичної моделі (ЛГАМ) розрізу свердловин, що становить фундамент для вирішення детальних сейсморозвідувальних задач. Лінійна геоакустична одномірна модель найчастіше включає в себе пористість, компонентний склад порід, швидкості розповсюдження поздовжніх хвиль, акустичний імпеданс та коефіцієнти відбиття. Через необхідність вирішення сейсморозвідувальних задач, які потребують прогнозу колекторських та пружних властивостей досліджуваних порід, дана ЛГАМ повинна доповнюватися відповідними інформативними даними, наприклад коефіцієнтами Пуассона, Юнга та ін. Останні параметри отримуються за допомогою хвильового АК, який дає змогу визначити швидкість розповсюдження поперечної хвилі, та ГТК-Г для визначення густини порід.

Для уточнення структурних побудов за результатами наземної сейсморозвідки і детального аналізу відтворення умов осадо накопичення необхідно використовувати результати пластової нахилометрії. На жаль, у даний час, з різних причин згадані методи свердловинних досліджень, особливо ГТК-Г і пластова нахилометрія, використовуються в досить обмеженому обсязі. Без сумніву, це знижує ефективність застосування цих методів для параметричного забезпечення сейсморозвідки. Хоч деякі параметри, необхідні для забезпечення сейсморозвідки, можна вилучити з хвильового поля АК, яке є функціоналом інтегральної інформації про будову та властивості геологічного розрізу. Наприклад, нами удосконалено спосіб визначення кутів нахилу границь відбиття за результатами обробки фазокореляційних діаграм хвильового АК, ефективність якого підтверджено результатами пластової нахилометрії та структурними побудовами [66,67]. Це значно розширило сфери ефективного застосування результатів акустичного каротажу, адже визначення структурних параметрів будови навколо-свердловинного простору (кута нахилу границь відбиття) є актуальною задачею для нафтогазової геофізики на територіях складної тектонічної будови (наприклад, Передкарпатський прогин) і в зонах розвитку солянокупольної тектоніки (ДДЗ).

Для вирішення завдань прогнозування геологічного розрізу за даними наземних сейсмічних досліджень одним з необхідних параметрів є густина гірських порід. Тому важливим питанням для пошуку нового напрямку використання результатів акустичного каротажу є можливість застосування для інтерпретації даних

АК методики відновлення детальної акустичної моделі середовища за сейсмічними даними. Ця методика, розроблена у 80-х роках минулого століття Г.М.Гогоненковим, отримала назву "псевдоакустичний каротаж" (ПАК) [68]. Під час проведення акустичного каротажу реєструються хвилі, які проходять через границі. Тобто відмінність амплітудних характеристик хвилі, зареєстрованої над границею та під нею, після врахування ефектів затухання свідчить про величину коефіцієнта проходження хвилі через границю. У свою чергу коефіцієнт проходження пов'язаний з акустичними жорсткостями середовищ, що дає можливість перейти від послідовності коефіцієнтів проходження до розподілу акустичних жорсткостей (за аналогією ПАК) і на завершальному етапі – отримати розподіл густин. Ця запропонована нами ідея відтворення геогустинного розподілу геологічного розрізу за даними акустичного каротажу дозволяє отримати результати, які тісно узгоджуються з даними густинного каротажу [69,70]. Інший спосіб визначення густини за даними акустичного каротажу – за рівняннями стохастичного зв'язку «інтервальний час проходження поздовжньої хвилі – густина» шляхом використання палеток цих величин [13].

В основі визначення коефіцієнта відкритої міжзернової пористості лежить твердження, що осадові породи є гетерогенними середовищами, які складаються із зерен мінералів та флюїдів у поровому просторі [21]. Першим і найбільш простим за формою рівнянням, яке задовольняло вище наведені міркування, є рівняння середнього часу [3,4]

$$\Delta t_p = \Delta t_{ск} (1 - K_n) + \Delta t_{фл} K_n, \quad (1)$$

де $\Delta t_{ск}$ – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі в непористому мінералогічному скелеті;

$\Delta t_{фл}$ – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі у флюїді, який заповнює пори;

K_n – коефіцієнт пористості, виражений в частках одиниці.

Величина $\Delta t_{фл}$ залежить від мінералізації пластової води, температури та ефективного тиску. Усі ці чинники враховуються у номограмах В.Н.Дахнова [71] або при оцінці числових значень $\Delta t_{фл}$ за відповідними формулами [71,72].

Інтервальний час розповсюдження пружних хвиль у скелеті гірської породи залежить від мінерального скелету, характеру розподілу цементу та пружних властивостей міжзернових контактів. Величина $\Delta t_{ск}$ визначається шляхом екстраполяції рівняння лінійної залежності $\Delta t = f(K_n)$ до осі інтервального часу при умові $K_n = 0$.

Величини інтервальних часів вступу поздовжньої хвилі в скелеті породи для пісковиків різних родовищ та стратиграфічних одиниць, які залягають на різних глибинах, є різними. Вони залишаються постійною величиною на певній ділянці (невеликому інтервалі) розрізу. Експериментальні залежності $K_n = f(\Delta t_p)$ [4,5,49,71,73], підтверджують факт зміни інтер-

вального часу вступу поздовжньої хвилі у скелеті порід-колекторів з глибиною (для пісковиків $\Delta t_{ск} = 168 \div 210$ мкс/м). Крім того, для одних і тих же стратиграфічних відкладів для різних родовищ величина $\Delta t_{ск}$ також є різною.

При визначенні коефіцієнта пористості пісковиків за допомогою рівняння середнього часу найкращі результати отримують для сильнотемпературних різновидів, які залягають на глибині більше 2000 м. Для менших глибин отримані значення коректують за ступінь ущільнення, орієнтуючись на ущільнення глин з глибиною, або застосовують інші фізико-геологічні моделі порід для АК [74]. Щодо карбонатних порід, то цю поправку не вносять, якщо вони залягають на глибині більше 700-1000 м [21].

У цілому за експериментальними та статистичними даними застосування рівняння середнього часу є ефективним для оцінки міжзернової пористості при наступному поєднанні фізико-геологічних особливостей порід: тип пористості – гранулярний; величина коефіцієнта пористості – від одиниці до 20-30%; величина глинистості – не більше одиниць відсотків; пори породи заповнено водою; ефективний тиск – не менше 40 МПа [3].

Проте колекторські властивості розкритого свердловиною розрізу залежать від цілої низки факторів, які змінюються не тільки за площею (родовищем), а навіть у межах одних стратиграфічних відкладів в окремій свердловині. Врахування цих факторів є актуальною задачею і тому протягом десятиліть рівняння середнього часу доповнювали або вводили відповідні поправки: за глинистість, за глибину залягання колектора, за характер насичення і т.д. Усі можливі реалізації рівняння середнього часу описані детально в літературі [6,21,75]. І на даний час відомо декілька десятків рівнянь, що пов'язують інтервальний час поширення поздовжньої хвилі та міжзернову пористість порід.

Під час оцінки пористості за швидкісними характеристиками середовища, враховують, що окрім пористості на швидкість хвиль впливають мінералогічний склад скелета, гранульованість, цементация та температура середовища. Під їх впливом швидкість може змінюватися на 20-25% та більше, приблизно так, як і внаслідок наявності пористості [25]. Також визначення K_n за даними АК ускладнюється в умовах вторинних процесів утворення порового простору (мікротріщинуватість зерен скелета, зміна форм і ущільнення контактів між зернами, локальність регенерації та інш.). При низькому ступені регенерації зерен скелета коефіцієнти пористості, визначені за АК та на керновому матеріалі, наближені між собою (відносна похибка 3,3%), а при високому ступені регенерації значення коефіцієнтів розходяться (відносна похибка 17,5%) [76]. За наявності результатів опису шліфів пропонується проводити оцінку регенерації зерен скелета породи і коректувати значення інтервального часу Δt_p . Це дає змогу підвищувати достовірність визначення коефіцієнта

пористості (відносна похибка зменшується на 9-18%).

Для врахування впливу глинистості колекторів використовують розширене рівняння середнього часу [49,71,77], рівняння В.Н. Дахнова [71]. Достовірність визначення K_n для глинистих порід-колекторів за цим рівнянням залежить від значень параметрів $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{фл}$, $\Delta t_{зл}$. Ці параметри є функціями багатьох чинників, що ускладнює їхнє визначення. Усі параметри розширеного рівняння, пов'язані з глинистістю, тобто коефіцієнт об'ємної глинистості ($k_{зл}$) та інтервальний час поширення поздовжньої хвилі в твердій частині глинистої компоненти ($\Delta t_{зл}$), приймають різні значення для шаруватої, структурної (у вигляді гранул) і дисперсної (розсіяної) глинистості [6,74]. Тому зазначені підходи дуже рідко використовуються у практиці ГДС через складність точної оцінки $k_{зл}$ та $\Delta t_{зл}$. Якщо коефіцієнт об'ємної глинистості $k_{зл}$ при відсутності петрофізичних зв'язків можна оцінювати за даними гамма-каротажу (ГК), то величина $\Delta t_{зл}$ згідно наукових джерел даних [4,5,71] є досить умовною. Дуже часто буває важко визначити істинні значення $\Delta t_{зл}$, оскільки при проведенні досліджень напроти них мають місце каверни. Деякі дослідники [71,78] рекомендують величину $\Delta t_{зл}$ знімати з діаграм інтервального часу напроти нерозмитих глин. Проте глини (аргіліти) характеризуються доволі широким діапазоном зміни вищезгаданого параметра навіть у суміжних інтервалах залягання колектора. Це пов'язано перш за все із різним ущільненням глин. Тому для оперативної інтерпретації необхідно застосовувати інші підходи щодо оцінки глинистості порід-колекторів.

Одним із них є спосіб фірми Schlumberger [79]: якщо метод самочинної поляризації (ПС) характеризується досить чіткою диференціацією розрізу, то вплив глинистості можна виключити шляхом введення поправки до рівняння середнього часу, яке при вираженні через k_n набуває вигляду:

$$k_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{фл} - \Delta t_{ск}} \cdot \frac{1}{(2 - \alpha_{ПС})} = R_{ПС} k_n^{AK}, \quad (2)$$

де k_n – "істинна" пористість глинистого колектора,

k_n^{AK} – пористість, визначена за АК,

$\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда методу самочинної поляризації.

Для розрахунку відносної амплітуди ПС вибирають опорні пласти, які можуть бути також використані при визначенні $\Delta t_{ск}$.

Протягом десятиліть використання рівняння (2) успішно визначено пористості теригенних порід-колекторів в діапазоні 1-30%. Необхідно констатувати, що підхід до врахування глинистості за даними ПС практично універсалізує рівняння середнього часу для теригенних колекторів. Недоліки визначення пористості глинистих колекторів комплексом методів АК+ПС пов'язані з компонентом ПС вказаного комплексу і полягають у наступному:

а) у необсадженої свердловині у ряді важливих для практики випадків метод ПС малоінформативний (наприклад, якщо мінералізація промивальної рідини близька до мінералізації флюїду в присвердловинній зоні);

б) в обсадженої свердловині проведення електричного каротажу за методом ПС неможливе, тоді як АК працює і через колонну.

Постає питання: як бути при відсутності методу ПС або його поганій диференціації розрізу. Слід згадати, що основний метод, покази якого залежать від породоутворюючих глинистих елементів є метод природної радіоактивності. Власне подвійний різницею параметр гамма-каротажу використовують як поправку за глинистість у петрофізичних моделях, отриманих при аналізі керну та ГДС при відсутності диференціювання розрізу методом ПС [1,72,80].

У даний час відомі способи оцінки пористості колекторів із врахуванням їх глинистості на основі комплексу методів акустичного та гамма-каротажу (АК+ГК). Суттєвою перевагою такого підходу є можливість використання його в обсаджених свердловинах [81]. Цей спосіб полягає в тому, що пористість глинистих колекторів визначають у мультиплікативній формі двох множників

$$k_n = R_{ГК} k_n^{АК} = k_n^{АК} \frac{1}{1 + \frac{\varphi(\Delta J_\gamma)}{\varphi(\Delta J_\gamma) + k_n^{АК}}}, \quad (3)$$

де $R_{ГК}$ – поправочний коефіцієнт за глинистість на основі методу ГК,

ΔJ_γ – подвійний різницею параметр ГК, який визначається об'ємною глинистістю $K_{глі}$ і, на відміну від параметра $\alpha_{ПС}$, не залежить від пористості,

$\varphi(\Delta J_\gamma)$ – відома апроксимація залежності $k_{глі}$ і параметра $\Delta J_\gamma \in (0,1)$, отримана емпірично на основі кернових і свердловинних досліджень; зокрема на обмеженому інтервалі глинистості ($k_{глі} < 0,3$) $\varphi(\Delta J_\gamma) \approx q \Delta J_\gamma$, де q – числовий коефіцієнт ($\approx 0,5$).

Очевидно, що для введення запропонованої поправки $R_{ГК}$ необхідно знати апроксиманту залежності параметра ГК від коефіцієнта глинистості, а це потребує додаткових досліджень кернового матеріалу, часто відсутнього або наявного в недостатній кількості, особливо на етапі оперативної інтерпретації. У разі можливості оцінки залежності $\varphi(\Delta J_\gamma)$ використання поправки $R_{ГК}$ дає змогу враховувати глинистість для визначення пористості глинистих порід-колекторів за даними АК.

Нами отримано досить просте розширення рівняння середнього часу для врахування глинистості колекторів [82]

$$k_n = \frac{\Delta t_P - \Delta t_{СК}}{\Delta t_\phi - \Delta t_{СК}} \cdot \frac{1}{1 + \Delta J_\gamma}. \quad (4)$$

Ефективність запропонованого підходу підтверджено результатами досліджень керну. Коефіцієнт детермінації рівняння регресії між

розрахованими та визначеними на керновому матеріалі значеннями коефіцієнта пористості становить 0,89 [67,83,84]. Запропонований спрощений алгоритм введення поправки за глинистість за даними ГК є достатньо надійним підходом для визначення пористості колекторів у ході оперативної інтерпретації геофізичних даних і слід рекомендувати його для використання на практиці.

Досить цікавим та відкритим залишається питання визначення пористості порід з використанням інтервального часу Δt_s поперечної хвилі. У науковій літературі зазначається важлива перевага використання цього параметра для вирішення поставленої задачі: отримані результати не залежать від типу флюїду в поровому просторі [26]. Вимірювання інтервального часу поперечної хвилі на даний час практично не проводиться. Але за наявності таких даних отримання кількісних значень коефіцієнта пористості вимагає значної колекції зразків для встановлення рівняння регресії або оцінки коефіцієнта, що описує шлях поширення поперечної хвилі навколо пор.

Для визначення коефіцієнта пористості за динамічними параметрами поздовжньої та поперечної хвиль рекомендують використовувати величину затухання повздовжніх і поперечних хвиль [85-87]. Але для складнобудованих колекторів шляхи проходження сигналів ближнього і дальнього зондів настільки відрізняються, що реалізувати диференційний метод вимірювання коефіцієнта затухання неправомірно [88,89].

На сучасному етапі відомі дослідження [90], де для визначення коефіцієнта пористості рекомендовано використовувати такі динамічні параметри акустичних сигналів, як коливні швидкості поздовжньої та поперечної пружних хвиль, причому коефіцієнт кореляції між середньою коливною швидкістю та величиною коефіцієнта пористості вищий, ніж пористістю та інтервальним часом.

Перевагами визначення коефіцієнта пористості за даними коливних швидкостей поздовжньої та поперечної пружних хвиль є безпосередній зв'язок цих динамічних характеристик з фільтраційними процесами і широкий діапазон зміни вимірювального параметра при зміні пористості, а недоліками – різні умови дослідження залежно від часу розкриття розрізу; нелінійний зв'язок пористості з динамічними параметрами поперечної хвилі; складність виділення самої поперечної хвилі із сигналу акустичного зонда [88,90].

Визначення характеру насичення порід-колекторів є однією із основних задач промислової геофізики. У цьому напрямі зроблено досить багато [5,49,71,91]. Суть усіх робіт, присвячених визначенню нафтогазоносності колекторів, зводиться до комплексного аналізу методів ГДС, згідно якого порода-колектор оцінюється на предмет насичення. У даному випадку найбільш інформативними є методи електричного опору, радіоактивні методи, газометрія та люмінесцентний аналіз. У процесі оператив-

ної інтерпретації основними при оцінці характеру насичення порід-колекторів є методи електричного опору. Детально зупиняться на кожному із методів немає потреби, оскільки фахівці у галузі ГДС їх широко використовують. Окремо слід зазначити, що при наявності низькоомних колекторів їх використання (особливо методів електрометрії) не завжди ефективно. На практиці оцінка характеру насичення порід-колекторів може проводитися у два етапи. Перший включає аналіз методів ГДС, які записані у відкритому стовбурі свердловини (ІК, БК, БКЗ, МБК, ННК і т.д.). Якщо на даному етапі не вдається оцінити характер насичення порід-колекторів, то це проводиться на другому етапі, який передбачає почасові заміри методами ГДС. Такий підхід часто зустрічається на практиці. Повторні заміри методів ГДС проводять як у відкритому, так і закритому стовбурі свердловини (коли опущена обсадна колона). Якщо повторний замір у відкритому стовбурі свердловини є менш ефективним при оцінці характеру насичення (за незмінених параметрів бурового розчину), то в обсадженої свердловині ефективність досягається шляхом почасових замірів радіоактивних полів, які змінюються в процесі розформування зони проникнення (як приклад, комплексне використання методів ННК, ІННК). Специфіка досліджень радіоактивними методами в обсаджених свердловинах полягає у тому, що на їх покази будуть впливати ще й інші чинники [92-95]. Так, наприклад, у заглиблених колекторах оцінити характер насичення за даними комплексу РК є досить важко через високі поглинаючі властивості водню, який міститься у глинах. Це стосується як імпульсних (ІННК), так і стаціонарних (ННК) радіоактивних методів. Ще одним вагомим несприятливим фактором при оцінці насичення є наявність у колекторах прісних пластових вод.

Ефективність використання всіх наявних у комплексі ГДС методів для вирішення даної проблеми дасть змогу більш точно оцінювати тип і склад флюїду в поровому просторі колектора. Тому в процесі оперативного реагування на перспективи розкритого розрізу необхідним і актуальним є використання результатів інших методів, для яких вплив характеру насичення колекторів має іншу фізичну основу, ніж для електричних і радіоактивних методів. Резервом підвищення інформативності ГДС у розв'язку згаданої задачі є акустичний каротаж.

Визначення характеру насичення колекторів за параметрами акустичних пружних хвиль базується на різниці швидкостей розповсюдження та затухання поздовжньої та поперечної хвиль в породах, насичених флюїдом. У моделі піщаного колектора коефіцієнти затухання поздовжньої хвилі збільшується при заміні води на нафту та газ у 3-4 рази, а швидкість розповсюдження зменшується на 0-20% [3,49].

У випадку використання швидкісних та амплітудних параметрів для визначення характеру насичення, існує проблема неоднозначності внаслідок накладання різних факторів. У роботі [20] стверджується, що швидкість V_p

суттєво не залежить від ступеня водонасиченості в інтервалі від 9 до 85% і є мінімальною, а при насиченості до 100% зростає удвічі. Тому диференціацію порід-колекторів при частковому водонасиченні ефективніше проводити за параметром поглинання.

Дослідники, які використовували відношення швидкостей V_p/V_s та амплітуд A_p/A_s пружних хвиль, зазначають [96], що визначальним для цих відносних величин є характер насичення, а вплив літології та пористості на них значно менший, ніж на параметри швидкості й амплітуди.

У роботі [25] описано фізичне моделювання середовищ з різними видами пористості та імітування ситуації заповнення порового простору флюїдом. На основі проведених досліджень автор стверджує, що на декремент затування поперечної хвилі впливає тільки пористість, а поздовжньої хвилі – пористість з ваговим коефіцієнтом, який визначається фізичною природою флюїду. Одночасне вимірювання обох декрементів, на думку автора, несе інформацію, необхідну для пошуку нафтогазоносних колекторів. Насичення рідиною порід з кавернозними порами практично не впливає на V_s і дещо збільшує V_p . Нафтонасичення різко зменшує вплив тріщин на величину V_p та незначною мірою впливає на V_s , тобто відношення V_s/V_p в цьому середовищі зменшується. Пропонується діагностувати флюїдонасичення за відношенням $\gamma = V_s/V_p$ у породах з міжзерновою пористістю [25,50]. Наявність газу в порах призводить до зменшення коефіцієнта Пуассона та збільшення γ , а наявність води та нафти призводить до зворотного ефекту. Одночасне насичення пор газом та рідиною веде до взаємокомпенсуючого впливу на γ , зводячи до мінімуму аномальний ефект.

Найпростішу методику визначення пористості колекторів та ідентифікації газо-, нафто- та водонасичених інтервалів в обсаджених та відкритих свердловинах засновано на вимірюванні швидкостей поперечної та поздовжньої хвиль та порівнянні швидкостей у різних інтервалах між собою [52]. В інших роботах задачу пропонується розв'язувати шляхом розрахунку модуля об'ємного стиску [53] або об'ємного стиску та зсуву [54] та оцінювати характер насиченості після врахування впливу пористості та складу мінерального скелета породи.

У випадку якісного зчеплення цементного кільця з колоною та породою при каротажі повної енергії надійно виявляються раніше пропущені продуктивні колектори будь-якого типу та встановлюються поточні ВНК, ГНК і ГВК [19,55].

Методика визначення насиченості теригенних та карбонатних порід і знаходження положення міжфлюїдних контактів з використанням обрахованих за АК значень коефіцієнтів Пуассона σ описано в [56]. У пісковиках з високими значеннями фільтраційно-емнісних властивостей ($K_n=30\%$, $K_{np}=1200$ мД) значення σ складали 0,10-0,18 в газонасичених інтервалах, 0,20-0,25 – в нафтонасичених і вище 0,35 – в

породах, що містять вільну або тільки слабо-зв'язану або залишкову воду. Приблизно такі ж значення σ зареєстровано на водонафтовому контакті в карбонатних породах з пористістю 16%. Також цю задачу було успішно розв'язано й при низьких значеннях фільтраційно-емкісних властивостей в польовошпатних пісковиках ($K_n=20\%$, $K_{np}=2-4$ мД, вміст шпатів – до 30%). У глинистих пісковиках ($K_{ст}=20\%$, $K_n=18-23\%$, K_{np} – до 2000 мД) визначено положення нафтогазового контакту при високому насиченні порід прісними водами ($K_g=45-65\%$). У роботі [25] зазначено, що коефіцієнт Пуассона помітно зменшується у випадку міжзернової газонасиченої пористості, що пояснюється зменшенням жорсткості скелета.

У роботі [57] виділялися газонасичені інтервали з низькими значеннями коефіцієнта газонасичення ($K_g=5-50\%$) у рихлих незцементованих пісковиках ($k_n=30-35\%$) з використанням відношення V_p/V_s .

Прогноз насиченості колекторів, який базується на кінематичних та динамічних характеристиках хвиль, запропоновано в [58,97,98]. Для цього використовуються переважно енергетичні, рідше – частотні та фазові характеристики хвиль (поведінка фаз часто є індикатором газонасичення). Це досягається побудовою полів миттєвих амплітуд, частот та фаз після перетворень хвильових пакетів, спрямованих на підвищення відношення амплітуд корисних сигналів та завад. Також використовуються параметричні криві енергій P та S хвиль у часовій області. Основою підходу, який використовує кінематичні характеристики, є методика, що розглядає таку послідовність: швидкості P та S хвиль – коефіцієнт стиснення – коефіцієнт нафтонасичення. Перевага цієї методики – кількісний прогноз. Прогноз за динамічними характеристиками дозволяє отримувати лише якісні оцінки насиченості. Наголошується, що цей підхід немає загального теоретичного обґрунтування та не завжди підтверджується фізичним моделюванням і дослідженнями керну, але за наявності апріорної інформації (дані про опорні пласти з відомим насиченням) методика дозволяє отримати прийнятні результати у відкритих та обсаджених свердловинах.

Однак, для перевірки запропонованих ідей цікавими є дослідження в реальних умовах. У роботі [58] за матеріалами АК на одній з позначок глибини на фоні інтервалу, який характеризується типовими ознаками продуктивного колектора, виявлено різку зміну миттєвих амплітуд та частот, що дозволяє зробити припущення про наявність водонафтового контакту на цій глибині. Промислові випробування цього інтервалу призвели до отримання нафти з водою.

У роботах [99,100] нами показано вплив пористості та глинистості на амплітуду поздовжньої хвилі за умови однакового характеру насичення колектора та встановлено, що серед динамічних характеристик найбільшою чутливістю до типу флюїду відзначається амплітуда поздовжньої хвилі. Знайдено додатковий інфо-

рмативний параметр поздовжньої хвилі АК, на який визначальний вплив має тип флюїду в поровому просторі колектора, – значення амплітуди A_0 поздовжньої хвилі при довжині зонда $L \rightarrow 0$. Розроблено підхід до оцінки характеру насичення за параметром A_0 , визначеним за амплітудою поздовжньої хвилі, зареєстрованої багатозондовим приладом хвильового акустичного каротажу (АМАК-2) [12]. Ефективність нового підходу якісної оцінки характеру насичення підтверджено результатами випробувань продуктивних інтервалів.

У роботі [51] пропонується кількісно визначити коефіцієнти поточної нафтонасиченості порід в свердловинах довготривалої експлуатації. В основі оцінки – різниця стисливості пластових флюїдів та їхній внесок в загальну стисливість колекторів, яку розраховують за значеннями V_p та V_s . Цей підхід при додатковому врахуванні затухання пружних хвиль використано в [59,60]. Методика оцінки нафтогазонасиченості теригенних колекторів в обсаджених свердловинах базується на збільшенні затухання P та S хвиль та розрахунку ефективної стисливості порід. Ця методика є перспективною, але потребує великої кількості кернового матеріалу для врахування різного роду геологічних чинників. Тобто її використання можливе тільки на етапі підрахунку запасів об'ємним методом.

Проводяться дослідження з визначення газонасичених інтервалів у затрубному просторі за затуханням відбитої поверхневої хвилі (хвилі Стоунлі) [101]. В цій роботі, окрім зазначеної розв'язувальної задачі, пропонується розв'язувати задачі розробки та екологічного моніторингу родовищ: контроль поточного газорідного контакту, визначення наявності або відсутності газу за колоною в інтервалах непроникних порід, виявлення техногенних покладів газу, моніторинг підземних газосховищ, використовуючи затухання хвилі Стоунлі.

Слід зауважити, що значна кількість способів оцінки типу флюїду в поровому просторі колекторів не знайшла практичної реалізації через їхню складність та неможливість врахування усіх чинників. Отже, задача визначення характеру насичення порід-колекторів за даними акустичного каротажу є актуальною.

Висновки

Проведений огляд літературних джерел дає можливість зробити такі висновки щодо застосування акустичного каротажу для розв'язку геологічних задач. Літологічне розчленування геологічного розрізу найбільш повно, достовірно та коректно проводиться лише за даними комплексу методів геофізичних досліджень свердловин (ГДС), хоч не остання роль у вирішенні цього питання відведена акустичному каротажу. Найбільш широко у літературі висвітлено питання визначення коефіцієнта пористості за різними параметрами пружних хвиль. Описано поодинокі результативні спроби виділити тріщинуваті породи (але не зазначена мо-

жливості визначення кількісного параметра – коефіцієнта тріщинуватості) та визначення структурних параметрів геологічного розрізу. Іде пошук рішень щодо оцінки проникності порід на основі аналізу параметрів хвилі Стоунлі. Багато публікацій присвячено питанню ідентифікації типу флюїду в поровому просторі гірських порід і лише в окремих працях демонструється можливість кількісного визначення коефіцієнтів флюїдонасичення.

На думку автора, незважаючи на багаторічний досвід застосування АК, у вивченні можливостей цього методу залишилося ще багато “білих плям” та невикористаних можливостей.

Література

1 Петкевич Г. И. Применение акустического каротажа при решении геологических задач для разрезов песчано-глинистых пород (опыт комплексирования с другими методами) / Г. И. Петкевич, Ю. Н. Усенко, Г. И. Прутулко. – К.: Наукова думка, 1982. – 172с.

2 Акустические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов, Б. Н. Ивакин. – М.: ОНТИ ВНИИЯГ, 1972. – 296 с.

3 Ивакин Б.Н. Акустический метод исследования скважин / Б. Н.Ивакин, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов. – М.: Недра, 1978. – 320 с.

4 Булатова Ж. М. Акустический каротаж / Ж. М. Булатова, Е. А. Волкова, Е. Ф. Дубров. – Л., Недра, 1970. – 264 с.

5 Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин / Б. Ю. Вендельштейн, В. М. Ильинский, Ю. А. Лимберег, З. К. Козина./ Под ред. Н. А. Савостьянова. – М.:Недра, 1984. – 230 с.

6 Козяр В. Ф. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития / В. Ф. Козяр, Д. В. Белоконь, Н. В. Козяр, Н. А. Смирнов // Каротажник. – 1999. – Вып. 63. – С. 11–117.

7 Лещук В. В. Геоакустические исследования околоскважинной среды / В. В.Лещук. – К.: Наукова думка, 1977. –156 с.

8 Петкевич Г. И. Скважинная сейсмоакустика при решении задач прогнозирования геологического разреза / Г. И. Петкевич, Р. П. Морошан, Ю. В. Филатов. – Киев: Наукова думка, 1985. – 232с.

9 Arroyo Franco J. L. Sonic investigations in and around the borehole / J. L. Arroyo Franco, G. S. De, L. Renlie, S. Williams // Oilfield Review. – 2006. – V.18, № 1. – P.14–33.

10 Горгун В. А. Программный комплекс DIRAK – новый инструмент обработки данных акустического каротажа / В. А. Горгун, В. Е. Косарев, В. Н. Горбачев, М. Л. Михеев // Каротажник. – 2013. – № 10(232). – С. 190-203

11 Базин В. В. Программный комплекс Acoustic Waves для обработки данных АК, полученных в открытом стволе / В. В. Базин, Д. Л. Иванов // Каротажник. – 2007. – № 3(156). – С. 69-74.

12 Кашуба Г.А. Возможности аппаратурно-методического комплекса многозондового волнового акустического каротажа АМАК-2 при решении геологических задач в нефтяных и газовых скважинах / Г.А. Кашуба, В.Г. Стельмах // Каротажник. – 2008. – Вып.170. – С.30–41.

13 Козяр Н. В. Практические аспекты оценки упругих параметров пород и контроль результатов гидроразрыва пласта по материалам прибора АВАК / Н. В. Козяр, В. В. Коробченко // Каротажник. – 2013. – №3(225). – С. 49-56.

14 Рахматуллина А. Р. Опыт применения многозондового кросс-дипольного акустического каротажа при сопровождении гидроразрыва пласта / А. Р. Рахматуллина, А. Е. Летичевский // Каротажник. – 2013. –10(232). – С. 97-101.

15 Многозондовая цифровая аппаратура волнового акустического каротажа ВАК-8 // http://www.tng.ru/prj/sr_girs/tr-05

16 Белоконь Д. В. Акустические исследования разрезов нефтегазовых скважин через обсадную колонну / Д. В. Белоконь, В. Ф. Козяр, Н. А. Смирнов // Каротажник. – 1996. – №29. – С.8–30.

17 Еникеев В. Н. Использование метода ВАК для оценки фильтрационно-емкостных свойств нижнемеловых и юрских отложений Когалымской группы месторождений нефти / В. Н. Еникеев, В. Г. Рафиков, В. В. Куликов // Каротажник. – 2000. – №77. – С.109-117.

18 Козяр В. Ф. Измерения параметров упругих волн зондами с монополярными и дипольными преобразователями (результаты промышленных испытаний) / В. Ф. Козяр, Н. А. Смирнов, Д. В. Белоконь, Н. В. Козяр // Каротажник. – 1998. – №42. – С.14-30.

19 Будыко Л. В. Об акустическом каротаже полной энергии / Л. В. Будыко, В. Б. Спивак, Ю. Д. Щербаков // Каротажник. – 2000. – №77. – С.37-58.

20 Машинский Э. И. Неупругие сейсмические эффекты и расширение возможностей методики прогнозирования геологического разреза / Э. И. Машинский // Геофизика. – 1996. – №6. – С.20-23.

21 Методические указания по обработке и интерпретации материалов акустического каротажа нефтяных и газовых скважин / В. Ф. Козяр, Д. В. Белоконь, Л. Н. Грубова и др. – М.: изд. ВНИИЯГТ, 1986. – 119 с.

22 Орлов Л. И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л. И. Орлов, Е. Н. Карпов, В. Г. Топорков. – М.: Недра, 1987. – 261 с.

23 Heysse D. R. Sonic porosity transforms and effects of pore shale and clay distribution / D. R. Heysse // Halliburton Energy Services. X1078. – 1995. – P. 1-13.

24 Кашуба Г. О. Стан і перспективи розвитку методу і апаратури акустичного каротажу / Г. О. Кашуба, Р. Ф. Федорів // Матеріали 6-ої Міжнар. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України – 2000”. –Том 1. – Івано-Франківськ: Факел. – 2000. – С.316-317.

- 25 Гик Л. Д. Физическое моделирование при оценке прогнозов нефтегазоносности по данным акустического каротажа / Л. Д. Гик // Геофизика. – 1997. – № 1. – С.24-32.
- 26 Масленников В. И. Изучение порового пространства карбонатных коллекторов акустическим каротажем на поперечных волнах / В. И. Масленников, А. С. Струков // Прикладная геофизика. – 1984. – № 108. – С.123-126.
- 27 Ramamoorthy R. Total porosity estimation in shaly sand from shear modulus / R. Ramamoorthy, W. F. Murphy, C. Coll // SPWLA 36th Annual Logging Symposium, Paris. – 1995, June 26-29. – paper H.
- 28 Воцалевский З. С. Обработка данных волнового АК с использованием исследовательской версии системы, базирующейся на СЦС-5 и акустическом мониторе / З. С. Воцалевский, В. А. Зеренинов, Г. В. Каширин и др. // Каротажник. – 1998. – № 50. – С. 43-54.
- 29 Марков М. Г. О полной энергии сигнала акустического каротажа / М. Г. Марков // Каротажник. – 1996. – №21. – С.62-69.
- 30 Naville C. Detection of permeable fractures by dipole shear anisotropy logging / C. Naville, D. Beland, J. P. Yver, J. Perrin // SPWLA 36th Annual Logging Symposium in Paris, 1995, June 26-29, – Abstr. Log Analyst. – 1995. – V. 36. – P. 45-47.
- 31 Joyce B. Advanced interpretation of fractured in unconsolidated gas sands / B. Joyce, D. Patterson, J. Thomas // SPWLA 36th Annual Logging Symposium in Paris, 1998, May 26-29, – Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.122-123.
- 32 Терехов О. В. Акустический сканер САС-90 как инструмент для решения геолого-геофизических задач при исследовании скважин / О. В. Терехов, В. М. Горохов, А. Р. Садыков и др. // Каротажник. – 2012. – № 7-8 (217-218). – С. 25-34.
- 33 Николаева Н. В. Информативность и результативность использования скважинного акустического сканера при детальных исследованиях разрезов скважин карбонатного и терригенного типа / Н. В. Николаева, А. В. Пономарев // Каротажник. – 2012. – № 11 (221). – С. 124-131.
- 34 Горбачев В. Н. Скважинный акустический сканер высокого разрешения / В. Н. Горбачев, М. Л. Михеев, А. Д. Акчуринов и др. // Каротажник. – 2013. – №10(232). – С. 183-190.
- 35 Еремеев А. А. Выявление и оценка упругих свойств горных пород с вертикальной осью анизотропии по данным широкополосного акустического каротажа / А. А. Еремеев, И. В. Михальцева // Каротажник. – 2013. – №12(234). – С. 20-32.
- 36 Buffin A. Permeability from waveform sonic data in the Otway basin / A. Buffin, A. Sutherland // SPWLA 37th Annual Logging Symposium, 1996, June 16-19, Abstr. Log Analyst. – 1996. – V.37. – P.95-96.
- 37 Sinha A. A new method for deriving permeability from borehole Stoneley waves and its application in the North Mongas field of Eastern Venezuela / A. Sinha, M. Rangel, R. Barbato, X. Tang // SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.67-69.
- 38 Tang X. Fracture Hydraulic conductivity estimation from borehole Stoneley wave transmission and reflection data / X. Tang // SPWLA 37th Annual Logging Symposium, 1996, June 16-19, Abstr. Log Analyst. – 1996. – V.37. – P.31-33.
- 39 Edo T. Fracture and permeability evaluation in a fault zone from sonic waveform data / T. Edo, H. Ito, M. Badri, M. El Sheikh // SPWLA 38th Annual Logging Symposium, 1997, June 15-18, Abstr. Log Analyst. – 1997. – V.38. – P.55-56.
- 40 Wu X. Estimation of permeability from attenuation of the Stoneley wave in a borehole / X. Wu, K. Wang // SEG / Denver'96: SEG Int. Expo. And 66th Annual Meet., Denver, Coto, 1996, November 10-15, V.1 – Tulsa (Oklahoma). – 1996. – С.ВG3.7.
- 41 Марков М. Г. Некоторые проблемы обработки данных акустического каротажа с использованием волны Стоунли / М. Г. Марков // Каротажник. – 2000. – №72. – С.34-41.
- 42 Козьяр В. Ф. Выделение проницаемых пород-коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных испытаний) / В. Ф. Козьяр, Н. К. Глебочева, Н. Я. Медведев // Каротажник. – 1999, – №56. – С.52-59.
- 43 Крутин В. Н. Волновой акустический каротаж и проницаемость. Теоретические результаты / В. Н. Крутин, М. Г. Марков // Каротажник. – 1999. – №57. – С.16-22.
- 44 Будыко Л. В. Об определении проницаемости по материалам волнового АК / Л. В. Будыко // Каротажник. – 2000. – №72. – С.56-63.
- 45 Марков М. Г. О выборе моделей при решении прямых и обратных задач в теории АК в пористых проницаемых средах / М. Г. Марков // Каротажник. – 2000. – №77. – С.27-36.
- 46 Tang X. M. Joint International of Formation Permeability from Wireline Acoustic, NMR and Image log Data / X. M. Tang, M. Altunbay, D. Storey // SPWLA 39th Annual Logging Symposium, May 26-29. – 1998, – P.КК1-КК14.
- 47 Козьяр В. Ф. Волны Лемба и Стоунли в скважине и решаемые с их помощью задачи промысловой геофизики / В. Ф. Козьяр, Н. В. Козьяр // Каротажник. – 2013. – № 4 (226). – С. 99-125.
- 48 Коноплев Ю. В. Выделение невыработанных нефтяных пластов в эксплуатационных скважинах и проницаемых интервалов в разведочных скважинах по данным сейсмоакустических исследований / Ю. В. Коноплев, В. Н. Лисицкий, В. П. Логинов и др. // Каротажник. – 1998. – № 50. – С.54-63.
- 49 Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытания продуктивных пластов / Под ред. Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козьяра, Г. Г. Яценко. – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, 1990. – 261 с.

50. Поляков Е. Е. Применение широкополосного волнового акустического каротажа для определения характера насыщения и ФЕС коллекторов через колонну / Е. Е. Поляков, А. Я. Фельдман, В. И. Ищенко, Е. А. Федорова // Каротажник. – 1997. – №33. – С.18-29.

51 Добрынин В. М. Новая технология определения текущей нефтенасыщенности / В. М. Добрынин, А. В. Городнов, В. Н. Черноглазов // Каротажник. – 1996. – №29. – С.57-67.

52 Moos D. Sonic logging through casing for porosity and fluid characterization in the Wilmington field, CA / D. Moos, J. Dvorkin // SEG / Denver'96: SEG Int. Expo. And 66th Annual Meet., Denver, Coto, 1996, November 10-15, – Tulsa (Oklahoma), – 1996. – V.1. – С.BG2.5.

53 Saxena V. Hydrocarbon evaluation through modulus decomposition of sonic velocities in shaly sands / V. Saxena // SPWLA 37th Annual Logging Symposium, 1996, June 16-19, Abstr. Log Analyst. – 1996. – V.37. – P.76-78.

54 Ramamoorthy R. Fluid identification through dynamic modulus decomposition in carbonate reservoirs / R. Ramamoorthy, W. F. Murphy // SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.131-133.

55 Добрынин В. М. Опыт применения волнового акустического каротажа для оценки текущей нефтенасыщенности пластов / В. М. Добрынин, А. В. Городнов, В. Н. Черноглазов и др. // Каротажник. – 2000. – №71. – С.21-27.

56 Condessa L. G. Hydrocarbon identification in fresh-water bearing reservoirs using dynamic Poisson's ratio: a case study / L. G. Condessa // Trans. SPWLA 36th Annual Logging Symposium, 1995, June 26-29, paper K.

57 Hornby В. Е. Analysis of full-waveform sonic data acquired in unconsolidated gas sands / В. Е. Hornby, Е. С. Pasternack // SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.93-94.

58 Бетчер С. А. Прогноз текущей нефтенасыщенности терригенных коллекторов по материалам волнового АК / С. А. Бетчер, В. А. Зеренинов, Б. З. Лабковский. // Каротажник. – 1998. – №48. – С.15-22.

59 Ахияров В. Х. Новые промыслово-геофизические технологии контроля результатов разработки месторождений углеводородов / В. Х. Ахияров, Е. Е. Поляков, М. Л. Микин и др. // Геоинформатика. – 1996. – №4-5. – С.95-101.

60 Поляков Е. Е. Современные геофизические технологии контроля разработки газовых и нефтяных месторождений / Е. Е. Поляков, В. Г. Фельдман, В. Г. Фоменко и др. // Каротажник. – 1998. – №52. – С.46-49.

61 Левянт В. Б. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ / В. Б. Левянт, К. Е. Закровский, В. И. Пораскун. – М., 2000. – 64 с.

62 Brown A. R. Interpretation of Three-Dimension Seismic Data / A. R. Brown. – Tulsa, AAPG Memoir 42, 2004. – 542p.

63 Боганик Г. Н. Сейсморазведка: Учебник для вузов / Г. Н. Боганик, И. И. Гурвич. – Тверь: Изд.АИС, 2006. – 744 с.

64 Славкин В. С. Моделирование природных резервуаров нефти и газа на основе структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения / В. С. Славкин, Е. А. Копилевич. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 168 с.

65 Розробка технології комплексування нових геофізичних методів дослідження свердловин та сейсморозвідки (методичні рекомендації) / В. Г. Колісниченко, Г. О. Кашуба, В. А. Рюмін // Визначення пріоритетних нафтогазоперспективних площ та об'єктів в межах північних окраїн Донбасу, перспектив нафтогазоносності перехідних та мілководних зон півдня України та розробка технології комплексування нових геофізичних методів дослідження свердловин та сейсморозвідки. Звіт: Дог. № 4-НДР-07, 2007. – 276 с.

66 Розловская С. Е. Интерпретация материалов волнового акустического каротажа с целью определения угла наклона границ отражения / С. Е. Розловская // Международная конференция “Ресурсо-воспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр”, г. Усть-Каменогорск, Казахстан, 18-21 сентября 2012 г. – С.194-196.

67 Фролова С. С. Методологічні аспекти підвищення ефективності використання інформативного сигналу хвильового акустичного каротажу: дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук – Івано-Франківськ, 2011. – 120 с.

68 Гогоненков Г. Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Г. Н. Гогоненков. – М.: Недра, 1987, – 221 с.

69 Муц С. С. Визначення геогустинного розподілу за даними акустичного каротажу / С. С. Муц // Тези доповідей наук.-практ. Конференції «Нафтогазова геофізика – стан та перспективи». – Івано-Франківськ. – 2009. – С.200-202.

70 Фролова С. С. Використання акустичного каротажу для визначення густини гірських порід / С. С. Фролова // Геодинаміка. – Львів. – 2011. – № 2 (11). – С. 310-312.

71 Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазо насыщения горных пород / В. Н. Дахнов. – М.: “Недра”, 1975. – 344 с.

72 Федоришин Д. Д. Теоретико-экспериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопорошкових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції): дис. на здобуття наук. ступеня доктора геол. наук / Федоришин Дмитро Дмитрович – Львів, 1999. – 288 с.

73 Вендельштейн Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений) /

Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

74 Карпенко А. Н. Интерпретационная модель акустического каротажа (по ΔT) для песчано-алевритовых пород Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба / А. Н. Карпенко // Геофизический журнал. – 2005. – №4, – Т.27. – С.626-635.

75 Авчан Г. М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Г. М. Авчан. – М.: Недра, 1972. – 145 с.

76 Старостін А. В. Геофізичне моделювання з метою контролю вилучення вуглеводнів у процесі розробки продуктивних порід-колекторів складної будови (на прикладі родовищ ДДЗ): дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук. – Івано-Франківськ, – 2009. – 226 с.

77 Вербицкий Т. З. Построение интерпретационных уравнений для оценки пористости по акустическому каротажу / Т. З. Вербицкий, О. В. Шеремета, Г. И. Петкевич, Ю. Н. Усенко // Нефт. и газовая пром-сть. – 1973. – №5. – С. 8 – 10.

78 Сільвейн Дж. Пірсон Справочник по интерпретации данных каротажа. – М.: Недра, 1966. – 414 с.

79 Патент кл. 340 – 15.5 ВН, (G01V1/40), № 3909775 США/ Lavigne J.C.Methods and apparatus for acoustic logging through casing. [Schlumberger Technology Corp.]: Заявл. 26.10.73, № 409.788. – Оpubл. 30.09.75.

80 Карпенко О. М. Науково-методичні заходи оцінки емнісно-фільтраційних властивостей гірських порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень / автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра геол. наук: спец. 04.00.22 "Геофізика" / Карпенко Олександр Миколайович; Київ. Київський національний університет ім. Т. Шевченка. – Київ, 2005. – 24 с.

81 Патент № 86678 Україна, МПК G01V 1/28, G01V 5/00. Спосіб визначення пористості глинистих порід в нафтогазових свердловинах / Кашуба Г. О., Кулик В. В., Бондаренко М. С.; заявник і патентовласник Інститут геофізики НАН України. – № а200707907; заявл. 13.07.2007; опубл. 12.05.2009, Бюл. № 9.

82 Кашуба Г. О. Деякі аспекти визначення пористості глинистих колекторів за даними АК / Г. О. Кашуба, С. Є. Муц // Моніторинг геологічних процесів: матеріали ІХ Міжнар. наук. конференції, 14-17 жовтня 2009р. – Київ, 2009. – С.178-180.

83 Муц С. Є. Врахування глинистості порід-колекторів при визначенні коефіцієнта пористості за матеріалами акустичного каротажу / С. Є. Муц // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2010. – №1(34). – С.132-137.

84 Розловська С. Є. Зіставлення різних способів визначення коефіцієнта пористості терригенних колекторів з врахуванням глинистості за даними акустичного каротажу // С. Є. Розловська, Н. С. Ганженко, К. І. Муц // Геодинаміка. – Львів. – 2013. – №1(14).

85 Дзедбань И. П. Изучение возможностей совместного использования ультразвуковых продольных и поперечных волн для исследования разрезов скважин: Автореф. дис. канд. тех. наук. – М., 1970. – 32 с.

86 Петкевич Г. И. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах / Г. И. Петкевич, Т. З. Вербицкий. – К.: Наукова думка, 1970. – 125 с.

87 Николаевский В. Н. Механика пористых и трещиноватых сред / В. Н. Николаевский. – М.: Недра, 1984. – 232 с.

88 Вимірювання параметрів імпульсних коливань / Федорів Р. Ф. – К.: Наук. думка, 1984. – 152 с.

89 Федорів Р. Ф. Система автоматичного пошуку, виділення та відбору першого вступу сигналу акустичного зонда / Р. Ф. Федорів, Г. О. Кашуба // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 1997. – Вип. 34, том 1. – С. 131 – 142.

90 Кашуба Г. О. Теоретичні та методичні основи визначення емнісних параметрів порід-колекторів за даними інтерпретації акустичних хвильових полів: дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук, – Івано-Франківськ, 2004. – 150 с.

91 Журавлев Т. Б. Особенности обработки данных ядерно-физических методов при определении текущей нефтенасыщенности коллекторов сложно построенных низкопористых карбонатно-терригенных отложений / Т. Б. Журавлев, А. Н. Тропин, К. В. Чернолецкий и др. // Каротажник. – 2009. – Вып.178. – С.15–29.

92 Тимошенко А. П. Опыт применения импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для оценки коллекторских свойств и текущей газонасыщенности пластов Северо-Ставропольского подземного хранилища газа / А. П. Тимошенко, А. А. Зименко, Л. М. Едигорьянц и др. // Каротажник. – 2007. – Вып.162. – С.122–132.

93 Кулик В. В. Спільне використання методів радіоактивного і акустичного каротажу для визначення пористості пластів в обсаджених свердловинах / В. В. Кулик, М. С. Бондаренко, Г. О. Кашуба та ін. // Вісник КНУ ім. Т. Шевченка, сер. "Геологія", – 2007. – Вип. 41-42. – С. 103–106.

94 Дворкин В. И. Особенности изменения нефтенасыщенности в прискважинной зоне коллекторов в обсаженных скважинах / В. И. Дворкин // Каротажник. – 2004. – Вып.7(120). – С.66-81.

95 Малев А. Н. Исследование методических возможностей двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для определения текущей газонасыщенности / А. Н. Малев, И. В. Бабкин // Каротажник. – 2007. – Вып.162. – С.153–168.

96 Косолапов А. Ф. Оценка нефтеводонасыщенности терригенных коллекторов по данным акустического каротажа / А. Ф. Косолапов // Куйбышев: ТатНИПИнефть. – 1971. – вып.ХІХ. – С.82-85.

97 Голиков Н. А. Влияние насыщенности флюидом на динамические характеристики Р и S волн в образцах горных пород / Н. А. Голиков, А. Д. Заикин // SPWLA / EAPO / RGU NG Международная конференция и выставка по геофизическим исследованиям скважин "Москва – 98", 8-11 сентября 1998. Доклад М.1.1.

98 Кушнарв С. В. Использование акустического зондирования для изучения нефтегазовых коллекторов Западной и Восточной Сибири / С. В. Кушнарв, А. П. Базылев, В. З. Кокшаров, Ю. А. Нефедкин // SPWLA / EAPO / RGU NG Международная конференция и выставка по геофизическим исследованиям скважин "Москва – 98", 8-11 сентября 1998. Доклад В.1.6.

99 Кашуба Г.О. Оцінка характеру насичення порід-колекторів за даними амплітуди "нульового зонда" багатозондового акустичного каротажу / Г.О.Кашуба, С.Є.Муц, Р.Ф.Федорів // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ – 2010. – №2(24). – С.15-22.

100 Розловская С. Е. Использование амплитуды продольной волны многозондового акустического каротажа для определения характера насыщения коллекторов / С. Е. Розловская // XII Международная конференция "Ресурсо-воспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр", г. Занджан, Иран, –16-20 сентября 2013 г.

101 Князев А. Р. Новые способы выполнения акустического каротажа скважин и интерпретации полученных данных / А. Р. Князев // Каротажник. – 2007. – №3(156) . – С. 84-96.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
14.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Максимчуком В.Ю.
(Карпатське відділення Інституту геофізики
ім. С.І.Субботіна НАН України, м. Львів)*

АНАЛІЗ АКУСТИЧНИХ МЕТОДІВ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ДЕФЕКТІВ МЕТАЛОКОНСТРУКЦІЙ

О.В. Попович, М.О. Карпаш

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504708,
e-mail: olya.popovich@gmail.com

Рівень розвитку промисловості на сучасному етапі характеризується не тільки об'ємом виробництва і асортиментом випущеної продукції, але і показниками її якості. Однією з основних задач підвищення ефективності виробництва є покращення якості використовуваної сировини, матеріалів і виробів, що дозволяє збільшити термін служби машин, механізмів, металоконструкцій: знизити їх матеріало- і енергоємність, підвищити продуктивність праці.

Метою даної статті є розгляд питання проведення своєчасного і якісного контролю, що є одним із найважливіших факторів обслуговування об'єктів нафтогазового комплексу. В даній роботі описані методи неруйнівного контролю, придатні до вирішення проблеми виявлення дефектів, а також детально проаналізовано акустичні методи діагностики, які використовуються в Україні, описано переваги і недоліки даних методів.

Актуальною задачею залишається питання розроблення нової технології, що дасть змогу отримати усю необхідну інформацію про дефекти металоконструкції в процесі їх діагностики. Ультразвукові фазовані решітки володіють високою інформативністю виявлення та параметризації дефектів. Завдяки новому способу генерування та прийому ультразвукового сигналу, можна отримати за короткий період часу достатню кількість інформації про контрольований об'єкт і про наявність дефектів у ньому. Тому існує необхідність спеціальної обробки отриманої інформації для подальшого визначення параметрів наявних дефектів.

Сформульовано основні проблеми та шляхи їх усунення для покращення якості та підвищення інформативності контролю.

Ключові слова: технічна діагностика, акустичні методи, голографічні методи, тип дефекту, фазовані решітки.

Уровень развития промышленности на современном этапе характеризуется не только объемом производства и ассортиментом выпускаемой продукции, но и показателями ее качества. Одной из основных задач повышения эффективности производства является улучшение качества используемого сырья, материалов и изделий, что позволяет увеличить срок службы машин, механизмов, металлоконструкций: снизить их материал- и энергоёмкость, повысить производительность труда.

Целью данной статьи является рассмотрение вопроса проведения своевременного и качественного контроля, что является одним из важнейших факторов обслуживания объектов нефтегазового комплекса. В данной работе описаны методы неразрушающего контроля, пригодные к решению проблемы выявления дефектов, а также подробно проанализированы акустические методы диагностики, которые используются в Украине, на преимущества и недостатки данных методов.

Актуальной задачей остается вопрос разработки новой технологии, что позволит получить всю необходимую информацию о дефектах металлоконструкций в процессе их диагностики. Ультразвуковые фазированные решетки обладают высокой информативностью выявления и параметризации дефектов. Благодаря новому способу генерирования и приема ультразвукового сигнала можно получить за короткий период времени достаточное количество информации о контролируемом объекте и о наличии дефектов в нем. Поэтому существует необходимость специальной обработки полученной информации для дальнейшего определения параметров имеющихся дефектов.

Сформулированы основные проблемы и пути их устранения для улучшения качества и повышения информативности контроля.

Ключевые слова: техническая диагностика, акустические методы, голографические методы, тип дефекта, фазированные решетки.

Level of industrial development at the present stage is characterized not only by the volume of production and the range of products, but also by the indication of its quality. One of the main tasks of increasing production efficiency is to improve the quality of the raw materials used, materials and products that will extend the life of machines and metal construction: reduce their material- and energy output ratio, increase the productivity.

The purpose of this article is to consider the issue of timely and quality control, which is one of the most important factors of service oil and gas facilities. In this paper, we describe methods of nondestructive testing, suitable to resolve the defects detection problem, as well as to conduct a detailed analysis of acoustic diagnostic techniques that are used in Ukraine; advantages and disadvantages of these methods are also described.

An urgent task remains to develop a new technology that will provide all the necessary information about the defects of metal constructions in the process of their diagnosis. Ultrasonic phased arrays are highly informative in revealing and parameterization of defects. Owing to this new method for generating and receiving of ultrasonic signal, sufficient information about the test object and defects therein can be obtained in a short period of time. Therefore, there is need for special processing of the received information to further define the parameters of the existing defects.

Basic problems and ways to resolve them in order to improve the quality and increase the information control were stated.

Key words: technical diagnostics, acoustic methods, holographic methods, type of defect, phased array.

Термін придатності металевих конструкцій, які використовуються в нафтогазовій промисловості, наблизився до практично повного вичерпання. Оцінити технічний стан металоконструкцій можна як задовільний із негативним прогнозом, тільки незначна їх частина є відремонтованою або деякі елементи частково замінені чи відновлені, ще меншим є число повністю заміненних конструкцій.

Більша частина металоконструкцій відноситься до складних технічних систем. Виявлення дефектів типу порушення суцільності, є однією з найважливіших складових оцінки фактичного стану об'єкта. Слід враховувати те, що оцінка технічного стану є однією із регламентованих процедур, які виконуються з метою перевірки рівня надійності (безвідмовності) і довговічності конструкцій і встановлення можливості їх використання за призначенням у передбачених проектом умовах і на певний строк експлуатації, що прогнозується [1].

Проведення своєчасного виявлення наявних дефектів і прогнозування їх виникнення є одним із найважливіших факторів обслуговування об'єктів нафтогазового комплексу. Оскільки повна заміна чи капітальний ремонт є достатньо затратним і не завжди технічно можливим, тому завдяки своєчасному виявленню і частковому ремонту можна зекономити кошти і не допустити неочікуваного виходу з ладу робочих елементів, виникнення аварій та надзвичайних ситуацій техногенного характеру.

Як уже було зазначено значна частина металоконструкцій нафтогазового комплексу віднесена до категорії потенційно небезпечних (закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки», концепція про технологічну безпеку) і потребує систематичного огляду і оцінки технічного стану [2].

Правильна оцінка залишкового ресурсу конструкцій дасть змогу:

- заощадити ресурси (фінансові, матеріальні, людські) на спорудження нових об'єктів;
- забезпечити усталений розвиток базових галузей промисловості;
- знизити ризик виникнення аварій техногенного характеру для життя та здоров'я населення, навколишнього середовища, держави.

Ключовими параметрами, що визначають технічний стан металоконструкцій є відповідні товщини стінки та фізико-механічних характеристик експлуатаційним умовам та відсутність чи наявність дефектів типу порушення суцільності.

У ході виявлення дефектів типу порушення суцільності критично важливо визначити тип дефекту (об'ємний чи плаский) та його фактичні (еквівалентні) розміри. Це пояснюється тим, що пласкі дефекти, як правило, є тріщинами і здатні розвиватись, а, отже, несуть загрозу подальшій безпечній експлуатації. Об'ємні ж де-

фекти, розміри яких у трьох координатах є співрозмірними, як правило, не є концентраторами напружень.

Практично всі існуючі методи неруйнівного контролю [3] придатні до вирішення задачі виявлення та визначення розмірів дефектів. Неруйнівні випробування дозволяють визначити в зварних швах внутрішні або наскрізні дефекти, виявити які за зовнішнім оглядом неможливо.

Найбільш доступними і поширеними методами НК є радіаційний, ультразвуковий, магнітний, електричний, вихрострумний, капілярний. Кожен з них має свої переваги і недоліки, застосовується відповідно до конкретного типу об'єкту контролю і повинен задовольняти встановленим вимогам. Методи контролю, можливість виявлення поверхневих об'єктів в яких є найкращою це магнітний, капілярний та вихрострумний контроль, використовуються для виявлення поверхневих тріщин, нерівностей поверхні, відшарування і ін.

В даній сфері найбільш інформативними і якісними методами є акустичні і радіаційні методи контролю. Радіаційні методи контролю чутливі до об'ємних і площинних дефектів, розміщених в напрямку просвічування, ультразвукові – до будь-яких плоских внутрішніх дефектів, а магнітні і капілярні методи – до плоских поверхневих дефектів, ці ж методи характеризуються високими значеннями роздільної здатності і ймовірності виявлення дефектів [4].

Ультразвукові методи контролю, що базуються на поширенні акустичних коливань і хвиль ультразвукового діапазону частот, займають домінуюче положення серед існуючих методів контролю та ідентифікації дефектів. До головних переваг даного методу можна віднести високу ймовірність виявлення найбільш небезпечних пласких дефектів: тріщини, непровари і несплавлення.

Ультразвукові методи контролю поділяються на дві великі групи: активні та пасивні, які в свою чергу поділяються таким чином [5,6]:

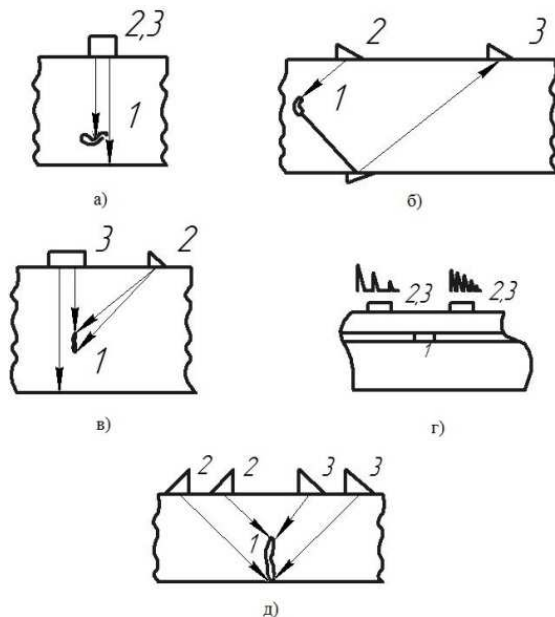
1. Активні
 - 1.1 Відбиття
 - 1.2 Проходження
 - 1.3 Власних коливань
 - 1.4 Імпедансні
 - 1.5 Когерентні
2. Пасивні

В подальшому розглядатимемо активні методи контролю, оскільки вони є більш інформативними і з їх допомогою можна швидше передбачити появу і ріст дефектів, і, відповідно, розрахувати залишковий ресурс досліджуваного об'єкту.

Найбільш інформативним методом ультразвукового (УЗ) контролю є метод відбиття (луно-метод). Його широко застосовують у різних варіантах для контролю металоконструкцій. За допомогою цього методу можна отрима-

ти детальні кількісні характеристики дефектів конструкції при односторонньому доступі до неї. Існуюча дефектоскопічна УЗ апаратура володіє досить високими технічними характеристиками і сервісними можливостями. Чутливість її цілком дозволяє виявляти в дрібнозернистих сталях порушення цілісності порядку десятих міліметра, а роздільна здатність становить 0,5 - 1 мкм. Методи відбиття базуються на аналізі відбиття імпульсів пружних хвиль від нерівностей чи границь об'єкта контролю (ОК), методи проходження – на впливі параметрів ОК на характеристики пружних хвиль, що пройшли через ОК [5].

Методи відбиття поділяються на луно-метод, луно-дзеркальний, дельта, ревербераційний, дифракційно-часовий методи. Схеми контролю методів відбиття зображено на рис. 1.



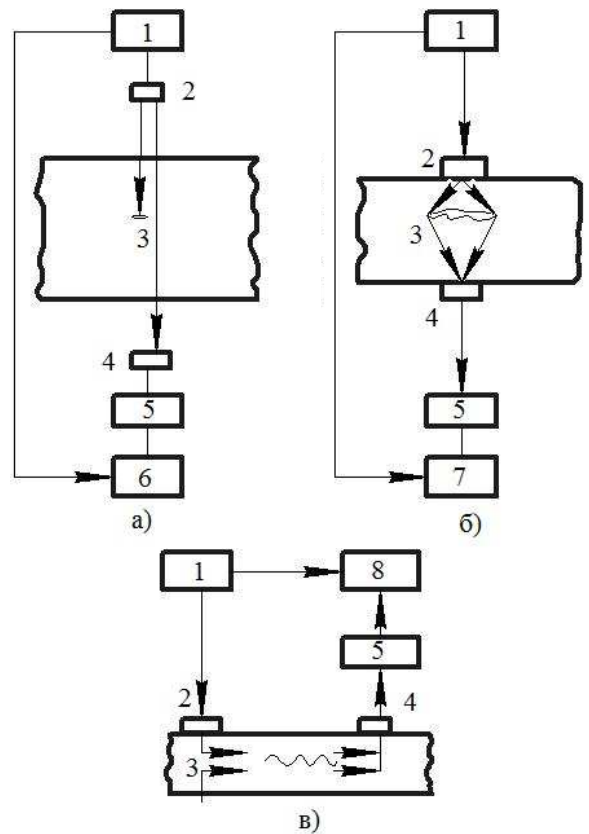
а) луно-метод; б) луно-дзеркальний; в) дельта; г) ревербераційний; д) дифракційно-часовий, 1 – об'єкт контролю; 2 – випромінювач; 3 – приймач

Рисунок 1 – Методи відбиття

Методи проходження базуються на контролі зміни параметрів акустичного сигналу, що пройшов через ОК. Схеми контролю методами проходження зображено на рис. 2.

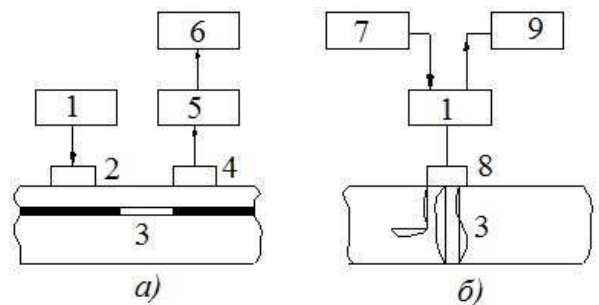
Методи власних коливань базуються на збудженні в ОК вимушених або вільних коливань і вимірювання їх параметрів: власних частот і величини втрат. З допомогою даного методу найчастіше контролюють зміни товщини труб, або контролю багат шарових конструкцій. Схеми контролю методів власних коливань подані на рис. 3.

Імпедансні методи полягають в аналізі зміни механічного імпедансу чи вхідного акустичного імпедансу частини поверхні ОК, з яким взаємодіє перетворювач. Дані методи застосовують для контролю дефектів з'єднань в багат шарових конструкціях. Його також застосовують для вимірювання фізико-механічних властивостей.



а) амплітудно-тіньовий; б) часовий тіньовий; в) велосиметричний; 1 – генератор, 2 – випромінювач; 3 – об'єкт контролю; 4 – приймач; 5 – підсилювач; 6 – вимірювач амплітуди; 7 – вимірювач часу приходу імпульсу; 8 – вимірювач зміни фази

Рисунок 2 – Методи проходження



а) локальний низькочастотний; б) локальний резонансний; 1 – генератор; 2 – вібратор; 3 – об'єкт контролю; 4 – приймач; 5 – підсилювач; 6 – спектроаналізатор; 7 – модулятор частоти; 8 – приймач; 9 – реєстратор резонансів

Рисунок 3 – Методи власних коливань

Недоліком УЗК, крім необхідності розробки спеціальних методик і технологічних карт при дефектоскопії виробів різних типів, є складна інтерпретація результатів контролю. Результатом контролю ультразвуковими дефектоскопами з п'єзоелектричними перетворювачами (ПЕП) є луно-сигнал від відбивача, який характеризується амплітудою. Даний сигнал не є достатнім для визначення реальних розмірів чи місцезнаходження дефекту. Після виявлення

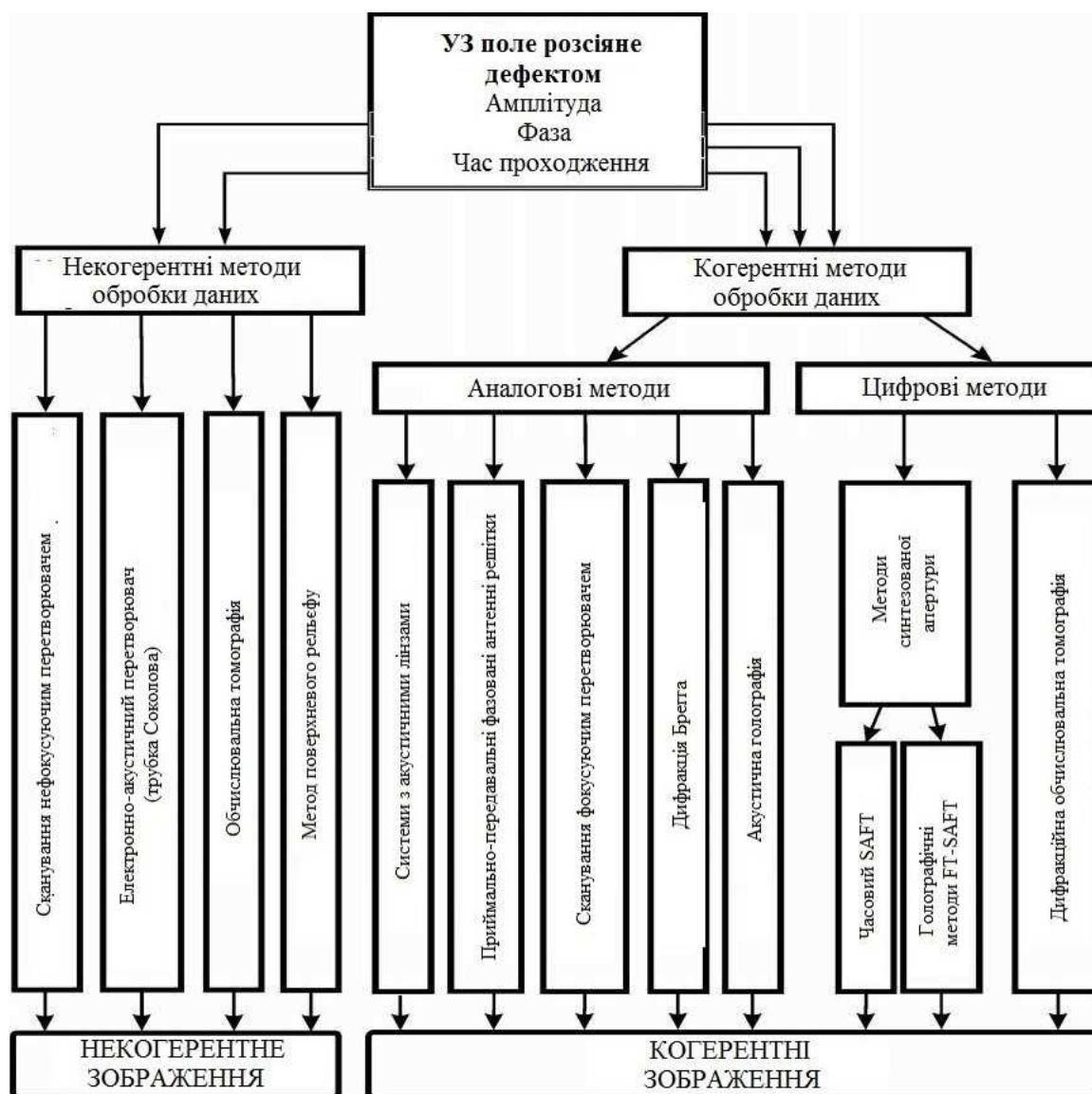


Рисунок 4 – Класифікація методів візуалізації внутрішнього об'єму об'єкту за способом обробки даних

дефекту матеріалу і його місцезнаходження важливою задачею неруйнівного контролю є визначення його типу та розмірів.

Можливості методу відбиття використовуються в даний час не повністю. Координати відбивачів прийнято вимірювати за критерієм максимуму амплітуди луно-сигналу, що призводить до помилок, іноді значних. Розміри відбивачів оцінюють також за амплітудою сигналу. Замість реальних розмірів дефектів вдається в більшості випадків визначати тільки умовні розміри. Тип і характер дефекту оцінюються лише приблизно. Для уточнення цих параметрів доводиться вдаватися до вельми трудомістких методик. Продуктивність контролю при цьому низька, проте - кваліфікація оператора-дефектоскопіста повинна бути дуже високою.

В останні роки у зв'язку з розвитком обчислювальної техніки перспективними до застосування в УЗК стали когерентні методи візуалізації порушення суцільності (рис. 4).

Когерентні методи використовують більше інформації про порушення суцільності, що дозволяє отримувати зображення з досить високою роздільною здатністю - порядку довжини хвилі, з хорошим співвідношенням сигнал/шум. Аналіз вимірювань поля дозволяє зробити висновок про розміри, форму і орієнтацію виявленого дефекту. Більш досконалим і інформативним, ніж одновимірне зображення в прямокутних координатних віддальях всередині об'єкта контролю. Апаратура з таким відображенням інформації про внутрішню будову об'єкта давно використовується в медичній діагностиці, надаючи оператору наочну картину зрізів внутрішньої структури тканин [7].

В некогерентних методах отримують зображення, пропорційне квадрату амплітуди поля, розсіяного нерівністю, в області реєстрації, в когерентних – за рахунок додаткової обробки даних отримують зображення амплітуди поля в області залягання розсіювачів. Аналіз вимірю-

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика ультразвукових методів контролю

Метод контролю	Контроль при односторонньому доступі до ОК	Кваліфікація оператора, що здійснює контроль (1-5)*	Передача і збереження інформації в цифровому вигляді	Складність інтерпретації результатів (1-5)*	Можливість визначення розмірів дефекту	Визначення типу дефекту	Можливість автоматизації процесу контролю
Відбиття	+	5	+	4	+	+	+
Проходження	-	4	+	3	+	+	+
Власних коливань	+	4	-	4	-	-	-
Імпедансні	+	4	-	4	-	-	-
Когерентні	+	2	+	1	+	+	+

* складність у міру зростання від 1 до 5

вань поля дозволяє зробити висновки щодо розмірів, форми і орієнтації виявленої нерівності.

В табл.1 подано основні критерії контролю, врахування яких дає змогу вибрати метод контролю, який би задовольняв вимогам при проведенні ультразвукового контролю.

Згідно табл. 1 когерентні методи контролю є найбільш інформативними і не потребують високої кваліфікації оператора, що проводить контроль, а також піддаються автоматизації, що є важливим аргументом в час активного наукового розвитку.

У когерентних методах отримання зображень нерівностей використовується когерентна обробка вимірних значень акустичного поля, розсіяного нерівністю, і вимірюного в деякій області. Такі зображення називаються когерентними зображеннями. Для їх побудови використовуються аналогові і цифрові методи обробки даних.

Одним з методів з цифровою когерентною обробкою даних є акустична дифракційна томографія, яка передбачає відновлення форми дефектів за даними по розсіяному ними акустичному полі. При цьому відновлення форми зводиться до побудови характеристичної функції, що, всередині дефекту, дорівнює одиниці. Завдання, які вирішуються в акустичній дифракційній томографії дуже складні - по суті являють собою повноцінне рішення зворотної задачі розсіювання. Методи, що використовуються в акустичній дифракційній томографії, припускають по чергове рішення прямої задачі розсіювання (обчислення поля) всередині об'єкта за даними попереднього наближення для розсіювача і потім уточнення його з використанням дослідних даних про поле, зареєстрованому поза межами розсіювача, тобто дефекту. Ці методи пред'являють колосальні вимоги до обчислювальної апаратури, що бере участь в експерименті. В даний час роботи з цього напрямку перейшли від стадії чисто теоретичної до експериментальних робіт. Найбільшого поширення у практичній дефектоскопії знайшли когерентні методи, що реалізують різні алгоритми

методу синтезованої апертури. В основі методу синтезованої апертури, спочатку розробленого для радіолокації, лежить можливість, за допомогою переміщеного акустичного перетворювача невеликих розмірів, виміряти розподіл значень акустичного поля, розсіяного дефектом, в ряді точок на поверхні цього виробу.

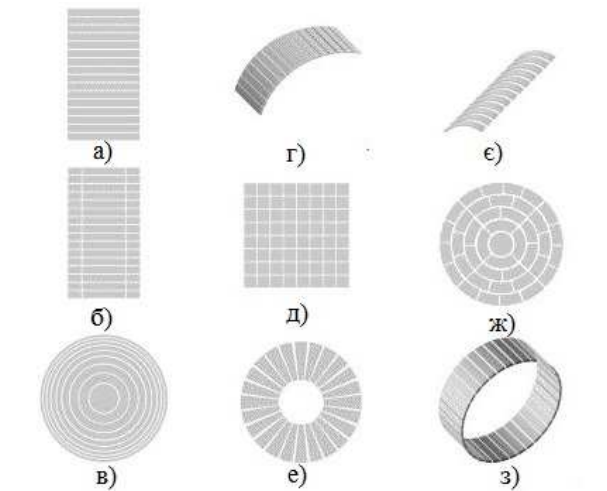
Когерентні методи можна розділити на методи, в яких основна обробка даних виконується в частотній або в часовій області. Методи обробки в частотній області традиційно називаються голографічними методами, так як історично вони були наслідком розвитку методів цифрової акустичної голографії. У Європі та Америці ці методи називаються методами синтезованої сфокусованої апертури в частотній області (FT- SAFT, F-SAFT). Когерентні методи з обробкою в часовій області прийнято називати SAFT. Було показано, що в рамках дифракційної теорії алгоритм SAFT можна реалізувати як в тимчасовій області, так і в області просторових частот.

До некогерентних методів отримання зображень можна віднести використання трубки Соколова, в якій зображення поля отримують шляхом візуалізації густини електронного пучка, пов'язаної з електричним потенціалом за рахунок акусто-електричного перетворення акустичного поля, падаючого на трубку Соколова. Іншим методом візуалізації порушень суцільності металу, також розробленим С.Я. Соколовим є метод поверхневого рельєфу рідини. Обидва ці методи не знайшли широкого застосування в УЗ дефектоскопії. Однак, такий метод, як сканування нефокусуємим перетворювачем з подальшим детектуванням луноімпульсів і побудовою некогерентних зображень В-, С-, типу широко використовується в практиці [8]. Ще одним дуже потужним методом сучасної дефектоскопії є обчислювальна томографія. У цьому методі побудови некогерентного зображення дефектів всередині контрольованого об'єкту, використовується набір проєкцій. При цьому зображення обчислюють використовуючи перетворення Радона або алгебраїчні алгоритми, безпосередньо зводять

задачу отримання зображення до розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь. В даний час в практиці найбільш поширені алгоритми, засновані на перетворенні Радона.

Когерентні методи реалізуються в приладах, що працюють з ультразвуковими фазованими решітками (ФР). Це пов'язано з тим, що зовсім недавно, з'явилися доступні серійні УЗ ФР високої якості і широкої номенклатури, які випускаються фірмами Imasonic (Франція), R/D Tech (Канада), Siemens (Німеччина), SUIU (Китай) та ін, а також, розвиток промисловості електронних компонентів дозволяє створити недорогі, компактні електронні блоки управління ФР.

Фазовані решітки [9] представляють собою набір декількох п'єзоелементів, конструктивно об'єднаних в одному корпусі перетворювача, що можуть пульсувати незалежно один від одного. Основні типи п'єзоелементів подано на рис. 5.



a), б) лінійний, в) циліндричний, г) зігнутий лінійний, д) лінійний двовимірний, е) секторний, є) лінійний фокусуючий, ж) циліндричний-секторний, з) радіальний

Рисунок 5 – Основні типи комбінацій п'єзоелементів

Завдяки різним комбінаціям п'єзоелементів є змога виконання різних типів перетворювачів, що дає змогу діагностувати об'єкти різної форми (рис. 6).

Головною особливістю технології фазованих решіток є збурення (амплітуда і затримка) окремих елементів в складеному зонді, контролюване з допомогою комп'ютера. Збудження п'єзоелементів генерують ультразвуковий промінь, в якому можна змінювати такі параметри променя, як кут падіння, фокусна відстань і розмір фокусної плями з допомогою програмного забезпечення.

Фізичний принцип роботи решітки п'єзоелементів разом з апаратурою полягає в електронному управлінні функцією спрямованості акустичного поля, в результаті чого досягається огляд площі (матеріалу) під решітками. Способів управління спрямованістю поля решіток є декілька.



Лінійний



Циліндричний



Зігнутий лінійний



Радіальний

Рисунок 6 – Типи перетворювачів з фазованими решітками

Найчастіше застосовують спосіб часового фазування п'єзоелементів (розподілу взаємних затримкувань сигналів), тому решітки в такій апаратурі зазвичай називають фазованими (ФР). В основі УЗ дефектоскопії методом відображення лежить принцип порівняння амплітуди луно-сигналу від контрольного відбивача з амплітудою сигналу, виявленого в процесі контролю. Тобто дефектоскопіст має справу не із зоровим образом відбивача, хоча б віддалено нагадує його форму, а з сигналом, параметри якого вельми опосередковано пов'язані з формою і характером виявленого дефекту.

Поряд з іншим способом представлення на екрані дефектоскопічної інформації дефектоскопи з ФР вимагають використання відмінної від традиційної методики проведення контролю. Ця методика простіша і забезпечує більшу продуктивність контролю, але для успішної роботи оператор повинен зрозуміти її фізичний зміст і до неї звикнути.

Суть промислової візуалізації дефектів, що використовується у дефектоскопії металоконструкцій, полягає у зборі інформації про відносну відбиваючу здатність точок внутрішнього об'єму досліджуваного об'єкта і подання на плоскому екрані зображення зрізу цього об'єму. Кожна точка зображення своєю яскравістю або кольором символізує відбиваючу здатність відповідної їй за координатами точки матеріалу досліджуваного об'єкта. Якщо площина візуалізованого зрізу матеріалу об'єкта проходить через порушення цілісності матеріалу, наприклад тріщину, то межа розриву матеріалу, будучи сукупністю точок, що відображають УЗ хвилі, відобразиться на екрані у вигляді точок, більш яскравих або іншого кольору в порівнянні з сусідніми точками зображення.

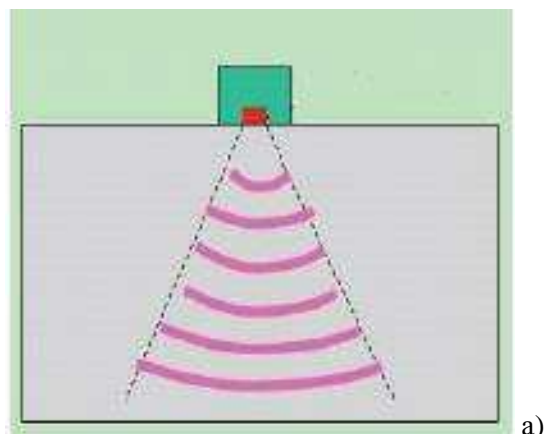
Для отримання зображення зрізу візуалізованої області об'єкту весь набір прийнятих УЗ сигналів піддають когерентній просторово-часовій обробці. Вона являє собою сумування відгуків (луно-сигналів при різних ракурсах) від деякої точки простору всередині візуалізованої області і присвоєння результату сумування певного кольору точки зображення, відповідної точки простору. Цю операцію виконують для всіх точок простору, що знаходяться в площині візуалізованого зрізу.

У результаті контролю перетворювачами з фазованими решітками (ФР) з електронним скануванням формується секторна розгортка області сканування [10], на якій амплітуда луно-сигналу від відбивача кодується кольором (рис. 7-8).

Застосування дефектоскопів з ФР дозволяє випромінювати в об'єкт контролю ультразвуковий промінь, фокусувати його й отримувати зображення. В іншому типі приладів з ФР реалізується алгоритм фокусування синтезованої апертури (SAFT - Synthetic Aperture Focusing Technique). Реалізація методу синтезованої апертури полягає у використанні акустичних решіток, в яких здійснюється електронне переміщення акустичного перетворювача. Після збору даних виконується спільна їх обробка з метою побудови акустичного зображення цього обсягу. Алгоритми обробки, по суті, виконують цифрове фокусування отриманих даних в кожній заданій точці внутрішнього об'єму, тобто для кожної точки візуалізованого простору синтезується фокусуєчий промінь з розмірами, що значно перевищують акустичний приймач.

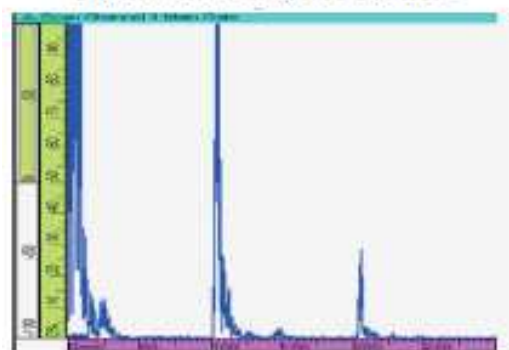
Особливої важливості набуває використання ФР при УЗК зварних з'єднань невеликої товщини (від 6 до 20 мм). Істотно підвищує інформативність контролю дифракційно-часовий метод (TOFD - Time Of Flight Diffraction), заснований на прийомі хвиль, розсіяних на кінцях площинних дефектів, який для об'єктів контролю такої товщини практично не застосовується.

Застосування ФР в дефектоскопії піднімає її на якісний новий рівень. Візуалізація внутрішньої структури об'єкта з вимірюванням реальних розмірів дефектів матеріалу - ось головна відмінність від традиційного дефектоскопа.



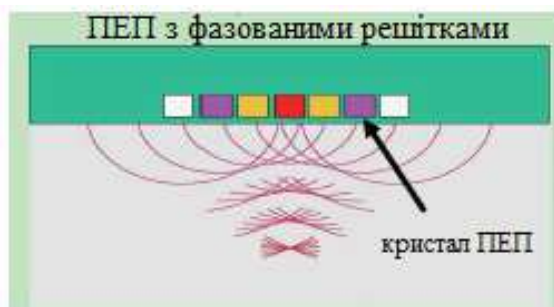
а)

Дисплей дефектоскопа



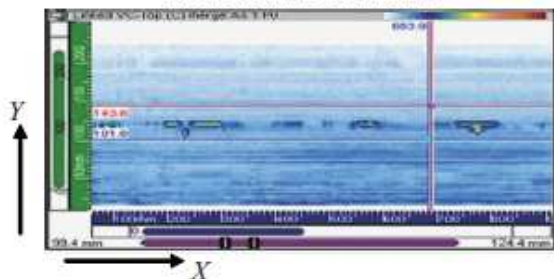
б)

Рисунок 7 – Звичайний ПЕП (а), сигнал, отриманий на екрані дефектоскопа (б)



а)

Дисплей дефектоскопа



б)

Рисунок 8 – ПЕП з фазованими решітками (а), сигнал, отриманий на екрані дефектоскопа (б)

Завдяки новому сприйняттю оператором інформації про внутрішню будову об'єкта контролю (на рівні образів) вже проглядається тенденція до "розмиття" межі між власне контролем і визначенням ресурсу за результатами контролю. Ймовірно, вже скоро може стати не-

потрібним протокол результатів контролю з параметрами дефектів, їх характером і кількістю. А відразу за зображенням внутрішньої структури об'єкта, використовуючи спеціальну програму аналізу УЗ зображень об'єктів даного класу, можна буде отримати висновок про стан об'єкта і про його ресурс.

Зробивши аналіз існуючих акустичних методів контролю металоконструкцій, слід звернути увагу на те, що в час новітніх технологій і стрімкого розвитку існує потреба в методах, які піддаються автоматизації і дають максимальну інформацію про ОК за відносно короткий проміжок часу. Тому використання технології фазованих решіток є надзвичайно актуальним.

Отже, основними задачами роботи є:

– розробка методики, яка уможливить автоматизовану обробку інформації, отриманої в результаті контролю з метою поетапного визначення спочатку типу дефекту, а потім його розмірів;

– розробка програмного забезпечення для швидкого розпізнавання та параметризації дефектів, виявлених у контрольованому об'єкті.

Для цього потрібно виконати теоретичні та експериментальні дослідження на комерційно-доступних приладах, що реалізують технологію фазованих решіток, це і буде предметом подальшої наукової роботи.

1 Оценка технического состояния стальных конструкций эксплуатируемых производственных зданий и сооружений: ДБН 362-92. – [Введ. с 01.07.1992]. – К.: Госстрой Украины. – 47 с.

2 Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» режим доступу: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2245-14>

3 ДСТУ 2865-94 Контроль неруйнівний. Терміни та визначення – Київ: Державний комітет стандартизації метрології та сертифікації України, 1994. – 56 с.

4 Яворський А.В., Миндюк В.Д. Контроль якості зварювання: Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 114 с.: іл.

5 Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / В.В. Ключев, Ф.Р. Соснин, А.В. Ковалев и др.; под ред. В.В. Ключева; 2-е изд., испр. и доп. – М.: Машиностроение, 2003. 656 с., ил.

6 Ультразвуковая дефектометрия металлов с применением голографических методов / В.Г. Бадалян, Е.Г. Базулин, А.Х. Вовилкин, Д.А. Кононов, П.Ф. Самарин, Д.С. Тихонов; под ред. А.Х. Вовилкина. – М.: Машиностроение, 2008. – 368 с.: ил.

7 Акустическая голография / Под ред. В.Г. Прохорова. – Л.: Судостроение, 1975. – 297 с.

8 Ермолов И.Н. Ультразвуковой контроль. Справочник / Ермолов И.Н., Ланге Ю.В.; под ред. В.В. Ключева. – Т. 3 «Неразрушающий контроль». – М.: Машиностроение, 2004. – 859 с.

9 Browne V. Time of flight diffraction. Its Limitations – Actual & Perceived // NDTnet-September.- 1997. – Vol.2. – No.9.

10 Phased Array Testing: Basic Theory for Industrial Applications. Olympys NDT, Section edition, 2012 Canada

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Галуцаком М.О..
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Снарським А.О.*

*(Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут», м. Київ)*

АВТОМАТИЗОВАНЕ УПРАВЛІННЯ ГАЗОКОМПРЕСОРНИМ АГРЕГАТОМ НА БАЗІ МІКРОПРОЦЕСОРНОЇ СИСТЕМИ ОБРОБКИ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ

В.С. Борин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48003,
e-mail: kafatp@ukr.net

В даний час удосконалення процесів нафтогазового комплексу України з використанням мікропроцесорної техніки є актуальним питанням.

Особливий інтерес, з точки зору використання мікропроцесора, представляли і представляють на сьогоднішній день системи контролю і управління, які зв'язані з технологічними процесами, що потребують точності і швидкості дій. Основним елементом мікропроцесорної системи обробки технологічної інформації з ГПА (газокомпресорного агрегату) є контролер, який призначений для збору, первинної обробки і накопичення технологічної інформації з давачів, установлених на ГПА, і передачі її до ЕОМ. На базі 51-го мікроконтролера існує багато контролерів збору аналогової інформації, але мають застарілу елементну базу та великий час запиту, що зменшує швидкодію і клас точності не перевищує 0,5.

Метою даної роботи є розробка контролера збору 16 аналогових сигналів напруги від давачів (стандартний діапазон +/-10В).

На основі існуючої функціональної схеми газокомпресорного агрегату розроблено контролер збору 16 аналогових сигналів напруги від давачів (стандартний діапазон +/- 10 В), що дало змогу, в результаті нового схемотехнічного рішення, отримати клас точності системи 0,1. Розроблене програмне забезпечення та обґрунтування сучасних технологічних схем має практичну цінність і дає змогу удосконалювати майбутні газокомпресорні станції газотранспортної системи України.

Ключові слова: мікропроцесорна система обробки технологічної інформації газокомпресорного агрегату, недоліки, вирішення

В настоящее время актуальным вопросом есть совершенствование процессов нефтегазового комплекса Украины, с использованием микропроцессорной техники.

Особый интерес, с точки зрения использования микропроцессора, представляли и представляют на сегодняшний день системы контроля и управления, которые связанные с технологическими процессами, которые требуют точности и скорости действий.

Основным элементом микропроцессорной системы обработки технологической информации с ГПА (газокомпресорного агрегата) является контроллер, предназначенный для сбора, первичной обработки и накопления технологической информации с датчиков, установленных на ГПА, и передачи ее в ЭВМ. На базе 51-го микроконтроллера существуют много контроллеров сбора аналоговой информации, но имеют устаревшую элементную базу и большое время запроса, что уменьшает быстродействие и класс точности не превышает 0,5.

На основе существующей функциональной схемы газокомпресорного аппарата разработан контроллер сбора 16 аналоговых сигналов напряжения от датчиков (стандартный диапазон +/- 10В), что сделало возможным, в результате нового схемотехнического решения, получить класс точности системы 0,1. Разработанное программное обеспечение и обоснование современных технологических схем несет практическую ценность и дает возможность усовершенствовать будущие газокомпресорные станции газотранспортной системы Украины.

Ключевые слова: микропроцессорная система обработки технологической информации газокомпресорного агрегата, недостатки, решения

Control systems which are associated with technological processes that require precise and quick actions are of particular interest with respect of microprocessor usage.

The main element of microprocessor information processing system from GCU (gas compressor unit) is a controller that is designed for collection, initial processing and storage of technology information from sensors installed on the GPU, and transfer it to PC. On the basis of the 51st microcontroller there are many controllers to collect analog information, but they have obsolete element base and a great time of the request, which reduces the speed and the accuracy does not exceed 0.5.

The aim of this work is to develop a compilation controller for 16 analog voltage signals from sensors (normal range is +/-10V).

The article presents the foundations of the existing functional schemes of a gas compressor unit. Modern technological schemes for the improvement of future gas compressor units were proven, and the software was added.

Key words: microprocessor system for gas-compressor unit technological information processing, shortcomings, solutions

Постановка проблеми, актуальність та доцільність досліджень. Інтенсивний розвиток мікроелектроніки і підвищення ступеня інтеграції відкрили новий напрямок у створенні мікропроцесорів. З'явилися обчислювальні системи з малим рівнем споживання енергії й універсальних можливостей, що дозволяють вирішувати задачі керування об'єктами різної фізичної природи.

На основі їхнього застосування знижуються витрати на автоматизацію основних технічних і допоміжних процесів. У результаті буде вирішена задача комплексної автоматизації виробництва у всіх галузях народного господарства. Це дозволить збільшити продуктивність праці, зменшити собівартість продукції, що випускається, і значно скоротити ручні операції в промисловості і сільському господарстві.

Мета роботи. Розглянути недоліки мікропроцесорної системи обробки технологічної інформації газорозподільних систем, дослідити можливі варіанти вирішення проблем. Розробити сучасне програмне забезпечення, яке б змогло забезпечити бажані характеристики програми.

Виклад основного матеріалу

Типи контролерів

На рис. 1 зображено типову схему зв'язку ЕОМ з об'єктом. Таким об'єктом є стандартний пристрій вводу-виводу (дисплей, накопичувач на магнітних дисках і т.д.) чи нестандартний (система давачів і виконавчих органів технологічної установки, цехова система збору інформації з робочих місць і т.д.).



Рисунок 1 – Типова схема зв'язку ЕОМ з об'єктом

Можливості обміну ЕОМ із контролером вичерпуються всього тільки трьома режимами: режимом читання інформації з програмно-доступних елементів контролера (регістрів, тригерів) з комірок пам'яті; режимом запису інформації в програмно-доступні елементи контролера як у комірки пам'яті; режимом переривання основної (фонові) програми по сигналу з контролера з переходом на підпрограму обслуговування даного контролера. Процесор вміє тільки читати, писати і перериватися. Цей факт значною мірою спрощує підхід до проектування контролерів.

На рис. 2 наведено класифікацію контролерів. Синхронний обмін використовується рідко і тільки для процесів, строго фіксованих у часі і цілком визначених. Зовнішній пристрій повинен бути готовий для здійснення обміну. Програма роботи ЕОМ при синхронному обмі-

ні проста і зрозуміла (рис. 3,а). Прикладами пристроїв, з якими може здійснюватися синхронний обмін є: обмотка реле, давач випадкових чисел на неоновій лампочці й інші «завжди готові» пристрої, в основному з низьким інтелектом.



Рисунок 2 – Класифікація контролерів

Асинхронний обмін (рис. 3,б) використовується дуже часто. Він здійснюється під керуванням програми, але лише в тому випадку, коли зовнішній пристрій знаходиться в стані готовності. Команда перевірки готовності використовується для введення в ЕОМ інформації про стан зовнішнього пристрою. Потім процесор робить аналіз стану і приймає рішення. Якщо пристрій не готовий, то процесор повертається до команди перевірки готовності і т.д. Коли пристрій перейде в стан готовності, процесор приступає до обміну. Основним недоліком асинхронного обміну є втрати часу на чекання того моменту, коли пристрій виявиться готовим до обміну.

Обмін по перериванню дозволяє більш ефективно використовувати машинний час. Обмін у цьому випадку здійснюється під керуванням програми, але ЕОМ багаторазово не перевіряє готовність зовнішнього пристрою до моменту її встановлення. ЕОМ може виконувати роботу не зв'язану з даним обміном (фонову програму). Коли зовнішній пристрій готовий для обміну, вона формує сигнал переривання, що викликає припинення фонові програми і перехід до виконання підпрограми обробки переривання. Ці дії схематично показані на рис. 3,в. Після виконання підпрограми керування знову передається фонові програмі.

Канал прямого доступу являє собою інтелектуальний пристрій, здатний самостійно, без допомоги центрального процесора вводити інформацію в пам'ять ЕОМ чи виводити її з пам'яті. Центральний процесор може брати участь тільки в постановці задачі каналу. Після видачі завдання він уже не приймає участі в передачі і, якщо є така можливість, продовжує роботу з власної програми.

Мікропроцесорна система збору ГПА

На рис. 4 схематично зображено комутацію елементів один з одним. ЕОМ через розширювач COM-портів (последовний порт) QCOM8, що дозволяє приєднати до один COM порту до 8 контролерів, комується з контролером мережі введення висновку, що опитує

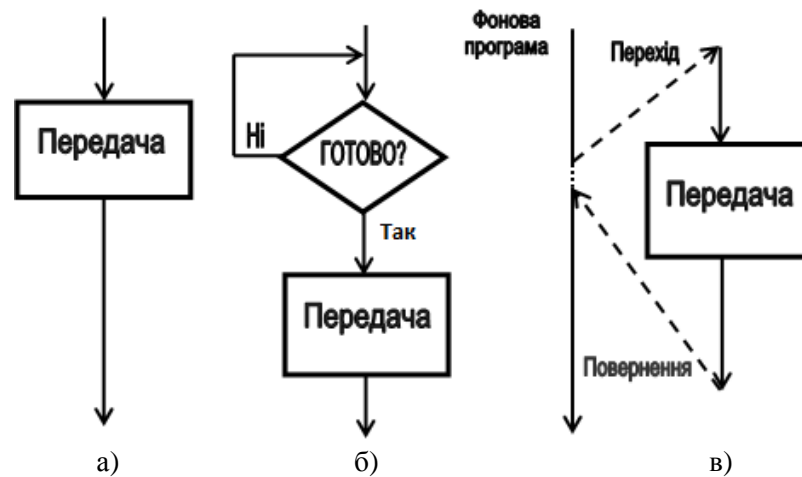


Рисунок 3 – Алгоритми роботи контролерів

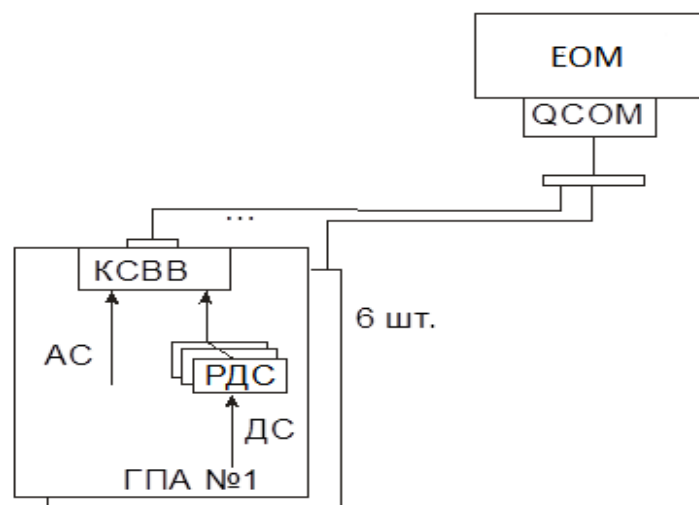


Рисунок 4 – Структурна схема системи контролю параметрів ГПАКЦ

давачі і за запитом від ЕОМ посилає необхідну інформацію на комп'ютер. Разом з тим такі елементи системи диспетчеризації, як контролер мережі введення-висновку. Розширювач послідовних портів QCOM8 і розширювач дискретних сигналів є створеними спеціально для даних систем.

На рис. 5 зображено функціональну схему системи контролю параметрів ГПАКЦ. Схема відображає принцип роботи системи контролю параметрів загалом, а схема КМУВ представлена в більш детальному вигляді. Побудова схеми дає наочне представлення про хід роботи як усієї системи, так і КМУВ зокрема. Дана система КМУВ містить наступні функціональні вузли:

- вузол процесора;
- вузол оптронної розв'язки ланцюгів теле-сигналізації (ТС);
- вузол комутації дискретних сигналів;
- вузол захисту від перешкод вимірювальних каналів;
- двоступінчастий комутатор давачів з диференціальними ланцюгами;
- двоступінчастий комутатор давачів із загальним висновком;

- диференціальний вимірювальний підсилювач;
- перетворювач напруги у код;
- схеми контролю джерела живлення;
- дешифратор адреси групи каналів;
- вторинне джерело живлення;
- вузол сполучення з лінією зв'язку.

Вузол процесора керує двостороннім зв'язком з ЕОМ, керує опитуванням давачів, виконує первинну обробку інформації, що надходить від давачів.

Основні характеристики вузла процесора:

розрядність процесора	8 біт;
обсяг ППЗУ	2 Кбайта;
обсяг ОЗУ	2 Кбайта;
тактова частота	1 МГц.

ТЕХНІЧНІ ДАНІ

1) контролер КМУВ працює з давачами, що мають аналогові і дискретні вихідні сигнали;

2) загальна кількість давачів з вихідними аналоговими сигналами, які можна підключити до контролера-48. При цьому перші 16 давачів можна підключити до входів за диференціальною схемою, а наступні 32 із загальним плюсом;

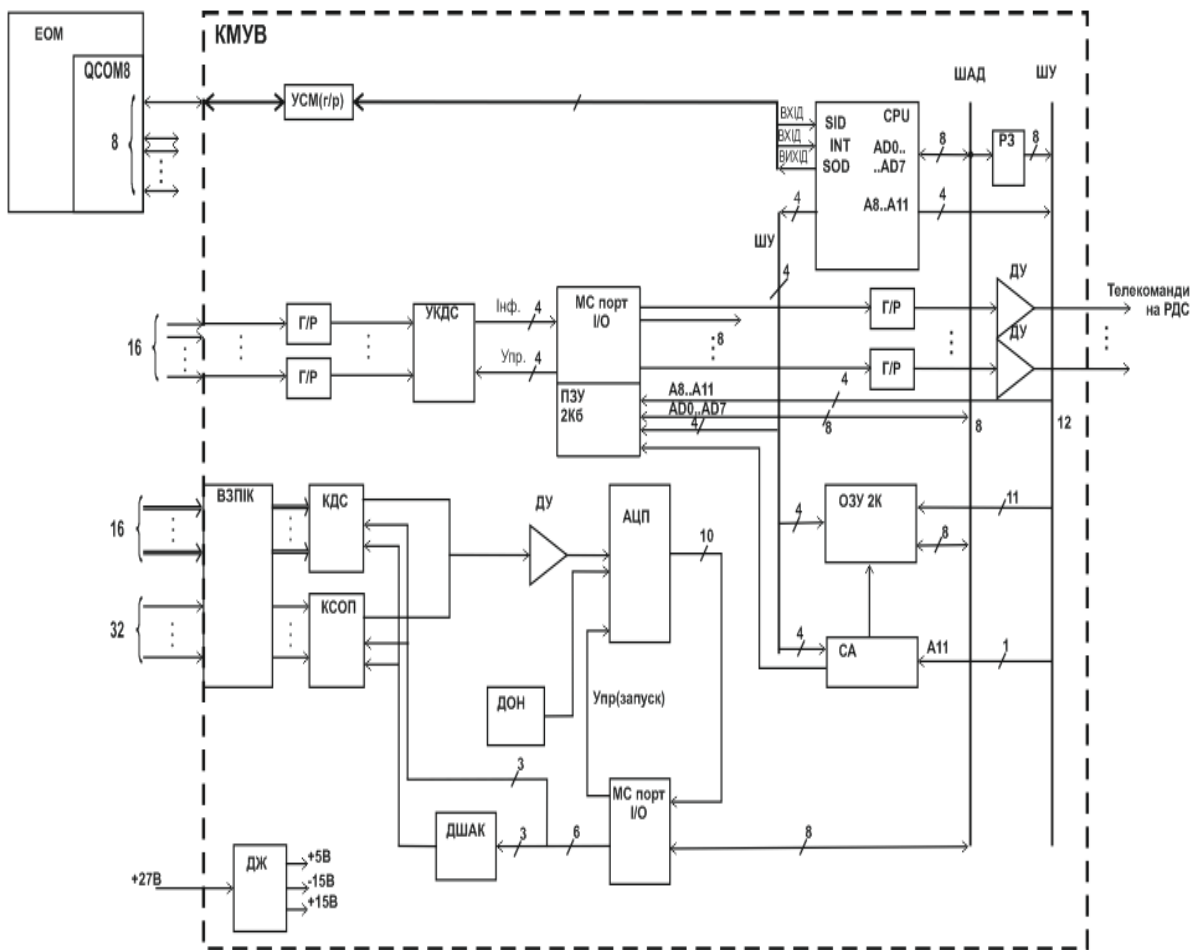


Рисунок 5 – Функціональна схема системи контролю параметрів ГПАКЦ

3) діапазон змін всіх аналогових сигналів від 0 до мінус 10;

4) час повного циклу знімання і нагромадження інформації в ОЗУ не більш 2 сек;

5) точність перетворення аналогових сигналів у цифровий код $>, < 0.5\%$;

6) загальна кількість вхідних дискретних (двохпозиційних) сигналів—16;

7) інформація про усі вхідні сигнали накопичується в ОЗУ за 11 циклів опитування;

8) КМУВ працює в режимі відновлення інформації до моменту звернення ЕОМ;

9) при одержанні від ЕОМ запиту з адресою контролера КМУВ, останній закінчує поточний цикл відновлення інформації і переходить у режим видачі інформації в ЕОМ. Затримання відповіді не перевищує 1 сек;

10) обсяг переданої інформації в ЕОМ визначається на основі аналізу інформації, що надійшла від ЕОМ;

11) живлення контролера виробляється від постійної напруги 27 ± 4 В. Струм споживання не перевищує 0.08А;

12) конструкція забезпечує як горизонтальне, так і вертикальне кріплення контролера;

13) габаритні розміри контролера не перевищують 280/300/30 мм

14) маса контролера не перевищує 2 кг.

Опис роботи КМУВ за функціональною схемою й алгоритмом функціонування

Під час включення живлення при натисканні на кнопку «СКИДАННЯ» починає виконуватися підпрограма тестування і діагностики системи. Здійснюються два алгоритми діагностування: Луна-тест і Тест-Інверт. При виявленні будь-якої несправності, підпрограма видає сигнал помилки і завершує свою роботу. Якщо програма-тест не знайшла несправності системи, то керування передається основній програмі роботи системи.

Мікропроцесор (CPU) через вузол сполучення з магістраллю (УСМ) визначає наявність запиту від ЕОМ. При його наявності здійснюється аналіз цього запиту і вибірка необхідних даних з ОЗУ. Вибір осередків ОЗУ і читання даних здійснюється по шині адреси і даних (ШАД). Підключення мікросхеми ОЗУ до ШАД здійснюється за допомогою селектора адреси (СА). Після вибірки даних з ОЗУ здійснюється передача відповіді на запит на ЕОМ.

Якщо запиту від ЕОМ немає, то програма визначає наявність у системі розширювача дискретних сигналів (РДС). За його відсутності здійснюється читання станів дискретних входів через гальванічну розв'язку (ГР), вузол комутації дискретних сигналів (ВКДС) і порт уведення-висновку (МС порт ІО). Після чого керуван-

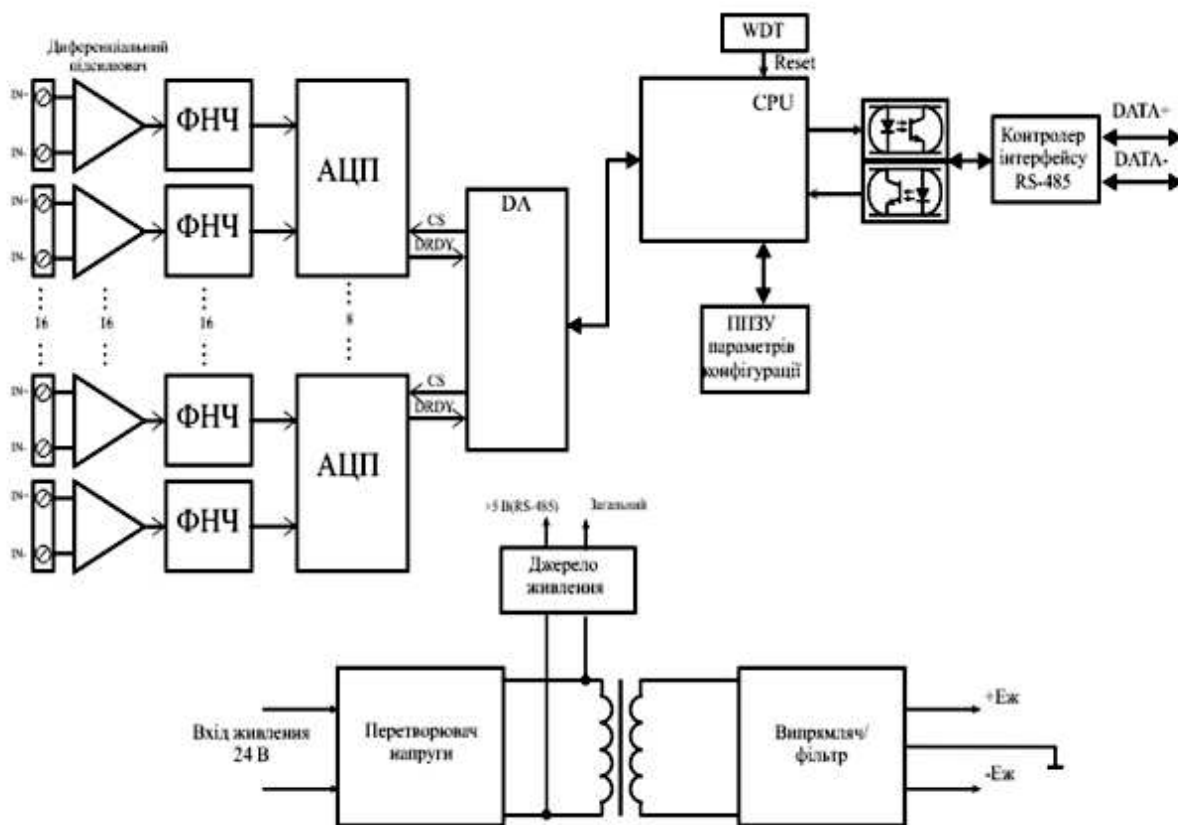


Рисунок 6 – Функціональна схема мікроконтролера

ня передається на комутатор диференціальних сигналів (КДС) і комутатор сигналів із загальним плюсом (КСЗП) через порт уведення-висновку для комутації визначеного каналу. Через порт уведення-висновку здійснюється також і запуск аналого-цифрового перетворювача (АЦП). Після тимчасового затримування, необхідного для перетворення мікросхемою АЦП аналогового сигналу в цифровий, через порт уведення-висновку відбувається читання з АЦП значення обраного параметра каналу, що комутується. Після завершення цієї процедури, мікропроцесор знову визначає наявність запиту від ЕОМ.

Якщо в системі встановлений РДС, то керування передається на групу входів РДС і здійснюється читання стану обраної тетради дискретних входів через ГР, УКДС і МС порт ІО. Після чого керування передається на КДС і КСОП.

На підставі викладеного матеріалу можна зробити висновок:

До переваг КМУВ варто віднести збір великої кількості технологічної інформації одночасно (128 дискретних і 48 аналогових сигналів), а також через низьку швидкодію вплив перешкод на високих частотах усунуто само собою.

До недоліків даної системи варто віднести наступне: низька швидкодія; «застаріла» елементна база, на якій зібраний КМУВ; комутатори не мають внутрішнього захисту; інтерфейс ІРПС не дає змогу збільшити кількість контролерів на лінії.

Розробка функціональної схеми

При розробці функціональної схеми контролера, що є складовою частиною системи збору технологічних параметрів ГПА компресорного цеху (КЦ) враховувалися вимоги, викладені в технічному завданні. На рис.6 зображено функціональну схему мікроконтролера. Дана схема містить наступні функціональні вузли:

- вузол процесора;
- сторожовий таймер WDT;
- перепрограмований постійний запам'ятовуючий пристрій(ППЗУ);
- вузол оптронної розв'язки ланцюгів по напрузі;
- аналого-цифровий перетворювач;
- фільтр нижніх частот;
- диференціальний підсилювач;
- контролер інтерфейсу RS-485;
- вторинне джерело живлення;
- цифрова схема зв'язку процесора й АЦП.

Розробка принципової схеми

Принципова схема контролера поділяється на дві частини: аналогову і цифрову.

Джерело вторинного живлення спроектовано в інституті автоматики і його можна застосувати в розроблюваному контролері.

Крім видачі стабілізованої напруги 5В, у джерелі живлення реалізовано гальванічну розв'язку щодо живлення процесора і цифрових схем Ucc і живлення контролера інтерфейсу RS-485 Urs. Для гальванічної розв'язки приймача діодні і транзисторні оптопари. Транзисторні оптопари поруч своїх властивостей вигідно

Мікропроцесорна система обробки технологічної інформації ГПА

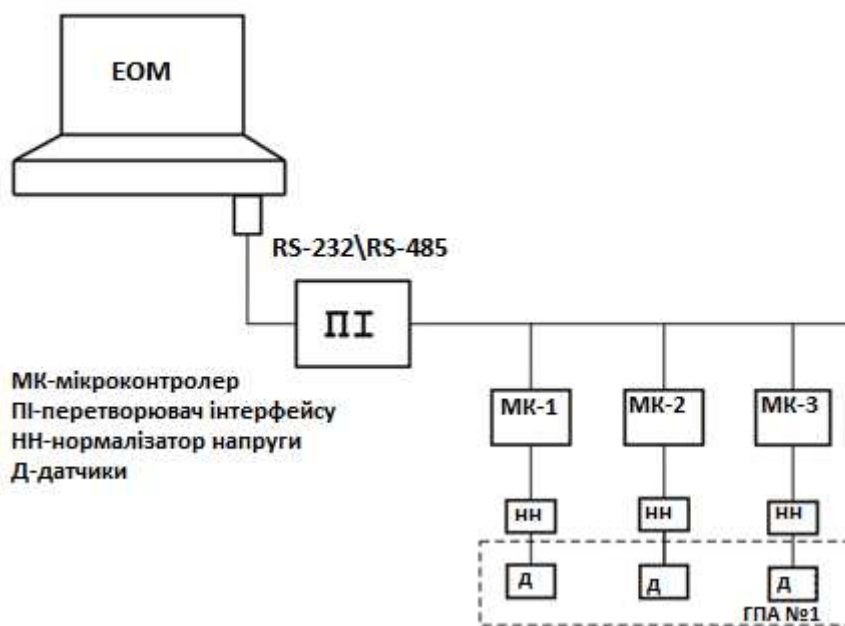


Рисунок 7 – Функціональна схема ГПА схема програмного забезпечення

відрізняються від інших видів оптронів. Це насамперед схмотехнічна гнучкість, що виявляється в тім, що колекторним струмом можна керувати як ланцюгом світодіода (оптично), так і базовим ланцюгом (електрично), а також у тім, що вихідний ланцюг може працювати й у лінійному й у ключовому режимі. Механізм внутрішнього посилення забезпечує одержання великих значень коефіцієнта передачі струму K_i , так, що наступні підсилювальні каскади не завжди необхідні. Важливо, що при цьому інерційність оптопар не дуже велика і для багатьох випадків цілком припустима. Вихідні струми фототранзисторів значно вищі, ніж, наприклад, у фотодіодів, що робить їх придатними для комутації широкого кола електричних ланцюгів. Нарешті, слід зазначити, що все це досягається при відносній технологічній простоті транзисторних оптопар.

Для захисту й індикації при неправильній полярності живлення застосовуємо стабілітрон BZV84C32, діод 1N4004 і два світодіоди L-53LGD, L-53LID.

Вузол узгодження рівня логічного 0 у каналі передачі від EOM до процесора реалізуємо на двох інверторах серії 74HC00N.

Розробка програмного забезпечення

Програмне забезпечення, пов'язане з роботою мікроконтролера, досить об'ємне і торкає практично всіх аспектів функціонування, як самого контролера, так і всієї системи збору параметрів ГПАКЦ.

Програмне забезпечення системи можна розподілити на дві складові:

1. Програма написана на одній з мов верхнього рівня. Ця програма зберігається і запускається в EOM.

2. Програма написана мовою Асемблер процесора. Ця програма зберігається в ПІЗУ контролера і починає свою роботу з моменту включення контролера (подачі на нього живлення).

Формат даних

Зв'язок програмувального контролера з комп'ютером здійснюється згідно протоколу MODBUS. Контролер визначений як відомий пристрій і може тільки відповідати на запити, що надходять від ведучого.

Параметри обміну:

Швидкість задається перемикачем на платі	(1200...115200)
Розрядність	8 біт;
Старт	1 біт;
Стіп	1 біт;

Контроль по паритету немає.

Обмін між пристроями завжди складається з двох повідомлень. Перше повідомлення є повідомленням запиту, що надходить від ведучого до визначеного відомого пристрою. Друге повідомлення - це одиночна відповідь, що надходить від відомого до ведучого. Обидва повідомлення відформатовані, як повідомлення MODBUS, що називають пакетами. Кожен пакет складається з послідовності байтів згрупованих у чотири поля, що описані нижче:

Адресне поле – перше поле в пакеті повідомлення. Складається з одного байта. У форматі пакета цей байт визначає адресу пристрою, до якого направляється запит. Кожному відомому пристрою в мережі зв'язку MODBUS привласнюється свій неповторюваний адрес.

Функціональне поле – друге поле в пакеті повідомлення. Складається з одного байта. Це

поле визначає функцію, яку відомий пристрій повинен виконати. Якщо відомий пристрій може виконати запитувану функцію, то функціональне поле відповіді буде таким же, як і поле запиту. Якщо відомий пристрій не може виконати запитувану функцію, то функціональне поле повертається з одиницею в старшому розряді. Це повідомляє ведучому пристрою, що відомий пристрій повертає повідомлення про помилку.

Поле даних – третє поле в пакеті повідомлення. Довжина поля залежить від типу функції.

Поле перевірки – останні два байти в пакеті. Значення цього поля обчислюється шляхом виконання циклічного контролю (CRC—16). Синхронізація пакетів здійснюється за рахунок завдання обмеження інтервалу часу між послідовними байтами в межах одного повідомлення. Якщо за час, необхідний на передачу трьох байт, не буде розпізнаний новий, то наступний прийнятий байт буде розглядатися як адресне поле нового повідомлення.

Представлення, внутрішня організація й опитування результатів виміру

Результати виміру по всіх аналогових каналах, представлені у виді двобайтового цілого значення зі знаком, містяться у внутрішні регістри пам'яті контролера і можуть бути лічені командою читання регістрів. При цьому результат виміру по каналу 0 міститься в регістр з адресою 0000h, по каналу 1 у регістрі з адресою 0001h т.д., по каналу 15 у регістр з адресою 000Fh.

Для опитування контролера використовується команда 03-читання регістрів даних.

Формат команди 03

Номер байта	Призначення	Приклад
1	адреса абонента	04
2	команда	03
3	номер рег.(ст.байт)	00
4	номер рег.(мол.байт)	00
5	урег.(ст.байт)	00
6	урег.(мол.байт)	04
7-8	CRC (мол.байт, ст.байт)	445C

Поле «значення номера регістра» може приймати значення від 0000h до 00FF.

Поле «кількість регістрів» може приймати значення від 0001h до 0010h, тобто однією командою читання можна прочитати шістьнадцять регістрів.

Формат відповіді на команду 03

Номер байта	Призначення	Приклад
1	адреса абонента	04
2	команда	03
3	лічильник інформ.байт	08
4	значення рег.1(ст.байт)	00
5	значення рег.1(мол.байт)	01
6	значення рег.2(ст.байт)	00

7	значення рег.2(мол.байт)	02
8	значення рег.3(ст.байт)	00
9	значення рег.3(мол.байт)	03
10	значення рег.4(ст.байт)	00
11	значення рег.4(мол.байт)	04
12-13	CRC (мол.байт, ст.байт)	1CD8

Формат відповіді на команду 03 з повідомленням про помилку

Номер байта	Призначення	Приклад
1	адреса абонента	04
2	команда	83
3	код помилки	01 чи 02
4-5	CRC(мол.байт, ст.байт)	1CD8

Поле «код помилки» може приймати значення:

01 – запитувана функція не підтримується пристроєм;

02 – запитуване адресне поле не підтримується пристроєм.

Програма (основний цикл) написана на мові високого рівня PL/M. Вона зберігається в пам'яті контролера.

Висновки

В даній роботі проаналізовано недоліки мікропроцесорної системи обробки технологічної інформації газорозподільних систем, а також їх вирішення.

Література

- Шевкопляс Б.В. Мікропроцесорні структури. Інженерні рішення: Довідник; 2-ге вид. перероб і доп. / Б.В. Шевкопляс. – Москва: Радіо і зв'язок, 1990. – 512 с.
- Калабеков Б.А. Цифрові пристрої і мікропроцесорні системи: Підручник для технікумів зв'язку. – Москва: Гаряча лінія-телеком, 2000. – 336 с.
- Контролер мережі вводу-виводу. Технічний опис.
- «СТА»№2/97. Пристрою зв'язку з об'єктом. Модулі фірми Advantech.
- Разевіг В.Д. Система проектування цифрових пристроїв OrCAD.-Москва:Солон-Р,2000.
- Фрідмен М., Івенс Л. Проектування систем з мікрокомп'ютерами: Пер. з англ. – Москва: Світ, 1986. – 405 с.
- Методичні вказівки з виконання магістерських робіт студентами інженерних спеціальностей факультету ТоіСУ. – Київ, КДУТД, 1999. – 12 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
23.04.14

Рекомендована до друку
професором **Горбійчуком М.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Ровінським В.А.**
(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)

Наука — виробництву

УДК 622.276.5:622.279.5

ВИКОРИСТАННЯ КАРПАТОЛУ ДЛЯ ДІЇ НА ПРОДУКТИВНІ ПЛАСТИ НАФТОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

¹С.М. Рудий, ¹М.І. Рудий, ²О.Р. Кондрат

¹НДПІ ПАТ "Укрнафта"; Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2 тел. (0342) 776141,
e-mail: nafta@ndpi.ukrnafta.com

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727141,
e-mail: alexkondrat@gmail.com

Проведені експериментальні дослідження та результати дослідно-промислових випробувань розроблених технологій дії з використанням нафтових сульфонатів свідчать про те, що значний економічний ефект від застосування карпатола досягається завдяки: значному зниженню міжфазного натягу на межі водний розчин ПАВ – вуглеводень (нафта, конденсат, газ); підвищенню коефіцієнта витиснення залишкової нафти; руйнуванню водо-нафтових емульсій; частковому відновленню початкової проникності забруднених взірців гірської породи; покращенню проникної здатності розчинів ПАВ в неоднорідні за проникністю та в гідрофобні пласти; впливу на реологію високов'язких нафт; покращенню процесу освоєння свердловин після проведення дії на пласт; достатньо високій технологічній ефективності технологій дії на пласт з використанням карпатола; підвищенню коефіцієнта продуктивності пласта після обробки.

Ключові слова: нафтовий сульфонат, ПАВ, залишкова нафта, водонафтова емульсія, підвищення нафтовилучення.

Проведенные экспериментальные исследования и результаты опытно-промышленных испытаний разработанных технологий воздействия с использованием нефтяных сульфонатов свидетельствуют о том, что значительный экономический эффект от использования карпатола достигается благодаря: значительному снижению межфазного натяжения на границе водный раствор ПАВ – углеводород (нефть, конденсат, керосин); повышению коэффициента вытеснения остаточной нефти; разрушению водонефтяных эмульсий; частичному восстановлению начальной проницаемости закольматированных образцов горных пород; повышению проникающей способности растворов ПАВ в неоднородные по проницаемости пласты; повышению проникающей способности растворов ПАВ в гидрофобные пласты; влиянию на реологию высоковязких нефтей; улучшению процесса освоения скважин после проведения воздействия на пласт; достаточно высокой технологической эффективности технологий воздействия с использованием карпатола; повышению коэффициента продуктивности пласта после обработки.

Ключевые слова: Нефтяной сульфонат, ПАВ, остаточная нефть, водонефтяная эмульсия, повышение нефтеотдачи.

The conducted experimental studies and pilot test results of the developed stimulation technologies by using petroleum sulfonate show that a considerable economic benefit from the use of Karpatol is achieved due to significant reduction of interfacial tension on the boundary of the surfactant aqueous solution and hydrocarbon (oil, condensate, petrol); the increase of the residual oil displacement factor, destruction of water-oil emulsions, partial initial permeability recovery of the contaminated rock samples, the improvement of surfactant solutions permeability property in non-uniform and hydrophobic strata, influence of high viscous oils on the rheology, improvement of wells completion after their stimulation, high technological efficiency of the well stimulation technologies by using Karpatol, and increase of the reservoir productivity factor after treatment.

Key words: petroleum sulphonate, surface-active agent, residual oil, water-oil emulsion, enhanced oil recovery

Вступ

Дія на продуктивні пласти видобувних свердловин розчинами поверхнево-активних речовин (ПАВ) поряд з кислотними розчинами є найбільш поширеними хімічними методами

інтенсифікації видобування нафти і газу. Для цього використовують цілий ряд ПАВ різного класу – нафтові сульфонати, сульфенол, стінол, ненол, превоцел, савенол, жиринокс тощо. Вони здатні виконувати різні функції – нафто- і конденсатовитиснення, піноутворення, зни-

ження міжфазного натягу на межі різних рідин, емульгування та деемульгування водонафтових сумішей, пониження в'язкості аномальних нафт, попередження утворення кислих гудронів, захист металічної поверхні від корозії, очищення порового середовища від привнесених забруднень та інші.

Особливе місце серед досліджених ПАР займають нафтові сульфонати. Зазвичай такі поверхнево-активні системи крім суміші нафтових сульфонатів алкіларильного типу з молекулярною масою 400-500, також містять допоміжні ПАР, непросульфовані вуглеводні, електроліти (сульфати натрію чи амонію) і воду. Стабільність цієї системи визначається міцелярною будовою, завдяки чому чотири несумісні реагенти утворюють в розчині стійкі конгломерати значного об'єму. Через таку будову розчинів нафтових сульфонатів їх ще називають міцелярними розчинами.

Відомі чотири торгові форми розчинів нафтових сульфонатів – карпатол, мирол, КНС та сумирол (їх відмінність полягає у використанні різних базових вуглеводневих сумішей для сульфонування і отримання сульфонатів різної молекулярної маси). Хімічна будова сульфонованих вуглеводнів, сульфуючі агенти та умови сульфонування є найважливішими чинниками, що впливають на будову нафтових сульфонатів, і в кінцевому результаті на їх функціональні властивості. Нафтові сульфонати можна отримувати сульфонуванням сирої і відбензинованої нафти, а також продуктів їх переробки – газойлів, екстрактів очищення олів, попередньо деполімеризованих фракцій продуктів каталітичного крекінгу і піролізу тощо. Сульфонування, зазвичай, проводять: 98 % сірчаною кислотою, олеумом різної концентрації, газоподібним сірчанам ангідридом і розчином сірчаного ангідриду в сірчистому ангідриді.

В даний час карпатол випускають у двох торгових формах – карпатол УМ-1 та карпатол УМ-2. Карпатол УМ-1 є міцелярним розчином нафтових сульфонатів, що переважно використовують для дії на пласти з незначною мінералізацією пластової води (особливо за вмістом іонів кальцію та магнію). Карпатол УМ-2 є стабілізованою формою карпатола УМ-1, що дає змогу використовувати його у пластах з високою мінералізацією пластової води (утворення нерозчинних продуктів при змішуванні з іонами кальцію та магнію не спостерігається).

Формування проблеми

Раніше вже повідомлялось, що розчини нафтових сульфонатів (карпатол, мирол, КНС) володіють особливими функціональними властивостями: низьким міжфазним натягом на межі з вуглеводнями [1, 2], високою нафтовитисною здатністю [1, 3, 4], високими показниками адсорбції [1, 5] та забезпечують високу технологічну ефективність при дії на продуктивні пласти нафтових свердловин [1, 6, 7]. Значний об'єм проведених у подальшому лабораторних досліджень та дослідно-промислових випробу-

вань технологій дії на пласт з використанням нафтових сульфонатів свідчить про достатню універсальність цього класу поверхнево-активних речовин і можливість розширення області його використання.

Тому метою даної роботи є дослідження основних функціональних властивостей нафтових сульфонатів у складі торгового продукту "карпатол" з метою максимально ефективного його використання при інтенсифікації роботи нафтових і газоконденсатних свердловин та розширення областей можливого використання даного продукту.

Методики робіт, використані для проведення досліджень

Визначення міжфазного натягу розчинів карпатола різної концентрації на межі з вуглеводнями (нафтою, конденсатом) при температурі в діапазоні 20-100 °С проводили за методом обертової краплі на приладі ВМН-1. Більш детально вказана методика описана в СОУ 11.1-00135390-023:2005 [8].

Для визначення коефіцієнта витиснення залишкової нафти використовували експрес-методику, в якій спочатку моделювали умови повного витиснення нафти водою, а потім до витиснення залишкової нафти 5 % водним розчином карпатола [8]. Як породу використовували мелену фракцію певного розміру, виготовлену з порід-колекторів нафтових родовищ. Температура досліду відповідала пластовій температурі. Для підтвердження отриманих за експрес-методикою результатів витиснення залишкової нафти розчинами ПАР моделювання процесу переноситься на природні взірці гірських порід в умовах що максимально відповідають пластовим. Більш детально дану методику описано в СОУ 11.1-00135390-023:2005 [8].

Нагнітання водного розчину карпатола в забруднені водонафтовою емульсією взірці гірських порід забезпечує відновлення їх проникності. Методика вказаних досліджень полягала в моделюванні забрудненої моделі пласта. Для цього після визначення початкової проникності за 2 % розчином хлориду кальцію у взірець гірської породи почергово нагнітали дегазовану нафту Долинського родовища та 2 % розчин CaCl_2 (5 циклів). Після створення забрудненої моделі пласта знову визначали проникність за 2 % розчином хлориду кальцію [9]. Для деблокування моделі пласта нагнітали 5 % розчин карпатола в об'ємі одного порового об'єму. Після стабілізації тиску під час промивання моделі пласта 2 % розчином CaCl_2 знову визначали кінцеву проникність взірця породи.

Для вивчення механізму фільтрації різних поверхнево-активних систем використовували спеціальну модель неоднорідного за проникністю пласта. Модель неоднорідного пласта представляла собою систему з трьох взірців з різною проникністю (0,0195-0,0215, 0,0085-0,0095 та 0,0015-0,0035 мкм^2), типовою для умов Долинського родовища [9]. Як технологічні рідини використовували пластову воду, 5 % розчин

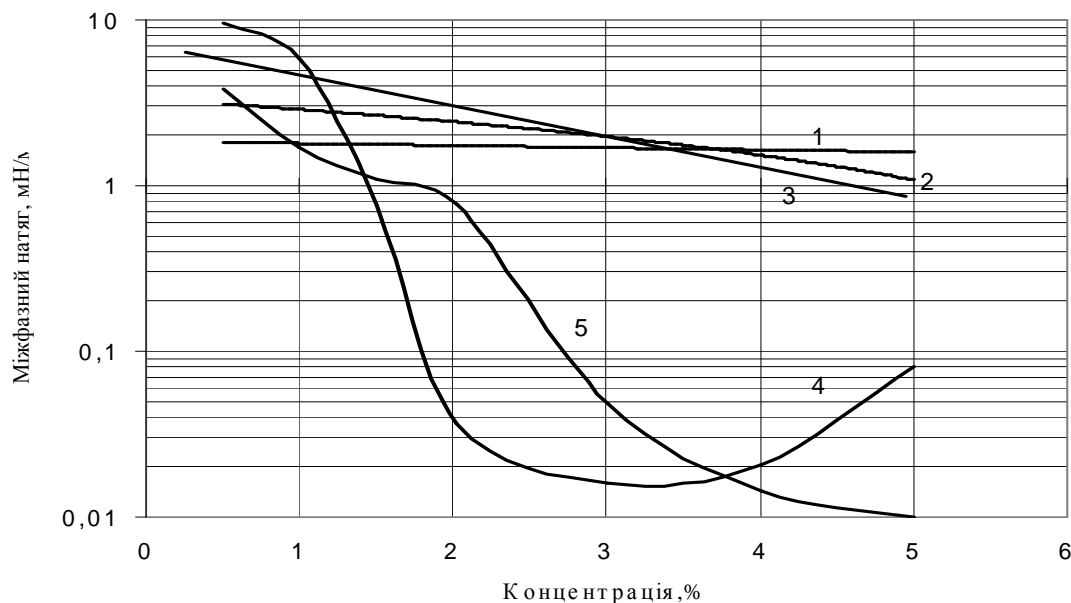


Рисунок 1 – Ізотерми міжфазного натягу розчинів ОП-10 (1), суміші ОП-10 і сульфону (2), сульфону (3), карпатола (4) і ГНА (5) на межі з нафтою Долинського родовища

карпатола, розчин савенулу різних концентрацій. Особливістю методики є нагнітання технологічного розчину одночасно в три взірці та індивідуальне вимірювання витрати рідини, що проходить через кожний взірець.

Капілярне просочування гідрофобних взірців проводили при кімнатній температурі. Прокстраговані спиртобензолною сумішшю і висушені до постійної ваги взірці занурювали на 1-2 мм в розчин карпатола і витримували їх в рідині впродовж 50-170 годин. Кількість увібраної породою рідини (V_p) визначали шляхом періодичного зважування взірців. Після завершення капілярного просочування взірці відвакуумували, донасичували їх розчином карпатола, зважували та визначали об'єм порового простору (V_n) і проникність їх по рідині насичення. Коефіцієнт насичення гідрофобних взірців (K_n) в процесі капілярного просочування визначали із залежності: $K_n = V_p / V_n$ [10].

В'язкість нафтових сумішей з карпатолам вивчали на реовіскозиметрі Хеплера. На основі отриманих даних визначали коефіцієнти степеневого закону. Для порівняння отриманих результатів показники динамічної в'язкості отриманих сумішей представлені за значенням показника швидкості зсуву при 10000 с^{-1} [10]. Основні дослідження проведені на нафті, яку відібрано зі свердловини 230-Бугруватівська.

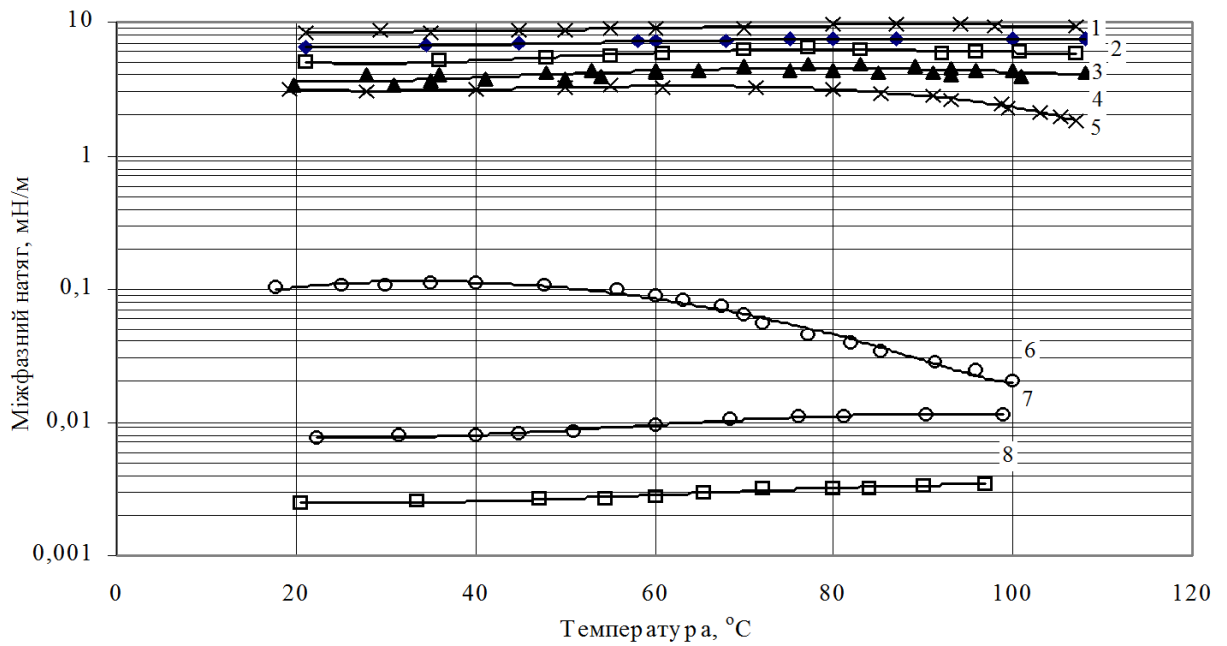
Оцінку стану привибійної зони пласта до і після нагнітання карпатола визначали за результатами гідродинамічних досліджень свердловини за характером зміни кривих КВТ згідно з СОУ 11.1-00135390-197-2012 [11].

Результати досліджень

Проведені експериментальні дослідження та результати дослідно-промислових випробувань технологій дії з використанням нафтових сульфонатів свідчать про те, що позитивними

властивостями карпатола, які можуть бути застосовані при інтенсифікації роботи видобувних свердловин, є: значне зниження міжфазного натягу на межі водний розчин ПАР – вуглеводень (нафта, конденсат, газ); підвищення коефіцієнта витиснення залишкової нафти; руйнування водо-нафтових емульсій; часткове відновлення початкової проникності забруднених взірців гірської породи; покращення проникної здатності розчинів ПАР в неоднорідні за проникністю та в гідрофобні пласти; вплив на реологію високов'язких нафт; покращення процесу освоєння свердловин після проведення дії на пласт; достатньо висока технологічна ефективність технологій дії на пласт з використанням карпатола; підвищення коефіцієнта продуктивності пласта після його оброблення розчином ПАР.

При використанні водних розчинів карпатола зниження міжфазного натягу на межі з нафтою є досить інтенсивними і може досягати другого-четвертого знаку після коми (рис. 1). За цим показником карпатола суттєво переважає неіоногенні ПАР (у нашому випадку неонол) і аніоноактивні ПАР (у нашому випадку сульфону), які максимально зменшують міжфазний натяг до 1 мН/м. Встановлено, що величина зниження міжфазного натягу значною мірою визначається концентрацією ПАР, температурою та типом вуглеводню. Наприклад, карпатола при збільшенні концентрації від 0,5 % до 3,5 % зменшує міжфазний натяг на межі з нафтою Долинського родовища з 9,5 до 0,016 мН/м. Подальше збільшення концентрації карпатола до 5 % призводить до зростання міжфазного натягу до 0,08 мН/м. У разі використання конденсату у всьому дослідженому діапазоні концентрацій (від 0,0625 % до 4 %) спостерігається зниження міжфазного натягу з 9 до 0,025 мН/м (рис. 2).



1- 0,0625 %; 2 – 0,125 %; 3 – 0,25 %; 4 – 0,5 %; 5 – 1 %; 6 – 2 %; 7 – 3 %; 8 – 4 %

Рисунок 2 – Ізотерми міжфазного натягу водного розчину карпатола різної концентрації на межі з конденсатом

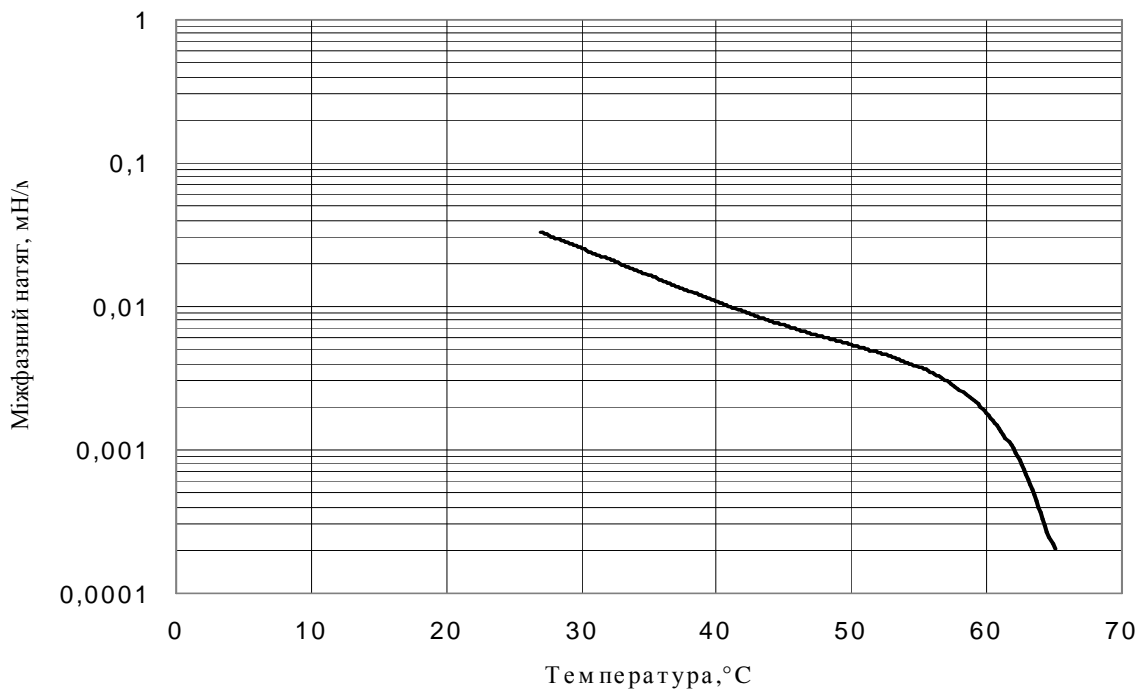


Рисунок 3 – Залежність міжфазного натягу 5 % розчину карпатола на межі з нафтою Долинського родовища

Але найбільший вплив на міжфазний натяг розчинів карпатола спричиняє температура. Встановлено, що зростання температури спричиняє постійне зниження міжфазного натягу на межі з нафтою Долинського родовища (рис. 3). Особливо цей вплив посилюється після температури 60°C. У разі використання конденсату вплив температури залежить від концентрації: для низькоконцентрованих розчинів (до 0,5 %) карпатола він майже відсутній, для розчинів

середньої концентрації (0,5-2 %) – спостерігається незначне зниження міжфазного натягу і для концентрованих розчинів карпатола (вище 3 %) – незначне зростання міжфазного натягу. Такий характер залежності міжфазного натягу від температури та типу вуглеводню, що межує з розчином карпатола, мабуть пов'язаний з наявністю аномальності важких вуглеводнів, що входять до складу нафти. Конденсат, що переважно складається з легких вуглеводнів, є нью-

тонівською рідиною. Зростання температури дає змогу суттєво зменшувати аномальні властивості (динамічна в'язкість, нен'ютонівська поведінка) нафти, що в комплексі з поверхневою активністю карпатола забезпечує суттєве зниження міжфазного натягу на межі з такою нафтою.

Таким чином, водні розчини карпатола володіють дуже низькими показниками міжфазного натягу на межі з різними вуглеводнями (нафта, конденсат, газ). Такі показники міжфазного натягу не забезпечує ні один розчин ПАР, їх можна отримати тільки при використанні спеціальної комбінації реагентів. Наявність таких властивостей у карпатола дозволяє йому покращити нафтовитисну здатність, проникну здатність в поровий колектор, прискорити процес освоєння свердловин.

Використання водних розчинів карпатола забезпечує ефективне витиснення залишкової нафти для більшості нафтових родовищ України. Проведені дослідження свідчать, що використання 5 % розчину карпатола забезпечує витиснення від 20 % до 70 % залишкової нафти для різних родовищ України (табл. 1). Такі високі показники коефіцієнту витиснення характеризують карпатола як ефективний реагент для дії на пласт як у при вибійній зоні, так і на поклад в цілому. Особливо це важливо в умовах часткового або значного обводнення продукції нафтових свердловин. За таких умов фільтрація нафти та води поровим колектором може відбуватися по чергово, що може призводити до ускладнень при фільтрації вуглеводнів через водонасичену зону пласта та до інтенсивного утворення водо-нафтової емульсії, яка, зазвичай, має більшу в'язкість, ніж окремі її компоненти. Тому витиснення з порового колектору залишкової нафти та водо-нафтової емульсії,

Таблиця 1 – Усереднені значення коефіцієнта витиснення залишкової нафти (у %) 5 % розчином карпатола для нафт різних родовищ України

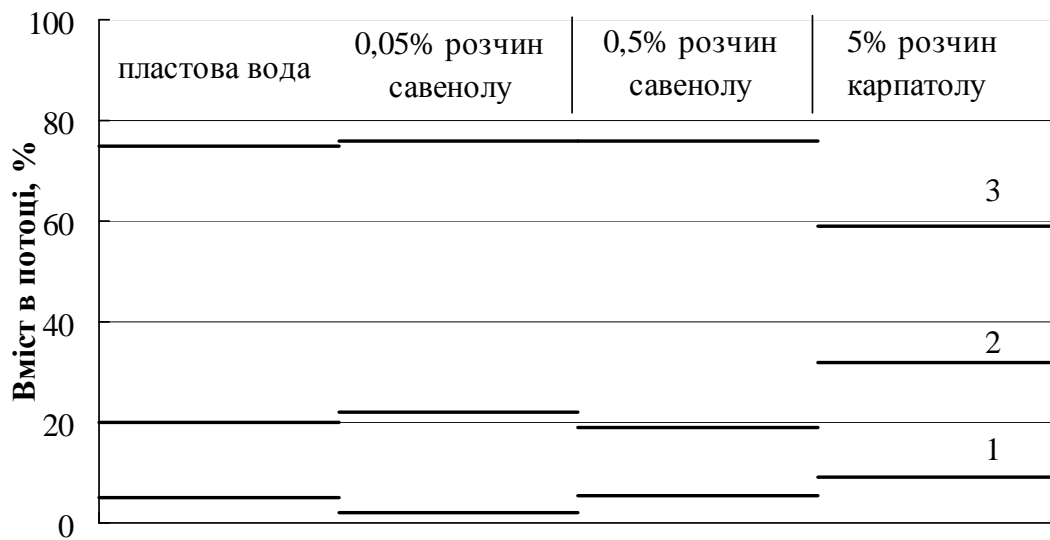
Родовище	Коефіцієнт витиснення залишкової нафти
Долинське	33-59
Битківське	31-64
Луквинське	22-45
Бистрицьке	31-45
Бориславське	30-38
Бугруватівське	32-52
Турутинське	30-40
Бубнівське	25-36
Качанівське	13-45
Прилуцьке	29-49
Малодівицьке	25-35
Голубівське	40-61
Решетняківське	30-46
Новогригорівське	31-69
Суходолівське	34-40

крім збільшення видобутку вуглеводнів, також забезпечуватиме часткове зростання проникності пласта завдяки очищенню порових каналів від забруднень, що утворюються під час експлуатації свердловини. Підтвердженням високих нафтовитисних властивостей карпатола також є результати моделювання міцелярно-полімерного заводнення для умов вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища на природних взірцях породи. Встановлено, що шляхом циклічного нагнітання розчину карпатола, розчину полімеру та води з моделі пласта витискається 38,0-40,0 % залишкової нафти.

Карпатола має здатність витискати і конденсат, що випадає в поровому просторі газоконденсатних родовищ. Встановлено, що нагнітання 0,05-0,5 % розчинів карпатола забезпечує витиснення 6-27 % залишкового конденсату. Подальше підвищення концентрації карпатола в розчині для цієї мети призводить до його солюбілізації в міцелярній структурі розчину ПАР. У разі використання іншого міцелярного розчину миролу показники витиснення конденсату є ще вищими. Наприклад, при 15% конденсатонасиченості моделі нагнітання в неї 1 % водного розчину миролу забезпечує витиснення 21 % сконденсованих вуглеводнів, 3 % розчину миролу – 33 %, а 5 % розчину миролу – 42 %. При збільшенні конденсатонасиченості моделі до 30 % показники витиснення є ще вищими – відповідно 47 %, 59 % та 68 % сконденсованих вуглеводнів.

Почергова фільтрація води і нафти в поровому середовищі пласта досить часто призводить до утворення водо-нафтової емульсії, яка завдяки високим показникам в'язкості спричиняє погіршення продуктивності пласта через його часткове блокування. Встановлено, що в результаті почергового нагнітання мінералізованої води і нафти (п'ять циклів) проникність взірця зменшилась з 0,0347 мкм² до 0,0104 мкм² (тобто у 3,33 рази). Завдяки нагнітання 5 % розчину карпатола проникність взірця зросла до 0,0213 мкм² (коефіцієнт зростання проникності становить 2,05). Коефіцієнт відновлення проникності забрудненого взірця при цьому становить 67 % від початкового значення. Отримані результати свідчать про те, що карпатола має здатність руйнувати водо-нафтові емульсії завдяки розчиненню води і нафти в структурі міцелярного розчину ПАР і їх винесенні з порового середовища пласта. За ефективністю дії розчин карпатола забезпечує зростання продуктивності забрудненого пласта на рівні кислотних розчинів. Проте, неповне відновлення проникності взірців гірських порід свідчить про необхідність повторення вказаного процесу дії для забезпечення повного розчинення водо-нафтової емульсії в розчині карпатола.

Спостереження за роботою нафтових свердловин після їх оброблення міцелярними розчинами дало можливість встановити цікавий факт – пластова вода, що видобувається зі свердловини, має поверхневу активність. При цьому, поверхнева активність води зберігається навіть після виходу з пласта основної кількості



1 – низькопроникний 2 – середньопроникний 3 – високопроникний

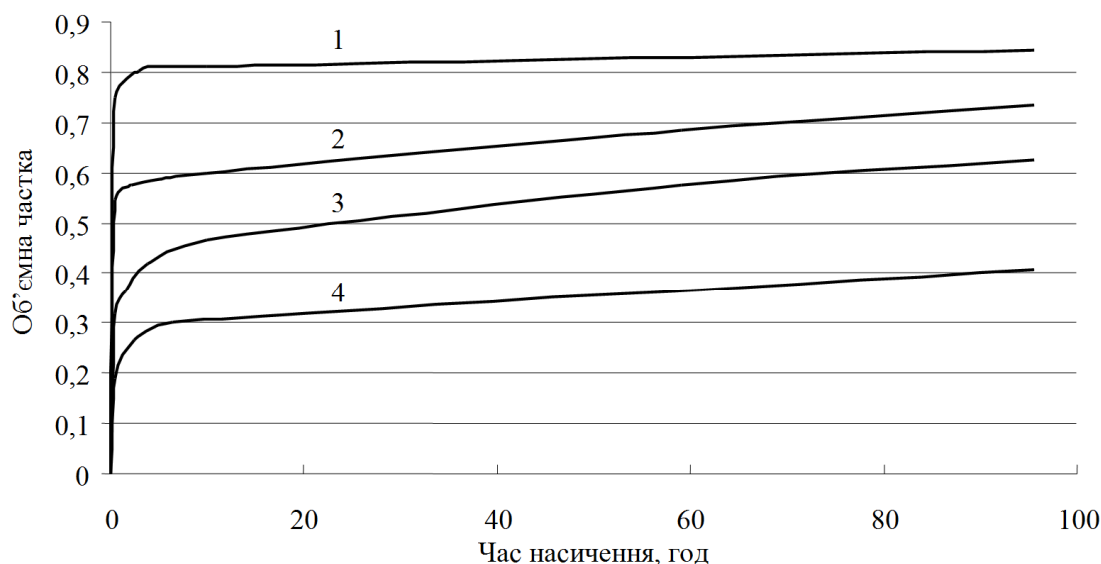
Рисунок 4 – Залежність відносної витрати розчинів ПАР по прошарках різної проникності при швидкості прокачування 0,003 см³/с

адсорбованої поверхнево-активної речовини, що відбувається в перші п’ять – десять діб після проведення методу інтенсифікації (тобто в умовах коли ПАР у пластовій воді вже не визначається відомими методиками досліджень). В цей час міжфазний натяг пластової води становить 0,1-5 мН/м, що відповідає міжфазному натягу водних розчинів більшості неіоногенних ПАР. В подальшому міжфазний натяг поступово піднімається до величини, що характерна для звичайної пластової води. Тривалість цього процесу є різною для кожної свердловини і становить від одного тижня до кількох місяців. Лабораторні дослідження, проведені з такою поверхнево-активною пластовою водою, свідчать, що коефіцієнт відновлення проникності нафтонасичених взірців після їх нагнітання становить 68,7-84,3 %. Для звичайної пластової води цей коефіцієнт менший і становить 57,4-65,8 %, (тобто використання поверхнево-активної пластової води покращує відновлення проникності нафтонасичених зразків на 10-20 %). Таким чином, нагнітання водного розчину карпатола забезпечує покращення процесу освоєння нафтової свердловини після проведення методу дії завдяки низьким значенням міжфазного натягу розчину ПАР та збереженню цього явища при роботі свердловини тривалий період часу (до кількох місяців). Крім того, така поверхнево-активна пластова вода (за умови її окремого збирання) може використовуватись як рідина глушіння у нафтових свердловинах під час проведення підземних чи капітальних ремонтів свердловин.

Низькі значення міжфазного натягу розчину карпатола покращують його проникнення у пори малого діаметру в умовах неоднорідного за проникністю продуктивного пласта. Отримані результати представлені на рисунку 4. Встановлено, що при використанні пластової води фільтрація по трьох різних прошарках відбувається у співвідношенні 75:20:5. Викори-

стання малоконцентрованого 0,05 % розчину савенолу призводить до погіршення фільтрації такої системи в низькопроникний прошарок – співвідношення між прошарками становить 76:22:2. Тобто високі показники міжфазного натягу 0,05 % розчину савенолу не забезпечують прісній воді проникнення в низькопроникний прошарок. Підвищення концентрації савенолу в прісній воді до 0,5 % покращує проникнення води в низькопроникний прошарок – співвідношення витрат по різних прошарках стає подібним до пластової води (76:19:5). І тільки у разі використання 5 % розчину карпатола досягається значне покращення руху поверхнево-активної системи в середньо- та низькопроникні прошарки. Для середньопроникного прошарку фільтрація рідини становить 32 % від усього об’єму пропомпованої рідини, а для низькопроникного прошарку – до 9 %. Відповідно зростання фільтрації у вказані прошарки порівняно з пластовою водою становить 13 і 4 %. Отримані результати свідчать про те, що використання розчину карпатола забезпечує більш рівномірне оброблення неоднорідного за проникністю продуктивного пласта порівняно з іншими поверхнево-активними системами.

Низькі значення міжфазного натягу розчину карпатола також покращують його проникнення в гідрофобні пласти. Отримані результати, що представлені на рисунку 5, свідчать про те, що водні розчини карпатола ефективно здатні насичувати гідрофобні взірці гірських порід, які насичуються водою досить слабо. При цьому, коефіцієнт насичення взірців значною мірою залежить від концентрації карпатола. Так, при 1 % вмісті карпатола коефіцієнт насичення є вищим за гас, в той же час як для 5 % карпатола – меншим. Це дає змогу використовувати поверхнево-активні системи на основі карпатола для дії на гідрофобні пласти, в яких використання інших водних систем пов’язано з



1 – 1 % карпатолю; 2 – газ; 3 – 5 % карпатолю; 4 – вода

Рисунок 5 – Відносний приріст об'єму гідрофобного взірця залежно від рідини насичення

певними ускладненнями (високі тиски нагнітання тощо).

Ще однією цікавою властивістю розчинів карпатолю є їх здатність зменшувати в'язкість високов'язких нафт. Встановлено, що при 2 % вмісті нафтових сульфонатів в'язкість бугруватівської нафти зменшується в 3,5 рази, а при 20 % вмісті – в 5,5 разів. І хоч за цим показником карпатолю поступається іншим ПАВ, таким як жиринокс чи савенол, але завдяки впливу на реологію аномальних нафт при дії на привибійну зону в результаті переходу нафтових сульфонатів з водного середовища в нафтове буде покращуватись фільтрація такої нафти до стовбуру свердловини та зменшуватись ускладнення при її підйомі на поверхню. В комплексі з високою нафтовитисною здатністю наявність впливу на реологію аномальних нафт забезпечуватиме карпатолю високу технологічну ефективність при його використанні на родовищах високов'язких нафт.

Методи інтенсифікації роботи нафтових свердловин з використанням розчинів карпатолю найбільше застосовують в НГВУ "Долина нафтогаз". В цілому за всі роки його використання за різними технологіями проведено більше 300 операцій. При самостійному використанні карпатолю додатковий видобуток нафти в середньому на одну операцію становить 612 тонн при успішності приблизно 90 %. Необхідно зазначити, що на початковому етапі використання карпатолю за ефективністю застосування такі обробки були альтернативою проведенню гідророзривів пластів. Так, в середньому на одну обробку кислотна дія забезпечувала збільшення дебіту нафти на 2,1 т/д, гідророзрив пласта – 3,2 т/д, а дія з використанням карпатолю – 5,6 т/д. При цьому максимальний видобуток нафти спостерігався у свердловинах з обводненням продукції понад 90 %. Зменшення обводнення продукції призводило і до зниження ефективності використання карпатолю.

В даний час методи інтенсифікації з використанням карпатолю на родовищах ПАТ "Укрнафта" здійснюються переважно за схемою селективної дії шляхом послідовного нагнітання міцелярного розчину та тимчасово блокуючих систем різного складу. Це пов'язано з тим, що інтенсивне застосування карпатолю поступово призводить до зниження технологічної ефективності повторних методів дії. Тому, в умовах неоднорідних за проникністю продуктивних пластів більш раціональним є попереднє блокування обводнених прошарків та дія на низькопроникні нафтонасичені прошарки розчином карпатолю.

Використання технологій селективної дії на основі карпатолю дало змогу підвищити ефективність цих методів – спостерігається зростання коефіцієнта продуктивності пластів та збільшення дебіту свердловини по нафті. Наприклад, свердловина 710-Долинська експлуатує вигодсько-бистрицький поклад. До проведення вказаної дії в ній здійснено п'ять методів інтенсифікації: дві селективні дії з використанням КНС та полімеру "Полікар", дві глинокилотні обробки на основі фосфорної кислоти з попереднім блокуванням обводнених пластів та селективна дія з використанням КНС та саморуйнуючого полімерного розчину. В результаті проведеної селективної дії з використанням саморуйнуючого полімерного розчину та міцелярного розчину (05.10.2008 р.) додатковий видобуток нафти становить 278,88 т, а газу – 60,82 тис. м³. Дебіт рідини після обробки збільшився з 0,53 м³/д до 17,91 м³/д. За результатами інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин (ГДДС) спостерігається покращення провідності привибійної зони свердловини (рис. 6).

Отримані результати гідродинамічних досліджень свердловини до і після обробки підтвердили здатність карпатолю до збільшення проникності продуктивного пласта завдяки

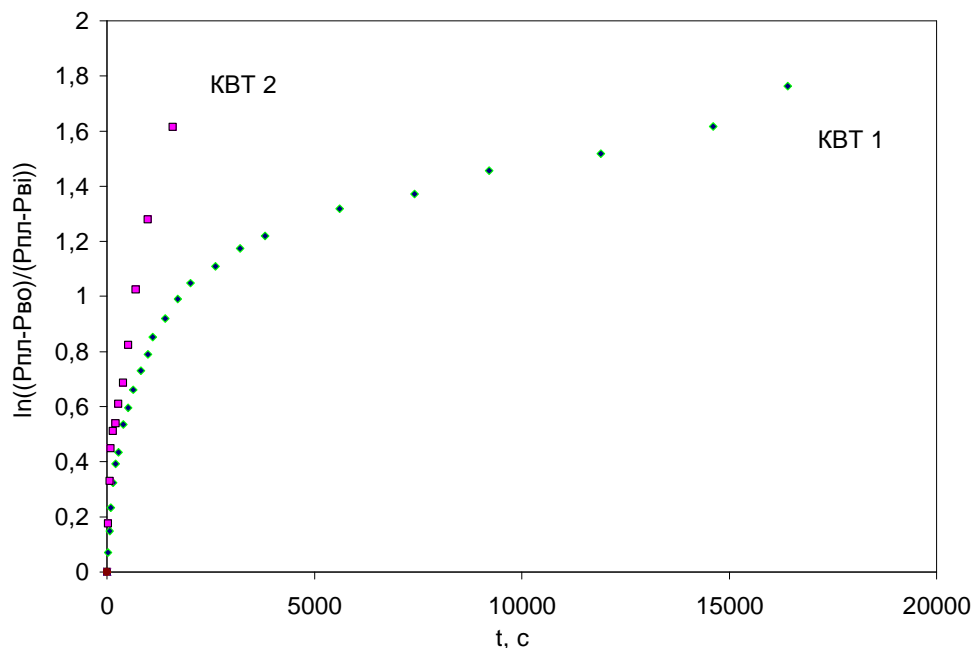


Рисунок 6 – Оцінка стану ПЗП до і після проведення селективної дії з використанням саморуйнуючого полімерного розчину у свердловині 710-Долинська за результатами інтерпретації ГДС

очищенню привибійної зони пласта від привнесених забруднень та водо-нафтової емульсії, що було раніше встановлено при лабораторних дослідженнях впливу карпатола на проникність взірців гірських порід, забруднених вуглеводнями.

Висновки

Проведений комплекс лабораторних та промислових робіт свідчить, що нафтові сульфонати торгового продукту «карпатола» є високоефективною поверхнево-активною речовиною, що володіє унікальними функціональними властивостями та може бути використана в різних геолого-промислових умовах нафтових і газоконденсатних родовищ на середній та пізній стадії їх розробки з метою покращення роботи видобувних свердловин. Завдяки наявності низьких показників міжфазного натягу та високих показників коефіцієнта витиснення залишкової нафти використання водних розчинів карпатола є ефективним методом інтенсифікації роботи більшості видобувних свердловин. А здатність нафторозчинних сульфонатів зі складу карпатола переходити у нафту спричиняє зниження аномальних властивостей таких нафтових сумішей, що, відповідно, покращує її фільтрацію до стовбура свердловини та частково зменшує її в'язкість. Все це в комплексі розширює можливість використання карпатола і на родовищах з аномальними властивостями нафти (висока в'язкість нафти при кімнатних температурах, високий вміст парафінів тощо).

Іншим важливим чинником, що розширює можливості використання карпатола, є здатність водних розчинів покращувати проник-

нення у низькопроникні прошарки неоднорідного за проникністю продуктивного пласта та у гідрофобні пласти. Завдяки цьому досягається рівномірність оброблення всього продуктивного пласта під час використання одного технологічного розчину – тобто водні розчини карпатола володіють селективністю щодо проникнення у низькопроникні прошарки пласта. При необхідності такі властивості міцелярних розчинів можуть бути посилені завдяки введенню інших хімічних реагентів або застосуванню певних технологічних прийомів.

Підтвердженням результатів проведених лабораторних досліджень функціональних властивостей водних розчинів карпатола є розроблення близько десятка технологій дії на пласт з використанням карпатола. Апробація розроблених технологій на родовищах ПАТ «Укрнафта» підтвердила їх високу технологічну ефективність як за збільшенням додаткового видобутку нафти, так і за збільшенням коефіцієнта продуктивності пласта після проведення запланованої дії.

Література

- 1 Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» [за загаль. ред. Михайлюка В.Д., Рудого М.І.]. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2009. – 400 с.
- 2 Михайлюк В.Д. Міжфазний натяг як функція поверхневої активності поверхнево-активних речовин / В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий, С.М. Рудий // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 5. – С. 26-28.
- 3 А.с. 1571224 СССР. МКИ Е21В 43/27. Состав для обработки призабойной зоны пласта / Городнов В.П., Фещук О.В., Михайлюк В.Д.

и др. – № 4456985/22-3. – Заявл. 19.07.88; Оpubл. 15.06.90, Бюл. №22.

4 Кондрат О.Р. Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР / О.Р. Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №1. – С.34-38.

5 Ліскевич Є.І. Адсорбція поверхнево-активних речовин як чинник ефективності їх застосування в процесах нафтовидобутку / Є.І. Ліскевич, М.І. Рудий, В.Д. Михайлюк // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 1. – С. 42-44.

6 Касянчук В.Г. Результаты искусственно-воздействия на призабойную зону продуктивных пластов в НГДУ "Долинанефтегаз" / В.Г. Касянчук, И.А. Пилипец // Нефтепромысловое дело. – 1984. – №7. – С.12-13.

7 Рудий М.І. Технології дії на привибійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин / М.І. Рудий, С.М. Рудий // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 1. – С. 45-48.

8 СОУ 11.1-00135390-023:2006 Свердловини на нафту і газ. Обробка свердловин з використанням розчинів поверхнево-активних речовин і їх композицій. – Введено в дію 01.06.06. – Івано-Франківськ, 2006. – 70 с.

9 Рудий М.І. Нові технології кислотної дії на привибійну зону пласта / М.І. Рудий. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2010. – 285 с.

10 Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» [за заг. ред. Михайлюка В.Д., Рудого М.І.]. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2009. – 400 с.

11 СОУ 11.1-00135390-197-2012. Визначення технологічної доцільності обробки привибійної зони [Текст]. – Введено в дію 30.03.12. – К.: ПАТ «Укрнафта», 2012. – 35 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуlichem Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Дорошенком В.М.
(управління геології та розробки родовищ
нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*

РОЗРОБКА КОНСТРУКЦІЇ ПРИСТРОЮ ДЛЯ ВИПРОБУВАННЯ ПРОТИВИКИДНОГО ОБЛАДНАННЯ СВЕРДЛОВИН

В.Г. Панчук, Л.О. Борушак, В.В. Врюкало

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727126,
e-mail: v_panch@ukr.net

Робота присвячена проблемі перевірки противиکیدного обладнання устя свердловин на герметичність перед вводом в експлуатацію чи після капітального ремонту. Наразі вказані випробування проводяться з використанням пересувної насосної установки високого тиску, через що тривалість випробувань та їхня вартість суттєво зростають. Відомий пристрій для проведення випробувань противиکیدного обладнання на герметичність без пересувної насосної установки, проте надійність і ефективність його невисока з причини ненадійної герметизації необхідного об'єму свердловини. Авторами статті запропоновано конструкцію пристрою, новизною якого є вузол для забезпечення підвищеної герметичності випробуваного об'єму та внутрішній поришневий нагнітач тиску робочого середовища. В основі конструкції герметизуючого вузла закладено двобічну розтискну цангу з еластичними манжетами. Герметизацію здійснюють розтисканням кінців цанги, на яких змонтовані манжети, а високий тиск створюють силою тяги поршня.

Конструювання пристрою та перевірку працездатності його елементів виконано із застосуванням комп'ютерних технологій, що базуються на методі скінченних елементів.

Ключові слова: устя свердловини, превенторний блок, фонтанна арматура, маніфольд, герметичність, цанга, манжета.

Робота посвячена проблеме проверки противовыбросового оборудования устья скважин на герметичность перед вводом в эксплуатацию или после капитального ремонта. Сейчас подобные испытания производятся с использованием передвижной насосной установки высокого давления, вследствие чего длительность испытаний и их стоимость существенно возрастают. Известно устройство для проведения испытаний противовыбросового оборудования на герметичность без передвижной насосной установки, но надежность и эффективность его невисока вследствие ненадежной герметизации необходимого объема скважины. Авторами статьи предложена конструкция устройства, новизной которого является узел для обеспечения повышенной герметичности испытываемого объема и внутренней поришневой нагнетательной цанга с эластичными манжетами. Герметизацию производят разжимом концов цанги, на которых смонтированы манжеты, а высокое давление создают силой тяги поршня.

Конструирование устройства и проверка работоспособности его элементов выполнены с использованием компьютерных технологий, базирующихся на методе конечных элементов.

Ключевые слова: устье скважины, цанга, напряжения, герметичность, превенторный блок, фонтанная арматура, манифольд, герметичность, цанга, манжета

The article deals with the issue of testing of the wellhead blowout preventers for integrity before placing a well on production or after workover. At present, the mentioned tests are conducted with the help of a mobile high-pressure pumping unit which has considerably increased the test time and their cost. The equipment for conducting tests of the blowout preventers for integrity without the mobile high-pressure pumping unit is known but its reliability and efficiency are not high because of insecure sealing of the needed well section. The authors of the article developed the equipment design which has an inner piston supercharger of the process pressure and assembly for providing higher sealing of the tested object. The sealing assembly design is based on the double-sided expanding collet with elastic cuffs. Sealing is conducted by moving apart the collet ends on which there are cuffs and the high pressure is created by the piston pull force.

Designing of the equipment and testing of its elements was conducted with the help of computer technologies that are based on the finite-element method.

Key words: wellhead, stack of blowout preventers, Christmas tree, manifold, integrity, collet, cuff

Постановка проблеми та її роль в освоєнні нафтових та газових родовищ

В процесі спорудження та ремонту нафтових і газових свердловин їх устя обладнується противиکیدним обладнанням (ПВО) [1,3], що призначене для швидкої і надійної герметизації устя нафтових і газових свердловин при наявності чи відсутності в ній колони труб, циркуляції бурового розчину в пласт, відводу газу і нафти, які поступають із свердловини, на безпечну віддаль з метою попередження викидів і відкритих фонтанів. До складу ПВО входять стволова частина, система трубопроводів з ар-

матурою та система керування. Противиکیدне обладнання забезпечує герметизацію устя свердловини при наявності в ній колонної труби чи при її відсутності, розходження, прокручування і протягування бурильних труб із замковими з'єднаннями та обсадних труб із муфтовими з'єднаннями.

Згідно чинних технічних регламентів ПВО повинно проходити випробування на герметичність після монтажу на свердловині тиском, що сягає 35 МПа протягом 10-15 хвилин. Традиційна схема випробування змонтованого противиکیدного обладнання передбачає закриття превентора на трубі або трубній колоні і ство-

рення під превентором тиску води з допомогою мобільної насосної установки, під'єднаної до маніфольдної лінії противикидного обладнання.

Така схема випробування змонтованого противикидного обладнання має два суттєвих недоліки:

1. Значна, а в деяких випадках велика вартість випробувальних робіт. Це пов'язано перш за все з довготривалим утримуванням мобільної насосної установки на свердловині при ускладненнях, що виникають в процесі випробування; інколи значним віддаленням свердловини від технічної бази підприємства; бездоріжжям в осінньо-зимовий та зимово-весняний періоди; значними експлуатаційними витратами тощо.

2. При випробуванні часто необхідно захищати обсадну колону від дії випробувального тиску. Для цього використовується пакер (свердловинний герметизатор), який відокремлює ствол свердловини від устьового обладнання. Такий пакер також необхідно використовувати при гідравлічному випробуванні устьового обладнання в умовах відкритого ствола свердловини (наявність необсадженого ствола, зони перфорації експлуатаційної колони).

Наявність вказаних недоліків описаної схеми випробування противикидного обладнання інколи призводить до неякісного випробування (з порушенням вимог чинних регламентів), що зменшує надійність противикидного обладнання, збільшує імовірність нафтогазопровалень.

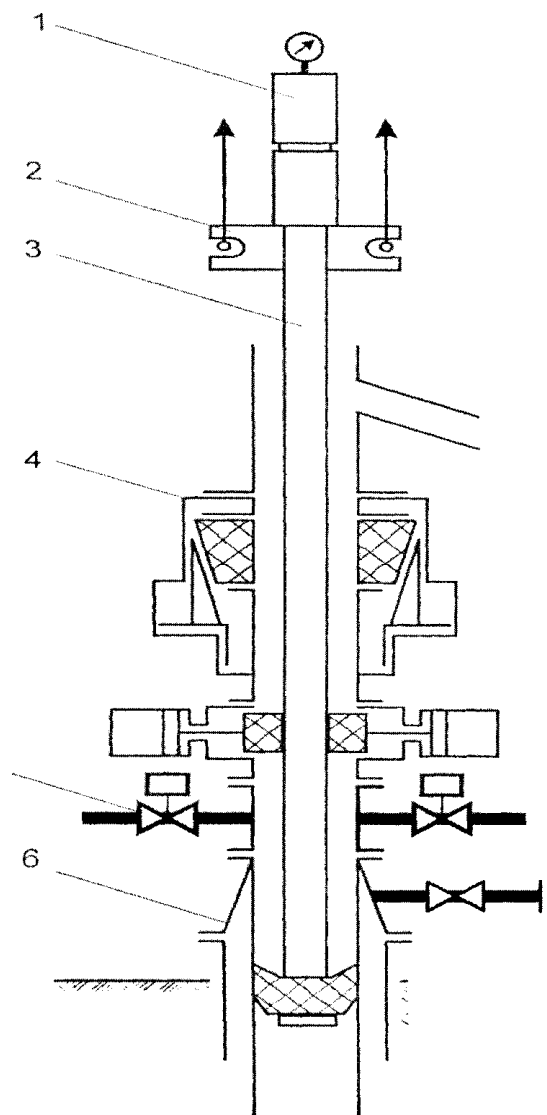
Огляд останніх закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Фахівцями кафедри нафтового обладнання Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу запропоновано схему випробування змонтованого противикидного обладнання без використання мобільної насосної установки (рис. 1). Суть запропонованої схеми полягає у використанні патрубку з поршнем, що опускається в колонну головку і обтискаються превентором, як джерела робочого тиску при випробуванні.

Недоліком такої схеми є необхідність протягування поршня у колоні труб великого діаметра, які досить часто мають внутрішні пошкодження у вигляді рисок, канавок та деформованих ділянок. Наявність таких дефектів призводить до втрати герметичності у зонах пошкодження стінок колони і, відповідно, до імпульсних втрат тиску та гідравлічних ударів. Випробування вказаним методом вимагає прикладання тягових зусиль на підйомному механізмі порядку 10^6 Н (100 Т). Як наслідок, втрачається довговічність превенторного блоку.

Постановка задачі дослідження

Ми поставили перед собою завдання вдосконалити випробувальний пристрій таким чином, щоб створити підвищену герметичність



1 - контрольно-запобіжний пристрій;
2 - елеватор; 3 - випробувальний патрубок;
4 - превенторний блок; 5 - маніфольда лінія;
6 - колонна головка

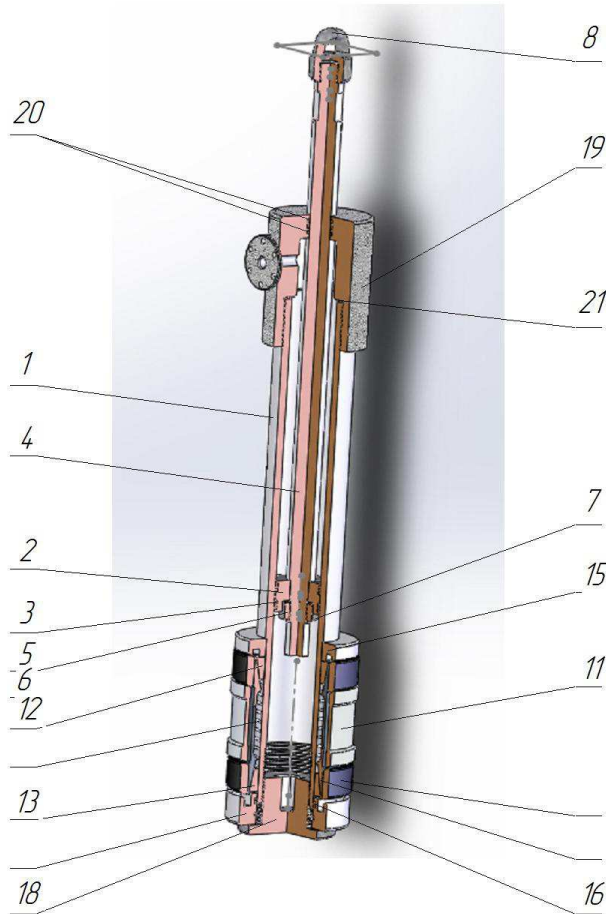
Рисунок 1 – Схема опресування противикидного обладнання на свердловині

робочого об'єму і зменшити тягові зусилля на підйомному механізмі. Для досягнення поставленої мети передбачається удосконалення конструкції опресувального пристрою шляхом введення герметизуючого нерухомого вузла з пружним сталевим елементом та застосування комп'ютерних технологій, а саме пакету програм Solid Works, для конструювання елементів пристрою.

Основний зміст і результати роботи

Для досягнення поставленої мети було розроблено конструкцію пристрою, що зображений на рисунку 2. Елементи деталей базуються на рекомендаціях нормативних матеріалів [4].

Опресувальний пристрій отримав маркування ОП-245х35ПГ, а його технічна характеристика наведена в таблиці 1.



1 - гільза, 2 - поршень, 3 - кільце ущільнюоче, 5 - гайка, 6 - шайба, 7 - стопорний гвинт, 8 - вухо, 9 - манжети, 10 - цанга, 11 - розпірна втулка, 12, 13 - верхній та нижній розпірні конуси, 14-пружина, 15 - опорне кільце, 16 - натискне кільце, 17 – ущільнюоче кільце, 18 - пробка, 19 - головка, 20 - сальники, 21- торцеві ущільнення

Рисунок 2 – Конструкція пристрою для опресування підвищеної герметичності

Розглянемо детально конструкцію пристрою підвищеної герметичності для опресування противикидного обладнання (рисунок 2).

Основою пристрою з підвищеною герметичністю роботи є гільза 1, яку рекомендовано виготовити з високоміцної легованої сталі. Заготовкою може бути бурильна або обтяжена бурильна труба, у якій обробляють внутрішню та (або) зовнішню поверхню залежно від розміру експлуатаційної колони чи інших факторів. Внутрішню поверхню гільзи слід хонінгувати для зменшення тертя. Стінки гільзи мають певне число отворів для перепускання робочої рідини (води) в об'єм колони. У гільзі ковзає поршень 2 з ущільнюючими кільцями 3, який, в свою чергу, кріпиться на штоці 4 гайкою 5 та шайбою 6. Кільця рекомендовано виготовляти з гуми марки 4004-4 або синтетичного каучуку марки СКН 40. Число кілець бажано не менше трьох. Для надійної фіксації гайки на різьбі штока застосовано стопорні гвинти 7.

Таблиця 1 – Технічна характеристика пристрою ОП-245х35ПГ

Максимальний тиск опресування, МПа	32
Температура робочого середовища, °С, не більше	+5°С...+50°С
Умовний діаметр експлуатаційної колони, в якій використовується опресувальний пристрій, мм	245
Габаритні розміри, мм висота ширина	1100 422
Сумарний осьовий хід конусів, мм	38,5
Величина розтискання манжет по діаметру, мм	8
Керування пристроєм	дистанційне, з пульта
Тиск спрацювання запобіжного клапана, МПа	32
Тягове зусилля на штоці для досягнення максимального тиску	

На верхньому кінці штока за допомогою різьби кріпиться вухо 8, через яке на шток і поршень передається тягнуче зусилля від бурової лебідки або іншого пристрою. У тому випадку, коли діаметр колони великий і потрібні великі зусилля, то застосовують елеватор, який намагають на шток, в іншому разі достатньо використати гак. Під різьбовою частиною штока виконано ділянку квадратного перерізу, поверхня якої служить для передачі крутного моменту від штока до деталей вузла герметизації. Щоб забезпечити високу герметичність і довговічність пристрою поверхню штока піддають суперфінішуванню та полірують. Нижній (за рисунком) кінець штока є квадратного перерізу.

На нижньому кінці гільзи змонтований вузол для герметизації необхідного об'єму експлуатаційної колони. Основними елементами вузла є гумові манжети 9, одягнені на нижній і верхній кінці розтискної цанги 10. Манжети виготовлені з пакерної гуми і в перерізі нагадують паралелограм із заокругленими кутами. Цанга має не менше 10 – 12 пелюсток, а ширина розрізів, особливо під манжетами, повинна бути мінімальна, щоб не “закусувати” гуму манжет. Від осьового зміщення манжети зафіксовано розпірною втулкою 11, внутрішній діаметр якої повинен бути таким, щоб забезпечити максимально можливе розходження пелюсток цанги. Внутрішні робочі поверхні цанги виконані конічними з кутом в межах 12–14°, а саме ці поверхні з обох боків обмежені кільцевими буртиками, які обмежують переміщення розпірних конусів – верхнього 12 та нижнього 13. Щоб виключити можливість “залипання” конусів у цанзі, їхні торці, звернені один до одного, розперті спіральною циліндричною пружиною 14.

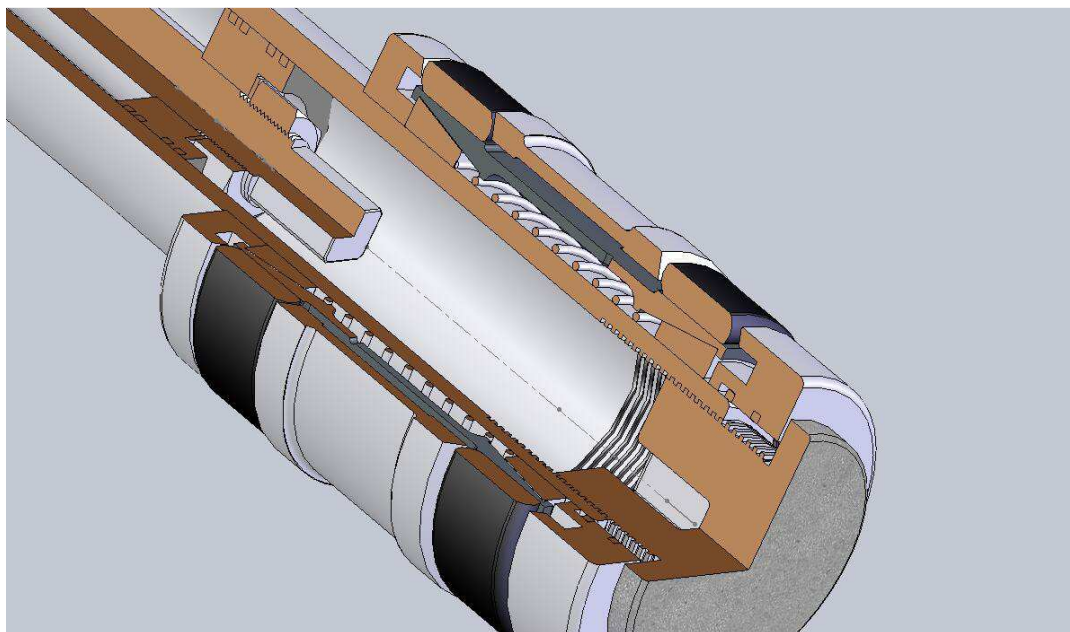


Рисунок 3 – Конструкція вузла герметизації превенторної частини свердловини

Зовнішні торці розпірних конусів контактують з верхнім опорним кільцем 15, яке на-пресоване на гільзу 1 до торця виточки, та нижнє натискне кільце 16. Останнє ковзає по зовнішній циліндричній поверхні гільзи, а зазор між цими деталями ущільнено манжетами 17. Кільцеві поверхні опорного та натискного конусів, які контактують з манжетами 9 мають форму зрізаних конусів, менші за діаметром торці яких спрямовані вниз. Таким чином забезпечується надійний упор манжет під час прикладання навантаження до штока.

У нижній частині внутрішньої циліндричної поверхні гільзи нарізано упорну різьбу прямокутного або трапецієвидного перерізу. Спряженою до цієї різьбової поверхні є ідентична поверхня пробки 18. Пробка зовнішнім кільцевим упором контактує з нижнім торцем натискного кільця 16, а у верхньому торці має квадратний отвір під нижній кінець штока 4.

На верхній кінець гільзи нагвинчена головка 19, через центральний отвір якої проходить шток 4. Зазор між цими деталями ущільнено манжетами 20. Щоб не витікала робоча рідина через зазори в різьбовому з'єднанні, у виточку на верхньому (по рисунку) торці гільзи вставлено торцьове ущільнення 21. В головці 19 зроблено отвір з різьбою для під'єднання до головки трубопроводів, а на зовнішній поверхні зроблено патрубок з фланцем, до якого кріпиться запобіжний клапан 22 або інший запобіжний пристрій для обмеження випробувального тиску в пристрої.

В нашому випадку пристрій розраховано на діаметр експлуатаційної колони 245 мм. При переналагодженні пристрою на проведення випробувань у колоні дещо більшого діаметра, слід замінити манжети 9 або комплект деталей, у якій входять також цанга, розпірні конуси, опорне та натискне кільця, пружина і пробка.

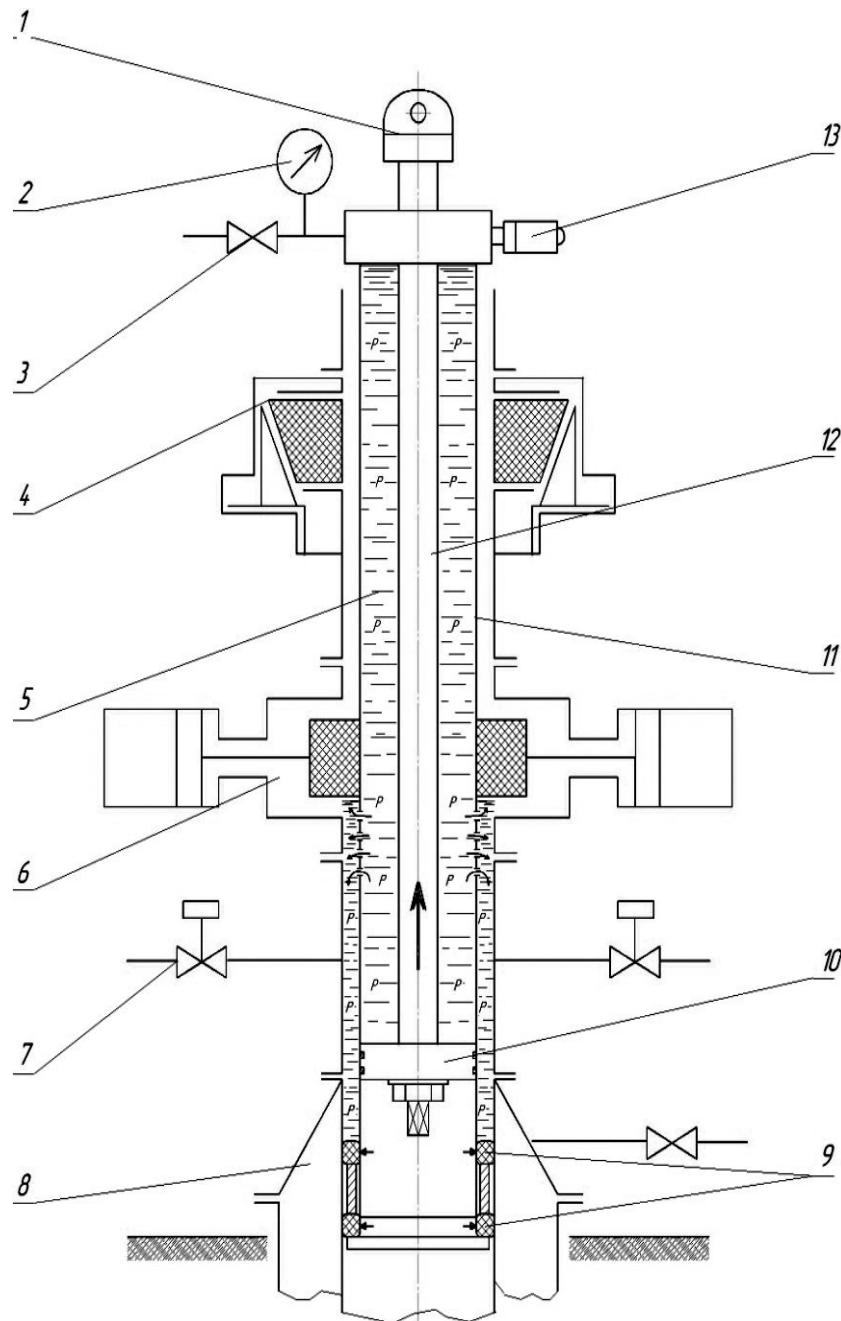
Величини зазорів між торцями опорного і натискного кілець та розпірних конусів та між манжетами і опорним та натискним кільцями, а також між манжетами та розпірною втулкою підбирають в процесі налагодження пристрою. Вони повинні бути такими, щоб при вкручуванні пробки цанга розтискала манжети, а опорне і натискне кільця стискали манжети в осьовому напрямі і, таким чином, сприяли збільшенню діаметра останніх.

Детально конструкція вузла герметизації превенторної частини свердловини зображена на рисунку 3.

Для автоматизації проектно-конструкторських робіт, зокрема для оптимізації конструкції та при виборі розмірів окремих елементів, а також для перевірки конструкції пристрою на міцність було використано редактор Solid Works 2010 з додатком для виконання досліджень методами скінченно-елементного аналізу Simulation [6].

Схему проведення випробувань зображено на рисунку 4.

Особливість методики проведення випробувань пристроєм підвищеної герметичності полягає в наступному. У свердловину опускається і підвішується до гака бурової або підйомної установки випробувальний пристрій, будова якого описана вище. Пристрій потрібно зафіксувати на потрібному рівні в свердловині. Після закриття превентора і фіксації пристрою опускають шток пристрою до входження в контакт нижнього квадратного кінця останнього і поверхні квадратного отвору у поворотній пробці. За допомогою ручного ключа або механічного пристрою обертають шток з пробкою до тих пір, поки цанга не розтисне герметизуючі манжети з гарантованим зусиллям їх притискання до стінок експлуатаційної колони, яке встановлюється експериментально. Крім того, весь пристрій за головку гільзи домкратом пере-



1 - провувшина, 2 - контрольний пристрій, 3 - вентиль, 4 - універсальний превентор, 5 - робоче середовище, 6 - плашковий превентор, 7 - лінія маніфольда, 8 - головка колонна, 9 - манжети, 10 - поршень, 11 - гільза, 12 - шток. 13 - запобіжний пристрій

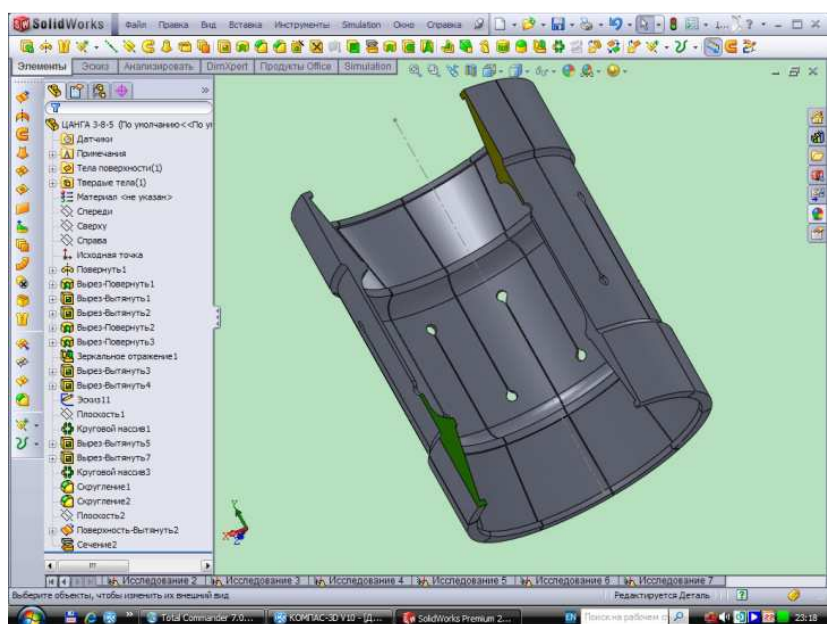
Рисунок 4 – Схема випробувань противикидного обладнання пристроєм підвищеної герметичності

міщують вгору з певним зусиллям (величину встановлюють експериментально) до надійного впирання манжет у внутрішню поверхню колони.

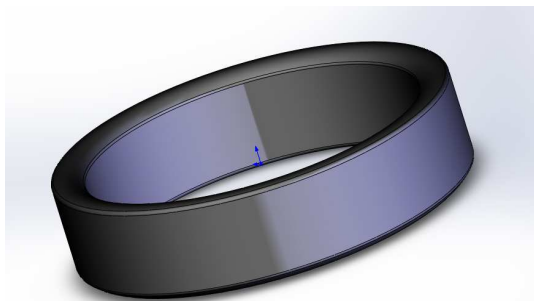
До головки пристрою приєднують патрубков, до якого, в свою чергу, підключений контрольний прилад для вимірювання тиску та вентиль. Через цей патрубок об'єм гільзи, що знаходиться під поршнем, та об'єм тієї частини колони, що знаходиться над манжетами випробувального пристрою заповнюють робочою рідиною (водою). При цьому бажано повністю стравити повітря з вказаних об'ємів. Після цього перекривають вентиль, щоб запобігти зворот-

ному рухові рідини. Гак бурової чи підіймальної установки переміщує вгору шток з поршнем, створюючи таким чином під превентором необхідний випробувальний тиск.

Контроль за величиною випробувального тиску здійснюють вимірювальним приладом (манометром). В разі виникнення ускладнень і аварійних ситуацій, викликаних створенням надмірного тиску під превентором, що може призвести до руйнування опресувальної системи, спрацьовує контрольно-запобіжний пристрій (в нашому варіанті – запобіжний клапан), приєднаний до патрубка головки.



а)



б)

Рисунок 5 – Конструкція розтискної цанги (а) та герметизуючої манжети (б)

Превага запропонованої конструкції опресувального пристрою та дещо зміненої схеми випробування противикидного обладнання полягає в наступному:

1) Випробувальний пристрій забезпечує вищу герметичність відсікання випробуваного об'єму за рахунок використання щонайменше двох ущільнюючих манжет та надійної їх фіксації у колоні.

2) Під час випробувань необхідно прикласти менше підймальне зусилля до пристрою, оскільки площа поршня, що сприймає тиск робочого середовища, є меншою, ніж опорна площа перерізу рухомих елементів раніше спроектованого пристрою. Вказаний фактор знижує енергоємність процесу випробувань.

3) Зростає довговічність пристрою, бо відсутнє переміщення гумових елементів у колоні та їх тертя до шорстких і пошкоджених стінок колони і, відповідно, зношування.

4) Підвищується універсальність пристрою в цілому, бо для випробувань проти викидного обладнання на свердловинах різного діаметра достатньо змінити комплект рухомих деталей (конуси з пружиною, натискні кільця та цангу) і, власне, манжети.

5) Відсутнє активне переміщення зовнішніх поверхонь пристрою відносно ущільнюючих елементів превенторів, а це підвищить довговічність останніх.

Дуже важливою деталлю пристрою, від якої залежатиме його здатність герметизувати випробувану порожнину з робочим середовищем, є цанга. Конструкцію такої цанги зображено на рисунку 5.

Традиційно цанги застосовуються у машинобудуванні як елемент конструкції пристроїв для механічної обробки, а саме для закріплення заготовок по внутрішній чи зовнішній поверхні. При цьому зміна радіального розміру цанг становить незначну величину, всього кілька десятих міліметра, і ця величина визначається відхиленням діаметра заготовки або інструменту.

Ми пропонуємо використати цангу за нетрадиційним призначенням – як елемент, що повинен деформувати кільцеві манжети, збільшуючи їхній розмір і притискаючи їх до стінок труби. Особливістю цанги є те, що вона виконана двосторонньою – з обох кінців виконані розтискні внутрішні конічні поверхні, а з зовнішнього боку на цангу монтують манжети. Очевидно, що конструкція цанги повинна забезпечувати зміну радіального розміру робочих поверхонь пелюсток і, відповідно, деформацію цанги на величину до 3–5 мм. Сприятливою передумовою для отримання таких значень деформацій є її значний діаметр (202 мм) та довжина (270 мм). Очевидно, що товщина прорізів між пелюстками цанги є мінімальною для того, щоб не “закусувати” матеріал гумової манжети

і становить 0,5 – 0,6 мм. Необхідно також забезпечити довжину контактних поверхонь цанги до 55 – 65 мм відповідно до ширини манжет.

Як матеріал деталі вибираємо сталь AISI 4340 (аналог сталі 65Г, нормалізованої) з модулем пружності $2,05 \cdot 10^{11}$ МПа, коефіцієнтом Пуассона 0,32, границею міцності на розтяг 1100 МПа та густиною 7850 кг/м^3 .

В результаті проведення комп'ютерних досліджень було встановлено, що запропонована конструкція цанги забезпечує максимальне розходження пелюсток до 3,9 мм на сторону, чого цілком достатньо для виконання цієї деталлю своєї функції.

Висновки та рекомендації

В даній роботі представлено конструкцію пристрою, що забезпечує підвищену герметичність верхньої частини експлуатаційної колони за рахунок відділення нагнітаючої камери від основного об'єму колони. З цією метою сконструйовано механізм герметизації на базі цангового розтискача та оригінальної конструкції манжет. Проведено перевірку працездатності та оптимізацію конструкції розтискної цанги методами скінченно-елементного аналізу із використанням прикладної програми Solid Works та її модуля Simulation.

Застосування розробленого пристрою дозволить виконати випробування без використання мобільної насосної установки, що суттєво зменшить витрати на контроль свердловини перед введенням її в експлуатацію.

Література

1 Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник; 3-е изд., перераб. и доп. / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1981. – 199 с.

2 Костриба І.В. Розроблення та дослідження пристрою для випробовування противикидного обладнання / І.В.Костриба, І.С.Палійчук, В.В.Михайлюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 3. – С. 104-107.

3 Костриба І.В. Випробування нафтогазопромислового обладнання / І.В. Костриба. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – 76 с.

4 Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя / В.И. Анурьев – М.: Машиностроение, 1978. – Т. 1. – 728 с.

5 Горошкин А.К. Приспособления для металлорежущих станков: Справочник / А.К. Горошкин. – М.: МАШГИЗ, 1962. – 380 с.

6 Алямовский А.А. *COSMOSWorks*. Основы расчета конструкций на прочность в среде *SolidWorks* / А.А. Алямовский. – М.: ДМК Пресс, 2010. – 784 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
15.04.14

Рекомендована до друку
професором Петриною Ю.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Никифорчиним О.Р.
(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаніка, м. Івано-Франківськ)

МЕТОДИ СПЕКТРАЛЬНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СТАНІВ КВАЗІСТАЦІОНАРНИХ ОБ'ЄКТІВ ПРОМИСЛОВОСТІ

¹В.Я. Піх, ²Я.М. Николайчук, ³Б.Б. Круліковський

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727141,
e-mail: v.pikh@pung.edu.ua

²Тернопільський національний економічний університет;
46020, м. Тернопіль, вул. Львівська, 11

³Національний університет водного господарства та природокористування;
33026, м. Рівне, вул. Соборна, 11, e-mail: kboris@ukr.net

Роботу присвячено перспективі застосування гармонічного аналізу на основі косинусного спектрального перетворення Фур'є для діагностування технологічних об'єктів у нафтогазовій промисловості.

Збільшення глибини буріння свердловин, геологічні умови сучасного буріння на нафту та газ диктують необхідність постійного удосконалення не лише технології буріння та нафтогазового обладнання, але й попередження аварійних ситуацій та удосконалення методів діагностування вузлів, механізмів, агрегатів тощо. Одним з таких параметрів, які потребують спектрального аналізу у процесі буріння є вібрації бурового інструмента.

Спектральний аналіз також широко використовують для діагностування глибоких насосів, підшипників компресорних агрегатів потужних електроприводів та вентиляторів та інше. Існуючу інформаційну технологію спектрального аналізу характеристик промислових об'єктів найчастіше реалізовано на основі відомого перетворення Фур'є в комплексній області та швидкого перетворення Фур'є на основі спецпроцесорів. Виконаний аналіз системних характеристик відомих програмно апаратних засобів обчислення спектрів свідчить про певну складність та обмежені функціональні можливості:

1. Необхідно виконувати операції над комплексними числами
2. Обмежене число каналів вихідних даних отриманого спектру.

В роботі пропонується застосування косинусного перетворення Фур'є, яке може бути виконане над дійсними цілими числами шляхом послідовного обчислення автокореляційної та в взаємкореляційної функцій, що дозволить реалізувати спецпроцесори з меншою апаратною складністю та підвищеною швидкістю.

Ключові слова: діагностування, нафтове обладнання, спектральні кореляції, аналіз Фур'є.

Работа посвящена перспективе применения гармонического анализа на основе косинусного спектрального преобразования Фурье для диагностики технологических объектов нефтегазовой промышленности.

Увеличение глубины бурения скважин, геологические условия современного бурения на нефть и газ диктуют необходимость постоянного совершенствования не только технологии бурения и нефтегазового оборудования, но и предупреждение аварийных ситуаций и усовершенствование методов диагностики узлов, механизмов, агрегатов и т.д. Одним из таких параметров, которые требуют спектрального анализа в процессе бурения являются вибрации бурового инструмента.

Спектральный анализ также широко используют для диагностики глубоких насосов, подшипников компресорных агрегатов мощных электроприводов и вентиляторов и прочее. Существующая информационная технология спектрального анализа характеристик промышленных объектов зачастую реализовано на основе известного преобразования Фурье в комплексной области и быстрого преобразования Фурье на основе спецпроцессоров.

Выполнения анализа системных характеристик известных программно аппаратных средств вычисления спектров, показывает их определенную сложность и ограниченные функциональные возможности:

1. Необходимо выполнять операции над комплексными числами
2. Ограниченное число каналов исходных данных полученного спектра.

В работе предлагается применение косинусного преобразования Фурье которое может быть выполнено над действительными целыми числами путем последовательного вычисления автокорреляционной и в взаимокорреляционной функций, что позволит реализовать спецпроцессора с меньшей аппаратной сложностью и повышенным быстродействием.

Ключевые слова: диагностирование, нефтяное оборудование, спектральные корреляции, анализ Фурье.

The work is focused on the application for harmonic analyses based on cosine transform spectral for Fourier diagnosing process facilities in the oil and gas industry.

Increasing the drilling depth of a well, geological conditions of modern oil and gas drilling dictate the need to improve not only drilling technology and equipment, but also to prevent accidents and improve methods for diagnosing components, mechanisms, assemblies. One of the parameters that requires spectral analysis in the process of drilling is drilling tool vibration.

Spectral analysis is widely used to diagnose deep pumps, bearings, compressor units, powerful motors and fans. Existing information technology of the spectrum analysis of industrial facilities characteristics is often implemented on the base of the Fourier transform in the complex domain and the FFT on the base of special processors. The analysis of system characteristics, known hardware and software computing spectrum shows some complexity and limited functionality:

1. Necessary to perform operations on complex numbers
2. Limited number of output channels in obtained spectrum.

The paper proposes the usage of cosine Fourier transform that can be performed on valid whole numbers successively computing autocorrelation and mutual correlation functions that will implement special processors with less hardware complexity and higher speed.

Key words: diagnosis, petroleum equipment, spectral correlation, Fourier analysis.

Вступ

Теорію спектрального аналізу викладено у фундаментальних роботах, Н. Вінера-Хінчина, А. М. Колмогорова, В.К. Задіраки, та інших вчених. У той же час реалізація програмно апаратних засобів спектрального аналізу далека від досконалості і не повною мірою відповідає сучасним вимогам, досягнення низької апаратної та часової складності. Це пов'язано, у першу чергу, з великою обчислювальною складністю, реалізацією алгоритмів спектрального аналізу на основі відомого комплексного перетворення Фур'є та швидких перетворень Фур'є.

Використання косинусного перетворення Фур'є в практиці створення засобів спектрального аналізу набуло набагато меншого поширення у зв'язку з необхідністю послідовного обчислення автокореляційної та взаємкореляційної функцій, що потребує центрування та нормування вхідних сигналів, а також виконання множення та сумування добутків чисел з різними знаками. При цьому існуючий досвід побудови швидкодіючих процесорів та сучасної мікроелектронної елементної бази обумовлює актуальність створення процесорів косину-

сного перетворення Фур'є для спектрального аналізу та діагностування на його основі складних об'єктів в нафтогазовій промисловості.

Аналіз публікацій і окреслення наукової задачі. Сучасні методи та інформаційні технології діагностування технологічних об'єктів у нафтогазовій промисловості, викладені в [1, 2], охоплюють класи стаціонарних процесів і не можуть бути адаптовані до квазістаціонарних об'єктів, наприклад, бурових установок, резервуарних парків, нафтогазопроводів тощо. Прикладом успішного застосування спектрального аналізу для діагностування глибинних насосів викладено у роботах Л. М. Заміховського та В. П. Калявіна [2].

Процес буріння характеризується квазістаціонарними властивостями, які полягають у тому, що при зміні режимів буріння або властивостей порід, що розбурюються стрибкоподібно, змінюються статистичні характеристики контрольованих процесів навантаження на долото та проходки (рис. 1).

Такі властивості процесу буріння передбачають оперативні операції обчислення автоко-

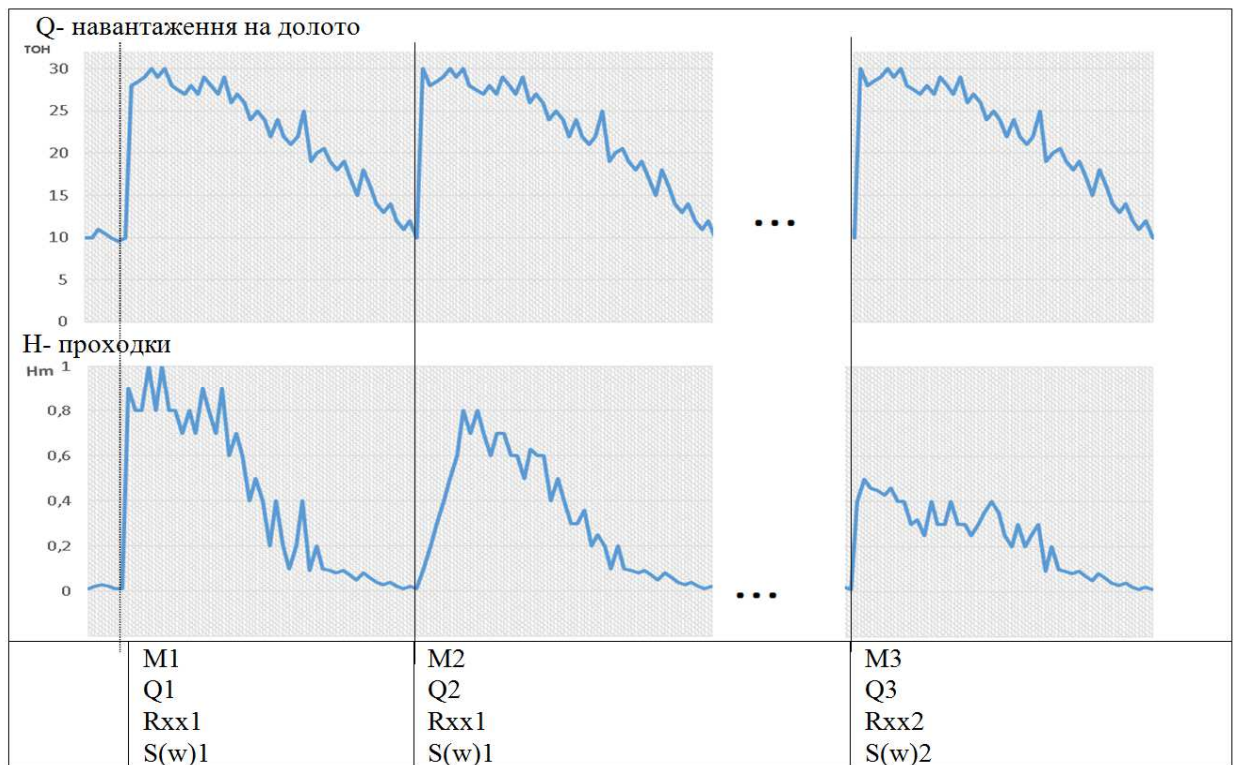


Рисунок 1 – Часова діаграма квазістаціонарної характеристики процесу буріння

реляційної функції ковзного математичного сподівання Mx та дисперсії Dx , а також обчислення у реальному часі автокореляційної R_{xx} та спектральної характеристики $S(w)$. Тому задача побудови високопродуктивних спектральних аналізаторів є актуальними.

Методи рішення проблеми діагностування складних технологічних об'єктів на основі логіко-статистичних кореляційних та кластерних моделей, які передбачають попереднє статистичне та спектральне опрацювання сигналів викладені в роботах [4]. В [5] розроблені методи побудови інтелектуальних систем діагностування компонентів комп'ютерних систем, які недостатньо повно відображають моделі складних багатопараметричних об'єктів, які є джерелами інформації для діагностичних систем.

Таким чином аналіз системних характеристик відомих методів обчислення спектрів та їх застосування свідчить про певну складність та обмеженні функціональні можливості.

При цьому у першому випадку необхідно виконувати операції над комплексними числами [6].

А у другому це обмежене число каналів вихідних даних отриманого спектру [7, 8].

Такий клас задач може бути успішно вирішений застосуванням косинусного перетворення Фур'є та розробкою відповідних швидкодіючих процесорів опрацювання сигналів, що є актуальною науковою прикладною задачею.

Мета роботи. Метою даної роботи є розробка теоретичних засад методів та алгоритмів дискретного косинусного перетворення Фур'є на основі аналітики та асимптотики різних автокореляційних та взаємкореляційних функцій.

Застосування кореляційних та спектральних моделей джерел інформації (ДІ), які інтегрально характеризують стани об'єктів управління (ОУ) з урахуванням ймовірності переходів станів з одного в інший, є перспективним інструментом вдосконалення технологічних процесів діагностування складних ОУ нафтогазової промисловості.

Виклад основного матеріалу

Будь-яка функція визначена на скінченному інтервалі і задовольняє умовам Діріхле:

1. Функція має скінченну кількість точок розриву першого роду і скінченну кількість екстремумів.

2. Існує скінченна границя значень функції на її лівому та правому кінцях

3. Існує відповідний дискретний ряд Фур'є, який описується виразом:

$$f(x) = \frac{a_n}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos \omega_n x + b_n \sin \omega_n x), \quad (1)$$

де $a_n = \frac{1}{l} \int_l f(x) \cos \omega_n x dx$, $b_n = \frac{1}{l} \int_l f(x) \sin \omega_n x dx$ -

коефіцієнти ряду Фур'є ;

$$\omega_n = \frac{\pi n}{l} - \text{частота } n\text{-ої гармоніки.}$$

Тому дослідження та розвиток методів спектрального аналізу на основі косинусного перетворення Фур'є є соціально науковою задачею.

Незважаючи на широку сферу та успішне застосування спектрального аналізу при вирішенні різних теоретичних та прикладних задач, в основу його базової теорії покладено спектральне перетворення Фур'є.

Значні функціональні обмеження обчислювальних процесів перетворення Фур'є та слабка збіжність рядів Фур'є призвели до розвитку та успішного застосування інших теоретико-числових базисів (ТЧБ) для обчислення спектрів сигналів. При цьому для вдосконалення характеристик спецпроцесорів необхідно розв'язати задачу сумісного застосування теорії кореляційних функцій та базисних функцій різних ТЧБ шляхом адаптації базисних функцій до асимптотики кореляційних функцій досліджуваних сигналів.

Системи ортогональних функцій та теоретико-числові базиси

Найбільш широко застосовуваними ТЧБ в сучасній КС є наступні ортогональні базиси: Радемахера, Хаара, Крестенсона.

Зокрема, базисами для виконання дискретних ортогональних перетворень і дискретного подання одновимірного інформаційного потоку зі скінченною енергією, визначеного в просторі $L_2[a,b]$ на основному інтервалі $T=[a,b]$, є повні ортонормовані системи функцій (табл. 1).

Дискретне перетворення Фур'є (ДПФ) є базовим алгоритмом цифрової обробки сигналів у частотній області. Завдяки наявності ефективних алгоритмів його обчислення – алгоритмів швидкого перетворення Фур'є (ШПФ) – ДПФ широко використовується для цілей цифрової фільтрації та спектрально-кореляційного аналізу сигналів.

Для сигналу, заданого у вигляді дискретної послідовності $S(n)$, пряме й обернене дискретне перетворення Фур'є (ДПФ) має вигляд [5]:

$$S(k) = \sum_{n=0}^{N-1} s(n) \exp \left[-j \frac{2\pi nk}{N} \right], k = \overline{0, N-1}, \quad (2)$$

$$S(n) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} S(k) \exp \left[j \frac{2\pi nk}{N} \right], n = \overline{0, N-1}, \quad (3)$$

де k – номер гармоніки із частотою f_k ,

N – обсяг вибірки.

$S(k)$, визначений як комплексний спектр сигналу, можна представити

$$S(k) = A(k) - jB(k) = C(k)e^{-j\varphi(k)}, \quad (4)$$

де амплітудно-частотна (АЧХ) і фазо-частотна характеристика (ФЧХ) сигналу відповідно визначаються:

$$C(k) = \sqrt{A^2(k) + B^2(k)}; \quad (5)$$

$$\varphi(k) = \arctg \frac{B(k)}{A(k)} + 2\pi n. \quad (6)$$

Таблиця 1 – Ортонормовані системи функцій

ТЧБ Радемахера		
Структура функцій	Породжуюча кодова матриця	
1		$Rad(0, \theta) \rightarrow 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0$ $Rad(1, \theta) \rightarrow 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1$ $Rad(2, \theta) \rightarrow 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1$ $Rad(3, \theta) \rightarrow 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1$ $s \rightarrow 0 \ 1 \ 2 \ 3 \ 4 \ 5 \ 6 \ 7.$
Аналітичний вираз функцій $Rad(n, \theta) = Dyf(n, \theta, 0) = sign(\sin(2^n \pi \theta))$		
ТЧБ Хаара		
2		$0 \ 0 \ 0 \ 0 \ \dots \ 0 \ 1$ $0 \ 0 \ 0 \ 0 \ \dots \ 1 \ 0$ <hr/> $0 \ 1 \ 0 \ 0 \ \dots \ 0 \ 0$ $1 \ 0 \ 0 \ 0 \ \dots \ 0 \ 0$
Аналітичний вираз функцій $Har(n, \theta, j) = \begin{cases} 2^{-\frac{n-1}{2}} sign(\sin 2^n \pi \theta), & \frac{j}{2^{n-1}} \leq \theta < \frac{j+1}{2^{n-1}}, \\ 0 & \text{при інших } \theta \in [0,1), \end{cases}$ де $n = 0,1,\dots, \log_2 N$; $j = 0,1,\dots, 2^{n-1} - 1$; ($j = 0$ при $n = 0$), $0 \leq \theta < 1$.		
ТЧБ Крестенсона		
3		$Cr(2, \theta) \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1$ $Cr(3, \theta) \ 0 \ 1 \ 2 \ 0 \ 1 \ 2$ $Cr(4, \theta) \ 0 \ 1 \ 2 \ 3 \ 0 \ 1$ $Cr(5, \theta) \ 0 \ 1 \ 2 \ 3 \ 4 \ 0$ $\dots \ \dots \ \dots \ \dots \ \dots \ \dots$ $s \ 0 \ 1 \ 2 \ 3 \ 4 \ \dots$

Обчислення перетворень Фур'є вимагає дуже великого числа множень (приблизно N^2) і обчислень синусів. Існує спосіб виконати ці перетворення значно швидше: приблизно за $N \cdot \log_2 N$ операцій множення. Цей спосіб називається швидким перетворенням Фур'є [5].

Алгоритм ШПФ – це спосіб швидкого обчислення ДПФ $X(jk) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n)e^{-j(2\pi/N)kn}$, що дозволяє усунути притаманну ДПФ надмірність. Вони ґрунтуються на властивостях комплексної експоненти $e^{-j(2\pi/N)kn}$, для зручності позначають W_N^{kn} ($W_N^{kn} = e^{-j(2\pi/N)kn}$), її симетрії $W_N^{(N-k)n} = W_N^{(N-k)n} = (W_N^{kn})^*$ і періодичності $W_N^{(N+k)(N+n)} = W_N^{kn}$ з періодом, рівним довжині

оброблюваної реалізації сигналу N (числу точок ШПФ). Відповідно до останньої властивості експоненти $W_N^{pkn} = W_{N/p}^{kn}$ відповідає період N/p , де p – цілі числа, на які ділиться N . Використання даних властивостей в алгоритмах ШПФ виключає велике число повторюваних при обчисленні ДПФ операцій множення.

У теорії гармонійного аналізу випадкових процесів визначено, що кореляційна функція і спектральна щільність становлять пару перетворень Фур'є, відому під назвою теорема Вінера-Хінчина: [цифрова обробка сигналів 2-га частина].

Теорема Вінера-Хінчина, визначає взаємозв'язок частотного спектра потужності випадкового процесу $G(w)$ з функцією автокореляції $G(\Delta t)$ цього процесу, де при тимчасовій

частоті w процесу Δt має сенс деякої часового затримування.

Формулу Вінера-Хінчина можна також виразити через косинус-перетворення Фур'є. Легко показати, що коваріаційна функція і спектральна щільність симетричні, $R_x(\tau) = R_x(-\tau)$ та $R_X(s) = R_X(-s)$. Використовуючи формулу Ейлера, отримують:

$$R_X(s) = \int_{-\infty}^{\infty} R_x(\tau) \cos \omega \tau dt = 2 \int_0^{\infty} R_x(\tau) \cos \omega \tau dt, \quad (7)$$

$$R_X(\tau) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} R_x(\omega) \cos \omega \tau d\omega =$$

$$= \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} R_X(\omega) \cos \omega \tau d\omega. \quad (8)$$

У загальному випадку спектр сигналу на основі нормованої автокореляційної функції визначається за допомогою виразу:

$$S_w = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \rho_{xx}(j) \cdot w_j \cdot e^{-\alpha \cdot j}, \quad (9)$$

де w_j – цифрові відліки базисних функцій різних ТЧБ; α – коефіцієнт затухання дисперсії кореляційних функцій;

$$\rho_{xx}(j) = \frac{R_{xx}(j)}{D_x} - \text{нормована автокореляційна функція досліджуваного процесу;}$$

$R_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{x=1}^n x_i \cdot x_{i+j}$ – функція автокореляції;

$x_i = x_i - M_x$ – центровані значення станів ДІ (x_i);

$M_x = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$ – вибіркове математичне сподівання;

$$D_x = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - M_x)^2 - \text{дисперсія.}$$

За допомогою вагової функції $e^{-\alpha \cdot j}$ ліквідується ефект появи «від'ємних» гармонік різних ТЧБ в спектрах. Причому число точок m нормованої автокореляційної функції $\rho_{xx}(j)$, вибирається згідно умови інтервалу кореляції, при $j \geq m, |\rho_{xx}(j)| \leq 0.01$.

Розглянемо аналітичні вирази кореляційних функцій, що використовуються для реалізації спецпроцесорів (таблиця 2).

З табл. 2 видно, що найменшою алгоритмічною складністю характеризуються функції еквівалентності $F_{xx}(j)$ та $F_{xy}(j)$, в яких базисна операція згортки виконується шляхом порівняння модульних значень x_i, \dots, x_{i+j} та сумування менших з них, що визначає взаємодію кореляційних приймачів (C_{xy}, G_{xy}, F_{xy}), які реалізовані у вигляді спецпроцесорів в унітарному ТЧБ.

Таблиця 2 – Аналітичні вирази кореляційних функцій

№	Кореляційна функція
1	<p>знакова Автокореляційна функція</p> $H_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{sign}(x_i) \times \text{sign}(x_{i+j})$ <p>Взаємкореляційна функція</p> $H_{xy}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{sign}(x_i) \times \text{sign}(y_{i+j})$
2	<p>релейна Автокореляційна функція</p> $B_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \times \text{sign}(x_{i+j})$ <p>Взаємкореляційна функція</p> $B_{xy}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \times \text{sign}(y_{i+j})$
3	<p>коваріаційна Автокореляційна функція</p> $K_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \times x_{i+j}$ <p>Взаємкореляційна функція</p> $K_{xy}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \times y_{i+j}$
4	<p>Кореляційна Автокореляційна функція</p> $R_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \times x_{i+j}$ <p>Взаємкореляційна функція</p> $R_{xy}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \times y_{i+j}$
5	<p>Нормована кореляційна Автокореляційна функція</p> $\rho_{xx}(j) = \frac{R_{xx}(j)}{D_x}$ <p>Взаємкореляційна функція</p> $\rho_{xy}(j) = \frac{R_{xy}(j)}{\sqrt{D_x \times D_y}}$
6	<p>структурна Автокореляційна функція</p> $C_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - x_{i+j})^2$ <p>Взаємкореляційна функція</p> $C_{xy}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - y_{i+j})^2$

Продовження таблиці

7	модульна Автокореляційна функція	$G_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i - x_{i+j} $
	Взаємкореляційна функція	$G_{xy}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i - y_{i+j} $
8	еквівалентності Автокореляційна функція	$F_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \check{Z}_{xx}$
	Взаємкореляційна функція	$F_{xy}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \check{Z}_{xy}$

$sign(x_i), sign(y_{i+j})$ – знаки центрованих значень;

M_x, M_y – математичні сподівання;

D_x, D_y – дисперсії;

$\check{Z}_{xx}, \check{Z}_{xy}$ – елементи кореляційної еквівалентності.

Матрицю базисних функцій для розрахування спектрів в різних ТЧБ Фур'є наведено у таблиці 3.

Таблиця 3 – Базисні функції для розрахування спектрів в ТЧБ Фур'є

	Fr
H_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n sign(Hxx(j)) \times sign(fr(j))$
B_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Bxx \times sign(fr(j))$
K_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Kxx(j) \times fr(j)$
R_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Rxx(j) \times fr(j)$
P_{xx}	$S(w) = \frac{Pxx(j)}{Dx}, fr(j)$
C_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Cxx(j) - fr(j))^2$
G_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Gxx(j) - fr(j) $
F_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \check{Z}_{xx} \frac{Fxx}{Mxx}, fr(j)$

Матрицю базисних функцій для розрахування спектрів в ТЧБ Хаара наведено у таблиці 4.

Таблиця 4 - Базисні функції для розрахування спектрів в ТЧБ Хаара

	Har
H_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n sign(Hxx(j)) \times sign(har(j))$
B_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Bxx \times sign(har(j))$
K_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Kxx(j) \times har(j)$
R_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Rxx(j) \times har(j)$
P_{xx}	$S(w) = \frac{Pxx(j)}{Dx}, har(j)$
C_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Cxx(j) - har(j))^2$
G_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Gxx(j) - har(j) $
F_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \check{Z}_{xx} \frac{Fxx}{Mxx}, har(j)$

Матрицю базисних функцій для розрахування спектрів в ТЧБ Радемахера наведено у таблиці 5.

Таблиця 5 – Базисні функції для розрахування спектрів в ТЧБ Радемахера

	Rad
H_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n sign(Hxx(j)) \times sign(rad(j))$
B_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Bxx \times sign(rad(j))$
K_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Kxx(j) \times rad(j)$
R_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Rxx(j) \times rad(j)$
P_{xx}	$S(w) = \frac{Pxx(j)}{Dx}, har(j)$
C_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Cxx(j) - rad(j))^2$
F_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \check{Z}_{xx} \frac{Fxx}{Mxx}, rad(j)$

Матрицю базисних функцій для розрахування спектрів в ТЧБ Крестенсона наведено у таблиці 6.

Таблиця 6 – Базисні функції для розрахування спектрів в ТЧБ Крестенсона

Cr	
H_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \overset{\circ}{sign}(H_{xx}(j)) \times \overset{\circ}{sign}(cr(j))$
B_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \overset{\circ}{B}_{xx} \times \overset{\circ}{sign}(cr(j))$
K_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \overset{\circ}{K}_{xx}(j) \times \overset{\circ}{cr}(j)$
R_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \overset{\circ}{R}_{xx}(j) \times \overset{\circ}{cr}(j)$
P_{xx}	$S(w) = \frac{P_{xx}(j)}{D_x}, cr(j)$
C_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (C_{xx}(j) - cr(j))^2$
G_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n G_{xx}(j) - cr(j) $
F_{xx}	$S(w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \tilde{Z}_{xx} \frac{F_{xx}}{M_{xx}}, cr(j)$

Висновок

Викладені теоретичні засади та методологія реалізації дискретного перетворення Фур'є на основі оцінок різних кореляційних функцій є основою для реалізації відповідних алгоритмів спектрального діагностування станів обладнання нафтогазової промисловості за допомогою універсальних комп'ютерів, спеціалізованих контролерів та сигнальних процесорів, які випускаються відомими фірмами CMS,SPM, COMPAS, SCHENCK.

Враховуючи велику вартість таких програмно апаратних засобів «більше 20 тис. у.о.», перспективними і актуальним є розробка спец процесорів косинусного перетворення Фур'є на типових платформах та кристалах фірм «ANALOG DEVICE» та «KSANIKS». Які повинні бути адаптовані до умов експлуатації об'єктів нафтогазової промисловості

Література

- 1 Заміховський Л.М. Основи теорії надійності і технічної діагностики систем: навч. посіб. / Л.М. Заміховський В.П. Калявін. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. – 360 с.
- 2 Заміховський Л.М. Проектування систем діагностування: навч. посіб. / Л.М. Заміховський В.П. Калявін. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. – 248 с.
- 3 Николайчук Я.М. Теорія джерел інформації / Я.М. Николайчук. – Тернопіль: ТзОВ «Терно-граф», 2010. – 536 с.
- 4 Ширмовська Н.Г. Застосування кореляційного та кластерного аналізу для ідентифікації перед аварійних та аварійних станів процесів буріння / Н.Г. Ширмовська, І.Б. Албанський, І.Р. Пітух, О.Л. Кулинин // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – № 3(29). – С. 112-116.
- 5 Задирака В. К. Теория вычисления преобразования Фурье / В.К. Задирака. – К.: Наук. думка, 1983. – 216 с.
- 6 Нуссбаумер Г. Быстрое преобразования Фурье и алгоритм вычисления сверток / Г. Нуссбаумер; [пер. с англ.]. – М.: Радио и связь, 1985. – 248 с.
- 7 Мельник А.О. Персональні суперкомп'ютери: архітектура, проектування, застосування: монографія / А. О. Мельник. – Львів: Видавництво Львівської Політехніки, 2013. – 516 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 24.04.14

Рекомендована до друку професором Юрчишиним В.М. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором Кочаном В.В. (Тернопільський національний економічний університет, м. Тернопіль)

СИСТЕМА ДЛЯ БЕЗКОНТАКТНОГО ВИМІРЮВАННЯ КООРДИНАТ ТОЧОК ПОВЕРХНІ СТІНКИ ВЕРТИКАЛЬНИХ СТАЛЕВИХ ЦИЛІНДРИЧНИХ РЕЗЕРВУАРІВ

Х.В. Паньків

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727170,
e-mail: ktsu@nuing.edu.ua

Розроблена система для безконтактних дистанційних вимірювань координат точок поверхні стінки вертикальних сталевих циліндричних резервуарів, яка за допомогою розробленого кутового позиціонера проектує скануючу лінію лазера на стінку резервуара і фотографує її твірну. Після застосування до одержаних фотографій методів обробки зображень за наведеною методикою за допомогою розробленого програмного забезпечення розраховуються координати точок поверхні стінки. Наведено залежність похибки непрямих вимірювань координат точок поверхні стінки від радіуса резервуара та кількості точок вимірювання, що дало змогу розрахувати сумарну зведену похибку розробленої системи вимірювання координат точок поверхні стінки, яка становить 0,098% при вимірюванні резервуара радіусом 5 м з семи точок вимірювання. Проведено промислову апробацію розробленої системи.

Ключові слова: вертикальний сталевий циліндричний резервуар, безконтактні вимірювання, лазер, координати точок.

Разработана система для бесконтактных дистанционных измерений координат точек поверхности стенки вертикальных стальных цилиндрических резервуаров, которая с помощью разработанного углового позиционера проектирует сканирующую линию лазера на стенку резервуара и фотографирует ее образующую. После применения к полученным фотографиям методов обработки изображений по приведенной методике с помощью разработанного программного обеспечения рассчитываются координаты точек поверхности стенки. Приведена зависимость погрешности косвенных измерений координат точек поверхности стенки от радиуса резервуара и количества точек измерения, что дало возможность рассчитать суммарную приведенную погрешность разработанной системы измерения координат точек поверхности стенки, которая составляет 0,098% при измерении резервуара радиусом 5 м с семи точек измерения. Проведена промышленная апробация разработанной системы.

Ключевые слова: вертикальный стальной цилиндрический резервуар, бесконтактные измерения, лазер, координаты точек.

The system for contactless distance measuring of the wall surface points coordinates of vertical steel cylindrical tanks is developed. It uses a developed angular positioner to project a scanning laser line on the tank wall and make photo of its generatrix. After the image processing methods had been applied to the obtained photos, the coordinates of the wall surface points were calculated with the help of the mentioned methodology and developed software. The error dependence of indirect measurements of the tank wall surface points coordinates on the tank radius and number of measuring points is shown. It made it possible to calculate the integral reduced error of the developed system for contactless distance measuring. The integral error is 0.098% when measuring the tank with the radius of 5 m by using seven measuring points. The industrial testing of the developed system was conducted.

Key words: vertical cylindrical steel tank, contactless measurement, laser, points coordinates

Вертикальні сталеві циліндричні резервуари (РВС), які знаходяться на території України в переважній більшості знаходяться в експлуатації понад 20 років, що зумовлює необхідність їх діагностування для підтвердження можливості їх подальшої безпечної експлуатації. Для попередньої оцінки стану РВС використовуються візуально-оптичні та геодезичні методи. Визначення відхилення твірної стінки РВС від вертикалі проводять за допомогою каретки згідно ДСТУ 4147-2003. Цей процес є дуже трудомістким і має високі вимоги до погодних умов, за яких дозволяється проводити вимірювання. Існуючі лазерні скануючі системи [1, 2] є простими в експлуатації, проте їх вартість є високою, що перешкоджає їх широкому застосуванню в Україні.

Для визначення координат точок поверхні стінки резервуара розроблено систему, яка про-

ектує скануючу лінію лазера на стінку резервуара і фотографує її твірну (рис. 1).

Система складається з скануючого лазера, кутового позиціонера, лазерного далекоміра, фотоапарата та портативного комп'ютера (ПК) з необхідним програмним забезпеченням. За допомогою кутового позиціонера проводиться лазерна розгортка (скануюча лінія) зеленого кольору, яка проектується на стінку резервуара під чітко визначеним кутом, що задається позиціонером. Проекція фотографується і за допомогою розробленого програмного забезпечення за отриманою фотографією визначаються координати точок твірної стінки резервуара. Для цього потрібно виміряти відстань від приладу до вимірюваної твірної. За допомогою лазера червоного кольору на лазерній проекції твірної на заданій висоті позиціонується опорну точку, до якої вимірюється відстань. Трику-

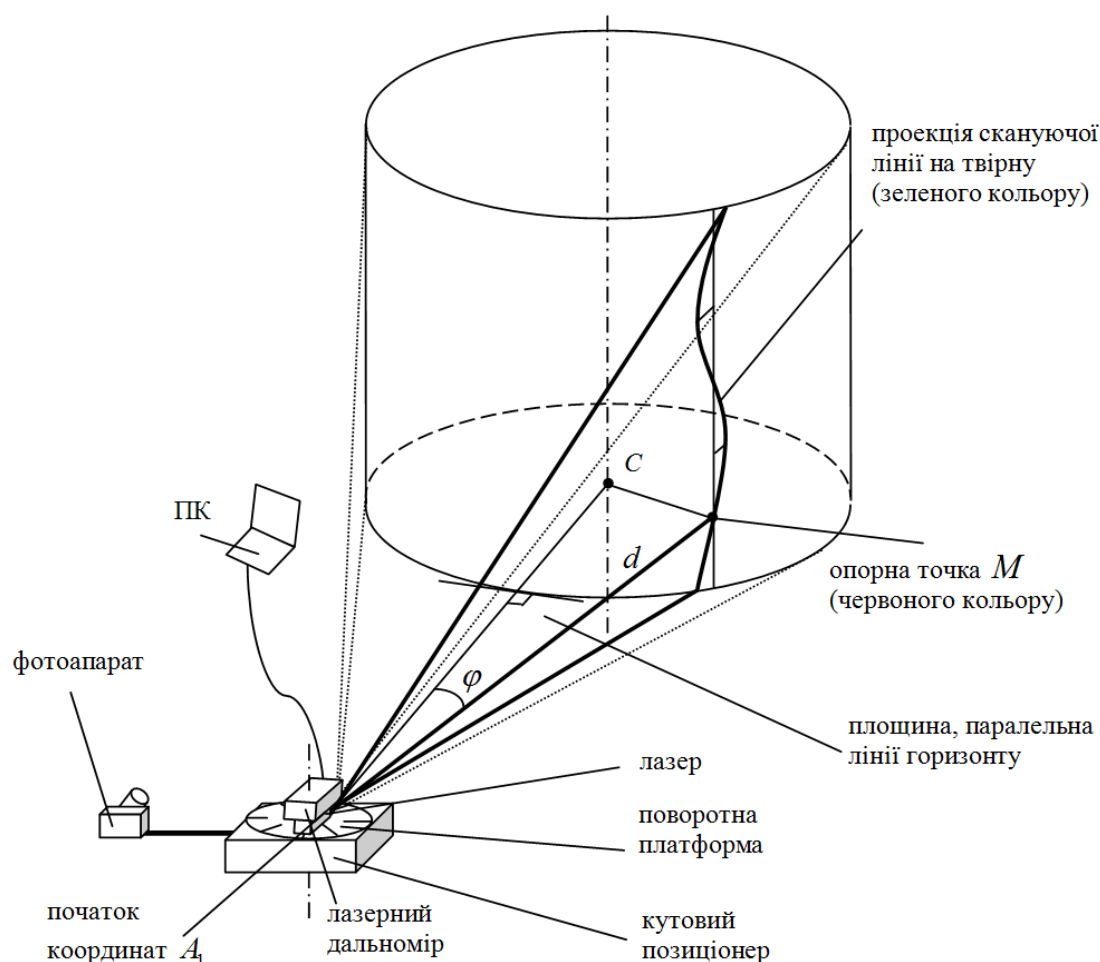


Рисунок 1 – Система для визначення координат точок поверхні стінки резервуара

тник АІМС лежить в площині, паралельній до горизонту. Фотоапарат знаходиться на фіксованій відстані від кутового позиціонера, вони закріплені на кронштейні таким чином, що оптична вісь об'єктива фотоапарата паралельна напрямку нульового кута азимуту кутового позиціонера. При проведенні вимірювань кронштейн встановлюється паралельно горизонту і перпендикулярно до нормалі до стінки резервуара, таким чином напрям нульового кута азимуту кутового позиціонера спрямований по нормалі до стінки РВС.

Параметри внутрішнього калібрування камери, такі як фокусна відстань, кут нахилу пікселя, координати принципової точки та дисторсію можна визначити в результаті калібрування фотоапарата, наприклад, за методом Zhengyou Zhang [3]. Для цього фотографується плоский об'єкт у вигляді шахової дошки під різними ракурсами. За одержаними фотографіями визначаються параметри фотоапарата [4]. Слід зауважити, що в сучасних цифрових фотоапаратах, наприклад, у фотоапараті Nikon D5200, кут нахилу пікселя можна вважати прямим, координати принципової точки вибирати як середину зображення, а фокусну відстань отримати з інструкції користувача, яка додається до об'єктива фотоапарата, зокрема для об'єктива AF-S DX NIKKOR 18–55mm VR фокусна від-

стань становить від 12 мкм залежно від оптичного масштабування [5]. Дисторсією лінзи в сучасних фотоапаратах можна знехтувати зважаючи на сучасні досягнення в виготовленні об'єктивів та те, що найбільше дисторсія проявляється лише на краях зображення. Також в сучасних об'єктивах практично відсутня хроматична аберація.

Для виключення попередньої обробки зображення фотоапаратом доцільно проводити зйомку в RAW-форматі. Слід зауважити, що практично кожен сучасний фотоапарат має в комплекті спеціальне програмне забезпечення для його обробки та перетворення в інші формати. Зокрема у фотоапараті Nikon D5200, використовується NEF-формат і спеціальне програмне забезпечення ViewNX 2.

Враховуючи вимоги до системи для визначення координат точок поверхні стінки резервуара, розроблено функціональну схему кутового позиціонера, наведену на рис. 2. Вимірювання відстані до резервуара здійснюється за допомогою професійного лазерного далекоміра Bosch DLE50 [6].

Логічний керуючий пристрій, після отримання та декодування команди оператора, через силові ключі подає напругу на реле включення лазера та приводу обертового дзеркала пристрою формування скануючої лінії чи на об-

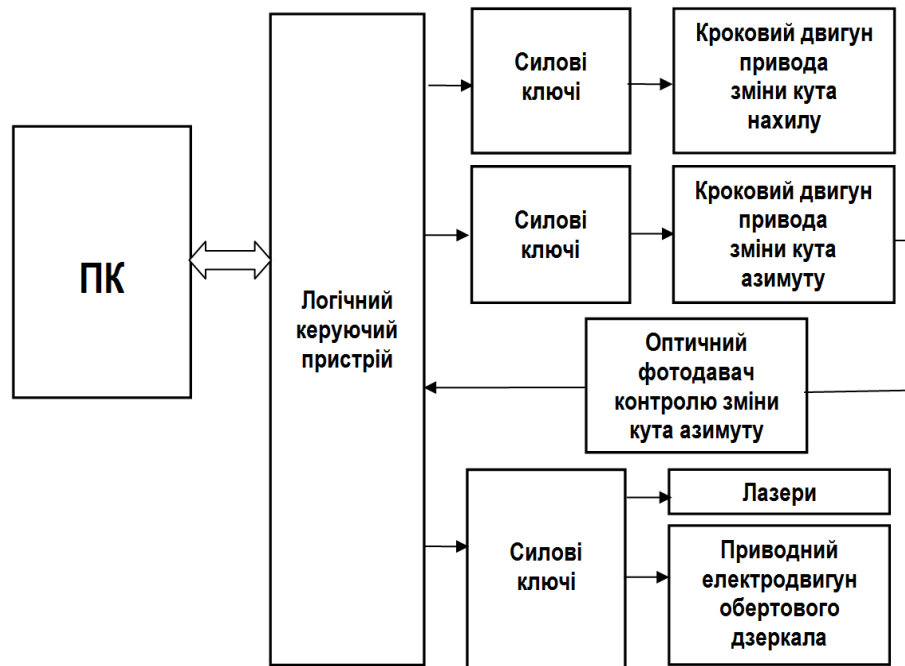


Рисунок 2 – Функціональна схема кутового позиціонера системи для визначення координат точок поверхні стінки резервуара

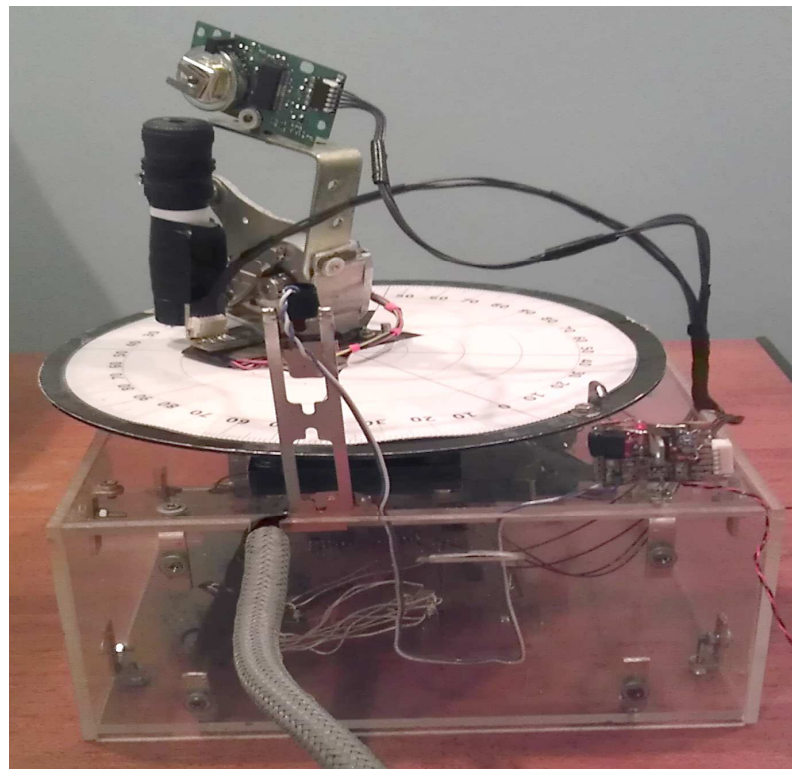
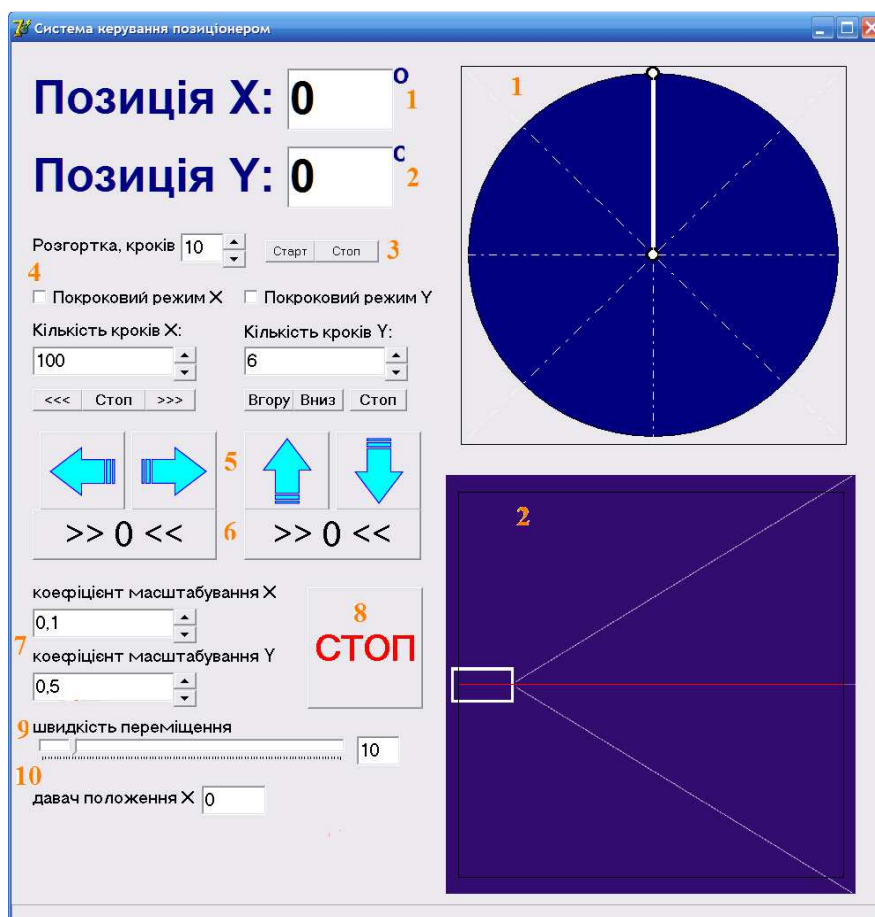


Рисунок 3 – Зовнішній вигляд кутового позиціонера

мотки відповідних крокових електродвигунів, які обертають платформу в заданому напрямі або позиціонують опорний лазерний промінь. На рух платформи реагує оптичний фотодавач, який передає сигнал зворотного зв'язку назад до ПК, яка, в свою чергу, обробивши його, відображає фактичне положення платформи на моніторі. Зовнішній вигляд кутового позиціонера наведено на рис. 3.

Оператор має можливість віддалено керувати кутовим позиціонером за допомогою ПК, на якому запущено керуючу програму, що дає змогу обмінюватися даними через інтерфейс паралельного порту LPT. Для розроблення програми керування позиціонером обрано середовище Delphi [7]. На рис. 4 наведено інтерфейс системи керування кутовим позиціонером.



1) позиція X (азимут); 2) позиція Y (кут нахилу); 3) розгортка із заданням кроків; 4) покроковий режим X, Y; 5) кнопки ручного переміщення механізмів по координатних осях X, Y; 6) встановлення у початкове положення; 7) коефіцієнт масштабування X, Y; 8) аварійне зупинення; 9) швидкість переміщення; 10) покази датчика положення X

Рисунок 4 – Віконний інтерфейс системи керування кутовим опозиціонером

Для визначення циліндричних координат точок поверхні стінки резервуара визначаються координати опорної точки M , яка утворюється шляхом проєкції червоної точки лазерного променя на кожен твірну стінки резервуара на заданій висоті. Для цього визначається відстань d_j від опори приладу до цієї точки та кут φ_j між нормаллю до стінки резервуара та твірною (рис. 5).

Перше положення кутового позиціонера приймається за початок координат. Вісь ординат направляється по нормалі до резервуара. Тоді координати опорної точки $M(x_j^i; y_j^i)$ визначаються за формулами:

$$\begin{cases} x_j^i = d_j \cdot \sin(\varphi_j), \\ y_j^i = d_j \cdot \cos(\varphi_j) \end{cases} \quad (1)$$

Після того як проведено всі вимірювання видимої з даного положення опори поверхні стінки резервуара, опора і кутовий позиціонер переносяться в наступне положення і вимірювання повторюються знову.

Координати всіх точок переводяться в систему координат першого положення опори:

$$\begin{cases} x_j^{i-1} = -x_j^i \cdot \cos(\alpha_{li} + \alpha_{il}) - \\ \quad - y_j^i \cdot \sin(\alpha_{li} + \alpha_{il}) + l_i \cdot \sin(\alpha_{li}), \\ y_j^{i-1} = x_j^i \cdot \sin(\alpha_{li} + \alpha_{il}) - \\ \quad - y_j^i \cdot \cos(\alpha_{li} + \alpha_{il}) + l_i \cdot \cos(\alpha_{li}), \end{cases} \quad (2)$$

де j – номер точки;
 i – номер опори, відносно якої визначаються координати;
 l_i – відстань між i -ю та першою опорами;
 α_{li} – кут між нормаллю до стінки резервуара з першої опори та прямою, що утворена першою та i -ю опорами;
 α_{il} – кут між нормаллю до стінки резервуара з i -ї опори та прямою, що утворена першою та i -ю опорами.

Координати осі резервуара x_c і y_c відносно першого положення опори визначаються шляхом мінімізації виразу:

$$\sum_j [(x_j^1 - x_c)^2 + (y_j^1 - y_c)^2 - R^2]^2 \rightarrow \min, \quad (3)$$

де R – номінальний радіус резервуара.

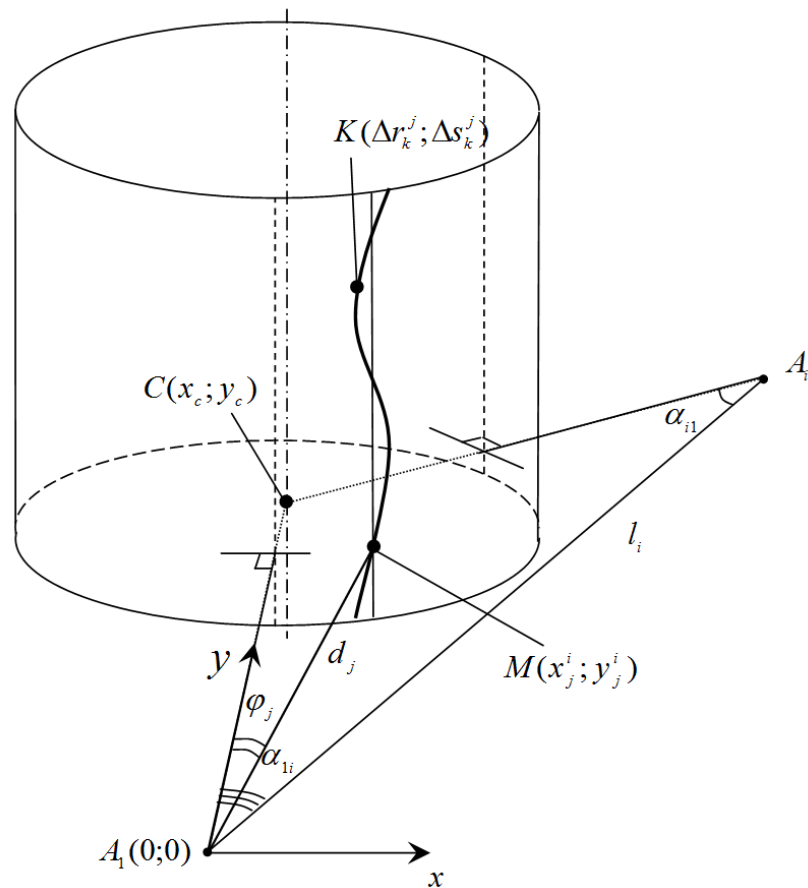


Рисунок 5 – Система вимірювання циліндричних координат точок поверхні резервуара

Після цього потрібно перерахувати координати всіх точок відносно осі резервуара і перевести координати всіх точок поверхні резервуара в циліндричну форму, для чого треба врахувати висоту, на яку піднята опорна точка, і перенести початок координат вниз на цю відстань.

За координатами опорної точки по фотографії визначаються координати всіх точок твірної. Для цього за проекцією твірної на фотографії визначаються координати Δx_k^j і Δy_k^j в пікселях кожної точки К твірної відносно опорної точки j та переводяться в циліндричну систему координат з початком в центрі резервуара:

$$\begin{aligned} \Delta s_k^j &= \Delta y_k^j \cdot Mas \cdot y_j^i; \\ \Delta r_k^j &= \frac{\Delta x_k^j \cdot Mas \cdot y_j^i \cdot d_j}{a}; \end{aligned} \quad (4)$$

де Mas – масштаб фотографії в пікселях;
 a – довжина кронштейну, тобто відстань між фотоапаратом та кутовим позиціонером.

Масштаб фотографії Mas визначається за розміром матриці та роздільною здатністю фотоапарата, які входять в його технічні характеристики. Зокрема, для фотоапарата Nikon D5200 розмір матриці становить $w_m \times h_m = 23,5 \times 15,6$ мм, а максимальна роздільна здатність $n_w \times n_h = 6000 \times 4000$ пікселів

[5]. Тобто мінімальний масштаб матриці становить $w_m/n_w = h_m/n_h = 4$ мкм/піксель, що з врахуванням фокусної відстані f становить від $Mas = w_m/(n_w \cdot f) = 0,00033$ 1/піксель. Для визначення розміру об'єкта його розмір в пікселях множиться на відстань до об'єкта і на масштаб матриці фотоапарата [8]. При використанні іншого розширення фотоапарата масштаб перераховується. Оскільки площина матриці фотоапарата спрямована паралельно твірним стінки РВС, то твірні на фотографії перпендикулярні до горизонту і їх розмір залежить від відстані до них, яка визначається як ордината опорної точки сфотографованої твірної за формулою (1). Якщо висота РВС не дає змогу зняти його одним кадром з певної відстані, то одним з варіантів вирішення цієї проблеми є зйомка РВС у перспективі з подальшою корекцією. Для цього змінюється кут нахилу фотоапарата.

Перед початком вимірювань необхідно провести перевірку стану зовнішньої поверхні стінки резервуара на відсутність забруднень, бризок металів, напливів, задирок для можливості проведення зовнішніх вимірів [9].

Обробка фотографій, отриманих за допомогою розробленого методу здійснюється в середовищі Matlab [10] з використанням декореляційного розтягнення, розбиття фотографії за трьома кольорами та бінаризація за кожним кольором зокрема. Результатом обробки зобра-

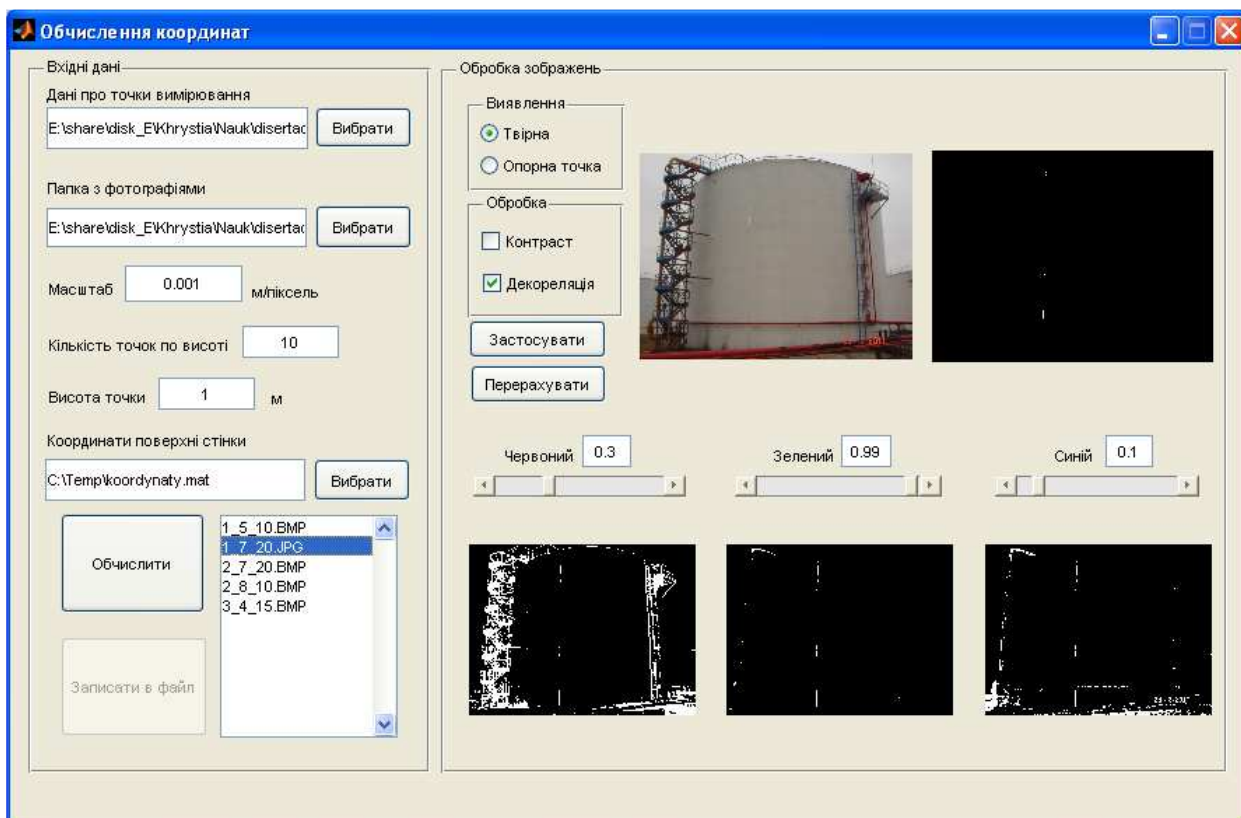


Рисунок 6 – Вікно програми обробки фотографій та розрахунку координат

ження є бінарний масив, де одиницями позначено проекцію лазерного променя на твірну резервуара (рис. 6).

Декореляційне розтягнення покращує співвідношення кольорів на зображенні з урахуванням кореляційних залежностей. При перетворенні значень вихідних кольорів зображення діапазон відображення, в більшості випадків, збільшується. Інтенсивності кольорів кожного пікселя перетворюються у власний колірний простір з кореляційною матрицею, розтягуються, вирівнюються і трансформуються назад.

Бінаризація зображення полягає у перетворенні його пікселів в масив бінарних елементів: в «1», якщо інтенсивність кольору перевищує задане значення, і в «0» в протилежному випадку.

Якщо в результаті обробки фотографії не вдалося виявити твірну як суцільну лінію, доцільно скористатися інтерполяційними процедурами з метою обчислення координат точок, виявити які на фотографії не вдалося.

Слід звернути увагу, що обробку фотографії слід проводити окремо для розпізнавання на ній твірної та опорної точки, для чого встановлено перемикачі «Виявлення».

Сумарна похибка вимірювання координат точок поверхні стінки резервуара складається з похибок вимірювання координати опорної точки та похибки вимірювання координат точок твірної по фотографії відносно координат опорної точки.

Для оцінювання залежності кількості опор n , з яких проводиться вимірювання для забез-

печення необхідного рівня точності, від радіуса резервуара R приймається, що резервуар є колом, вписаним в фігуру, утворену прямими між опорами. Тоді:

$$d = R \cdot \text{ctg}(\varphi),$$

$$\varphi = 90 - \frac{180}{n}. \quad (5)$$

Графік залежності похибки вимірювання від радіуса резервуара та кількості опор вимірювання (рис. 7) враховує похибку при переведенні координат в перше положення опори.

Як видно з рис. 7, чим більший радіус резервуара, тим з більшої кількості опор проводиться фотографування для забезпечення необхідного рівня точності. Для резервуара радіусом 5 м при проведенні вимірювань з 7 опор похибка вимірювання радіальної координати становить 0,098%, тобто 4,9 мм.

Для забезпечення такої точності відтворення поверхні стінки РВС з врахуванням методичної похибки при використанні кубічних сплайнів, яка залежить від кроку дискретизації та похідної функції четвертого порядку, для максимально допустимої згідно [11] вм'ятини висотою 45 мм при мінімальній її висоті 3 м достатньо провести вимірювання по вертикалі в зоні дефекту в трьох точках.

Промислова апробація розробленої системи була проведена на РВС НГВУ «Долинафтогаз». В результаті обробки отриманих фотографій за допомогою розробленого програмного забезпечення отримано координати 8-ї твірної стінки РВС, виміряної з одного положення

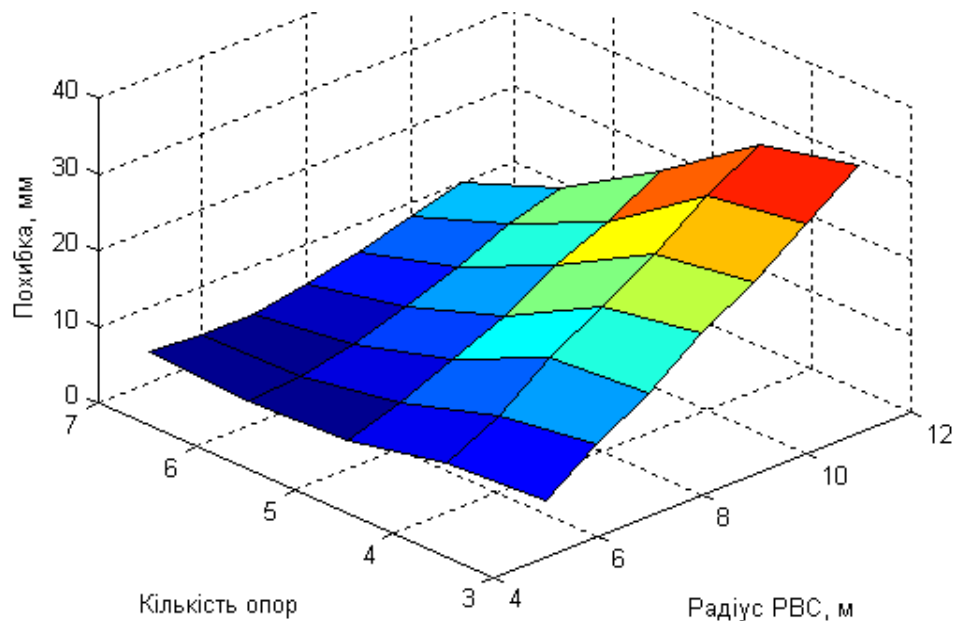
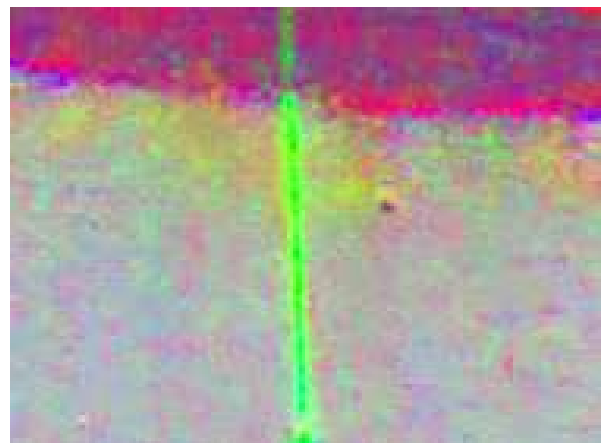


Рисунок 7 – Залежність похибки вимірювання координати r від радіуса РВС та кількості опор



а)



б)

а) фотографія без обробки; б) фотографія після декореляційного розтягнення

Рисунок 8 – Зображення скануючої лінії на різних видах поверхонь

опори. Отримані значення порівнювалися з результатами вимірювань відхилень 8-ї твірної стінки РВС від вертикалі за даними протоколу геометричного калібрування. Математичне сподівання різниці між вимірюваннями за допомогою каретки та за допомогою розробленої системи дорівнює $-0,25$ мм, середньоквадратичне відхилення рівне $2,86$ мм.

Слід зауважити, що похибка обчислення координат стінки буде залежати від способу обробки фотографії: чим чіткіше буде виділена проекція твірної, тим точнішим буде результат. Також під час проведення експериментальних досліджень проведено дослідження можливості виявлення скануючої лінії на непофарбованій поверхні, що показано на рис. 8.

Як видно з рис. 8 б) після декореляційного розтягнення чітко видно проекцію лазерного променя навіть на поверхню, не покриту фарбою.

Розроблену систему можна використовувати також для визначення координат інших великогабаритних об'єктів, обробляючи виміряні параметри з врахуванням геометричних особливостей об'єкта.

Література

- 1 Leica Geosystems – when it has to be right [Електронний ресурс] / Leica Geosystems. – Sweden, 2013. – Режим доступу: <http://www.leica-geosystems.com/en/index.htm>.
- 2 Transforming the Way the World Works. Engineering & Construction, Surveying, Agriculture, Fleet and Field Service Management [Електронний ресурс] / Trimble. – USA, 2013. – Режим доступу: <http://www.trimble.com>.
- 3 Zhang Z. A flexible new technique for camera calibration [Електронний ресурс] / Z. Zhang // IEEE Transactions on Pattern Analysis

and Machine Intelligence. – 2000. – Vol. 22, № 11. – P. 1330-1334. – Режим доступу : <http://research.microsoft.com/en-us/um/people/zhang/Papers/TR98-71.pdf/>

4 Bouguet J. Camera Calibration Toolbox for Matlab [Електронний ресурс] / Jean-Yves Bouguet. – USA, 2010. – Режим доступу : http://www.vision.caltech.edu/bouguetj/calib_doc/index.html.

5 Nikon D5200 [Електронний ресурс] / Nikon Europe U.K.. – Україна, 2013. – Режим доступу: http://www.nikon.ua/uk_UA/product/digital-cameras/slr/consumer/d5200

6 Лазерный дальномер DLE 50 Professional [Електронний ресурс] / ООО «Роберт Бош». – Москва, 2003. – Режим доступу: <http://www.bosch-pt.com/productspecials/professional/dle50/ru/ru/start/index.htm>.

7 Культин Н. Б. Основы программирования в Delphi XE: учеб. пособие / Н. Б. Культин. - С.: «БХВ-Петербург», 2011. - 416 с. - ISBN 978-5-9775-0683-0.

8 Назаров А. С. Фотограмметрия [Текст] : учеб. пособие для студентов вузов / А. С. Назаров. – Мн.: ТетраСистемс, 2006. – 368 с. : ил.– ISBN 986-470-402-5.

9 Большаков В. Д. Теория математической обработки геодезических измерений / В. Д. Большаков, П. А. Гайдаев. – М.: Недра, 1977. – 367 с.

10 Кетков Ю. Л. MATLAB 7: программирование, численные методы / Ю. Кетков, А. Кетков, М. Шульц. – СПб.: БХВ–Петербург, 2005. – 752 с. – ISBN 5–94157–347–2.

11 Пронкин Н. С. Основы метрологии : практикум по метрологии и измерениям : [учеб. пособие для вузов] / Пронкин Н. С. – М. : Логос; Университетская книга, 2007. – 392 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
21.04.14*

*Рекомендована до друку
професором **Заміховським Л.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*професором **Лютаком І.З.**
(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

Виробничий досвід

УДК 621.31

ЕФЕКТИВНІ НАУКОВІ І ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКІ РОЗРОБКИ ЩОДО КОМПЛЕКСНОЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ ЕЛЕКТРОПРИВОДНИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

Р.М. Говдяк

*ТОВ «ІК «Машекспорт»; 04655, м. Київ, вул. Кудрявський узвіз, 7, тел. (044) 4980273,
e-mail: Office@ik-me.com*

Наведено результати комплексної реконструкції електроприводних компресорних станцій магістральних газопроводів з використанням нових наукових проектно-конструкторських розробок на основі ефективних енергозберігаючих, екологічних, економічних і малолюдних технологій.

Вперше проведено дослідно-промислову експлуатацію новітніх електроприводних безредукторних, з магнітними підвісами і сухими ущільненнями вузлів агрегатів з частотно-регульованим приводом, що забезпечило широкий діапазон регулювання газодинамічних параметрів компресорних станцій, відповідних оптимальному режиму роботи газопроводу та економії витрат на електроенергію до 30% на рік.

Показано, що використання безмасляних технологій в агрегатах і енергогосподарстві, застосування автоматизованої установки очищення газу суттєво поліпшило екологічну ситуацію на станціях.

Глибокий рівень автоматизації та інтеграції систем, реалізація дистанційного керування станціями забезпечує їх експлуатацію по малолюдній технології і дає змогу скоротити чисельність обслуговуючого персоналу на 21 % нижче нормативної.

Ключові слова: реконструкція, компресорна станція, газопровід, автоматизація, малолюдна технологія, сухе ущільнення, магнітний підвіс.

Приведены результаты комплексной реконструкции электроприводных компрессорных станций магистральных газопроводов с использованием новых научных, проектно-конструкторских разработок на основе эффективных энергосберегающих, экологических, экономических и малолюдных технологий.

Впервые проведена опытно-промышленная эксплуатация новейших электроприводных безредукторных, с магнитными подвесами и сухими уплотнениями узлов агрегатов с частотно-регулируемым приводом, что обеспечило широкий диапазон регулирования газодинамических параметров компрессорных станций, соответствующих оптимальному режиму работы газопровода и экономии затрат на электроэнергию до 30% в год.

Показано, что использование безмасляных технологий в агрегатах и энергохозяйстве станции, применение автоматизированной установки очистки газа существенно улучшило экологическую ситуацию на станциях.

Глубокий уровень автоматизации и интеграции систем, реализация дистанционного управления станциями обеспечивает их эксплуатацию по малолюдной технологии и позволяет сократить численность обслуживающего персонала на 21 % ниже нормативной.

Ключевые слова: реконструкция, компрессорная станция, газопровод, автоматизация, малолюдная технология, сухое уплотнение, магнитный подвес.

The results of complex reconstruction of electric driven gas-compressor station of gas main pipeline with employment of new design and engineering development on the base of effective energy-efficient, ecological, economic and minimal manning technology are shown.

For the first time the pilot operation of the newest electric direct-drive aggregates with magnetic levitation and dry gas-dynamic consolidation of units, and variable-frequency drive, is put into practice. That ensures a wide range of regulation of compressor stations gas-dynamic parameters, which corresponds to the optimal operating mode of gas main pipeline and save energy costs up to 30% per year.

It is shown that the utilization of oil-free technologies in aggregates and station's energy-department the application of gas treating automatic unit have essentially proved the stations' ecological environment.

High level of systems' automation and integration, the implementation of remote control of the stations provide their operation with minimal manning technology and allows reducing the number of operating personnel by 21% below the standard number.

Key words: reconstruction, gas-compression station, gas main pipeline, automation, minimal manning technology, dry consolidation, magnetic levitation.

Сьогодні і в майбутньому пріоритетом світового рівня в різних областях людської діяльності створюються технічні рішення, які дають комплексний енергозберігаючий, екологічний, економічний та соціальний ефект.

Як відомо, основним напрямком перспективного розвитку газової промисловості держав СНД і дальнього зарубіжжя є енергозбереження, яке базується на впровадженні енергетично, екологічно та економічно ефективних технологій і нової техніки.

Яскравим прикладом цього є проекти, реконструкції 6 електроприводних компресорних станцій магістрального газопроводу Нижньовартівський ГПЗ-Парабель-Кузбас ТОВ «Газпром трансгаз Томськ», які виконало ТОВ «ІК «Машекспорт» з використанням малолюдних технологій і сучасних наукових технічних рішень, які побудовані на принципах надійності і економічності (рис. 1).

У 2013 р. завершено реконструкцію п'яти компресорних стацій, що дало змогу разом з виведеною на проектні тиски лінійною частиною одержати сучасний магістральний газопровід, де повною мірою реалізовані нові технології диспетчерського керування, автоматизації технологічних процесів. Одержано додатковий ощадливий і економічний ефект не лише завдяки сучасному компресорному устаткуванню, але й завдяки розрахунку та реалізації оптимальних режимів транспорту газу по газопроводу в динаміці.

Основні цілі реконструкції електроприводних компресорних станцій:

– забезпечення потрібної продуктивності газопроводу;

– підвищення рівня технічної експлуатації, безпеки та ефективності роботи устаткування компресорних станцій;

– забезпечення плавного регулювання та оптимізації режиму роботи газотранспортної системи;

– зниження споживання електроенергії та технологічних втрат газу;

– перехід на малолюдні технології та дистанційне управління компресорними станціями.

Вказаний вище газопровід проектною продуктивністю 8,2 млрд м³/рік побудовано у 1977 році. На його компресорних станціях встановлено газоперекачувальні агрегати (ГПА) потужністю 4 МВт, кожен з електроприводом СТД-4000-2.

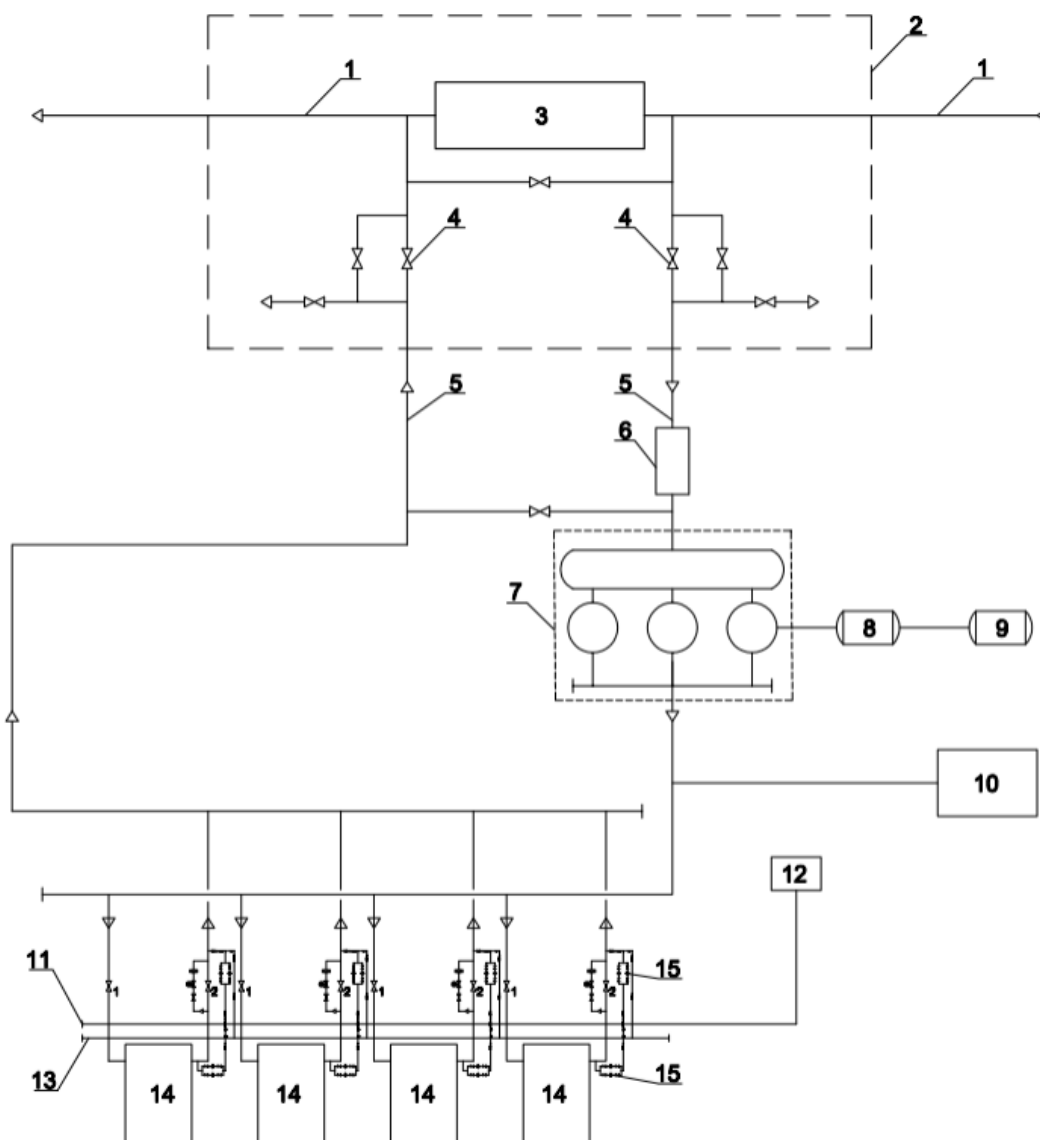
На початку реконструкції станцій ГПА мали напрацювання з початку експлуатації до 105 тис. годин, технологічні трубопроводи компресорних станцій не відповідали вимогам нових нормативних документів, електротехнічне та технологічне устаткування, системи автоматизації технологічних процесів морально та фізично застаріли. Старі газоперекачувальні агрегати мали неефективну та обмежену можливість по регулюванню їх продуктивності.

Ці обставини не тільки призводили до більш високих затрат на транспортування газу, але й знижували надійність та безпеку газотранспортної системи.

Як відомо, значний досвід експлуатації електроприводних газоперекачувальних агрегатів (ЕГПА) виявив їх переваги порівняно з газотурбінними агрегатами: високу надійність, великий моторесурс (25 років), низький рівень шуму і високу екологічну чистоту, а також зна-



Рисунок 1 – Компресорна станція (КС) Парабель



1. магістральний газопровід; 2. вузол підключення компресорної станції до магістрального газопроводу; 3. вузол прийому-запуску очисних споруд; 4. відсічний запірний шаровий кран; 5. шлейф під'єднання компресорної станції до газопроводу; 6. установка вузла обліку газу; 7. установка очищення газу; 8.ємність збору конденсату високого тиску; 9. ємність зберігання конденсату атмосферна; 10. установка підготовки природного газу для власних потреб станції; 11. колектор стиснутого повітря; 12. блок повітряної компресорної станції; 13. колектор буферного газу; 14. електропровідний газоперекачувальний агрегат; 15.блок фільтрів буферного газу

Рисунок 2 – Принципова технологічна схема електропровідної компресорної станції магістрального газопроводу

чні недоліки вітчизняних агрегатів: відсутність регулювання частоти обертання ротора електродвигуна, неможливість повторного пуску агрегату з гарячого стану та ін. Сучасні агрегати не мають цих недоліків.

Реконструкція дає змогу підвищити продуктивність компресорних станцій при зниженні загальної установленої потужності ГПА. Проектом передбачено заміну 32 ГПА на 22 сучасних комплексних електроприводних агрегатів типу ЕГПА-4,0/8200-5,6/1,26-Р.

На рис. 2 зображено принципову технологічну схему реконструйованої компресорної станції газопроводу [1].

Компресорна станція працює наступними чином:

Газ з магістрального газопроводу 1 через автоматичну установку обліку газу 6 надходить в установку очищення газу 7, де очищується від домішок і його велика частина по трубопроводу направляється в компресорний цех на компримування агрегатами 14.

Друга частина газу надходить в установку для підготовки газу на власні потреби КС 10, а потім споживачам. Відсепарований конденсат направляється в ємність збору 8, а потім в ємність зберігання 9 і на утилізацію, що поліпшує екологічну обстановку в районі станції.

Наявність на КС вузла обліку газу, електропривідних ГПА з частотно-регульованим асинхронним електроприводом, автоматичною системою управління станції (АСУ КС) забезпечує оптимальний, найбільш ефективний розрахунок, вибір і реалізацію оптимальних параметрів транспорту газу по магістральному газопроводу.

Оскільки в компресорних агрегатах застосовано сухі газові ущільнення, газ для їх коректної роботи (буферний газ), відбирається з вихідного трубопроводу ГПА і після нагнітального крана.

Для стабільної подачі буферного газу в систему сухих газових ущільнень і підтримки відповідного тиску, прийнято встановити підземний колектор буферного газу. Таке рішення є найбільш доцільним, значно дешевшим і ефективнішим, ніж інші.

Однією з основних задач реконструкції є використання новітніх електропривідних газоперекачувальних агрегатів, які не мають аналогів у світі та виконаних на високому технічному рівні.

Використання ЕГПА з частотно-регульованим, високошвидкісним електроприводом без мультиплікатора (редуктора), застосування в них магнітних підшипників та газових динамічних ущільнень:

1) дало змогу виключити зі складу КС системи оснащення та охолодження олії, виключити витрати на поповнення олії у процесі експлуатації, підвищити пожежну безпеку;

2) відсутність у «сухому» агрегаті механічного контракту частин, що обертаються і, як наслідок, механічного зносу, забезпечує довготривалий строк служби агрегату при мінімальному об'ємі технічного обслуговування. Строк служби обмежується тільки процесами старіння конструкційних матеріалів;

3) застосування високошвидкісного асинхронного електропривода дало можливість виключити з агрегату узгоджувальний мультиплікатор (редуктор), що дало можливість зменшити габарити та збільшити ККД механічної частини агрегату;

4) застосування частотно-регулюючого електроприводу в агрегаті підвищило ефективність його роботи та дозволило забезпечити:

а) відмову від дроселювання газу при регулюванні робочих режимів агрегату;

б) високий ККД агрегату у всьому робочому діапазоні;

в) реалізацію оптимальних режимів транспорту газу по газопроводу в динаміці та його економічну ефективність.

Технічні рішення по реконструкції КС передбачені з максимальним використанням енергозберігаючих технологій.

Основними напрямками енергозбереження є:

- використання високооборотних електропривідних газоперекачувальних агрегатів з регулюючою кількістю обертів двигуна ЕГПА-4,0/8200-56/1,26-Р;

- скорочення витрат газу при проведенні реконструкції;

- оснащення компресорного цеху приборами обліку газу;

- утилізація продуктів очищення газу на установці очищення газу;

- утилізація продуктів очистки газу на вузлах прийому-запуску очисних пристроїв.

Рішення, прийняті щодо вентиляції компресорних станцій, також відповідають сучасним технічним рішенням з енергозбереження з використанням кращого вітчизняного та іноземного устаткування [2, 3].

Новизна та оригінальність технічних рішень щодо вентиляції приміщень КЦ забезпечують виконання поставлених технічних задач, а саме охолодження електродвигунів та опалення приміщень компресорного цеху теплим повітрям систем охолодження технологічного обладнання.

Другим важливим оригінальним аспектом системи вентиляції приміщення електродвигунів ЕГПА є можливість її роботи в замкнутому циклі із зовнішнім повітрообміном. При цьому важливо зауважити, що, враховуючи відносну важливість системи вентиляції (наявність приточних, витяжних, та приточно-витяжних опалювальних агрегатів, (системи повітропроводів з електричними заслінками та клапанами), ця система повністю автоматизована та може працювати в автономному режимі.

Передача даних про роботу всіх систем вентиляції здійснюється за рахунок АСУ з передачею даних в операторну та диспетчерську.

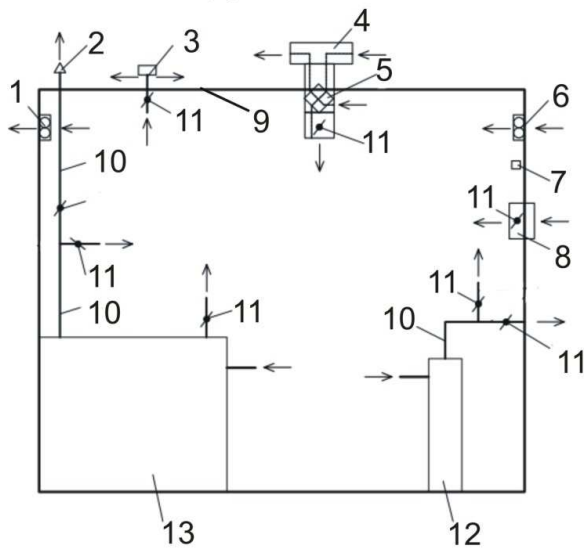
Необхідність підтримки оптимальних теплових режимів ГПА, систем електрооснащення та автоматики вимагала створення складної інтелектуальної, але надійної та ефективної системи вентиляції.

Система вентиляції спроектована як загальнообмінна, децентралізована – не прив'язана до конкретних ГПА. Це полегшило високу надійність роботи системи та дало змогу вдвічі скоротити площу цеху. Система вентиляції забезпечує рекуперацію значної кількості тепла від устаткування, фільтрацію повітря, створює надлишковий тиск в будівлі, забезпечуючи потрібну чистоту та вологість повітря.

Таке рішення потребувало важких розрахунків температурних полів та процесів конвекції, розробки алгоритмів автоматичного управління системою вентиляції.

На рис. 3 схематично зображено принципу схему системи обігріву та вентиляції машинного залу компресорного цеху газоперекачувальної компресорної станції магістрального газопроводу. Стрілками позначені напрямки підводу та відводу повітря.

Запропонована система обігріву та вентиляції приміщення компресорного цеху газоперекачувальної компресорної станції магістрального газопроводу включає: осьовий витяжний вентилятор 1, зонт 2, дефлектори 3, припливно-витяжний рекуперативний агрегат 4 з утилізаційним теплообмінником 5, осьовий припливний вентилятор 6, давач-реле температури 7 та установка ПЕ – для природного припливу зовнішнього повітря 8. Установка забез-



1 - осьовий, витяжний вентилятор; 2 - зонт;
3 - дефлектор; 4 - приточно-витяжний регулятивний агрегат; 5 - теплообмінник утилізаційний; 6 - вентилятор приточний, осьовий; 7 - давач-реле температури; 8 - установка ПЕ для природного притоку зовнішнього повітря; 9,10 - повітропроводи; 11 - заслінка з електроприводом; 12 - перетворення частоти електричного струму; 13 - електропровідний газоперекачувальний агрегат з частотно-регулюючим електроприводом

Рисунок 3 – Принципова технологічна схема обігріву та вентиляції компресорного цеху електроприводної компресорної станції магістрального газопроводу

печена також повітропроводами 9, 10, з електроприводами 11, перетворювачами частоти електричного струму 12, електроприводними газоперекачувальними агрегатами з частотно-регулюючим електроприводом з повітряним охолодженням 13, які установлені в приміщенні компресорного цеху.

Запропонована система обігріву приміщення компресорного цеху газоперекачувальної компресорної станції магістрального газопроводу працює наступним чином:

В холодний період року тепле повітря з систем повітряного охолодження електроприводних газоперекачувальних агрегатів 13, установленими в приміщенні, через повітроводи 10 поступає на утилізаційний теплообмінник 5 припливно-витяжного рекуперативного агрегату 4. На цей же теплообмінник 5 поступає холодне атмосферне повітря, яке, проходячи через загальну з теплим повітрям стінку теплообмінника 5, нагрівається до нормованої температури та поступає в підігрітому стані в приміщення компресорного цеху.

За рахунок використання припливно-витяжних рекуперативних агрегатів 5 в холодний період року витягне повітря перед тим як покинути межі приміщення, проходить через теплообмінник 5, підігріває припливне повітря до нормальної температури повітря приміщення. Видалення повітря передбачено з верхньої зони через дефлектори 4, які мають заслінки з

електроприводами 11. Додатково передбачується приплив свіжого повітря за рахунок інфільтрації в об'ємі дворазового повітрообміну природними припливними установками ПЕ 8 у теплий період року.

Видалення повітря передбачено з верхньої зони через дефлектори, що мають клапани з електроприводами. Додатково передбачається приплив свіжого повітря за рахунок інфільтрації в об'ємі дворазового повітрообміну.

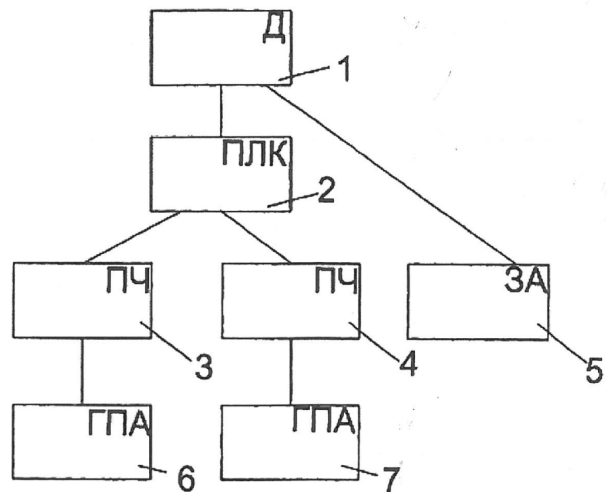
Застосування сучасних теплоізоляційних матеріалів та автоматизованої регулюючої арматури дає можливість економити розхід тепла на опалення та вентиляцію КС, що, в свою чергу, знижує експлуатаційні витрати.

Повна автоматизація систем вентиляції та опалення дає змогу економити енергоресурси (електроенергію, тепло- та водоспоживання) під час експлуатації цих систем.

Для забезпечення високої надійності та керованості, переходу до малолюдних технологій на станціях застосовані сучасні мікропроцесорні системи управління та телемеханіки. Реалізована єдина централізована система автоматизованого управління технологічними процесами станції.

Глибокий рівень автоматизації, висока надійність обладнання та систем, реалізація дистанційного керування забезпечують скорочення персоналу на 40 штатних одиниць, що на 21% нижче нормованого. При цьому більшу частину часу доби станція може працювати без обслуговуючого персоналу [4].

На рис. 4 схематично зображено принципову схему системи управління електроприводної компресорної станції магістрального газопроводу [5].



1 - автоматизоване робоче місце диспетчера (Д);
2 - контролер логічний, програмований (ПЛК);
3, 4 - перетворювачі частоти струму; 5 - електропривод запірно-регулюючої арматури (ЗА);
6, 7 - електроприводи газоперекачувальних агрегатів (ГПА)

Рисунок 4 – Принципова схема системи управління електроприводної компресорної станції магістрального газопроводу

Система управління включає автоматизоване робоче місце диспетчера 1(Д), програмований перетворювач логічний контролер 2 (ПЛК), давачі технологічних параметрів – температури, тиску, об'ємів газу, давачі швидкості обертання валів газоперекачувальних агрегатів (не показано) та два перетворювачі частоти 3 та 4 (ПЧ). В якості автоматизованого робочого місця диспетчера 1 застосовано керуючий комп'ютер з програмним продуктом, який задає алгоритм роботи пропонованій системі. Виходи автоматизованого робочого місця диспетчера 1 з'єднані з програмованим логічним контролером 2, який відпрацьовує заданий алгоритм роботи системи. Модулі виводу автоматизованого робочого місця диспетчера 1 підключені до електропроводів запірно-регулюючої арматури 5 (ЗА), а програмованого логічного контролера 2 – до перетворювача частот 3 та 4, які пов'язані з електроприводами газоперекачувальних агрегатів відповідно 6 та 7.

Як програмований логічний контролер 2 використано промисловий контролер ЕЛПК-04, розроблений фірмою «ЭЛНА». Зв'язок між автоматизованим робочим місцем диспетчера 1, програмованим логічним контролером 2 та перетворювачем частот 3 та 4 відбувається за допомогою локальної інформаційної мережі Ethernet, що забезпечує надійність та заводостійкості системи.

Запропонована система управління компресорною станцією магістрального газопроводу працює наступним чином.

У процесі транспортування природного газу по магістральному газопроводу виникають зміни об'єму перекачуваного газу. При цьому з автоматизованого робочого місця диспетчера 1 в програмований логічний контролер 2 поступає завдання змінити значення об'єму перекачування природного газу через КС. Програмований логічний контролер 2 в цей момент також отримує інформацію про поточні швидкості обертання електроприводів 6 та 7, якими він управляє. В контролері 2 відбувається порівняння поточних значень швидкостей обертання електроприводів 6 та 7 з установленими для перекачування заданих об'ємів газу, а як наслідок порівняння контролер 2 видає управляючі сигнали перетворювачам частоти 3 та 4, які, в свою чергу, змінюють число обертів валів відповідних швидкісних електроприводів газоперекачувальних агрегатів 5 та 6. Таким чином, вдається уникнути «стрибка» кількості обертів електроприводів газоперекачувальних агрегатів. Таке управління може виконуватись як в момент пуску агрегатів, так і в робочому режимі роботи КС. Це дає змогу знизити знос устаткування КС за рахунок створення умов для плавного природного газу шляхом рівномірного розподілу навантаження між працюючими агрегатами 5 та 6.

Будь-яка газоперекачувальна станція є забруднювачем навколишнього середовища через викиди шкідливих речовин в атмосферне повітря, забруднення ґрунтів, водних об'єктів відходами виробництва і споживання. При рекон-

струкції компресорних станцій ТОВ «Газпром трансгаз Томськ» було приділено велику увагу екологічності об'єктів. Основний внесок у зниження негативного впливу на навколишнє середовище дало застосування сучасних автоматизованих установок очищення газу, використання безолійних технологій в ГПА і енергогосподарстві станції, реконструкція каналізаційно-очисних споруд. Це дало можливість, окрім покращення екології виробництва тільки на одній компресорній станції "Володіно", отримати економічний ефект 3 млн рос. руб. на рік.

Висновки

1. Виконано комплексну реконструкцію електроприводних компресорних станцій із застосуванням новітніх технічних рішень та обладнання. Основні нові розробки захищені патентами на корисні моделі.

2. Реконструкція дає збільшення продуктивності компресорних станцій при зниженні кількості та загальної встановленої потужності ГПА.

3. Розроблені схемні рішення і застосоване обладнання (ГПА та електрообладнання) дали змогу відмовитися від олієгосподарства на станції, підвищили її надійність, безпеку і екологічність виробництва.

4. Вперше проведено дослідно-промислово експлуатацію новітніх електроприводних безредукторних з магнітними підвісами і сухими ущільненнями газоперекачувальних агрегатів ЕГПА - 4, 0/8200-5, 6/1 ,26 -Р.

5. Комплексне застосування енергозберігаючих технологій, застосування частотно-регульованого приводу і алгоритмів регулювання забезпечило можливість широкого регулювання газодинамічних параметрів компресорних станцій, відповідних оптимальному розрахунковому режиму роботи газопроводу, що в сукупності забезпечує зниження витрат на електроенергію до 30 % на рік.

6. Вперше виконано НДР з отриманням фактичних показників електромагнітної обстановки в мережах електроприводної компресорної станції з частотно-регульованим приводом.

7. Розроблена компактна децентралізована система вентиляції забезпечила високу надійність станції, максимальну рекуперацію тепла обладнання, високу якість повітря захищена патентом на корисну модель.

8. Використання безолійових технологій в ГПА і енергогосподарстві станції та автоматизована установка очищення газу суттєво знизили негативний вплив на навколишнє середовище і знизили екологічні витрати.

9. Глибокий рівень автоматизації та інтеграції систем, їх висока надійність, реалізація дистанційного керування станціями забезпечують скорочення персоналу до 40 штатних одиниць, що на 21% нижче нормативної. Велику частину часу доби станція може працювати фактично без обслуговуючого персоналу, система захищена патентом на корисну модель.

10. Значно поліпшено умови праці персоналу компресорних станцій. Впровадження високоефективної установки «Аерозон» забезпечило персонал якісною питною водою.

11. Вперше реалізовано комплекс технічних і організаційних рішень, який дав змогу створити сучасний, надійний, безпечний, повністю автоматизований, енергоефективний об'єкт газотранспортної системи, реалізувати принципи малолюдних технологій та дистанційного керування.

12. Інтегральний економічний ефект від реалізації проекту реконструкції компресорних станцій склав більше 31 млрд руб.

Література

1 Патент России на полезную модель №126803 МПК F17D 1/04 (2006.01), F04D25/06 (2006.01) Газоперекачивающая компрессорная станция магистрального газопровода / Шалай Н.И., Говдяк Р.М., Лянецкий Т.Н., Опубл.10.04.2013. Бюл.№10

2 Патент России на полезную модель №126096 МПК F24D 1/100 (2006.01) Система обогрева производственного помещения с установленным оборудованием / Шалай Н.И., Говдяк Р.М., Лянецкий Т.Н. Опубл.20.03.2013. Бюл. № 8.

3 Энергоекологична безпека нафтогазових об'єктів / Р.М. Говдяк, Я.М. Семчук, Б.І. Шелковський та ін. – Івано-Франківськ: Лілея–НВ, 2007. – 556 с.

4 Патент России на полезную модель №128917 F17D3/01 (2006.01), F04D25/06 (2006.01), F04B 41/00 (2006.01) Система управления компрессорной станцией магистрального газопровода / Шалай Н.И., Говдяк Р.М., Лянецкий Т.Н. Опубл. 10.06.2013. Бюл. № 16.

5 Опыт эксплуатации ГРС ООО «Газпром трансгаз Томск УФА» по малолюдной технологии подачи газа / С.Т.Пашин, С.В.Алимов, П.Г.Романенков, А.И.Асадуллин // Газовая промышленность. – 2012. – № 11. – С. 56-59.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Семчуком Я.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Драганчук О.Т.
(НАК «Нафтогаз України», м. Київ)*