

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 620.191.33: 620.193

СУЧАСНІ ПРОГРАМНІ ПРОДУКТИ ЯК ЗАСІБ ДІАГНОСТУВАННЯ НЕІЗОТЕРМІЧНИХ НАФТОПРОВОДІВ

¹В.Я. Грудз, ²Л.І. Мельник, ¹В.Т. Болонний, ¹А.Я. Ждек

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422),
e-mail: public@nung.edu.ua

² УМГ "Львівтрансгаз", 79053, м. Львів, вул. І. Рубчака, 3
e-mail: documents@ltg.lviv.ua

В результаті опрацювання великої кількості промислових досліджень вдалось сформувати загальну картину розподілу дефектів за результатами діагностування неізотермічного нафтопроводу Долина – Дрогобич діагностичними пристроями фірми Rosen, встановити розподіл дефектів по довжині і по периметру трубопроводу. За результатами проведених досліджень визначено небезпечні експлуатаційні ділянки лінійної частини нафтопроводу в плані забезпечення параметрів його довговічності і надійності.

Ключові слова: дефект неізотермічного нафтопроводу, діагностичний пристрій, програмний продукт діагностування.

В результате обработки большого количества промышленных исследований удалось сформировать общую картину распределения дефектов по результатам диагностирования неизоотермического нефтепровода Долина – Дрогобыч диагностическими устройствами фирмы Rosen, установить распределение дефектов по длине и по периметру трубопровода. По результатам проведенных исследований определены опасные эксплуатационные участки линейной части нефтепровода в плане обеспечения параметров долговечности и надежности данного нефтепровода.

Ключевые слова: дефект неизоотермического нефтепровода, диагностическое устройство, программное обеспечение диагностирования.

As a result of processing a large number of industrial research we were able to form a general picture of the defects distribution after the diagnosis of non-isothermal oil pipeline Dolyana – Drohobych by "Rosen" inspection tools, to establish the defects distribution along the pipeline length and perimeter. According to the results of the studies we identified dangerous operation areas of the pipeline linear part in terms of durability and reliability parameters for given pipeline.

Keywords: defect of nonisothermal oil pipeline, inspection tool, program product of diagnostics.

Система магістральних нафтопроводів є однією із найважливіших елементів економіки нашої країни і забезпечує практично всі галузі господарства сировиною, паливом і енергією.

Безпека системи магістральних нафтопроводів визначається технічним станом усіх її елементів: лінійної частини, нафтоперекачувальних станцій, резервуарних парків. Найважливішими чинниками, що визначають технічний стан, є:

- тривалість експлуатації нафтопроводу;
- марки використаних трубних сталей;
- фактичні режими експлуатації;
- тип і стан зовнішньої ізоляції;
- ефективність катодного захисту;

- корозійна активність ґрунтів;
- природно-кліматичні умови;
- існуюча система технічного обслуговування і ремонту;
- проведені періодичні випробування підвищеним тиском.

Крім того, важливі прийняті технічні рішення (конструктивні параметри, технології, методи контролю) при виготовленні, будівництві та експлуатації нафтопроводів.

Головною особливістю сучасних магістральних нафтопроводів є невідповідність фактичного терміну експлуатації нормативно-проектним вимогам, згідно з якими цей термін складає 30-35 років [3, 4, 5], при цьому вже більша час-

тина нафтопроводів експлуатується понад цей термін і існує необхідність значного його збільшення.

При проектуванні магістральних нафтопроводів виходили з амортизаційного терміну служби – 33 роки. Про те, як утилізувати трубопроводи після вичерпання цього строку, питання гостро не стояло, і до початку 90-х років ХХ століття практично не шукали рішень. Наприкінці 90-х років стало зрозуміло, що закрити трубопроводи тільки тому, що амортизаційний термін вичерпано – неправильно і неможливо. Поки розгорталися дискусії про те, є старіння чи ні, до 2010 року понад 50% магістральних нафтопроводів перевищили вказаний термін експлуатації. На даний час фахівці-практики вважають, що проблеми старіння трубопроводів практично не існує, а є проблема правильної оцінки технічного стану. Це знайшло підтримку багатьох вчених. При цьому саме поняття «старіння» трактується неоднозначно.

З одного боку, зрозуміло, що нафтопроводи не можуть нескінченно довго перебувати в стані, що відповідає проектним і нормативним показникам. При тривалій експлуатації ізоляція поступово втрачає службові властивості. Накопичуються дефекти металу від корозії. У металах труб і зварних швів також відбуваються повільні процеси на кристалічному рівні. Грунт, в якому прокладений нафтопровід, також знає змін (сезонні температурні перепади, тектонічні процеси, руслові зміни на водних переходах і т.д.).

З іншого боку, магістральний нафтопровід є об'єктом ремонтпридатним, тобто елементи нафтопроводу, що отримали пошкодження і не відповідають необхідним вимогам, можна відремонтувати або замінити. Наприклад, заміну ізоляції можна виконати без зупинки роботи нафтопроводу.

Небезпечні дефекти труб можна ліквідувати методами вибіркового ремонту. Якщо метал труб або зварні шви перестали задовольняти необхідним вимогам, можна замінити труби, переклавши заново дану ділянку трубопроводу. У результаті можна нескінченно довго підтримувати працездатний стан будь-якого трубопроводу.

Практика експлуатації магістральних нафтопроводів свідчить, що впродовж «життя» вони проходять три етапи.

1. Етап припрацювання – 3–4 роки з моменту введення в експлуатацію. У цей період інтенсивність відмов висока, але швидко знижується за рахунок виявлення та ліквідації грубих будівельних і заводських дефектів.

2. Етап стабілізації – настає після етапу припрацювання і триває приблизно до 15–20 років експлуатації. За цей час всі грубі дефекти вже виявлені раніше, а нові дефекти (за рахунок корозії і втоми) ще не «виросли» до небезпечних розмірів.

3. Етап старіння – особливо помітний після 20 років експлуатації і характеризується монотонним зростанням інтенсивності відмов за рахунок появи небезпечних корозійних дефектів,

втомних тріщин, старіння матеріалів (металу, ізоляції).

Як свідчить аналіз вікового складу, понад 75% всіх нафтопроводів переживає етап старіння. Тому можна тільки чекати монотонного і неминучого збільшення кількості відмов, якщо не приймати спеціальних заходів щодо підвищення надійності.

Період старіння характеризується загальним погіршенням стану нафтопроводів, що викликано посиленням ролі чинників зношувального характеру:

– корозійний вплив перекачуваного продукту і навколишнього середовища (грунту, повітря, води) на метал трубопроводу, поява і розвиток корозійних дефектів;

– зародження і зростання втомних тріщин на концентраторах напруг і дефектах за втомним і малоцикловим механізмом;

– старіння ізоляції (зміна механічних властивостей, окрихчення, розтріскування, відшарування від поверхні труби);

– окрихчення і розтріскування металу труб і зварних швів.

Механізми накопичення пошкоджень на магістральних нафтопроводах, як правило, бувають змішаними. Дія кожного фактора руйнування посилюється за наявності інших руйнівних чинників. Наприклад, наявність механічної напруги помітно (іноді на порядок) прискорює швидкість корозії за рахунок зсуву електрохімічного потенціалу металу. Відшарування ізоляційної плівки від металу прискорює корозію металу, особливо в зоні зварних швів. Поєднання одного виду дефекту труб з іншим дефектом (наприклад, вм'ятина з подряпиною) знижує міцність даної ділянки в кілька разів.

Таким чином, на даному етапі слід різко прискорити роботи з продовження терміну служби магістральних нафтопроводів.

Як свідчить досвід аналізу аварій, всі руйнування трубопроводів відбувалися на дефектах металу труб і зварних швів. Проте деякі з цих дефектів виникають через дефекти ізоляції і за відсутності катодного захисту.

Система магістральних нафтопроводів, з точки зору основних положень теорії надійності, вступила в третій період життєвого циклу, який характеризується загальним зниженням несучої здатності споруд в зв'язку з посиленням ролі факторів зношувального характеру (корозійно-втомні процеси в металі труб і зварних з'єднаннях). В результаті – збільшується ризик аварії, особливо для трубопроводів, якими транспортуються високов'язкі і швидкозастигаючі сорти нафти, оскільки, крім зазначених факторів, має місце температурний вплив і циклічність роботи таких нафтопроводів. Тому для забезпечення надійності таких нафтопроводів необхідно розробляти нові методики прогнозування технічного стану тривало експлуатованих нафтопроводів на основі програми реконструкції і ремонту за фактичним станом.

Об'єктивну інформацію про технічний стан магістрального нафтопроводу дає внутрішньотрубна діагностика неруйнівними метода-

Таблиця 1 – Кількість дефектів в матеріалі труб залежно від терміну експлуатації нафтопроводу

Термін експлуатації нафтопроводу, роки	до 10	10 – 20	20 – 30	понад 30
Кількість дефектних труб, %	9-24	10-28	17-36	22-40



Рисунок 1 – Інтелектуальний поршень DigiTelFluxLogger фірми Enduro

ми контролю, яка на даний час є невід'ємною ланкою в системі технічного обслуговування і ремонту лінійної частини нафтотранспортної мережі. Наявність такої інформації дозволяє своєчасно здійснювати заходи з попередження і усунення небезпечних дефектів і підтримання лінійної частини в робочому стані, тобто керувати ресурсом і надійністю нафтопроводу.

Результати обстеження трубопроводів у середині трубними дефектоскопами свідчать, що на нафтопроводах відносна частка дефектних труб велика, і вона помітно зростає зі збільшенням терміну експлуатації нафтопроводів – таблиця 1.

Не всі дефекти металу труб і зварних швів можуть призвести до руйнування нафтопроводів при експлуатації в проектних режимах. Дефекти, які можуть призвести до руйнування у робочих режимах, є небезпечними. Ступінь небезпеки дефектів визначається розрахунками.

Ступінь небезпеки дефектів залежить не тільки від типу дефекту і його розмірів, а й від особливостей навантаження трубопроводу. Наприклад, при нормальній експлуатації підземного нафтопроводу найбільш небезпечними є дефекти поздовжніх зварних швів, механічні подряпини. При капітальному ремонті з заміною ізоляції найбільш небезпечними є дефекти кільцевих зварних швів, так як при цьому передбачається підняти нафтопровід за допомогою трубоукладачів.

Таким чином, підсумовуючи все вищесказане, можна з високою достовірністю стверджувати, що найбільш ефективним способом контролю за технічним станом лінійної частини нафтопроводів є внутрішньотрубна діагностика.

На сьогоднішній день існує безліч компаній, що надають послуги з неруйнівного контролю і технічної діагностики магістральних

нафтопроводів для перекачування аномальних нафт. Це всесвітньо відомі компанії: Enduro, BJB Company, Pipeline Inspection Company, GE Oil&Gas PII, ROSEN, Inline Services and Pipeline Cleaners [1, 2, 3].

Інтелектуальні поршні DigiTelFluxLogger (рис. 1) фірми Enduro є універсальними і можуть використовуватися в трубопроводах із змінним внутрішнім діаметром від 150 до 300 мм.

Пристрій такого типу за одне пропускання одночасно отримує дані різного характеру, що виключає необхідність багаторазового його пропускання, а також надає дані про втрату матеріалу, деформацію та інерційні вимірювання. За один раз збирається інформація про внутрішні та зовнішні аномалії труби, залишкове намагнічування. На будь-яких ділянках труби, де визначена геометрія та (або) втрата металу, одночасно оцінюється деформація, розтяг, профіль і зміна магнітної проникності.

Діагностичний інструмент MagneScan (рис. 2) компанії GE Oil&Gas PII Pipeline Solutions одночасно картографує трубопровід та перевіряє його на наявність корозії, використовуючи високочутливі давачі MFL для якісного збору даних, щоб ідентифікувати та визначити місцезнаходження втрат металу за допомогою геоінформаційного аналізу.

Дані картографування інтегровані у інформацію, що отримується під час руху внутрішньотрубного пристрою.

Гордістю компанії Inline Services Inc є ексклюзивна серія трубопровідних діагностичних інструментів, спроектованих і виготовлених Aberdeen-based Pipelines to Data (рис. 3).

Ці інноваційні пристрої вимірюють і записують робочі параметри труби, геометричний профіль, а також картографують відкладення в трубопроводі, забезпечуючи операторів точним

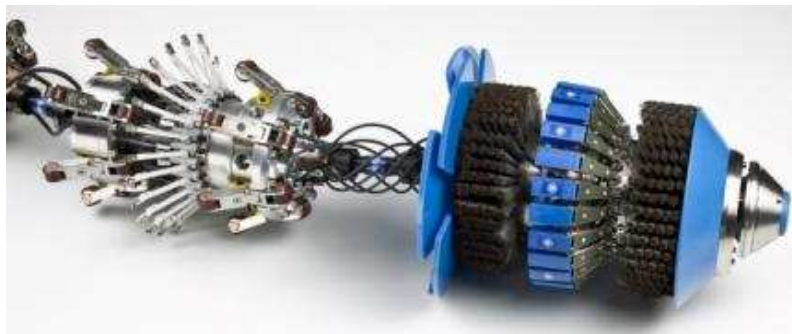


Рисунок 2 – Діагностичний пристрій MagneScan

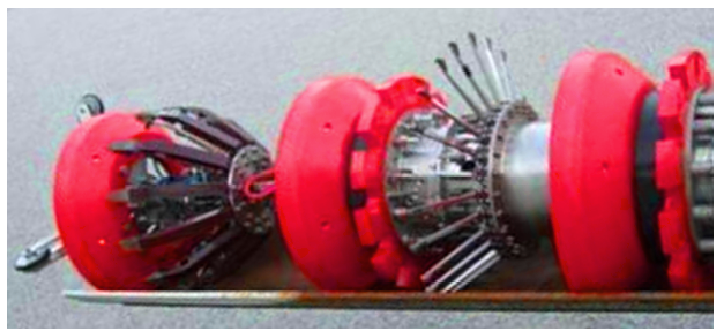
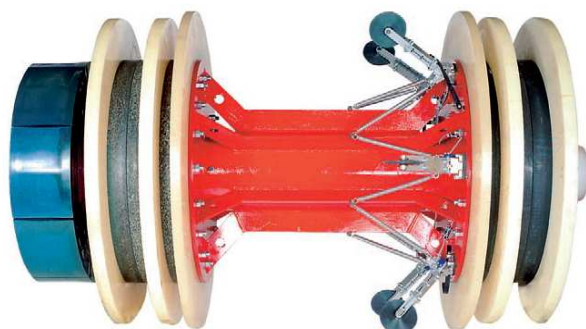
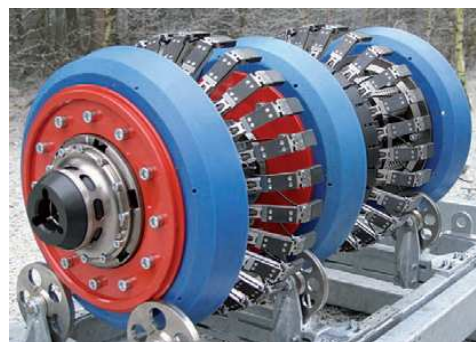


Рисунок 3 – Інтелектуальний діагностичний пристрій P2D (Pipelines to Data)



а)



б)

а – RoGeo; б – RoGeoXt DN 700 мм з високою роздільною здатністю

Рисунок 4 – Електронні геометричні пристрої Rosen для дослідження геометрії трубопроводу

звітом про стан та труби і ефективність її очищення.

Внутрішньотрубну діагностику неізотермічних нафтопроводів ПАТ “Укртранснафта” виконує фірма Rosen. Модульна конструкція діагностичних поршнів, розроблених цією компанією, дозволяє поєднувати різні технології в одному пристрої. Ядро такого діагностичного пристрою використовує високочутливі давачі MFL, одометри, орієнтаційні та швидкісні сенсори, допоміжні системи і необхідне комп’ютерне устаткування для накопичення і зберігання даних. Воно може об’єднуватися з багатьма різними діагностичними модулями для створення діагностичного поршня, що задовольняє вимогам поставленого завдання. Компанія Rosen має широкий ряд діагностичних пристроїв для трубопроводів діаметром від 76 мм до 1420 мм, що дають змогу виконувати такі завдання:

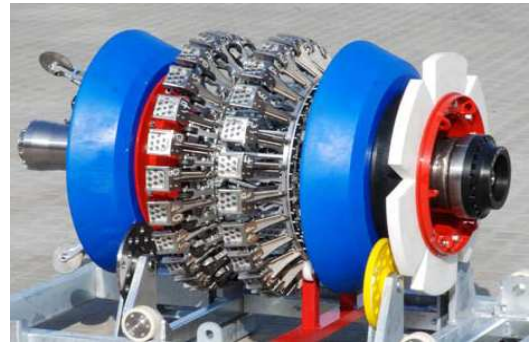
- обстеження геометрії трубопроводу (включаючи визначення просторового положення) за допомогою електронних геометричних пристроїв RoGeo і RoGeoXt (рис. 4);
- обстеження трубопроводу на втрату металу за допомогою магнітних RoCorrMFL, RoCorrCMFL і ультразвукового RoCorrUT діагностичних пристроїв (рис. 5);
- оцінка вм’ятин;
- визначення товщини стінки трубопроводу по його довжині;
- визначення тріщин і відшарування ізоляції внутрішньотрубним ультразвуковим дефектоскопом RoCD² (рис. 6);
- візуальний внутрішньотрубний огляд трубопроводу пристроями RoVisual (рис. 7);
- пошук місць витіку нафти з трубопроводу пристроями RoLeak (рис. 8);
- комбінація вищенаведених операцій шляхом використання модульних пристроїв Rosen (рис. 9).



а)



б)



в)

а – магнітний пристрій з високою роздільною здатністю RoCorrCMFL DN 350 мм; б – магнітний пристрій RoCorrMFL DN 700 мм; в – ультразвуковий пристрій RoCorrUT DN800 мм

Рисунок 5 – Діагностичні пристрої Rosen для визначення втрати металу



Рисунок 6 – Діагностичний пристрій RosenRoCD² DN 400 мм для визначення тріщин і відшарування ізоляції трубопроводу



Рисунок 7 – Пристрій RosenRoVisual для візуального обстеження внутрішньої порожнини трубопроводу

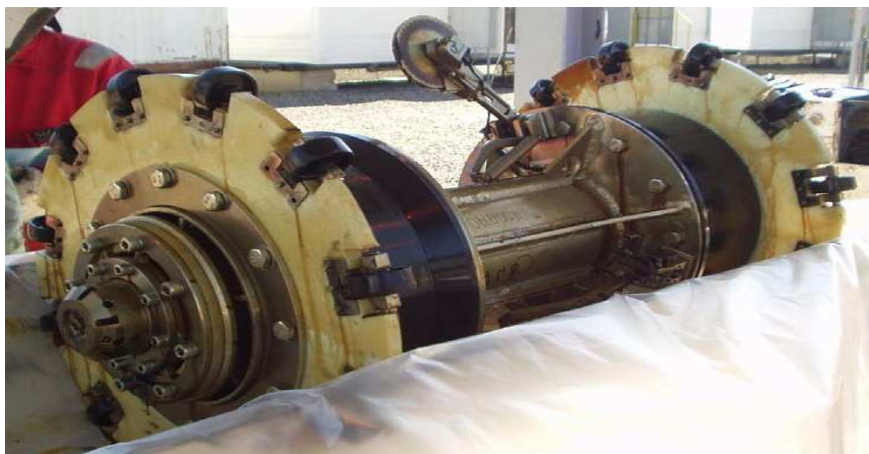


Рисунок 8 – Внутрішньотрубний пристрій RosenRoLeak DN 1000 мм для пошуку місць витoku нафти з трубопроводу



Рисунок 9 – Модульний пристрій Rosen з блоками обстеження втрат металу, дослідження геометрії і визначення просторового положення трубопроводу

Проте, незважаючи на очевидні успіхи в області внутрішньотрубно́ї діагностики, до сьогоднішнього дня існують завдання, які вимагають вирішення:

- обстеження напруженого стану трубопроводу вздовж траси;
- обстеження механічних властивостей металу і зварних швів вздовж траси;
- визначення ступеня окрихнення металу від деформаційного старіння, корозійного розтріскування та ін;
- обстеження потенціалу електрохімічного захисту трубопроводу вздовж траси;
- обстеження стану ізоляційного покриття трубопроводу.

У разі вирішення цих складних завдань безпека трубопроводів може бути піднята на вищий рівень.

Для обробки великої кількості даних, зібраних під час технічної діагностики трубопроводів, компанією Rosen розроблений програмний пакет ROSOFT DataManagement.

Програма ROSOFT DataManagement дає можливість перегляду результатів діагностики, складання звітів, аналізу та оцінки інформації з метою отримання чіткого уявлення про стан трубопроводу. Програмний пакет для роботи з

даними (рис. 10) складається з трьох основних компонентів: ROSOFT for Pipelines (звіти), ROSOFT Maps (карти), ROSOFT 3D Pipe (труба в 3D) та інструментів адміністрування ROSOFT Administration (Диспетчер трубопроводів, Диспетчер резервних файлів, Захист).

ROSOFT Data Management передається замовнику разом із заключним звітом про обстеження трубопроводу. Дана програма не тільки надає повну інформацію про результати обстеження, а й допомагає планувати заходи з технічного обслуговування і ремонту.

Модуль ROSOFT for Pipelines (рис. 11) містить в електронній формі всю інформацію, записану в ході обстеження, і забезпечує швидкий повний доступ до баз даних і до первинних даних обстеження.

Інформація по кожному дефекту може бути переглянута, детально проаналізована і роздрукована для подальшого використання в польових умовах.

Можливості програмного компонента ROSOFT for Pipelines пакету ROSOFT Data Management:

- перегляд профілю глибини;
- доступ до результатів обстеження з правами запису;

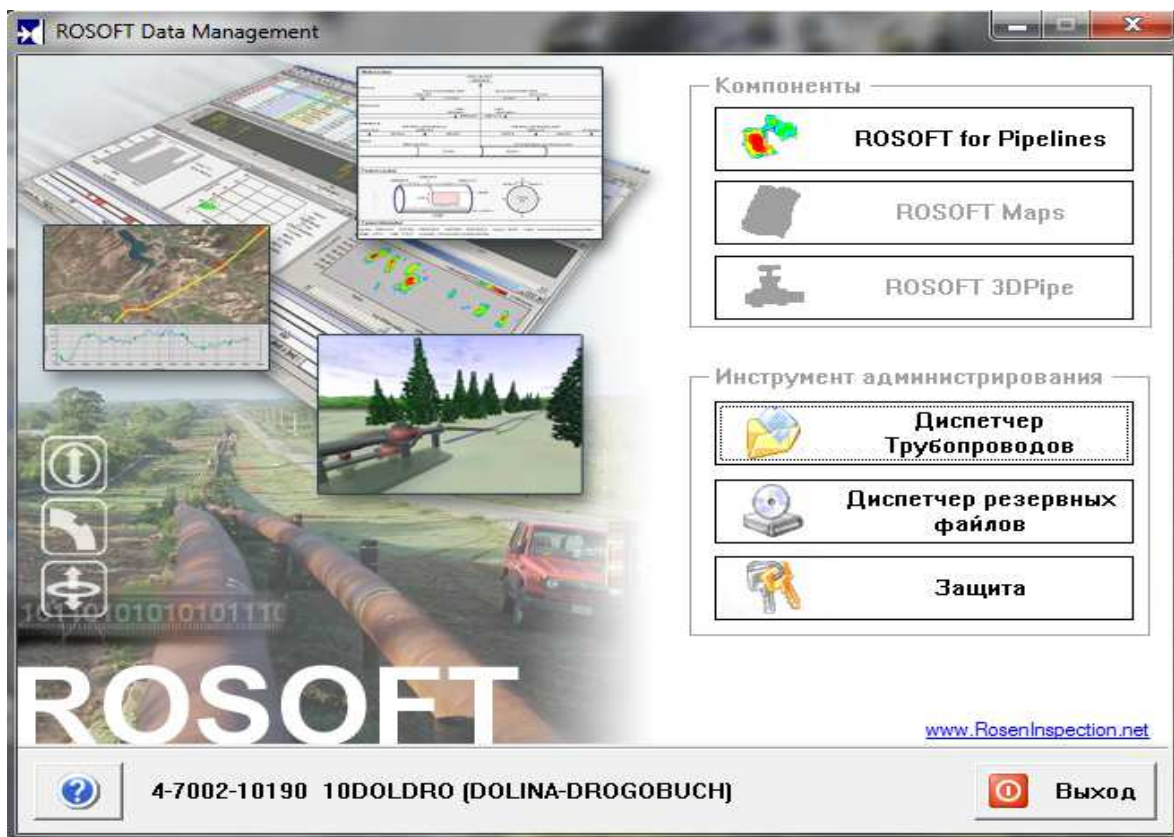


Рисунок 10 – Вікно програми ROSOFT Data Management

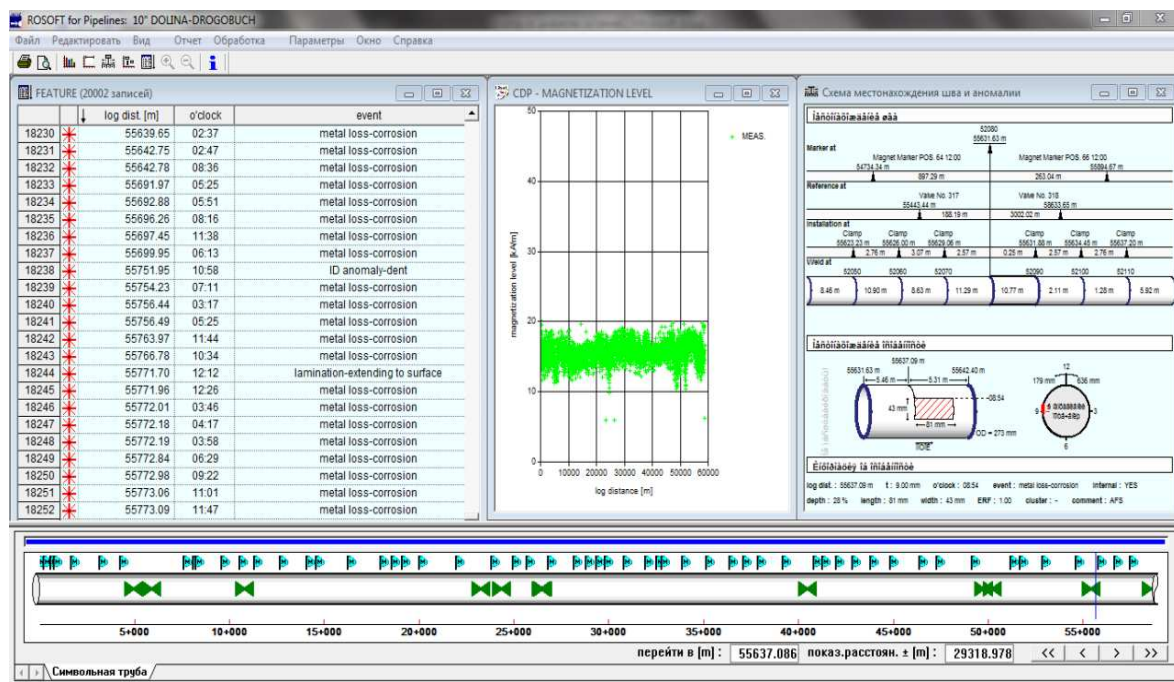


Рисунок 11 – Вікно програмного компонента ROSOFT forPipelines

- можливість повторної оцінки первинних даних обстеження;
- подання всіх результатів обстеження за допомогою рисунків, таблиць, символів, а також створення списків, графіків і діаграм для кожного окремого обстеження;
- робота з даними про аномалії (редагування, видалення, додавання);

- розрахунок основних показників надійності, таких як розрахунковий коефіцієнт ремонту ERF і безпечний тиск на основі критеріїв різних промислових стандартів (ASME B31-G, RSTRENG, DNV та ін.);
- можливість перерахунку взаємодії близько розташованих один до одного дефектів на основі критеріїв різних промислових стандартів

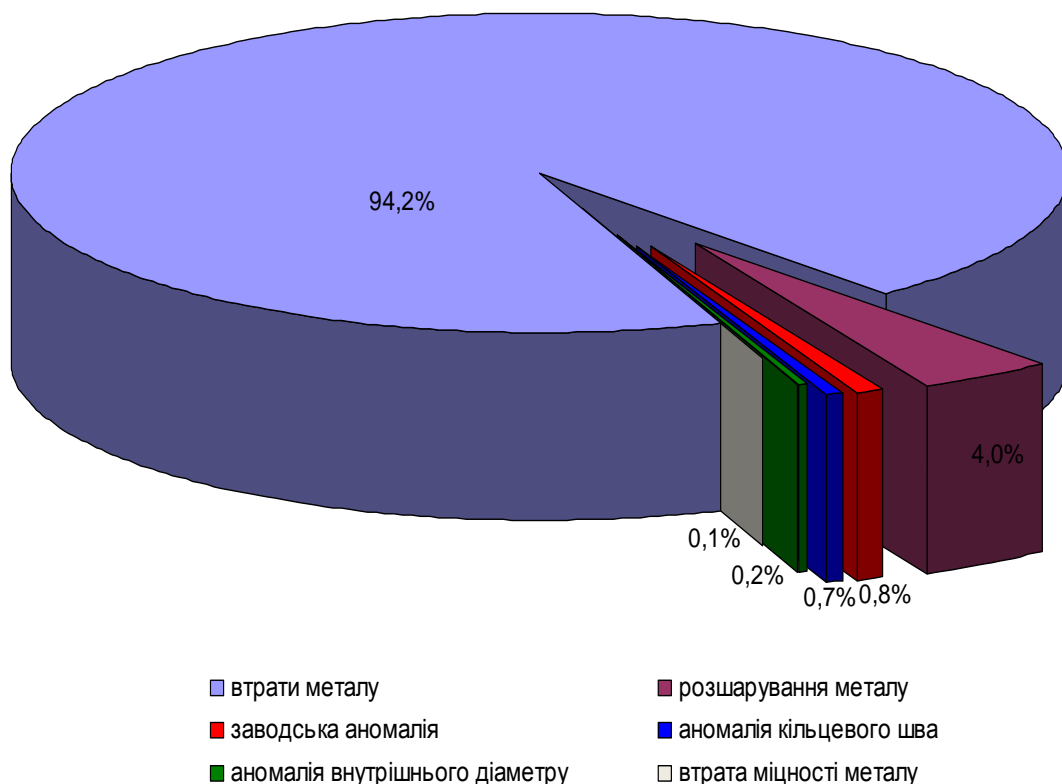


Рисунок 12 – Результати діагностики неізотермічного нафтопроводу Долина – Дрогобич

або на основі критеріїв, що застосовуються в компанії Rosen;

- можливість доповнення даних про проведені ремонти документами, малюнками, інформацією про розміри;

- розширені можливості друку та експорту даних (наприклад, експорт даних, пакетна обробка даних перед друком);

- кластеризація дефектів на основі різних промислових стандартів.

Компонент ROSOFT Maps відображає трубопровід у двовірному поданні на карті або на знімках із супутника, що дає змогу відобразити проходження маршруту трубопроводу на місцевості.

Компонент ROSOFT 3D Pipe забезпечує тривимірне подання результатів технічної діагностики трубопроводу.

Два останні компоненти програми ROSOFT DataManagement в процесі діагностики трубопроводів вітчизняної нафтогазової мережі не використовуються.

За результатами обстеження отримують таблицю «аномалій», до яких входять дефекти, відгалуження, арматура, інші характерні деталі трубопроводу.

Таблиця містить такі основні пункти:

- дистанцію до камери запуску дефектоскопа в трубопроводі;
- назву виявленої особливості (дефекту або конструктивних елементів трубопроводу);
- номінальну товщину стінки труби;
- основні розміри дефекту (довжину, ширину, глибину);
- кутове положення дефекту по колу;

- тиск у трубі в момент проходження дефектоскопа через дану точку трубопроводу;

- інформацію про документованість даного дефекту.

Документування дефекту полягає в тому, що для нього додатково подається роздруківка у вигляді кольорового зображення і більш детальний опис з прив'язкою до найближчих орієнтирів на трубопроводі.

За результатами пропуску засобів внутрішньотрубною діагностики компанії Rosen встановлено велику кількість різноманітних дефектів на діючих нафтопроводах ПАТ «Укртранс-нафта». Зокрема при інспекції неізотермічного нафтопроводу Долина – Дрогобич було виявлено 20002 аномалії різного характеру (рис. 12).

При обробці результатів діагностики нафтопроводу Долина – Дрогобич найбільше зустрічаються дефекти втрати металу (18844), з яких майже 98% (18454) пов'язані з корозією, інші 2% (390) – заводські дефекти.

Розподіл всіх дефектів по довжині трубопроводу зображено на рисунку 13.

Як бачимо, найбільш дефектними ділянками нафтопроводу є 1, 6, 25, 32, 38, 47, 50, 56 і 57 кілометри. Найбільшу кількість дефектів діагностовано на 38-му км траси нафтопроводу – 1045.

Проте велика кількість дефектів на вказаних ділянках нафтопроводу зовсім не означає, що дані ділянки є найбільш небезпечними в аспекті руйнування, оскільки міцність стінки труби більшою мірою залежить від глибини дефекту та його розмірів, які будуть досліджуватись авторами в наступних наукових роботах.

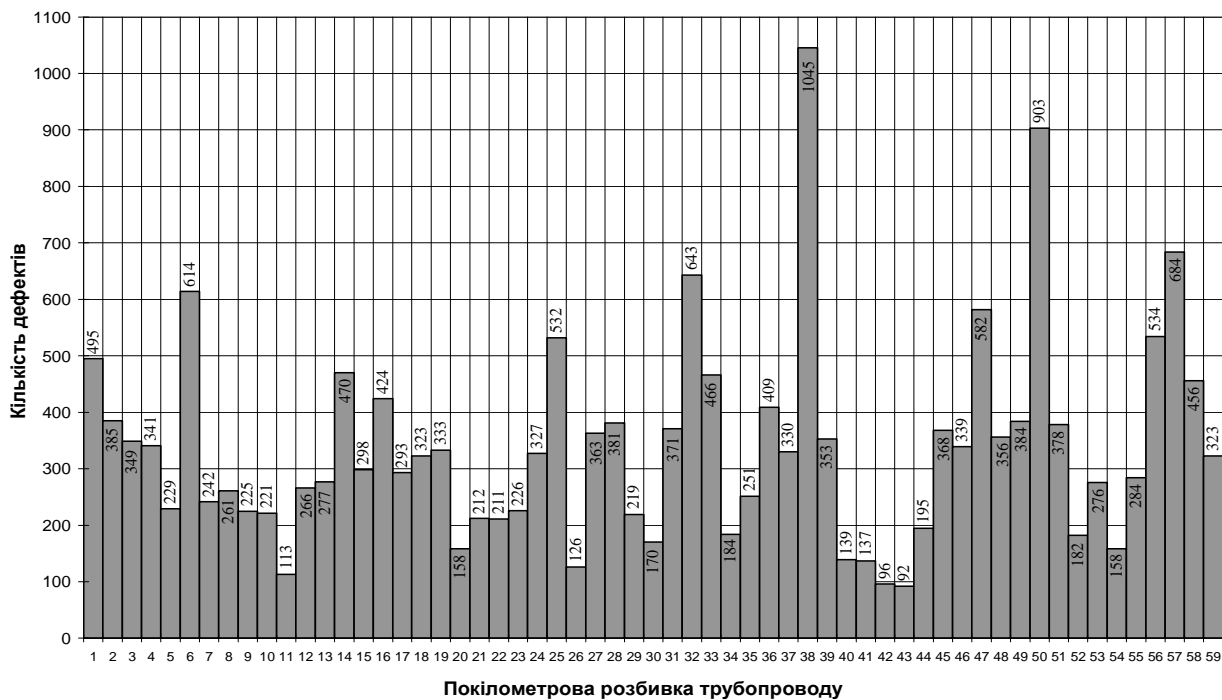


Рисунок 13 – Розподіл дефектів по довжині нафтопроводу Долина – Дрогобич

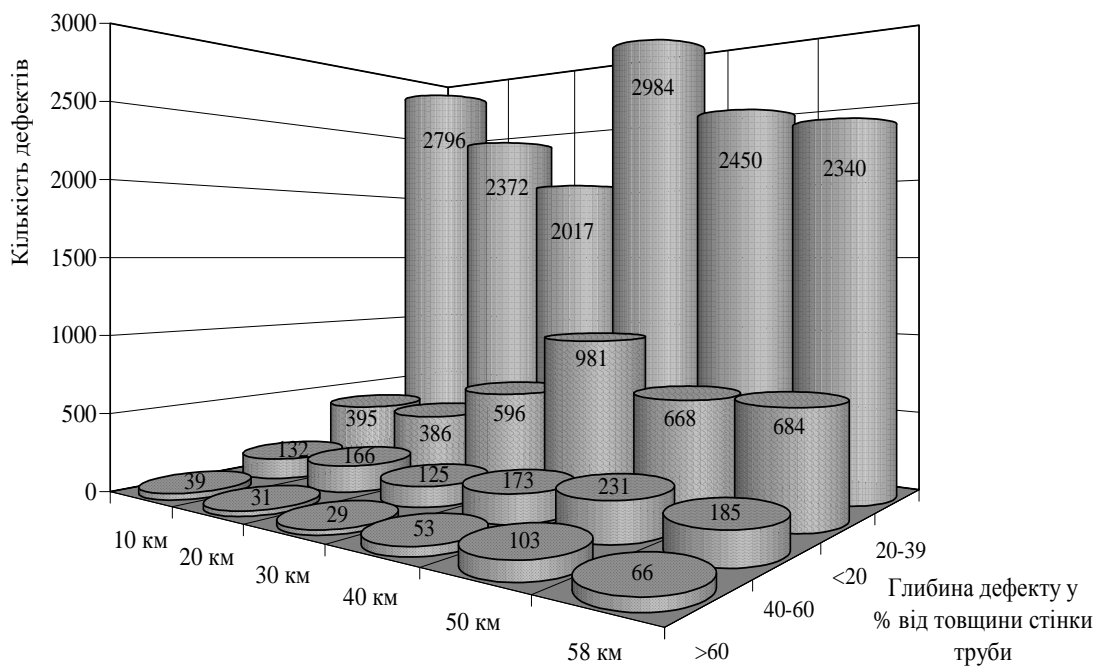


Рисунок 14 – Розподіл дефектів за глибиною по довжині нафтопроводу Долина – Дрогобич

Поділимо всі дефекти на чотири групи за глибиною у відсотках від товщини стінки труби:

- дефекти глибиною до 20% від товщини стінки труби;
- дефекти глибиною (20–39)% від товщини стінки труби;
- дефекти глибиною (40–59)% від товщини стінки труби;
- дефекти глибиною 60% і більше від товщини стінки труби.

Нафтопровід Долина – Дрогобич розіб’ємо на десятикілометрові ділянки і проаналізуємо, яким чином розташовані дефекти (рис. 14).

Розподіл дефектів по периметру труби ілюструє рисунок 15.

Особливо небезпечними в плані надійності нафтопроводу є дефекти глибиною більше 60% від товщини стінки труби. Такі дефекти частіше зустрічаються, починаючи із 45-го кілометра траси нафтопроводу до його кінцевого пункту. За результатами діагностики нафтопроводу Долина – Дрогобич найглибші дефекти – до 85% від товщини стінки труби – діагностовано на 6, 14, 45, 48, 50, 51, 53, 55, 56 кілометрах його траси.

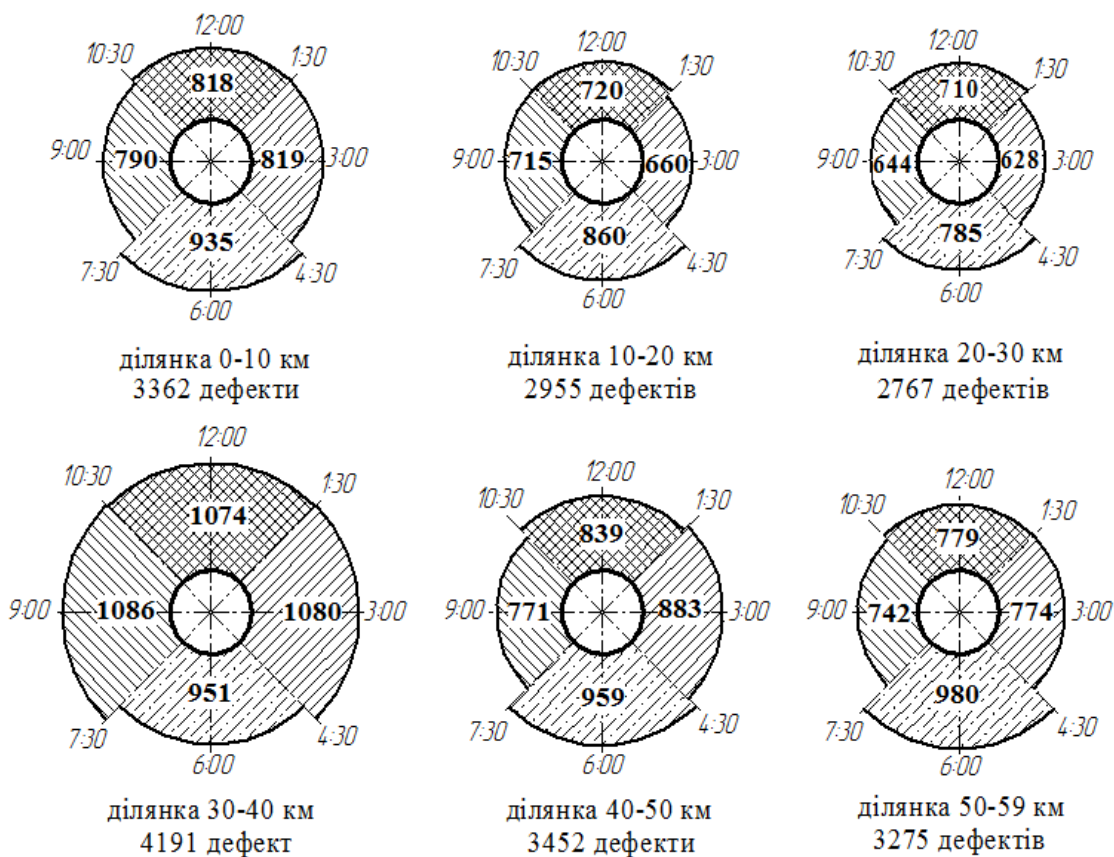


Рисунок 15 – Розподіл дефектів по ділянках і по периметру труби за результатами діагностики нафтопроводу Долина – Дрогобич

Аналіз рисунків 12 і 13 свідчить, що найнебезпечнішими ділянками нафтопроводу Долина – Дрогобич в плані надійності є його 6-ий і 38-ий кілометри траси, а також ділянка 45–59 км.

Промислові дослідження, які проведені авторами в даній науковій роботі за результатами обробки статистичної інформації сучасних програмних продуктів діагностування лінійної частини неізотермічного нафтопроводу Долина – Дрогобич, дали змогу провести глибокий моніторинг аномалій металу труб і встановити їх характер. За результатами обробки закономірностей розподілу сформовано градацію дефектів по довжині і по периметру тіла труби, виділено низку особливо небезпечних експлуатаційних ділянок в плані експлуатаційної надійності даного нафтопроводу, що дасть змогу врахувати виробництву дані результати при експлуатації лінійної частини нафтопроводу для визначення методів проведення ремонтних робіт окремих найбільш небезпечних ділянок та забезпечення оптимальних режимів роботи при перекачуванні ньютонівських рідин.

Література

- 1 www.RosenInspection.net;
- 2 Randy L. Roberts. What Do We Really Know About Pipeline Pigging And Cleaning? Pipeline & Gas Journal August 2009 Vol.236 No.6;
- 3 Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ “Укртранснафта” // Вісник національної газової спілки України. – 2004. – № 4. – С.11-14.
- 4 Забела К.А. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград: [учеб. для студ. высш. учеб. заведений] / К. А. Забела, В. А. Красков, В. М. Москвич, А. Е. Сошенко. – М.: Недра, 2001.
- 5 Середюк М.Д. Трубопроводный транспорт нефти і нафтопродуктів: [підручник для студ. вищ. навч. закл.] / М.Д. Середюк, Й.В. Якимів, В.П. Лісафін. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
05.01.12
Рекомендована до друку професором
Тимківим Д.Ф.

ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ УКРАЇНИ

Р.М. Говдяк

*ТОВ «ІК «Машекспорт», 04655, м. Київ, Кудрявський узвіз, 7, тел. (044) 4980273,
e-mail: office@ik-me.com*

Розглянуто речовини впливи і впливи, що виникають у ході роботи газотурбінних газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій магістральних газопроводів і забруднюють навколишнє середовище. Наведено шляхи та обладнання, що знижують цей шкідливий вплив і підвищують енергоекологічну безпеку роботи КС газопроводів.

Ключові слова: компресорна станція, магістральний газопровід, газоперекачувальний агрегат, зовнішнє середовище, екологія.

Рассмотрены воздействия и вещества, возникающие при работе газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов и загрязняющие окружающую их среду. Показаны пути и оборудование, которые снижают это вредное влияние и повышают энергоэкологическую безопасность работы КС газопроводов.

Ключевые слова: компрессорная станция, магистральный газопровод, газоперекачивающий агрегат, окружающая среда, экология.

Influence and substances emerging in gas-lift compressor units of gas turbine compressors at main gas pipelines are considered, focus on their polluting effect. Ways to reduce their negative effect and to increase energy-ecology safety of gas-compressor units are described, as well as equipment to be used for this.

Keywords: compressor station, main gas pipeline, gas-lift compressor unit, environment, ecology

Як відомо, газотранспортна система (ГТС) України, крім забезпечення природним газом власних споживачів, виконує важливу функцію транзитної системи, яка постачає на експорт у країни Центральної, Західної Європи, до Молдови та Південних областей Росії близько 104 млрд. кубометрів російського газу (2011 рік) [1].

ГТС України налічує понад 36,6 тис. км газопроводів (22,2 – магістральних газопроводів, 14,4 – газопроводів-відводів), 71 компресорну станцію (КС), 108 компресорних цехів загальною потужністю до 5380 МВт, оснащених 691 газоперекачувальними агрегатами вітчизняного та закордонного виробництва, 13 підземних сховищ із загальною активною ємністю 30,8 млрд. м³, 1425 газорозподільних станцій. З'єднані у систему мережею газопроводів підземні сховища забезпечують високу надійність функціонування всієї газотранспортної системи України, що є гарантом безперебійного постачання газу внутрішнім споживачам, а також транзиту газу до Європи.

До парку газоперекачувальних агрегатів (ГПА) ГТС України входять 437 газотурбінних, 158 електроприводних ГПА і 96 поршневих газомотокомпресорів. Частка газотурбінних агрегатів за встановленою потужністю в ДК «Укртрансгаз» складає до 82%. Майже 16% парку газотурбінних ГПА виробили свій моторесурс, до 50% таких ГПА фізично і морально застаріли, мають порівняно низький ефективний ККД 24-26%, незадовільні екологічні характеристики за рівнем шуму і концентрації шкід-

ливих речовин, теплових і газових викидів ГПА у навколишнє середовище.

Щорічно всі КС споживають на власні потреби приблизно 4,5 млрд. кубометрів природного газу, 1,5 млрд. кВт·год електроенергії.

Підприємствами ДК «Укртрансгаз» на рік використовується до 2·10⁶ кубометрів води і відводиться в природні об'єкти більше ніж 800 тис. кубометрів, у тому числі без очищення – до 300 тис. кубометрів води.

Щороку газотурбінні та поршневі ГПА викидають з викидними газами понад 108·10⁹ МДж теплоти [2].

Таким чином, компресорні станції магістральних газопроводів є складними технологічними комплексами, які забезпечують транспортування природного газу. Вони витрачають на власні потреби значну кількість газу, електроенергії, води і є джерелами забруднення навколишнього середовища, екологічно-, вибухо-, пожежонебезпечними об'єктами. У першу чергу, це стосується КС з газотурбінними ГПА, частка яких за встановленою потужністю в ДК «Укртрансгаз» складає майже 80%.

Газотранспортні підприємства України, в основному КС, викидають на рік у середньому до 120 тонн шкідливих речовин.

Аналіз даних із викидів компресорних станцій в атмосферу свідчить, що найбільшу частку забруднювальних речовин дають продукти згоряння природного газу: оксид вуглецю – понад 13%, оксиди і діоксиди азоту ≈15%. Окрім того, річні викиди природного газу складають до 70%. Інші забруднювальні речовини складають незначну величину. І все це без ура-

хування викидів вуглекислого газу, що містяться в продуктах згорання газу.

Із загальної кількості викидів природного газу на КС, майже 85% припадає на технологічні викиди під час запусків і зупинок ГПА, продування пиловловлювачів, до 10% пов'язано з різного роду витіканнями газу через свищі і нещільності запірно-регульованої арматури і до 5% втрат газу пов'язані з проведенням різного виду ремонтних робіт, ліквідації аварійних ситуацій та ін. Викиди газу мають, в основному, періодичний характер.

Параметри викидів забруднювальних речовин змінюються залежно від сезонних коливань об'ємів газу, що транспортується, та метеоумов (температури зовнішнього повітря тощо). Лінійна частина газопроводу може бути джерелом викиду, насамперед природного газу, який складається в основному з метану, азоту, парів важких вуглеводнів та ін. Причому пара важких вуглеводнів газового конденсату, що викидається з природним газом в атмосферу, є шкідливою речовиною, а природний газ діє як задушлива, наркотична речовина.

Екологічна проблема в районі розташування КС поглиблюється ще й тим, що такі шкідливі речовини, як діоксид вуглецю, можуть перебувати в атмосфері 5-10 років, оксиди азоту – 2,5-4 роки, оксид вуглецю – 0,2-0,5 року, метан – 4-7 років [1]. Як відомо, ці речовини призводять до таких негативних явищ, як кислотні дощі, парниковий ефект, а метан руйнує озоновий шар в атмосфері.

Окрім того, температура викидних газів ГПА, що експлуатуються на КС, знаходиться в межах 250-530°C, що й визначає високий залишковий тепловий потенціал.

Таким чином, до основних дій і речовин, що забруднюють навколишнє середовище поблизу КС, відносяться продукти згорання природного газу в камерах газотурбінних ГПА, печач опалювальних котелень, значні викиди природного газу, теплове і шумове забруднення газоперекачувальними агрегатами.

Проблема зменшення викидів CO, CO₂ з викидними газами газотурбінних ГПА на компресорних станціях найближчим часом буде частково вирішена оптимізацією параметрів і напрямків транспортування газу з використанням методу математичного моделювання і обліком реальних умов експлуатації газопроводів. Це дасть змогу одержати значну економію паливного газу ГПА з еквівалентним зниженням екологічного навантаження на навколишнє середовище. Модернізація газотурбінних ГПА і впровадження нових типів більш економічних агрегатів з підвищеним ККД до 35% і вище також сприяє зменшенню шкідливих викидів на КС.

Підвищенню екологічної безпеки сприятиме також запланована заміна на КС устаткування з пожежогасіння з вогнегасними речовинами – хладонами і галонами – з використанням рідкої вуглекислоти високого та низького тисків, згідно з Монреальським протоколом та Постановою Кабінету Міністрів від 04.03.04 р. №256 «Про затвердження програми припинен-

ня виробництва і використання озоноруйнівних речовин на 2004-2030 рр.».

Дотепер практично не вирішена проблема забруднення навколишнього середовища КС викидами природного газу під час пуску, зупинки ГПА, продуваннями пиловловлювачів та ін.

Понад чверть століття тому в газовій промисловості розроблено і частково впроваджено комплекс науково-технічних рішень зі скорочення технологічних втрат природного газу в 2,5-3 рази. Так, ВНПІтрансгаз розробив і впровадив на газорозподільних станціях (ГРС) принципово нову безвідкаткову систему продування пиловловлювачів.

Для уникнення викидів газу під час запуску газотурбінних ГПА у новостворюваних ГПА і тих, що експлуатуються, як робоче тіло використовують стиснене повітря у пусковій турбіні, а також застосовують електродвигуни для запуску агрегатів.

Уперше в Україні запуск газотурбінних ГПА за допомогою електродвигунів здійснило ВАТ «Сумське НПО ім. М.В. Фрунзе» на агрегатах ГПА-Ц-16С для КС Тарутине магістрального газопроводу Ананьїв – Тирасполь – Ізмаїл. Для уникнення викидів газу в ході ремонту газопроводу застосовують перекачування природного газу з непрацюючого у працюючий газопровід за допомогою пересувного ГПА. У ВАТ «Сумське НПО ім. М.В. Фрунзе» була розроблена технічна пропозиція зі створення пересувного ГПА для утилізації газу під час ремонтів газопроводів, але далі цього справа не пішла.

Концентрації NO_x у викидних газах агрегатів, особливо таких як ГТК-10, ГТ-750-6, ГТ6-750 та ін., значно перевищують гранично допустимі норми. Проблема забруднення навколишнього середовища на КС оксидами азоту вирішується повільно і важко. Розробляються кілька напрямків її вирішення: створення малотоксичних камер згорання для нових агрегатів, їх реконструкція для експлуатованих ГПА, впорскування води, водяної пари в проточну частину газової турбіни, устаткування каталітичних реакторів на викидних шахтах агрегатів і т.п. Невдовзі проблема викидів NO_x з викидними газами газотурбінних устатковань (ГТУ) буде практично вирішена через організацію малоemisійного спалювання газу, в тому числі каталітичного, як це вже здійснюється за кордоном.

У зв'язку з підвищенням рівня світової науки і техніки, міжнародної співпраці в цьому напрямку, необхідно розробити єдині і жорсткіші міжнародні норми з викидів газотурбінних ГПА. Уже зараз можна вважати нормою величину концентрації викидів оксидів азоту з викидними газами нових газотурбінних агрегатів ≤50 мг/м³ (за O₂=15%) [3]. Реальність цієї величини підтверджується досвідом створення ГТУ в класі потужностей до 25 МВт закордонними фірмами АBB і Solar, а також вітчизняним досвідом за створення парогазового устаткування «Водолій» НВП «Машпроект» і НТУУ «КПІ» [4, 5].

Шкідливий тепловий вплив на навколишнє середовище поблизу КС створюється викидними газами ГПА. Середньозважений коефіцієнт ККД вітчизняних газотурбінних агрегатів, що перебувають в експлуатації на КС, складає майже 26%. У новостворених ГПА на базі авіаційного або суднового привода він досягає 34-35% завдяки збільшенню початкових параметрів термодинамічного циклу: температури і тиску продуктів згоряння перед турбіною. Це означає, що тільки 26-35% хімічної енергії газу, що спалюється в камерах згоряння агрегатів, використовують з користю. Інша частина, що складає 65-74%, у вигляді теплоти викидається з викидними газами в атмосферу і викликає теплове забруднення навколишнього середовища.

Проведена оцінка свідчить, що сумарна потужність теплового потенціалу всіх газотурбінних ГПА газотранспортної системи України становить до 12000 МВт, що майже в 2,7 рази перевищує їх сумарну номінальну потужність [6].

Основним шляхом боротьби з тепловим забрудненням навколишнього середовища є впровадження заходів і обладнання за найповнішим корисним використанням хімічної енергії пального. Розгляньмо кілька напрямків:

1. Перше і найрадикальніше – це створення і впровадження ГПА простого циклу з високим ефективним ККД, що насамперед залежить від створення жаростійких матеріалів з високою робочою температурою для камер згоряння і турбін, розроблення і впровадження нових систем охолодження лопаток турбін.

2. Розроблення і впровадження бінарного і монарного парогазового устаткування (ПГУ). Прикладом монарного ПГУ є ГПА типу «Водолій» з низькою температурою викидних газів на виході, конденсацією водяної пари і високим ефективним ККД.

3. Утилізація і використання остаточного теплового потенціалу викидних газів ГПА (ВЕР) у першу чергу на технологічні потреби станції.

Як відомо, основним напрямком перспективного розвитку газової промисловості є енергозбереження, яке базується на впровадженні енергетично, екологічно й економічно ефективних технологій і нової техніки.

На даний час розроблено програму науково-технічного прогресу газової промисловості України до 2030 р., яка містить повний комплекс енергетично, екологічно й економічно ефективних заходів, нових технологій і обладнання для транспортування газу.

Загалом у галузі визначили і частково реалізують на практиці такі основні шляхи енергозбереження, як: заміна морально і фізично застарілих ГПА на агрегати з покращеними енергетичними і екологічними характеристиками; утилізація теплових вторинних енергоресурсів (ВЕР) на КС з газотурбінними ГПА; утилізація паливних ВЕР КС під час продування пиловловлювачів, запуску, зупинки ГПА та ін.; утилізація надлишкового тиску природного газу на КС, газорозподільних станціях (ГРС), газорегу-

ляторних пунктах (ГРП) крупних споживачів газу та ін.

У даний час в Україні, незважаючи на економічні труднощі, розробляють і впроваджують прогресивні суднові й авіаційні газотурбінні двигуни, а на їх основі створюють ГПА з передовим рівнем основних експлуатаційних показників енергетичної ефективності, надійності, екології.

Широке застосування на КС газопроводів газотурбінних ГПА зумовлене такими перевагами: невисокими витратами на паливний газ, широким діапазоном регулювання основних параметрів, можливістю автоматичного керування агрегатів.

Проте вітчизняні агрегати ще й сьогодні мають низку недоліків: невисокий ефективний ККД ГПА, що експлуатуються, незадовільні екологічні характеристики (рівень шуму, токсичність викидних газів), залежність потужності і ККД агрегатів від температури зовнішнього повітря, що спричиняє зниження економічних показників транспортування газу в літню пору року і особливо в південних районах країни.

Електроприводи агрегати (ЕГПА) не мають зазначених недоліків.

Великий досвід експлуатації електроприводних ГПА виявив їх переваги порівняно з газотурбінними агрегатами: високу надійність, великий моторесурс (25 років), низький рівень шуму і високу екологічну чистоту, а також значні недоліки вітчизняних агрегатів: відсутність регулювання частоти обертання ротора електродвигуна, неможливість повторного пуску агрегату з гарячого стану. Роботи з усунення цих недоліків проводять у Росії у ТОВ «ВНІГаз», АТ «Привод». Вони розробили новий електродвигун – агрегат СДГ-12500, позбавлений зазначених недоліків.

Позитивний досвід використання частотно-регульовальних електроприводних ГПА імпортного виробництва у виконанні проектів реконструкції електроприводних КС газопроводу ГПЗ-Парабель-Кузбасс ТОВ «Газпром транс газ Томськ» одержано фахівцями ТОВ «ІК «Машекспорт». За їх проектом на сьогодні завершено реконструкцію і успішно експлуатуються дві компресорні станції, ще три – у стадії реконструкції (рис. 1). У 2013 р. планується завершити реконструкцію усіх шести компресорних станцій, що дасть змогу разом з виведеною на проектні тиски лінійною частиною одержати сучасний магістральний газопровід, де повною мірою будуть реалізовані нові технології диспетчерського керування, автоматизації технологічних процесів. Буде одержано додатковий ощадливий і економічний ефект не лише завдяки сучасному компресорному устаткуванню, але і завдяки розрахунку і реалізації оптимальних режимів транспорту газу по газопроводу в динаміці

Створення систем автоматизованого керування технологічними процесами транспорту газу з використанням мікропроцесорної техніки в процесі реконструкції КС дає можливість централізувати диспетчерські служби газотран-



**Рисунок 1 – Реконструкція електроприводних компресорних станцій.
Газопровід ГПЗ – Парабель – Кузбас ТОВ «Газпром трансгаз Томск» КС Парабель**

спортного об'єднання і значно зменшити чисельність персоналу.

Реалізація цих проектних рішень реконструкції електроприводних компресорних станцій дасть змогу:

- підвищити надійність і безпеку експлуатаційної діяльності,
- забезпечити істотне зниження експлуатаційних витрат за рахунок якісної оптимізації режиму роботи газопроводу;
- організувати експлуатацію обладнання на принципах малолюдних технологій;
- підвищити економічну ефективність виробництва загалом [7].

В умовах надлишку електроенергії в деяких районах України, а також високих тарифів на електроенергію регулювальний електропривод може забезпечити скорочення споживання електроенергії на 25-30%, високий ККД – понад 0,96%, термін служби – понад 25 років, високу надійність роботи ЕГПА, необмежену кількість запусків з гарячого стану, позитивні екологічні характеристики. Це робить ЕГПА перспективним для широкого застосування на КС газопроводів, у результаті чого питому енергоємність газопроводів можна знизити на 30-50%, і це відповідатиме рівневі передових закордонних газотранспортних компаній.

Для електрозабезпечення ГПА на КС можливе встановлення високоефективних газотурбінних або парогазових електростанцій з ККД 38-58%. Такі електростанції, крім власних технологічних потреб, можуть частину електричної і теплової енергії передавати зовнішнім користувачам [8].

Наприкінці ХХ століття було визнано, що глобальне потепління атмосфери через викиди парникових газів може призвести до катастрофічних змін клімату Землі. Згідно з Кіотським протоколом (грудень 1997 р., Японія) до списку основних парникових газів-забрудників атмо-

сфери входять діоксид вуглецю, метан, водяна пара, оксиди азоту, замітники фреону, а також гексафторид сірки. Зазначимо, що в останні роки виявлено активну роль метану у формуванні парникового ефекту. Через господарську діяльність людини вміст метану в атмосфері зростає приблизно на 1% на рік. Джерелами емісії метану є: тварини, рисові поля, смітники, болота і тундри, системи видобування та транспортування нафти і газу, видобування вугілля та ін., які дають у світі близько 540 млн. т газу на рік. Для стабілізації клімату Землі достатньо зменшити емісію: CO_2 – на 50-80%, оксидів азоту – на 80-85%, метану – на 10-15% [9]. Серед усіх парникових газів за своїми масштабами головну небезпеку становить діоксид вуглецю CO_2 , основним джерелом якого є продукти згоряння органічних палив. За даними Міжурядової групи експертів з питань зміни клімату найбільшим джерелом викидів парникових газів є енергетика. Вона дає 50% промислових викидів.

Тільки газотранспортні підприємства ГТС України, за умови споживання до 4,5 млрд. кубометрів природного газу на рік, викидають в атмосферу 4,5 млрд. кубометрів вуглекислого газу.

Як приклад, у табл. 1 наведено структуру викидів CO_2 в Україні на кінець ХХ століття [10].

З іншого боку, загальновідомо, що вуглекислота в різних агрегатних станах (газ, рідина, лід) використовується з користю в різних галузях промисловості, побуту та ін. Споживачами вуглекислоти є виробництва безалкогольних, слабоалкогольних напоїв і розлив мінеральних вод, заводи (зварювальні роботи в середовищі вуглекислого газу) та ін. Застосовується вуглекислота також у сільському господарстві для боротьби з гризунами і в приготуванні сільськогосподарського корму, в парфумерній і медичній про-

Таблиця 1 – Структура викидів CO₂ в Україні на кінець ХХ століття

№ з/п	Найменування джерела CO ₂	Величина викидів, %
1	Виробництво тепла й електроенергії	50
2	Комунально-побутовий сектор	20
3	Промисловість	19
4	Транспорт	7
5	Аграрний сектор	3
	Інші	1

мисловостях – як розчинник для виробництва екстрактів з рослинної сировини та ін. Починаючи з кінця ХІХ століття, вуглекислий газ широко використовується як вогнегасна речовина (ВР) у системах пожежогасіння (ПГ). Відповідно до загальноприйнятої думки і як показує практика, вуглекислий газ є ефективною, надійною, технологічною, доступною і дешевою ВР широкого спектра дії.

Таким чином, перед людством стоїть актуальна проблема створення таких технологій, що дають можливість одержувати вуглекислоту з продуктів згоряння палив з мінімальними витратами і використовувати її як цінний продукт для різних технічних і побутових потреб, обмежуючи при цьому її потрапляння в атмосферу. Традиційною вже понад півстоліття є технологія одержання CO₂ з продуктів згоряння вуглеводневих палив, в основному природного газу, з повітрям зі вмістом вуглекислого газу близько 9,5% через поглинання його розчином моноетаноламіну (MEA).

В Україні рідку вуглекислоту для різних потреб виробляють чотири великих вуглекислотних заводи в Києві, Дніпропетровську, Запорозжжі, Одесі. Вуглекислотні станції використовують для власних потреб на окремих підприємствах (Миколаївський суднобудівний завод), фірмах (Кока-Кола) під Києвом, спиртних заводах, у цехах морозива тощо.

Нами проведено дослідження можливості виробництва рідкої вуглекислоти на компактному блочно-комплектному вуглекислотному обладнанні фірми «UNION INGEERING» (Данія) використовуючи для одержання вуглекислоти побічний продукт – димові гази газової опалювальної котельні компресорної станції. За результатами цих досліджень розроблено технічну пропозицію щодо організації виробництва рідкої вуглекислоти з димових газів газових опалювальних котелень на компресорних станціях магістральних газопроводів з використанням їх вторинних теплових і матеріальних ресурсів.

З екологічної точки зору технічна пропозиція спрямована на зниження викидів вуглекислого газу.

Колективом авторів [11] пропонується створити на КС з електроприводними і газоту-

рбінними агрегатами, які використовують для власних потреб теплопостачання опалювальні котельні, вуглекислотне устаткування з використанням обладнання фірми «UNION INGEERING», зображеним на рисунку 2.

До складу обладнання входять: вуглекислотне устаткування 7, котельня 10 (основна або резервна), димохід роздвоєний 9 із вбудованим шибером 8, димосос 6. Під час відкритого шиберу і працюючого димососа димові гази від котельні надходять у вуглекислотне устаткування, де і відбувається технологічний процес одержання рідкої вуглекислоти, а потім через димову трубу 5 викидаються в атмосферу. Під час вимкнення вуглекислотного устаткування шибер 8 закритий. Димові гази котельні і через обхідний байпас і димову трубу викидаються в атмосферу.

Для покриття власних потреб вуглекислотного устаткування в насиченій водяній парі, електроенергії можливе використання утилізованої в паровому котлі-утилізаторі теплоти викидних газів газотурбінних агрегатів КС з поданням частини пари безпосередньо до блоків вуглекислотного устаткування, а іншої частини – у парогазове устаткування 16 для вироблення електроенергії. Таким чином, у результаті збільшиться ефективність використання вторинних енергетичних і матеріальних ресурсів компресорних станцій магістральних газопроводів.

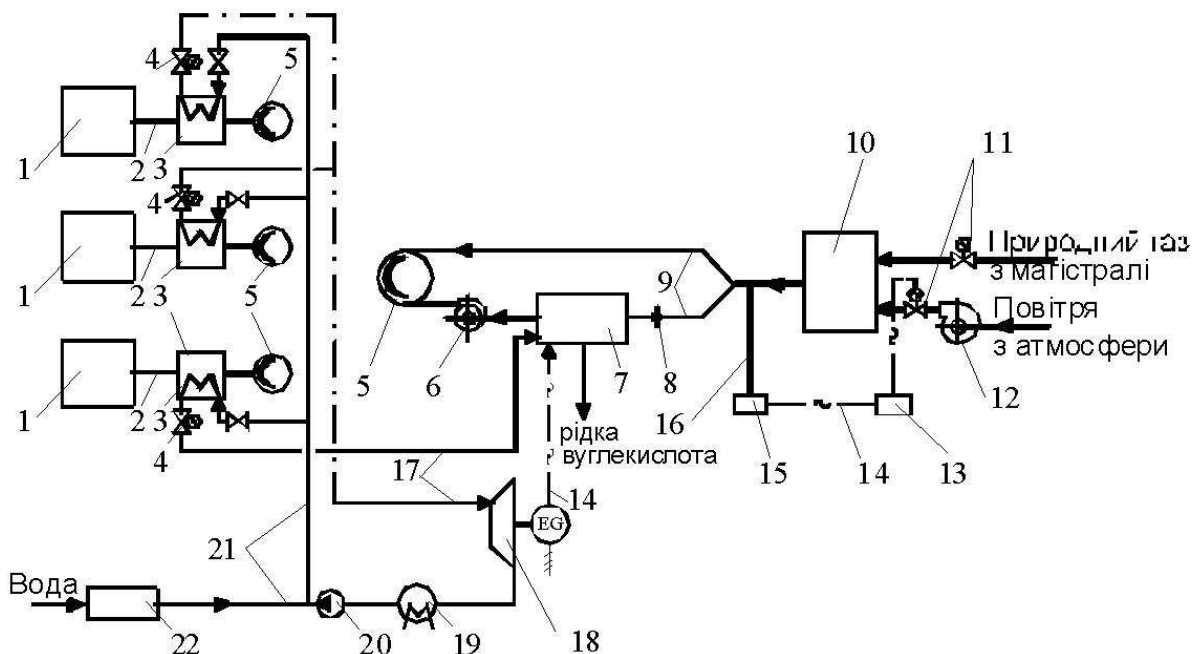
Оцінки показують, що за тривалості роботи вуглекислотного устаткування 8000 годин на рік, річний економічний ефект становитиме приблизно 500000\$ США, а термін окупності капіталовкладень – 2 роки

У даний час, на відміну від громіздких, енергомістких вуглекислотних заводів, фірмою «UNION ENGINEERING» (Данія) випускається компактне блочно-комплектне устаткування з виробництва рідкої переохолодженої вуглекислоти (P = 1,8 МПа, t = мінус 28°C) продуктивністю 40, 80, 145, 285, 500 і 1000 кг/год з димових газів котельні вуглекислотного устаткування, що працюють по циклу середнього тиску.

Під час виробництва вуглекислоти на КС надлишок її може продаватися зовнішнім споживачам: для систем пожежогасіння, заправлення вогнегасників, заводом із виробництва безалкогольних і слабоалкогольних напоїв, заводом із розливу мінеральних вод, заводом для зварювання в середовищі вуглекислого газу і інших цілей, підприємствам парфумерної, медичної промисловості, сільського господарства та ін.

CO₂ широко застосовується для створення ефективних систем пожежогасіння на об'єктах різного призначення.

На сьогодні розпочато промислове освоєння на КС газопроводів України, Росії систем газового пожежогасіння із застосуванням CO₂. Рідку вуглекислоту привозять і надалі мають намір привозити на КС з вуглекислотних заводів. Це вимагає фінансових затрат і не завжди можливо (віддаленість КС від вуглекислотних заводів, важкодоступні райони розміщення КС).



1 – газотурбінний газоперекачувальний агрегат; 2 – випускний тракт агрегату; 3 – паровий котел-утилізатор; 4 – парова засувка з електроприводом; 5 – димова труба; 6 – димосос; 7 – вуглекислотне устаткування; 8 – шибер; 9 – димохід; 10 – котельня; 11 – газова або повітряна засувка з електроприводом; 12 – вентилятор; 13 – блок управління; 14 – електричні комунікації; 15 – газоаналізатор; 16 – відвід димових газів; 17 – паропровід; 18 – парова турбіна з електрогенератором; 19 – конденсатор; 20 – конденсатний насос; 21 – трубопровід води або конденсату; 22 – блок водопідготовки

Рисунок 2 – Принципова технологічна схема одержання вуглекислоти з використанням вторинних ресурсів КС газопроводів

Економічнішим, вигіднішим і зручнішим є варіант організації виробництва рідкої вуглекислоти безпосередньо на КС.

Широкі перспективи має вуглекислота і у паливно-енергетичному комплексі. Це:

- нагнітання CO_2 у нафтові пласти з метою радикального підвищення нафтовіддачі;
- застосування CO_2 як буферної подушки під час видобування газу з вироблених родовищ і експлуатації підземних сховищ газу;
- профілактика вугільних шахт від вибухів метану за рахунок його періодичного (раз у кілька років) витиснення за допомогою CO_2 і використання метану як палива;
- спалювання твердих палив з рідким шлаковидаленням і поділом шлаків на цінні феросплави і високоякісні гідрофобні силікати;
- вуглекислотно-киснева газифікація вугілля з одержанням газів з високою теплою згоряння;
- флотаційне збагачення низькосортних вугілля у рідкій вуглекислоті.

Як свідчать проектні розробки і техніко-економічні розрахунки, серед зазначених вище можливостей одним з найефективніших напрямків є автономне енергопостачання нафтогазових родовищ з накачуванням CO_2 у нафтові пласти з метою підвищення нафтовіддачі. Для цього необхідне ефективне використання попутних нафтових газів.

Багаторічний досвід експлуатації нафтових родовищ США свідчить, що нагнітання CO_2 у

нафтові пласти забезпечує підвищення нафтовіддачі до 86-94% у той час як середнє значення цього показника в країнах СНД (наприклад, Росії) не перевищує 30% [12].

Негативний вплив на навколишнє середовище в ході роботи ГПА на КС здійснює шумове забруднення. Необхідність зменшення шумового забруднення особливо зростає в процесі експлуатації нового покоління газотурбінних ГПА через зростання швидкості газів у проточній частині турбомашин, різку зміну швидкостей, зростання тиску і температури у газовому тракті приводного двигуна разом зі зменшенням його металоємності (особливо авіаційних і суднових приводів). Все це приводить до збільшення амплітуди коливань деталей, вузлів і, як наслідок, до збільшення інтенсивності шуму, що погіршує умови роботи обслуговуючого персоналу та у низці випадків навіть унеможливує оптимальний вибір промислової ділянки КС.

У цій ситуації перед проектувальниками компресорних станцій стоять серйозні завдання боротьби із шумом КС у напрямку розроблення комплексу заходів щодо зниження рівня шуму станцій і захисту обслуговуючого персоналу та прилеглих населених пунктів. Розроблено і впроваджено науково обґрунтований комплекс заходів, який забезпечує зниження рівня шуму КС та інтенсивність його поширення на місцевості.

До цього комплексу заходів входить:

– виявлення визначальних джерел шуму на КС на основі застосування уточненої методики визначення звукової потужності агрегатів і виявлення напрямків поширення шуму від агрегатів;

– виконання акустичних розрахунків КС та їх аналіз;

– розроблення рекомендацій щодо захисту від шуму населених пунктів у районі КС та визначення необхідних розмірів санітарно-захисної зони.

Інтенсивним джерелом шуму на КС є викидні шахти газоперекачувальних агрегатів, де для зниження рівня шуму застосовують одно- або двоступеневі глушники, які мають низьку акустичну ефективність (приблизно 5 дБа) і експлуатаційну надійність. Під динамічним впливом швидкісного потоку гарячих (понад 350°C) викидних газів ГПА відбувається руйнування поверхонь перфорованих пластин та суттєве зменшення ефекту шумоглушіння.

Разом з тим, зменшення рівня шуму можна досягти встановленням у викидних шахтах ГПА шумоглушників-утилізаторів (ШУТ), що забезпечують зниження шуму викиду агрегатів з одночасною утилізацією теплоти їх викидних газів для підігріву води, повітря й інших теплоносіїв у системах теплопостачання КС.

Зазначимо, що боротьба та захист від шуму КС повинні вирішуватись спільними зусиллями науково-дослідних, проектних інститутів, заводів-виробників ГПА з урахуванням чинника шуму в процесі створення нових газоперекачувальних агрегатів, розроблення акустично-ефективних глушників шуму на всмоктуванні та викиді ГПА [2].

Також необхідно зазначити, що під час очищення природного газу на КС із застосуванням циклонних пиловловлювачів, фільтрів-сепараторів, та очищенні внутрішньої порожнини труб газопроводів за допомогою очисних поршнів на компресорних станціях накопичуються значні об'єми твердих і рідинних забруднюючих речовин, до складу яких входять рідинні нафтопродукти, метанол, диетиленгліколь, вода, мастила, шлам, механічні домішки тощо. Якість і повнота утилізації цих видів забруднювальних речовин багато в чому визначає екологічну чистоту ґрунту і водоймищ у зоні розташування компресорної станції. На компресорних станціях накопичуються значні об'єми відпрацьованих масил із системи змащування і ущільнення елементів ГПА, яке потребує відповідної утилізації [13].

Джерелом забруднення навколишнього середовища можуть бути стічні води, які утворюються в процесі експлуатації КС і мають у своєму складі залишки різних солей, нафтопродуктів, масил і побутових відходів. Якісне очищення стічних вод і утилізація виділень забруднювальних речовин, із застосуванням сучасних технологій, також дасть можливість значно знизити негативний вплив КС на навколишнє середовище.

ВИСНОВКИ

Невеликий ККД агрегатів, застосування ресурсовитратних технологій породжує значні об'єми вторинних енергоресурсів на КС магістральних газопроводів, які використовуються недостатньо і, в основному, викидаються в атмосферу, забруднюючи навколишнє середовище. У всьому цьому містяться значні резерви енергоресурсозаощадження, які можуть бути реалізовані через:

– використання вторинних енергоресурсів – паливних, теплових і надлишкового тиску газу з використанням сучасних технологій і обладнання;

– модернізацію і заміну застарілих ГПА на сучасні агрегати з ККД 34-35% а також модернізацію камер згоряння ГПА;

– застосування в ГТС України сучасних ЕГПА з регулювальним електроприводом.

До теперішнього часу в Україні, в основному, вже розроблена достатня кількість екологічних енергоресурсоощадливих технологій і обладнання для КС магістральних газопроводів. Вони дають можливість вже сьогодні значно збільшити ефективність використання природного газу на компресорних станціях і в перспективі перетворити їх у відносно екологічно чисті енерготехнологічні комплекси комбінованого виробництва різних видів енергії (механічної, електротехнічної, теплової) і води (із впровадженням парогозового устаткування типу „Водолій”). Для проведення і впровадження цих робіт необхідні значні інвестиції, а також підтримка на законодавчому рівні.

Література

1 Україна в 2011 році транспортувала майже 157 млрд.м³ природного газу // Трубопровідний транспорт. – 2012. - № 1 (73). – С. 6.

2 Энергоекотологична безпека нафтогазових об'єктів / Р.М. Говдяк, Я.М.Семчук, Л.Б.Чабанович [та ін.]. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2007. – 556 с.

3 Седых А.Д. ГПА нового поколения / А.Д. Седых, В.А.Щуровский // Газовая промышленность. – 1997. – № 5. – С. 36-37.

4 Щуровский В.А. Ограничение выбросов оксидов азота / В.А. Щуровский, А.З. Шайтхундинов, С.Ф.Жданов // Газовая промышленность. – 1996. – № 9-10. – С. 72-73.

5 Романов В.І. Підвищення ефективності функціонування утилізаційного контуру КППТУ «Водолій» / В.І. Романов, В.М. Коломеев, М.О. Дикий // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 6. – С. 43-46.

6 Когенерационноутилизационные технологии на базе газотурбинных установок / Г.Н. Любчик, Р.М. Говдяк, Б.И. Шелковский [и др.]. – К.: Варта, 2008. – 108 с.

7 Говдяк Р.М. Підвищення енергоефективності газотранспортної системи / Р.М. Говдяк // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 5 (71). – С. 18-19.

8 Ремизов В.В. Экономия ресурсов природного газа: энергоэффективные технологии / В.В. Ремизов // Газовая промышленность. – 1999. – № 5. – С. 22-24.

9 Рубан А.Д. Проблемы геотехнологии и энергосбережения в угольной промышленности России // Ведомости МГЭА. Специальный выпуск № 22. Первый Московский Международный форум. «Энергетика и общество» (23-25 июня 1988, Москва). – М.: ГазОйл пресс. – 1988. – С. 246-253.

10 Паливно-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень / [Шидловський А.К., Стогній Б.С., Кулик М.М. та ін.]. – К: Українські енциклопедичні знання, 2004. – 468 с.

11 Деклараци́нный патент України №14877 МПК (2006), F04Д 25/02, F17Д1/07(2006.01), В01Д53/14 Газоперекачувальна компресорна станція магістрального газопроводу / [Говдяк Р.М., Пужайло А.Ф., Шелковський Б.І. та ін.]. Опубл. 13.05.2006. Бюл. № 5.

12 Перспективные экологические безопасные технологии сжигания органических топлив и горючих отходов с эффективным улавливанием и полезным использованием CO₂ / Р.Б.Ахмедов, Е.Р.Ахмедов // Первый Московский Международный Форум «Энергетика и общество», 23-25 июня, Москва, 1988 // Ведомости МГЭА. – Специальный выпуск №22.. – Изд. ГазОйл Пресс. – С. 288-294.

13 Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте природного газа / Б.П.Поршаков, А.Ф.Калинин, С.М. Купцов [и др.]. – М: МПА – Пресс, 2006. – 311 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

06.03.12

Рекомендована до друку професором

Семчуком Я.М.

Техніка і технології

УДК 622.245

БУРОВИЙ РОЗЧИН ДЛЯ ЯКІСНОГО ВТОРИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

¹М.І. Оринчак, ²М.М. Оринчак, ¹О.С. Бейзик¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nung.edu.ua²НАК «Нафтогаз України», 00001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6

Для якісного вторинного розкриття продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками і проникністю рекомендується безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин. Складовими компонентами цього розчину є концентрований водний розчин екструзивного крохмалю, хлористий калій, гідроксид калію і вода. Головною особливістю цього розчину є відсутність глинистої фази, високі інгібуючі властивості, низька фільтрація, що дає змогу звести до мінімуму кольматцію продуктивного горизонту і одночасно зберегти його первинну проникність. Для регулювання і управління процесом деструкції колоїдного розчину крохмалю у ході випробувань продуктивних горизонтів для штучного прискорення деструкції крохмалю, руйнування кольматційного екрану і покращення проникності продуктивних горизонтів, запропоновано застосування амілоксу. Розроблено технологію застосування безглинистого крохмально-калієвого розчину для вторинного розкриття продуктивних горизонтів та схему обв'язки свердловини за допомогою НКТ. Розроблено методіку розрахунку об'ємів технологічних рідин для якісної перфорації колекторів.

Ключові слова: екструзивний крохмаль, буровий розчин, хлорид калію, гідроксид калію, амілокс, буферна рідина

Для качественного вторичного вскрытия продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением и проницаемостью рекомендуется безглинистый крахмально-калиевый буровой раствор. Составляющие раствора - концентрированный водный раствор экструзивного крахмала, хлористый калий, гидроксид калия и вода. Отличительной особенностью этого раствора является отсутствие глинистой фазы, высокие ингибирующие свойства, низкая фильтрация, что позволяет свести к минимуму кольматацию продуктивного горизонта и при сохранении его проницаемости. Для регулирования и управления процессом деструкции коллоидного раствора крахмала при испытании продуктивных горизонтов искусственного ускорения деструкции крахмала, разрушения кольматационного экрана и улучшения проницаемости продуктивных горизонтов предложено применение амилокса. Разработаны технология применения безглинистого крахмально-калиевого раствора для вторичного вскрытия продуктивных горизонтов и схема обвязки скважины с помощью НКТ. Разработана методика расчета объемов технологических жидкостей для качественной перфорации коллекторов.

Ключевые слова: экструзивный крахмал, буровой раствор, хлорид калия, гидроксид калия, амилокс, буферная жидкость

The non-clay starch-potassium drilling solution is recommended to qualitatively secondary open the productive horizons with low reservoir pressure and permeability. This solution consists of the concentrated water solution of extrusive starch, potassium chloride, potassium hydroxide and water. The key properties of the recommended solution are the absence of clay, low filtration and high inhibitive capacity, which provides the minimal colmatation and preserves the permeability of the productive horizons. For adjusting and process control of destruction of colloid solution of starch at the test of productive horizons artificially to accelerate destruction of starch, prang a kolmatation faucet and improve permeability of productive horizons the amilox is proposed. The technology devoted to the using of starch potassium drilling mud for secondary open of productive horizons. Also circuit of strapping well devoted with assistance of PKT. The methodology of calculate volumes of technologies liquids for qualitatively perforation headers was devoted.

Key words: extrusive starch, drilling solutions, potassium chloride, potassium hydroxide, amilox, buffer liquid

Для продуктивних горизонтів більшості нафтових та газових родовищ України характерні низькі пластові тиски (близькі до гідростатичних), низька проникність та високий вміст материнських глин. Якісне вторинне розкриття таких горизонтів є дуже важливим і одночасно складним завданням.

З метою зниження забруднення продуктивних горизонтів значна частина робіт у процесі вторинного розкриття проводиться за допомогою кумулятивних перфораторів. Найчастіше вторинне розкриття проводиться у середовищі бурового розчину, що застосовувався для первинного розкриття в умовах, коли вибійний тиск більший від пластового на 4-7%. Згідно з дослідженнями закордонних спеціалістів [1] при такому способі розкриття проникність продуктивного горизонту зменшується удвічі і більше.

За кордоном для вторинного розкриття продуктивних горизонтів застосовують:

- розчини на нафтовій основі;
- розчини солей та полімерно-солеві розчини;
- безглинисті біополімерні системи.

Розчини на нафтовій основі в Україні не мають великої перспективи через їх високу вартість, пожежонебезпечність та забруднення навколишнього середовища.

Водні розчини солей зменшують набухання материнських глин та кольматацию пор, але значне проникнення води у горизонт відтісняє пластовий флюїд від вибою свердловини на значну віддаль, що зменшує ефективність застосування цих розчинів.

Безглинисті біополімерні системи забезпечують значно краще збереження проникності колекторів, але наявність в них полімерів (СМС, Finnpol, Celpol, Finfix, Tylose, СМНЕС, POLYPAC тощо) та структуроутворювачів ксантанового типу (дуовіз, фловіз, фловіз-плюс, біокар-компаунд тощо) знижує їх ефективність. Це відбувається через те, що проникаючи у продуктивний горизонт, вони адсорбуються на поверхні пор та тріщин, знижуючи їх ефективний діаметр.

Метою роботи є покращення якості розкриття продуктивних горизонтів у процесі їх перфорації.

Для цього рекомендується застосувати безглинистий крохмально-калієвий розчин (БККР).

Основною особливістю цього розчину є здатність екструзивного крохмалю (ЕКР) піддаватись деструкції під дією спеціальних реагентів і вивільняти пори продуктивного горизонту. Окрім цього, БККР володіє низькими фільтрацією та показником рН і підвищеними інгібуючими властивостями [2, 3]. А структура у цьому розчині утворюється внаслідок дії таких чинників. По-перше, у результаті клейстеризації крохмалю виникають поверхневі сили, які взаємодіють з іонами калію. По-друге, у технічному хлористому калію є незначний відсоток іонів кальцію, які взаємодіють з метильною групою крохмалю. Вміст іонів кальцію у

технічному хлористому калію визначено комплексометричним способом і не перевищує 0,1%.

Під дією цих чинників між макромолекулами крохмалю утворюється просторова ґратка, яка сприяє виникненню статичного напруження зсуву. Отже, комбінація концентрованого водного розчину ЕКР з технічним хлористим калієм може успішно змінити дорогі імпорتنі структуроутворювачі на основі ксантанової смоли. Окрім цього, хлористий калій порівняно з іншими солями-інгібіторами володіє найкращими інгібуючими властивостями, тому що іони калію маючи малі розміри (близько 2,34 Å), глибоко проникають у кристалічну ґратку глини і запобігають їх набухання. Оптимальна домішка хлористого калію у розчині залежить від типу материнських глин у продуктивному горизонті і коливається в межах 3-10% [6]. Мінімальна доза рекомендується для глин, в яких переважають мінерали ілліт, каолінит, а максимальна – для глин, в яких переважає монтморилоніт.

Для забезпечення структурно-механічних властивостей БККР готують із 20% концентрованого водного розчину ЕКР. Фільтрація такої суспензії дорівнює нулю. Під час приготування розчину (розведення водою та введення хлористого калію) фільтрація дещо зростає (до 2 см³/30 хв.). Слід зауважити, що для запобігання збільшенню рН, клейстеризацію крохмалю слід проводити гарячою водою за температури 80°C. Сили просторового зв'язку між молекулами крохмалю невеликі. Підтвердженням такої думки може слугувати те, що зі збільшенням швидкості течії розчину в'язкість його зменшується, і навпаки, – зі зменшенням швидкості течії в'язкість зростає, тобто розчин володіє псевдопластичною в'язкістю. Оцінку величини псевдопластичних властивостей розчину проводили за методикою В. Крилова [4, 5] визначенням реологічного критерію (K_p) за формулою:

$$K_p = \frac{\tau_o}{\eta_{nl}}$$

де: τ_o – динамічне напруження зсуву, Па;

η_{nl} – пластична в'язкість, Па·с.

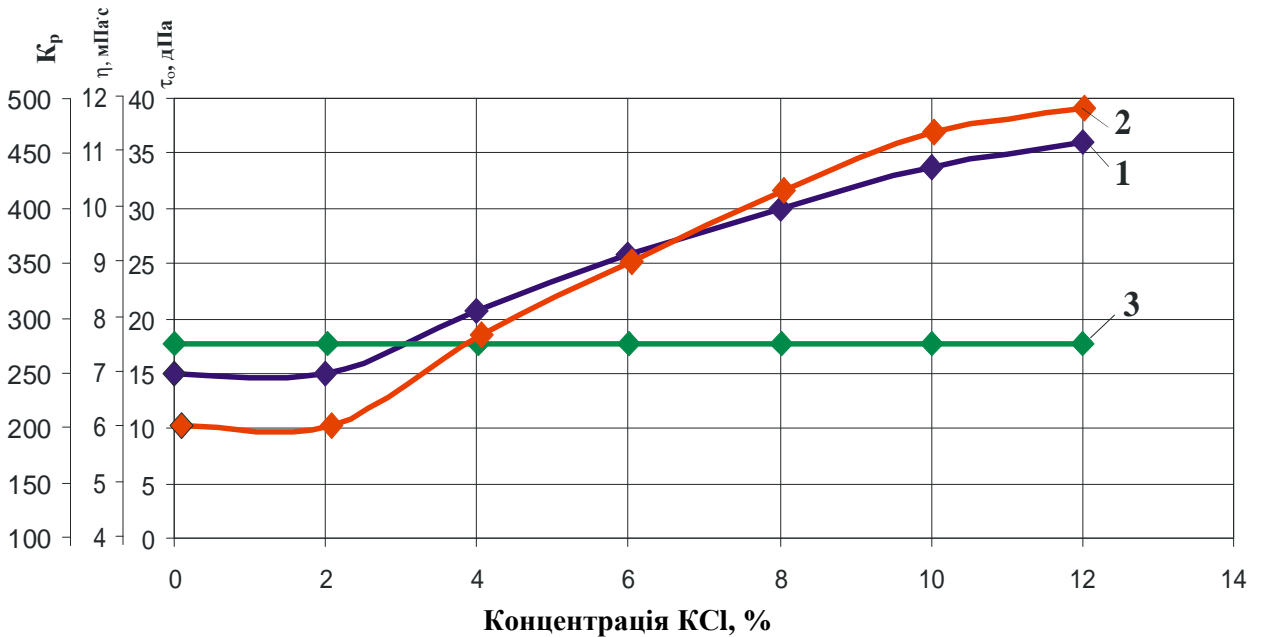
Згідно з методикою, якщо K_p коливається в межах 150-400 с⁻¹, то такий розчин володіє псевдопластичною в'язкістю. У нашому випадку за результатами розрахунків для рекомендованої рецептури безглинистого крохмально-калієвого розчину $K_p=200-400$ с⁻¹ (табл. 1, рис. 1).

Статичне напруження зсуву (СНЗ) БККР коливається в межах 7-12 дПа і залежить від концентрації хлористого калію. Тобто, зі збільшенням концентрації КСІ СНЗ зростає, а зі зменшенням – зменшується. Структурні властивості розчину можна також збільшити шляхом введення в нього гідроксиду калію (КОН). Зі збільшенням концентрації КОН з 0,1% до 0,5% статичне напруження зсуву зросло у 1,4 рази, а умовна в'язкість в 1,5 рази.

Враховуючи, що до складу материнських глин продуктивних горизонтів більшості наф-

Таблиця 1 – Результати вимірювань реологічних параметрів розчинів з різною концентрацією хлориду калію

№ досліджу	Концентрація реагентів, %		Параметри розчину		
	ЕКР	КСІ	динамічне напруження зсуву, дПа	пластична в'язкість, мПа·с	реологічний критерій, с ⁻¹
2	10	4	21	7,5	280
3	10	6	26	7,5	345
4	10	8	28	7,5	407
5	10	10	32	7,5	458
6	10	12	36	7,5	480



1 – динамічне напруження зсуву; 2 – реологічний критерій; 3 – пластична в'язкість

Рисунок 1 – Зміна реологічних параметрів залежно від концентрації хлориду калію КСІ у безглинистому крохмально-калієвому буровому розчині

тових та газоконденсатних родовищ України входять ілліт, каолінит, гідрослюди, палигорскіт, монтморилоніт та інші, вирішено обмежити вміст хлористого калію від 4% до 7%. Така концентрація хлористого калію забезпечує мінімальне набухання материнських глин у продуктивних пластах.

У табл. 2 та на рис. 2 наведено залежність параметрів бурового розчину від концентрації хлористого калію за концентрації крохмального реагента 10%.

Отже, на підставі результатів лабораторних досліджень та додаткових літературних даних рекомендується для якісного розкриття продуктивних горизонтів з невеликим пластивим тиском та низькою проникністю безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин з такою рецептурою:

вода – 82-87%;
ЕКР – 9-11%;
КСІ – 4-7%.

Після приготування параметри безглинистого крохмально-калієвого розчину коливаються в межах:

$\rho=1070-1120$ кг/м³; $T=27-28$ с; $\theta_1=7-12$ дПа,
 $\theta_{10}=10-15$ дПа, $\Phi_{30}=2,0-2,5$ см³/30 хв.

За необхідності параметри розчину можна регулювати шляхом:

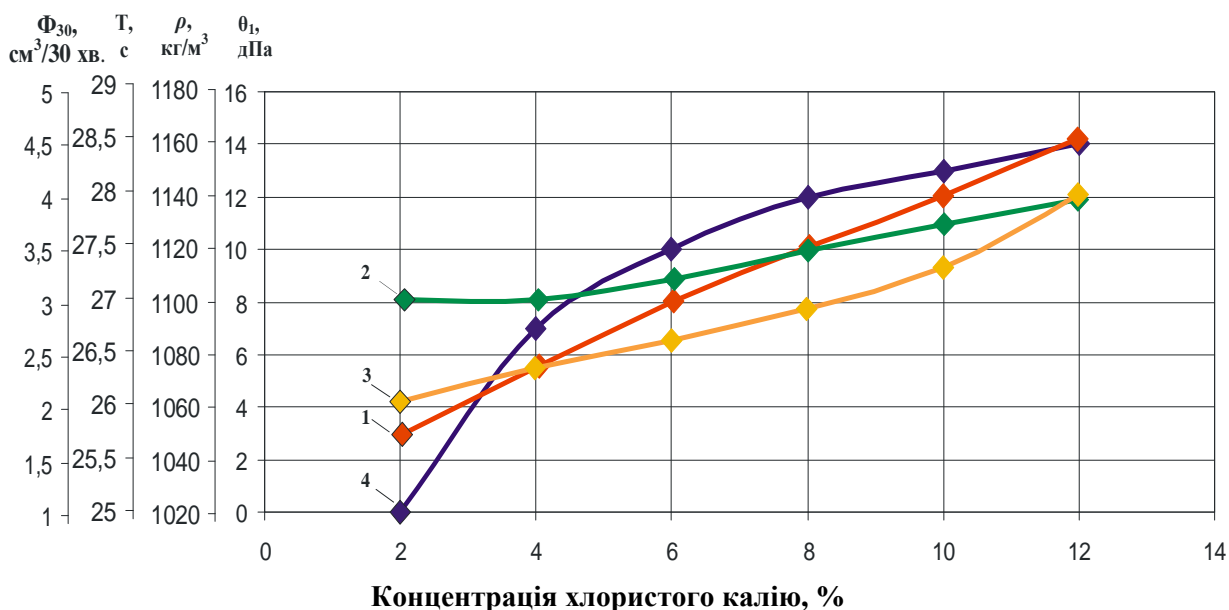
- зменшення фільтрації введенням 40% водного розчину ЕКР;
- збільшення статичного напруження зсуву домішкою комбінації 20% водного розчину ЕКР та КСІ;
- збільшення густини та вмісту іонів К⁺ домішкою КСІ;
- зменшення умовної в'язкості і статичного напруження зсуву 1-2% водним розчином ЕКР.

Відсутність глинистої фази, низька фільтрація, високі інгібуючі властивості та низьке рН. Такі властивості розчину зводять до мінімуму кольматцію продуктивного горизонту під час вторинного розкриття продуктивного горизонту.

Для перевірки цієї тези на установці УИПК-1М за перепаду тиску 4 МПа заповнювали природний керн безглинистим крохмаль-

Таблиця 2 – Зміна параметрів розчину від концентрації хлориду калію

№ досліджу	Концентрація реагентів, %		Параметри розчину				
	ЕКР	КСІ	густина, кг/м ³	умовна в'язкість, с	фільтрація, см ³ /30 хв.	СНЗ, дПа	рН
1	10	2	1050	27	2,0	0	7
2	10	4	1075	27	2,5	7	7
3	10	6	1100	27,2	2,7	10	7
4	10	8	1120	27,5	2,9	12	7
5	10	10	1135	27,6	3	13	7
6	10	12	1160	28	4	14	7



1 – густина; 2 – умовна в'язкість; 3 – фільтрація; 4 – СНЗ

Рисунок 2 – Вплив концентрації хлористого калію на основні параметри безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину

но-калієвим розчином з вмістом хлориду калію 4%. Після зачищення торців керну на 3,2 мм коефіцієнт відновлення проникності коливався в межах 95-98%.

Під час вторинного розкриття під дією надлишкового тиску крохмаль, проникаючи у продуктивний горизонт, адсорбується на поверхні пор, викликає їх звуження, що за низької проникності може призвести до кольмататії продуктивних горизонтів. В цьому випадку ми пропонуємо штучно ініціювати деструкцію крохмалю, ввівши до розчину хімічні речовини-ініціатори деструкції (амілокс).

Амілокс – прозора рідина густиною 1060 кг/м³, не забруднює довкілля, застосовується у системах, що містять природні полімери з метою їх розкладання. Термостійкість амілоксу – близько 100°C, він ефективно руйнує структуру крохмалю.

За результатами лабораторних досліджень (рис. 3) встановлено, що амілокс позитивно впливає на деструкцію 10% водного розчину ЕКР. Руйнування структури настає уже через

1,5 доби за концентрації в ньому амілоксу 1,0% [6]. Подальше підвищення концентрації амілоксу недоцільне, оскільки швидкість деструкції сповільнюється. Тому, виходячи із практичних та економічних міркувань, рекомендується прийняти ефективну домішку амілоксу в межах 1,0-1,5%.

Враховуючи відносно високу вартість БККР (близько 500 грн. за 1 м³), важливе практичне значення у процесі вторинного розкриття має ступінь заповнення експлуатаційної колони перфораційною рідиною. За цим критерієм розрізняють дві відомі технології вторинного розкриття продуктивних горизонтів. Перша передбачає заповнення спеціальною рідиною всього стовбура свердловини. Для її реалізації необхідно приготувати приблизно до 50-70 м³ БККР на одну свердловинно-операцію. Значні витрати, які пов'язані з приготуванням, транспортуванням, зберіганням або утилізацією великих об'ємів БККР, зменшують перспективи широкого застосування цієї технології у вітчизняній практиці.

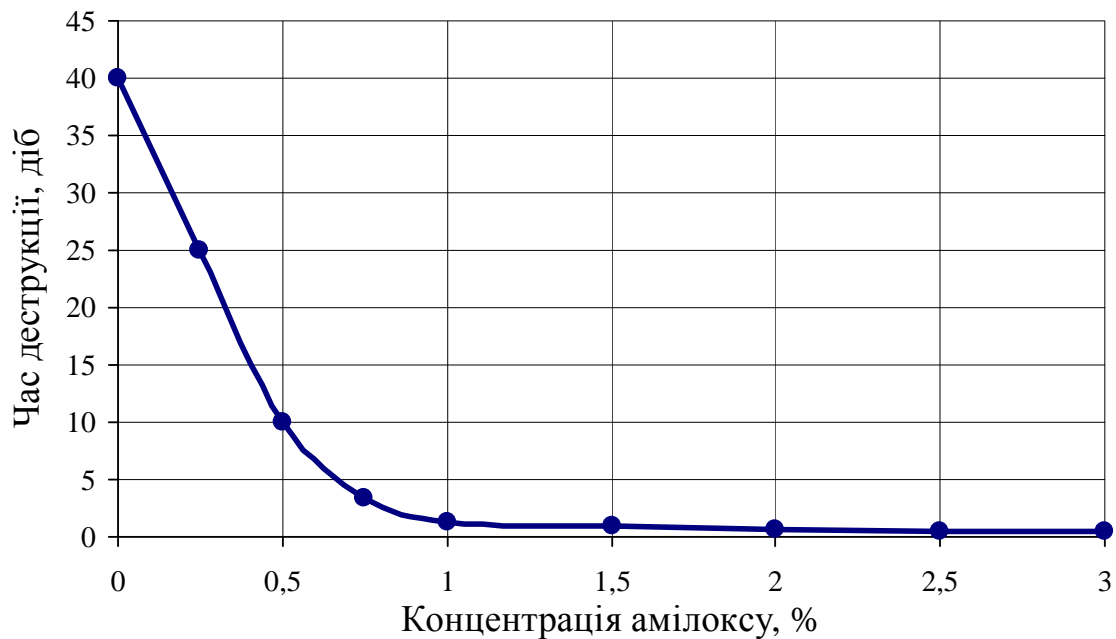


Рисунок 3 – Вплив амілоксу на деструкцію 10% водного розчину ЕКР

Перспективним варто вважати другу технологію, за якою передбачається закачування порції БККР у зону перфорації. За такої технології безглинистим крохмально-калієвим розчином заповнюється, зазвичай, частина стовбура свердловини, висота стовпа якого дорівнює потужності продуктивного горизонту та висоті стовпа БККР над зоною перфорації – 50-100 м. Для створення необхідної репресії на продуктивний горизонт верхню частину експлуатаційної колони заповнюють буровим розчином або іншим розчином відповідної густини.

Отже, значне зменшення об'єму безглинистого крохмально-калієвого розчину за вказаною технологією суттєво зменшує витрати на приготування БККР і робить її перспективною для вторинного розкриття продуктивних горизонтів з низькими пластовим тиском і проникністю.

Застосування БККР для вторинного розкриття продуктивних горизонтів не завжди призводить до позитивних результатів, якщо не врахувати на такі чинники.

По-перше, під час перфораційних робіт частинки вибуреної породи, цементу та залишки бурового розчину в колоні, маніфольді, засувках та інших елементах циркуляційної системи потрапляють до продуктивного горизонту. Окрім цього, значна кількість нерозчинних твердих частинок присутня у технічній воді, яка застосовується для приготування БККР. В більшості випадків концентрація змулених частинок у водах поверхневих джерел, які використовуються на бурових, коливається в межах від 50 мг/л (малокаламутні) до 250 мг/л (висококаламутні). За такого забруднення досягати позитивних результатів у вторинного розкриття продуктивних горизонтів складно. Про це переконливо свідчать дані американських дослідників, які стверджують, що за концентрації

твердих частинок у перфораційних рідинах від 485 мг/л різко погіршуються колекторські властивості порід

Щоб усунути негативні чинники перед проведенням перфораційних робіт необхідно очистити стовбур свердловини від вибуреної породи і залишків бурового розчину протягом 1-2 циклів циркуляції водою з розчиненими у ній ПАР у замкненому циклі: “насос-свердловина-фільтр-ємність-насос”, а для зменшення забруднення води, яку використовують для приготування БККР, необхідно перед насосом встановити сітчастий фільтр або завчасно відстоювати воду у запасних ємностях.

По-друге, при порційному закачуванні в зону перфорації безглинистий крохмально-калієвий розчин може змішуватись із буровим розчином, що заповнює свердловину. Для запобігання цьому рекомендуємо застосувати буферну рідину, яка запобігла б змішуванню БККР з буровим розчином не тільки під час порційного закачування у свердловину, але і протягом декількох дів у процесі багаторазового опускання перфораторів тощо. З одного боку, для надійного відокремлення систем необхідно створити міцну структуру в буферній рідині, а з другого – показники структурних властивостей буферної рідини повинні бути такими, щоб забезпечити вільний прохід перфоратора.

Російські дослідники [7, 8] рекомендують буровий розчин на водній основі надійно ізолювати від перфораційних рідин на водній основі інвертними емульсіями. В цьому випадку буферна рідина за природою змочування протилежна тим рідинам, які вона розділяє. Взаємне розчинення рідин не відбувається. Структурні показники емульсії регулюють домішкою води. Для приготування інвертної емульсії застосовують укрामін, емультал, емульсин. Густина оберненої емульсії регулюють солями.

Під час застосування безглинистого крохмально-калієвого розчину для перекриття перфораційного інтервалу для буферних рідин рекомендується застосовувати інвертний емульсійний розчин або 20% водний розчин ЕКР, насичений хлористим калієм до 10%. Для зміцнення структури у буферну рідину вводять 1-2% водний розчин поліакриламід. Рецептуру буферних рідин у кожному конкретному випадку слід уточнити в лабораторних умовах, а об'єм визначають із розрахунку заповнення 100-150 м стовбура свердловини.

Отже, з метою зниження витрат коштів і часу на вторинне розкриття продуктивних горизонтів пропонуємо проводити порційне закачування БККР у зону перфорації. Для збереження первинної проникності продуктивних горизонтів рекомендується дотримуватись технології вторинного розкриття продуктивних горизонтів, наведеної нижче.

1. Після перевірки обладнання ретельно промити свердловину від частинок вибуреної породи і цементу та залишків бурового розчину в циркуляційній системі по замкненому циклу: "насос-свердловина-очисний пристрій-ємність-насос". Для зниження забруднення рідини, яку використовують для приготування БККР необхідно перед насосом встановити сітчастий фільтр або завчасно відстоювати воду у запасних ємностях. Критерієм якості промивання свердловини і підготовки води для приготування БККР може слугувати сумарний вміст частинок у цих рідинах, який не повинен перевищувати 250 мг/л.

2. Перед приготування безглинистого крохмально-калієвого розчину слід визначити жорсткість технічної води. Якщо вміст іонів кальцію або магнію перевищує 300 мг/л, то воду необхідно обробити кальцинованою содою, яка нейтралізує їх негативний вплив, утворюючи нерозчинні сполуки, які випадають в осад. Маса кальцинованої соди в кг на 1 м³ технічної води для осадження іонів кальцію та магнію визначають за емпіричною залежністю [9]:

$$m_{Na_2CO_3} = 2,65 \cdot 10^{-3} \cdot V_{Ca^{2+}}; \quad (1)$$

де: $m_{Na_2CO_3}$ – кількість кальцинованої соди для осадження іонів кальцію, кг;

$V_{Ca^{2+}}$ – вміст іонів кальцію у технічній воді, мг/л.

Аналогічно визначаємо масу кальцинованої соди з метою зменшення жорсткості технічної води, насиченої іонами магнію Mg^{+2} :

$$m_{Na_2CO_3} = 4,37 \cdot 10^{-3} \cdot V_{Mg^{2+}}, \quad (2)$$

де $V_{Mg^{2+}}$ – вміст іонів кальцію у технічній воді, мг/л.

3. Одночасно необхідно розрахувати об'єми технологічних рідин та густини бурового розчину для створення мінімальної репресії на продуктивний пласт.

Об'єм безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину визначаємо за формулою:

$$V_{БККР} = \frac{\pi}{4} (d_{вн}^2 - (d_{зНКТ}^2 - d_{вНКТ}^2)) \cdot (h_n + h_1), \quad (3)$$

де: h_n – потужність продуктивного пласта, м;
 h_1 – висота стовпа БККР над інтервалом перфорації (зазвичай її приймають від 50 м до 100 м);

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$d_{зНКТ}$ – зовнішній діаметр насосно-компресорних труб, м;

$d_{вНКТ}$ – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, м.

Об'єм буферної рідини визначаємо для трубного та затрубного просторів за формулами:

– затрубний простір:

$$V_{БЗ} = \frac{\pi}{4} (d_{вн}^2 - d_{зНКТ}^2) \cdot h_6, \quad (4)$$

– трубний простір:

$$V_{БТ} = \frac{\pi}{4} d_{вНКТ}^2 \cdot h_6, \quad (5)$$

де h_6 – висота стовпа буферної рідини (зазвичай від 100 м до 150 м).

Об'єм розчину, який закачують в НКТ для вирівнювання рівнів у затрубному та трубному просторах, визначаємо за формулою:

$$V_p = \frac{\pi}{4} d_{вНКТ}^2 \cdot (L - h_n - h_1 - h_6), \quad (6)$$

де L – глибина підшви продуктивного пласта, м.

Густину бурового розчину, необхідну для створення мінімальної репресії на продуктивний горизонт під час перфораційних робіт, визначаємо за формулою:

$$\rho_{бр} = \frac{1,04P_{пл} - \rho_6 \cdot g \cdot h_6 - \rho_{БККР} \cdot g \cdot (h_n + h_1)}{g \cdot (L - h_n - h_1 - h_6)}, \quad (7)$$

де: ρ_6 , $\rho_{БККР}$ – густина буферної рідини та безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину відповідно, кг/м³;

$P_{пл}$ – пластовий тиск, Па;

g – прискорення земного тяжіння, м/с².

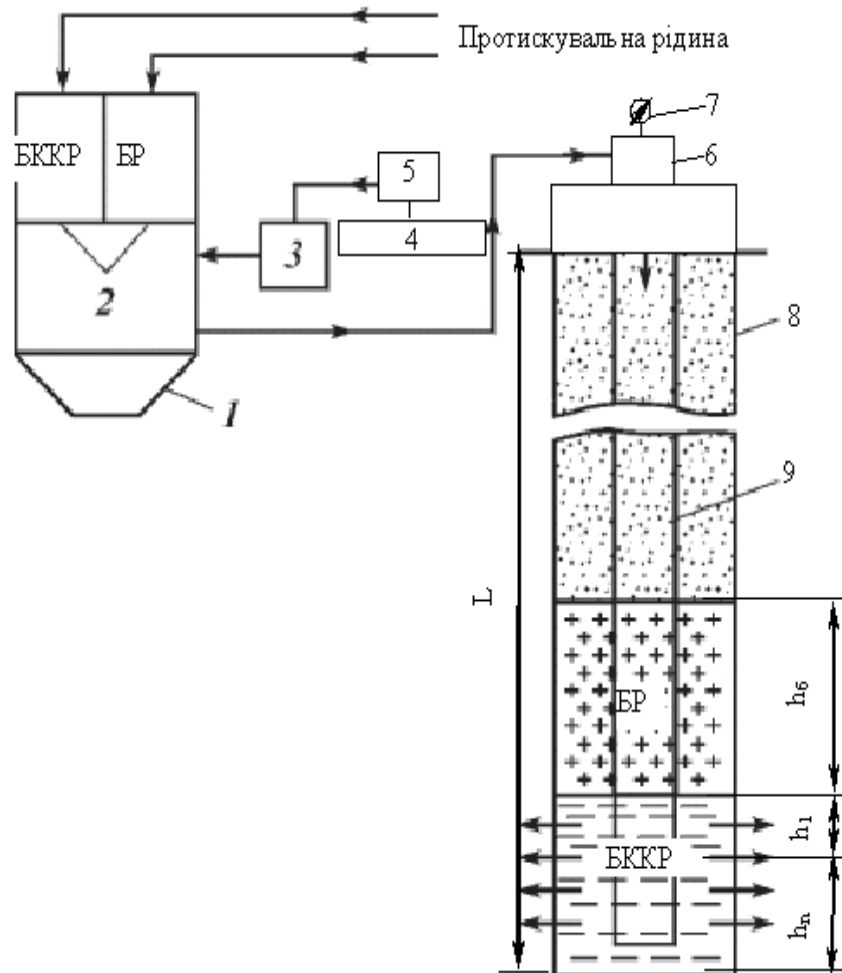
Об'єм бурового розчину, яким необхідно заповнити свердловину визначаємо за формулою:

$$V_{БР} = \frac{\pi}{4} (d_{вн}^2 - d_{зНКТ}^2 + d_{вНКТ}^2) \cdot (L - h_n - h_1 - h_6). \quad (8)$$

4. За результатами лабораторних досліджень вибирають тип буферної рідини. Перевагу віддають рідині з кращими роздільними властивостями.

5. Поверхнєве обладнання обв'язують з колоною насосно-компресорних труб. Орієнтовна схема обв'язки наведена на рис. 4. Нагнітальну лінію опресовують на півторакратний робочий тиск і розпочинають приготування технологічних рідин, технологія приготування яких описана вище.

6. Закачування технологічних рідин у свердловину проводять у такій послідовності. Спочатку закачують першу порцію буферної



1 – цементувальний агрегат; 2 – мірні ємності; 3 – ємність; 4 – блок приготування безглинистого крохмально-калієвого розчину; 8 – експлуатаційна колона; 9 – колона НКТ

Рисунок 4 – Технологічна схема закачування рідин у свердловину

рідини (об'єм розрахований за формулою 4), потім закачують безглинистий крохмально-калієвий розчин, відтак другу порцію буферної рідини (об'єм розрахований за формулою 5) та розрахований об'єм розчину (формула 8). Наприкінці закачування розчину його рівні в трубному та затрубному просторах зрівноважуються, а тиск на манометрі буде дорівнювати нулю. Після цього від'єднують цементувальний агрегат, піднімають колону НКТ на таку висоту, щоб низ НКТ співпадав з верхнім рівнем буферної рідини. Висота підйому НКТ орієнтовно дорівнює сумарній висоті стовпів рідин у свердловині. В колону НКТ закачують буровий розчин розрахованої густини (формула 7), заповнюють ним свердловину і створюють мінімальну репресію на продуктивний горизонт. Після цього опускають колону НКТ до підшови продуктивного горизонту і розпочинають перфораційні роботи.

7. Для прискорення процесу деструкції ЕКР після закінчення перфораційних робіт у продуктивний горизонт під тиском закачують амілокс. Орієнтовно об'єм водного розчину амілоксу можна визначити за формулою:

$$V_a = \pi \cdot m \cdot h_n \cdot (r_0^2 - r_c^2), \quad (9)$$

де: m – коефіцієнт ефективної тріщинуватості продуктивного горизонту після проведення перфорації, приблизно дорівнює 0,1-0,25;

r_0, r_c – радіус зони дії перфоратора та експлуатаційної колони відповідно, м ($r_0 = r_c + (0,8-1,0)$).

Витримавши розчин амілоксу в продуктивному горизонті впродовж однієї доби, промивають свердловину і приступають до виклику припливу пластового флюїду.

Література

1 Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст] : [пер. с англ. Д.Е. Столярова] / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 510 с.

2 Патент 42746 Україна, МПК⁵ С 09 К 8/02. Безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин / М.І. Оринчак, О.С. Бейзик – № 200812657; заявл. 29.10.2008; опубл. 27.07.2009. Бюл. № 14. – 5 с.

3 Бейзик О.С. Буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №1(30). – С. 88-92.

4 Крылов В.И. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин [Текст] / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №6–41. – С.36-40.

5 Крылов В.И. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин [Текст] / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №7–42. – С.20-24.

6 Бейзик О.С. Регулювання термінів деградації екструзивного крохмалю / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 1 (34). – С. 149-154.

7 Освоение скважин: справочное пособие; под ред. Р.С. Яремийчука. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 473 с.

8 Басарыгин Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2011. – 543 с.

9 Оринчак М.І. Аналітичний спосіб визначення кількості кальцинованої соди для осадження іонів кальцію / М.І. Оринчак, О.С. Бейзик // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 3. – С. 14-15.

Стаття надійшла до редакційної колегії

28.02.12

*Рекомендована до друку професором
Коцкуличем Я.С.*

РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ОСУШКИ ГАЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ АБСОРБЕНТА В НГДУ "ГУМ АДАСЫ"

Ф.М. Мамедов, Ф.Г. Сейфиев

ПО "Азеригаз", Аз. 1021, г. Баку, ул. Й. Везиров, 11,
e-mail: a z q a z @ s o c a r . a z

Розглянуто технології збору, осушення і підготовки до транспортування природних і супутних газів у морських умовах нафтогазових родовищ Виробничого об'єднання «Азнефть».

Під час видобування, збору та транспортування газу в результаті зміни термодинамічних показників в системі утворюються технологічні ускладнення (гідрати, солевідкладення тощо). Ці ускладнення порушують нормальний робочий режим свердловин та роботу установки підготовки газу та магістральних газопроводів. Це пов'язано із втратою великої кількості газу, газового конденсату і хімічних реагентів. Тому з метою забезпечення безперерйного транспортування газу в промислових умовах необхідно запобігти утворенню гідратних з'єднань в технологічній системі й осушення від водяної пари підготовлюваного до транспортування газу.

Наведено результати розробленого нового абсорбенту на основі місцевих хімічних продуктів як осушувача газу та інгібітора гідратоутворення, результати його застосування для запобігання виникненню технологічних ускладнень при підготовці природного і попутного газу до транспортування. Також наведено розрахунки технологічного процесу.

На підставі результатів впровадження монопропіленгліколю для осушення газу і технологічного розрахунку вибрано оптимальний склад абсорбенту та технологічний режим роботи установки осушки газу.

Підтвердилися точністю результати випробування нового абсорбенту для осушки газу на діючих установках осушки в НГВУ «Гум Адаси» з досягнутим технологічним показником розрахунковим шляхом.

Ключові слова: абсорбент, монопропіленгліколь, регенерація

Рассмотрены технологии сбора, осушки и подготовки к транспортировке природных и попутных газов в морских условиях нефтегазовых месторождений Производственного объединения «Азнефть».

Во время добычи, сбора и транспортировки газа в результате изменения термодинамических показателей в системе образуются технологические осложнения (гидраты, солеотложения и тому подобное). Эти осложнения нарушают нормальный рабочий режим скважин и работу установки подготовки газа и магистральных газопроводов. Это связано с потерей большого количества газа, газового конденсата и химических реагентов.

Поэтому с целью обеспечения бесперебойной транспортировки газа в промышленных условиях необходимо предотвратить образование гидратных соединений в технологической системе и осушку от водяной пары приготовленного к транспортировке газа.

Приведены результаты разработанного нового абсорбента на основе местных химических продуктов как осушителя газа и ингибитора гидратообразования, результаты его применения для предотвращения возникновения технологических осложнений при подготовке природного и попутного газа к транспортировке. Также приведены расчеты технологического процесса.

На основании результатов внедрения монопропиленгликоля для осушки газа и технологического расчета выбран оптимальный состав абсорбента и технологический режим работы установки осушки газа.

Подтвердились точностью результаты испытания нового абсорбента для осушки газа на действующих установках осушки в НГВУ «Резин Адаси» с достигнутым технологическим показателем расчетным путем.

Ключевые слова: абсорбент, монопропиленгликоль, регенерация

The technologies of natural and associated gas gathering, gas dehydration and preparation for transportation within offshore oil and gas production fields of PA "Azneft" are considered in the article.

During gas recovery and transportation within offshore according to the changed results with thermodynamic coefficient in the system such technological complications as hydrate, scale, etc take place. These technological complications derange the wells' operating mode, gas treatment plant and gas main. Consequently gas, gas condensate and chemical reagents leakage is observed.

In order to ensure the regular gas transportation at the fields it is necessary to prevent hydrate forming in technologic system and dehydration of the gas to be transported.

Detailed data about the results of the new hydrate forming inhibitors and gas dehumidifier appliance on the base of local chemical products in order to prevent technological complications during natural and associated gas recovery and transportation are submitted in the article. The engineering procedure estimation has been done as 3Twell.

Based on the results of monopropylene glycol implementation for gas dehydration and operations calculation, the mix-and-match technique for absorbent and gas dehydration plant operating practices have been made. The results of new absorbent for gas dehydration testing on operating facility at NGDU "Gum adasi" have been confirmed.

Keywords: absorbent, monopropylene glycol, regeneration

При сборе и промысловой обработке природного газа, в связи с изменением термодинамических условий в системе имеют место различные технологические осложнения, в том числе и образование гидратных пробок. В свою очередь, это явление нарушает нормальный режим работы скважин, установки комплексной подготовки газа, а также магистральных газопроводов. Во избежание указанных явлений, а также потери огромного количества газа и химического реагента необходимо проводить мероприятия для обеспечения условий бесперебойного транспорта газа на нефтегазодобывающие объекты. С этой целью требуется решить проблемы осушки газа и борьбы с гидратообразованием в системе промысловой подготовки газа к дальнему транспорту.

Настоящая работа посвящена выбору оптимального технологического режима работы установки осушки газа с применением нового абсорбента – монопропиленгликоля (МППГ) в качестве осушителя и ингибитора гидратообразования при подготовке газа к транспорту, и рассмотрению математического описания процесса.

Расчет проведен на примере установки осушки газа, действующей в НГДУ «Гум адасы» Производственного Объединения «Азнефть».

Сырой газ поступает в сепаратор первой ступени, где происходит грубая очистка газа. Для определения количества газовой смеси, выводимой из сепаратора, рассчитывается количество парогазовой смеси, получающейся при однократной конденсации (ОК) исходной смеси при давлении $P_1=12,0$ МПа и температуре 20°C . Алгоритм расчета однократного испарения (ОИ) является одним из самых распространенных при расчетах технологических процессов газопереработки [1].

Перед расчетом процесса однократной конденсации или испарения необходимо определить фазность системы. Если система находится в однофазном парообразном состоянии, то процесс однократной конденсации или испарения невозможен. Определив фазность системы и убедившись в том, что процесс ОК-ОИ возможен, можно приступать к расчету самого процесса. Рассмотрен более простой вариант расчета процесса, когда известны температура и давление газа. В этом случае исходной информацией является количество Φ , состав исходной смеси C_n , температура T и давление P системы, при которых требуется определить количество паровой и жидкой фаз и их составы (y_i и x_i), выводимые из сепаратора. Таким образом, нужно определить $2n+2$ неизвестных, где n – число компонентов. Для их определения использованы:

– уравнение общего материального баланса

$$F = G + L, \quad (1)$$

где: Φ – количество; G – газовая фаза; L – жидкая фаза.

– уравнение многокомпонентного материального баланса

$$F_{ci} = G_{yi} + L_{xi}, \quad (2)$$

где y_i и x_i – молярная доля любого компонента соответственно газовой или жидкой фазы.

– уравнение соотношения состава фаз из условий равновесия

$$y_i = k_i \cdot x_i, \quad (3)$$

где k_i – константы равновесия.

Расчет заканчивается при

$$\frac{|I^{(n+1)} - I^{(n)}|}{I^n} \cdot 100\% \leq 5\%.$$

Затем составляются уравнения материального и теплового балансов отпарной колонны и десорбера.

После второй ступени сепарации газ, пройдя через контактор, где производится окончательная его осушки по точке росы, должен соответствовать отраслевому стандарту. Для этой цели газ после первой ступени сепарации подвергается дросселированию и во избежание гидратообразования перед дросселированием вводится МППГ 97-98% веса. Расчет количества МППГ ведем по следующему алгоритму.

Определяем температуру начала гидратообразования. Понижение температуры гидратообразования за счет ингибирования определяется по формуле Гамершмидта: [2]

$$\Delta t = 0,556 \frac{k \cdot W_{инг}}{m(100 - w_{инг})}, \quad (4)$$

где: $K = 4000$;

M – молекулярная масса ингибитора;

$W_{инг}$ – массовая доля ингибитора, %.

Затем уточняем, укладывается ли возможный режим работы аппарата по температуре в полученный диапазон понижения температуры гидратообразования. Если укладывается, то гидрат образовываться не будет, поэтому необходимо увеличить концентрацию ингибитора гидратообразования и повторить расчет понижения температуры гидратообразования. Температура газа после дроссельэффекта T_2 определяется на основании теплового баланса:

$$Q_{газ} H(T_1, P_1) + G_{МППГ} C_{МППГ}(P_1, T_1) = G_{газ} H(P_2, T_2) + G_{МППГ} C_{МППГ}(P_2, T_2), \quad (5)$$

где: T_1 – температура газа до дросселя, К;

P_1 – давление до дросселя, МПа;

P_2 – давление после дросселя, МПа;

T_2 – искомая температура, 280К;

$G_{газ}$ – количество газа после сепаратора 1-й ступени, м³/час.

Точка росы осушенного газа ограничена отраслевым стандартом, ее величина задана. Таким образом, зная температуру в аппарате и точку росы осушенного газа (рис. 1), находим необходимую концентрацию МППГ- X_1 .

Сравниваем $W_{инг}$ и X_1 .

Если $X_1 < W_{инг}$, то заданная точка росы не будет обеспечиваться, поэтому необходимо X_1 взять равным $W_{инг}$ и повторить расчет, начиная с момента определения понижения температуры гидратообразования.

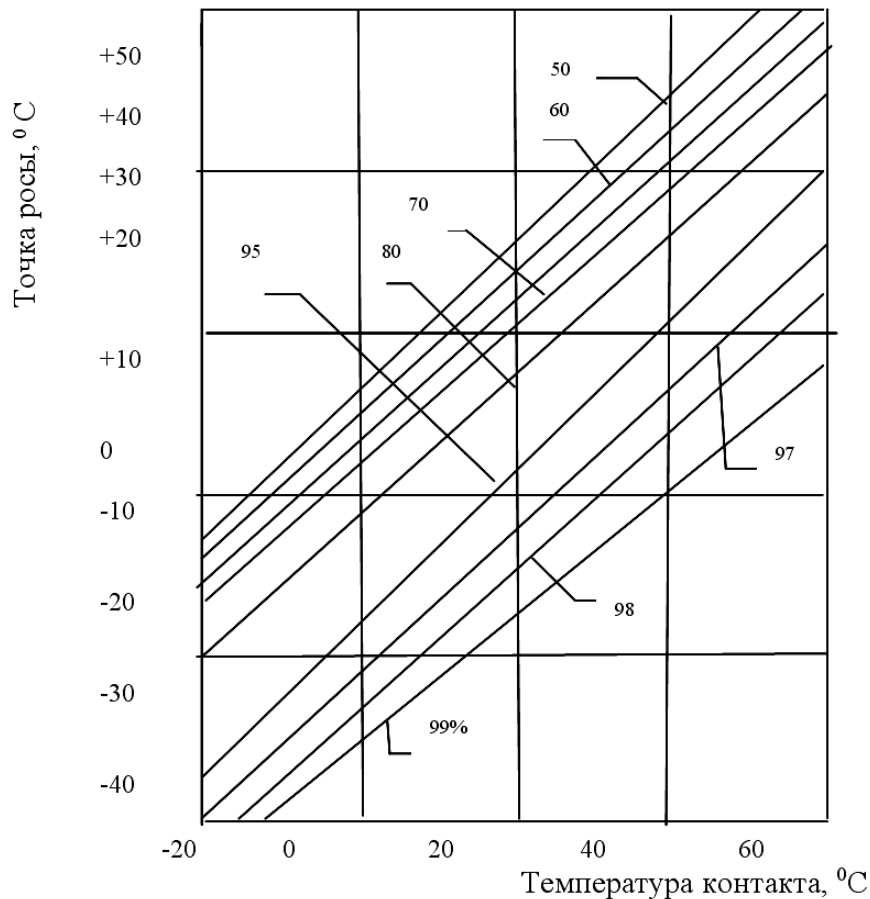


Рисунок 1 – Зависимость точки росы осушаемого газа различных температурах контакту водных растворов МПГ

Для определения расхода монопропиленгликоля сначала необходимо найти количество извлекаемой влаги. Влажосодержание газа можно определить, воспользовавшись следующим уравнением:

$$W = A/P + B, \quad (6)$$

где: A – коэффициент влажосодержания идеального газа;

B – коэффициент, зависящий от состава газа;

P – давление газа.

Значение коэффициентов A и B приведены в работах [3]. Тогда количество извлекаемой влаги определится по формуле:

$$W = G_{\text{газ}} [W(P_2, T_2) - W(P_2, T_p)]. \quad (7)$$

Зададимся концентрацией МПГ на выходе из аппарата X_2 . Тогда расход МПГ составит:

$$G_{\text{МПГ}} = W X_2 / (X_1 - X_2). \quad (8)$$

Сравним рассчитанное количество с первоначально взятым. Если значения не совпадают с точностью до 5%, то делаем пересчет, начиная с расчета температуры после дросселя.

Количество осушенного газа, выводимого из сепаратора второй ступени, образованное при однократном испарении при давлении P_2 и температуре T_2 , определяется по описанной выше методике. В результате расчета получим состав и количество осушенного газа, количе-

ство выделившейся влаги, МПГ и состав выделившегося конденсата.

Конденсат и МПГ направляются в отстойник, где они разделяются. МПГ собирается в специальной емкости, откуда направляется в отпарную колонну.

Уравнение материального баланса отпарной колонны имеет вид:

$$G_{\text{НМПГ}} + G_{\text{ж}} = G_{\text{пс}} + G_{\text{ж}} G_{\text{ж}}^I. \quad (9)$$

Левая часть уравнения соответствует приходу материальных потоков (кг/ч):

$G_{\text{НМПГ}}$ – насыщенный раствор МПГ, подаваемый на регенерацию;

$G_{\text{ж}}$ – жидкость из испарителя;

Правая – расходу материальных потоков (кг/ч):

$G_{\text{пс}}$ – расход пара;

$G_{\text{ж}}$ – жидкость в испарителе;

$G_{\text{ж}}^I$ – регенерированный раствор МПГ.

Для определения количества пара, выводимого из аппарата, рассчитывается количество пара, образованного при однократном испарении насыщенного раствора монопропиленгликоля. Однократному испарению раствор МПГ подвергается дважды: первый раз – при вводе сырья ($G_{\text{НМПГ}}$) в аппарат и второй – при однократном испарении сырья. Мольная доля отгона L^I – рассчитывается по методу А.М.Трегубова.

Таблиця 1 – Матеріальний баланс отпарної колонни

Поток, поступающий в колонну	Количество, кг/ч	Поток, выводимый из колонны	Количество, кг/ч
Насыщенный раствор МПГ	$G_{НМПГ}$	Парогазовая смесь	G_n
Жидкость из испарителя	$G_{жс}$	Жидкость в испарителе	$G_{жс}$
Орошение	G_o	Орошение	G_o
---		Регенерированный раствор	$G_{жс}$
Σ	Σ_1		Σ_2

Константы фазового равновесия для раствора МПГ рассчитываются по формуле:

$$K_{МПГ} = P_{МПГ} : \pi, \quad (10)$$

где $P_{МПГ}$ – давление насыщенного пара МПГ, (Па)

Давление насыщенного пара МПГ в интервале температур от 70°C до 100°C можно вычислить по уравнению $\lg P_{МПГ} = \alpha - B/T$, где T – температура, °C.

Для подачи в сепаратор осушки газа требуется раствор, содержащий X_1 масс. долей МПГ, поэтому величину массовой доли МПГ после вторичного однократного испарения необходимо сравнить с X_1 . Если расчетная величина не меньше исходной, то условие регенерации выполняется, если меньше – то необходимо изменить температуру подачи НМПГ.

После первого однократного испарения имеем:

– количество парогазовой смеси

$$G_n^I = \mathcal{E}_{и НМПГ} \text{ (кг/ч);}$$

– количество жидкости

$$G_{жс} = G_{НМПГ} - G_n \text{ (кг/ч).}$$

После второго однократного испарения имеем:

– количество парогазовой смеси

$$G_n^I = l_2 G_{жс} \text{ (кг/ч);}$$

– количество жидкости

$$G_{жс}^I = G_{жс} - G_n^I \text{ (кг/ч).}$$

Для проведения расчета материального баланса отпарной колонны необходимо учесть нижеследующие факторы, приведенные в таблице 1.

Уравнение теплового баланса десорбера в общем виде имеет вид:

$$\begin{aligned} & QG_{НМПГ} + QG_{жс} + QG_o = \\ & = Q^I G_{жс} + QG_{жс} + QG_{жс}^I + QG_o^I \end{aligned} \quad (11)$$

Левая часть уравнения отвечает притоку тепла (кВт):

$QG_{НМПГ}$ – с насыщенным раствором МПГ, подаваемым в аппарат на регенерацию;

$QG_{жс}$ – с нагретым в испарителе жидким остатком после однократного испарения потока;

QG_o – с орошением верха аппарата;

Правая – расходу тепла (кВт):

$Q^I G_{жс}$ – с жидким остатком первого однократного испарения сырья, направляемым в испаритель;

$QG_{жс}^I$ – с паром;

$QG_{жс}$ – с регенерированным раствором МПГ;

QG_o^I – с испаряющимся водяным орошением.

Количество тепла, вносимое в аппарат насыщенным раствором МПГ, рассчитывается по уравнению:

$$QG_{НМПГ} = G_{НМПГ} / \mathcal{E} m_2 l_1 + h m_2 (l - l_1), \quad (12)$$

где: $\mathcal{E} m_2$ – энтальпия парогазовой смеси, $\mathcal{E}_{жс}$ образовавшейся при однократном испарении сырья при t_2 , кДж/кг;

$h m_2$ – энтальпия жидкости $G_{жс}$, образовавшейся при однократном испарении сырья при той же температуре, кДж/кг.

Энтальпия парогазовой смеси G_n рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E} m_2 = G_n m_2, \quad (13)$$

где G_n – теплоемкость парогазовой смеси, кДж/кг.

Теплоемкость пара раствора МПГ определяется по формуле:

$$C_{МПГ} = H_{МПГ} / m_2, \quad (14)$$

где $H_{МПГ}$ – энтальпия пара МПГ при температуре t_2 , кДж/кг.

Энтальпия пара МПГ рассчитывается по формуле:

$$H_{МПГ} = h_{МПГ} + r \mathcal{E},$$

где: $h_{МПГ}$ – энтальпия жидкого МПГ при той же температуре t_2 , кДж/кг;

r – теплота испарения МПГ при той же температуре, кДж/кг;

Энтальпия жидкого МПГ равна:

$$h_{МПГ} = \mathcal{E} m_2$$

где C – теплоемкость МПГ при температуре t_2 , кДж/кг, °Ж

Зависимости теплоты испарения монопропиленгликоля от температуры приведены в таблице 2.

Количество тепла, которое вносится в аппарат раствором МПГ при температуре t_1 , рассчитывается по уравнению:

$$Q G_{жс} = G_{жс} [H t_1 l_2 + h t_1 (l - l_2)]. \quad (15)$$

Расчет проводится аналогично описанному выше. Количество тепла, которое выносится из аппарата жидким остатком первого однократного испарения сырья при температуре t_2 , равно

$$Q^I G_{жс} = G_{жс} \times h t_2 \text{ (кВт)}. \quad (16)$$

Таблица 2 – Зависимость теплоты испарения МПГ от температуры

Температура, °С	30	40	60	80	100	120	140
Теплота испарения, Дж/г	841	834	817	806	785	760	731
Кал/г	202	198	186	180	173	164	158

Количество тепла, которое выносит из аппарата паровая смесь при температуре t_n , равно

$$Q G_n = G_n C_n t_n \quad (\text{кВт}) . \quad (17)$$

Количество тепла, которое выносит из аппарата регенерированный раствор МПГ при температуре t_1 составляет:

$$Q G_{ж}^I = G_{ж}^I h t_1 \quad (\text{кВт}) . \quad (18)$$

Количество тепла, которое выносит из аппарата регенерированный МПГ при температуре t_1 , составляет

$$G \mathcal{E}_{ж}^I = \mathcal{E}_{ж}^I m t_1 \quad (\text{кВт}) . \quad (19)$$

Из теплового баланса отпарной колонны имеем:

$$\Sigma_1 + Q G_o = \Sigma_2 + Q^I G_o \quad (20)$$

или

$$Q^I G_o - Q G_o = \Sigma_1 - \Sigma_2 = \Delta . \quad (21)$$

Решая последнее уравнение относительно количества оросительной воды, получим:

$$G_o = (3600 \times \Delta) : (\mathcal{E} m_n - \text{кГ/ч}) , \quad (22)$$

где: Hm_n – энтальпия водяного пара при температуре T_n ;

Hm_o – энтальпия воды при температуре T_o .

На основании вышеизложенного алгоритма, экспериментальных и промысловых данных по использованию монопропиленгликоля для осушки газа и предупреждения гидратообразования проведены расчеты на примере установки осушки газа НГДУ «Гум адасы»:

Исходные данные для расчета были следующие:

Относительная плотность газа, г/см ³	- 0,5
Давление газа, МПа	- 10,0
Температура газа, К	- 289,0
Влажосодержание газа, г/м ³	- 0,4
Производительность установки по газу, тыс. м ³ /г	- 68,0

В результате расчета влажосодержание газа при вышеуказанных параметрах составляет 0,6 г/м³. После дросселирования газа (от 10,0 МПа до 5,5 МПа) температура газа снижается до 265К. При работе сепаратора С-2 без применения ингибитора при указанном режиме наблюдается интенсивное образование гидратов.

Расчетным путем установлено, что безгидратный режим работы установки обеспечивается $C_1=67\%$ -ным водным раствором монопропиленгликоля. Согласно результатам расчета для обеспечения точки росы осушенного газа по влаге согласно требованиям отраслевого стандарта необходим впрыск монопропиленгликоля

в газовый поток с концентрацией $C_2 = 98\%$ масс. Сравнивая C_1 и C_2 , выбираем $C_2 = 98\%$, которая полностью обеспечивает осушку газа и безгидратный режим работы установки.

Влажосодержание газа после дросселирования до 5,5 МПа составляет 0,21г/м³.

Количество извлекаемой влаги

$$Q = 29,6 \text{ кг/час.}$$

Концентрация монопропиленгликоля на выходе из сепаратора С-2 $C_3 = 71\%$, тогда расход МПГ составит $Q = 87,56$ кг/час.

Расход 71% насыщенного монопропиленгликоля составляет 123,32 кг/час. Насыщенный раствор МПГ подается в отпарную колонну с температурой 303К. Давление в аппарате 0,1МПа; при данных условиях однократного испарения не происходит. В испарителе поддерживается температура 403К.

Расход полученной жидкости равен 88 кг/час – 98% МПГ, т.е. 100% МПГ – 83,73 кг/час. Количество потерь гликоля в системе равно $87,56 - 83,73 = 3,83$ кг/час или 52г/1000м³ газа.

ВЫВОДЫ

Результаты, полученные при промышленных испытаниях на установке осушки газа на промыслах НГДУ «Гум адасы» с использованием монопропиленгликоля полностью подтвердились расчетными данными.

По всем показателям монопропиленгликоля погрешность составляет 2-6%, что допустимо для промысловых условий. Результаты расчета позволили выбрать оптимальный технологический режим работы установки осушки газа с применением монопропиленгликоля в НГДУ «Гум адасы».

Литература

- 1 Скобло А. И. Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / А.И. Скобло, И.А.Трегубова, Ю.К. Молоканов. – М.: Химия, Изд. 2-е, 1982. – 584 с.
- 2 Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – М.: Недра, 1986. – 260 с.
- 3 Кембел Д.М. Очистка и переработка природных газов / Д.М. Кембел. – М.: Недра, 1981. – 345 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
16.03.12

Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.

АВТОМАТИЗОВАНА УСТАНОВКА ДЛЯ НАНЕСЕННЯ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ НА ТРУБОПРОВІД

Т.П. Венгринюк

ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел.(03422) 40534,
e-mail: admin@nimg.edu.ua

Суть винаходу полягає у вдосконаленні автоматизованого пристрою для намотування полімерно-композитного бандажу на трубу шляхом введення нових конструктивних вузлів, що дасть змогу використовувати установку без зупинки технологічного процесу перекачування продукту через трубопровід, встановлювати установку без демонтажу і розрізання труб, змінювати технологію нанесення багатокомпонентного покриття в залежності від умов нанесення і ступеня дефектності поверхні труб, вдосконалити вузол автоматичного керування і виключити шкідливий вплив завод технічних параметрів установки на процес нанесення ізоляційної стрічки, поліпшити рівномірність нанесення технологічних розчинів. Це дозволить досягти високої якості покриття, а, отже, підвищити термін експлуатації трубопроводів.

Ключові слова: ізоляційне покриття, трубопровід, автоматичне керування, працездатність трубопроводу.

Суть изобретения заключается в совершенствовании автоматизированного устройства для намотки полимерно-композитного бандажу на трубу путем введения новых конструктивных узлов, позволяющих использовать установку без прерывания технологического процесса перекачки продукта через трубопровод, производить монтаж установки без демонтажа и разрезания труб, изменять технологию нанесения многокомпонентного покрытия в зависимости от условий нанесения и степени дефектности повреждения поверхности труб, совершенствовать узел автоматического управления и исключить негативное влияние помех технических параметров установки на процесс нанесения изоляционной ленты, улучшить равномерность нанесения технологических растворов. Это позволит достичь высококачественного покрытия и, в конечном счете, увеличить срок эксплуатации трубопроводов.

Ключевые слова: изоляционное покрытие, трубопровод, автоматическое управление, работоспособность трубопровода.

The essence of the invention is to improve the automated device for winding polymer - composite brace the pipe through the introduction of new structural units, which will use the device without stopping the technological process of pumping the product through the pipeline, install the unit without dismantling and cutting of pipes, changing technology, the application of multicomponent coatings, depending on conditions application and the degree of damage to the pipe surface defects, to improve the automatic control unit and eliminate the harmful effects of noise on the technical parameters of the installation process of applying an adhesive tape, improve the uniformity of application of technological solutions that will achieve high coverage and, ultimately, increase the duration and performance of pipelines.

Keywords: insulating coating line, automatic transmission, efficiency of the pipeline.

Особливість технології спорудження та експлуатація трубопровідного транспорту висуває специфічні вимоги до машин і механізмів, які при цьому використовуються. Оскільки сталеві трубопроводи є ємностями високого тиску, якими транспортуються горючі і легкозаймисті продукти, аварія трубопроводу пов'язана з великими матеріальними втратами, а іноді – із людськими жертвами, тому основною вимогою при спорудженні та експлуатації трубопроводів є висока якість виконання всіх робіт.

Однією із важливих складових у процесі зміцнення та ремонту трубопроводів для підвищення їх протикорозійних властивостей є нанесення ізоляційного покриття.

Дефекти на трубі можуть призвести до розриву трубопроводу. Найбільш небезпечними дефектами є поздовжній надріз і подряпини стінки трубопроводу довжиною на сотні метрів. Якість виконання ізоляційних робіт значно впливає як на початкове значення параметрів катодного захисту, так і на зміну інших параметрів у часі. Інтегрованим показником стану ізоляційного покриття є перехідний опір

«труба – земля». При задовільній якості ізоляційних робіт опір відповідає величині, нормованій у ДСТУ 4219 – 2003. За менших значень опору ймовірність появи відмов з причин корозії зростає.

Конструкції захисних покриттів регламентуються ДСТУ 4219-2003. Товщина покриття залежить від діаметра труби, на яку воно наноситься.

Під час нанесення покриття в заводських чи трасових умовах візуально контролюють його стан. Ізоляційні стрічки необхідно намотувати на поверхню труби без перекосів, здуття, зморшок, нависань, складок, гофр. Під час нанесення полімерних стрічок і обгортки напуста суміжних витків у разі одношарової намотки має бути не меншим 3 см. Під час нанесення двошарового покриття наступний виток мусить перекривати нанесений на 50 % його ширини плюс 3 см. Головною умовою, що забезпечує щільне прилягання стрічки по всій поверхні трубопроводу і створює герметичність в напуску, є натяг стрічки з зусиллям, рівним 50 кГс на ширину полотнища стрічки [1].

Існує значна кількість ізоляційних машин, які відрізняються методом нанесення покриття на поверхню трубопроводу. Залежності від виду ізоляційного покриття на очищену і заґрунтовану зовнішню поверхню трубопроводу наносять шар клею або бітумної мастики, а потім трубопровід обгортається рулонним обгортковим матеріалом. Поверхня, покрита клеєм, обгортається стрічками із полімерних матеріалів, а покрита мастикою – стрічками із паперу, бризолу або скловатою. Бітумна мастика наноситься на трубу в розплавленому стані, а обгорткові матеріали фіксують її шар приблизно однакової товщини по всій поверхні трубопроводу.

Відомий самохідний агрегат, що підтримується трубоукладачами і, переміщуючись трубопроводом здійснює нанесення бітумної мастики на трубу з подальшим обмотуванням її стабілізуючими стрічками [2].

Всі вузли машини змонтовані на рамі з ходовими колесами, за допомогою яких агрегат пересувається вздовж труби. Вмикання та вимикання вузлів трансмісії з двигуном, ходовими колесами і бітумними насосами здійснюється незалежно фрикційними муфтами. В агрегаті передбачено два методи нанесення на трубу бітумної мастики – полив та набризкування. Полив полягає у рівномірному обтіканні поверхні трубопроводу суцільним струменем розплавленої бітумної мастики, що подається під тиском із дрібних сопел, розташованих навколо труби.

Нанесення розплавленої мастики за допомогою швидкісних напірних струменів, спрямованих перпендикулярно до ізолюваної поверхні, сприяє кращій її адгезії і дозволяє сформувати більш міцний шар бітумного покриття, ніж при поливі. Для нанесення ізоляції методом поливу у пристрої передбачено обичайку, а для нанесення ізоляції методом набризку – труби з отворами. Для заливання розплавленої мастики із бітумозаправника по системі бітумопроводів в обичайку, у нижній частині ізоляційної машини розташована бітумна ванна. Агрегат включає підігрівальний пристрій для розігрівання застиглої мастики, який містить бак з гасом та переносний газовий пальник. Подача гасу здійснюється ручним насосом або компресором, який нагнітає повітря в бак. Товщина ізоляційного шару регулюється за допомогою тяг і пружин підтисканням пружних металевих стрічок. Призначений цей агрегат тільки для нанесення мастики і не забезпечує багатшарове нанесення ізоляційного покриття з регулюванням натягу ізоляційного матеріалу.

Відома машина для ізоляції полімерними стрічками [1]. Ця машина складається із механізму для обмотування трубопроводу, ходового механізму, привода (двигуна і трансмісії), механізмів регулювання. Механізм для обмотування складається із підтримуючих роликів, встановлених по колу в задній частині рами та зірочки. Разом із зірочкою навколо труби обертаються шпулі, які облягають трубопровід ізоляційним рулонним матеріалом. В машині передбачено регулювання системи змотування,

яка повинна бути постійною, в протилежному випадку її збільшення може призвести до розриву ізоляційного матеріалу, а при зменшенні – до утворення згорток. Постійність сили натягу досягається шляхом створення гальмівного моменту порошковою муфтою, розташованою на валу шпулі. Для регулювання величини накладання полімерних стрічок до трансмісії пристрою входить коробка зміни передач (варіатор), що залежить від діаметра трубопроводу, ширини стрічки і температури оточуючого повітря.

Ходовий механізм з трансмісією зв'язані з кроком намотування, при цьому поступальна швидкість машини залежить від швидкості розмотування стрічки з рулону. При русі машини трубопроводом рулон з плівкою здійснює обертотий рух навколо трубопроводу, і стрічка намотується по гвинтовій лінії з кроком намотування напуску.

Визначення потужності ізоляційної машини.

$$P = \frac{P_{осн}}{\eta_1} + P_{доп},$$

де: $P_{осн}$ – потужність основних механізмів;

$P_{доп}$ – потужність допоміжних механізмів і агрегатів;

$$\eta_1 = \eta_{муф} \cdot \eta_{ред}.$$

$$P_{осн} = \frac{P_1 + P_2}{\eta_{12}} + \frac{P_3}{\eta_3},$$

де: P_1 – потужність намотування стрічкового матеріалу на трубу;

P_2 – потужність обертання ротора;

P_3 – потужність поступального переміщення установки;

η_{12} – ккд кінематичного ланцюга від редуктора до ротора;

η_3 – ккд кінематичного ланцюга від редуктора до маршових катків.

$$\eta_{12} = \eta_{лан} \cdot \eta_{зп};$$

$$\eta_3 = \eta_{лан}^2;$$

$$P_1 = M_{оп} \cdot \omega_{ун};$$

$M_{оп}$ – момент опору шпулярника;

$\omega_{ун}$ – кутова швидкість шпулярника навколо його осі;

$$P_2 = m_{рот} g (f_{рот} + \delta) \omega_{рот};$$

$$\omega_{ун} = \omega_{рот} \cdot \frac{D}{d_{ун}};$$

$f_{рот}$ – коефіцієнт тертя кочення ротора;

$m_{рот}$ – маса ротора;

$\omega_{рот}$ – кутова швидкість ротора навколо осі труби;

δ – коефіцієнт, що враховує втрату потужності на розтирання технологічних рідин по поверхні труби;

D – діаметр трубопроводу;

$d_{шп}$ – діаметр шпулі;

$$P_3 = m_{уст} g (f_{уст} + \sin \beta) v_{уст};$$

де $m_{уст}$ – маса установки;

$f_{уст}$ – коефіцієнт опору руху установки;

β – максимальний кут нахилу (до горизонталі) трубопроводу;

$v_{уст}$ – швидкість поступального руху установки вздовж осі труби;

$$\sin \alpha = \frac{\pi D b \sqrt{(\pi D)^2 - b^2 + 1}}{(\pi D)^2 + l^2};$$

де: b – ширина ізоляційної стрічки;

l – ширина напуску;

$$l = k \cdot S,$$

де: S – крок намотування;

$$S = \pi \cdot D \cdot \operatorname{tg} \alpha;$$

$$b = (0,4 \dots 1) D;$$

$$v_{уст} = \frac{I \omega_{рот}}{2\pi} = \frac{D \operatorname{tg} \alpha \omega_{рот}}{2\pi}.$$

$$P_{доп} = P_{1доп} + 4P_{2доп} + P_{3доп} + P_{4доп} + P_{5доп};$$

$P_{1доп}$ – потужність порошкової муфти;

$P_{2доп}$ – потужність двигуна насоса;

$P_{3доп}$ – потужність нагрівальних елементів;

тв;

$P_{4доп}$ – потужність двигуна компресора.

$$P = \frac{M_{оп} \omega_{шп} + f_{рот} \cdot m_{рот} \cdot g (1 + \delta) \omega_{рот}}{\eta_1 \eta_{12}} + \frac{m_{уст} g (f_{уст} + \sin \alpha) v_{уст}}{\eta_1 \eta_3} + P_{доп};$$

$$\eta_{муф} = 0,98;$$

$$\eta_{ред} = 0,71;$$

$$\eta_{лан} = 0,9;$$

$$\eta_{зп} = 0,95;$$

$$M_{оп} = 25 \text{ Н}\cdot\text{м};$$

$$\omega_{рот} = 1,6 \frac{\text{рад}}{\text{с}};$$

$$D = 530 \text{ мм};$$

$$d_{шп} = 300 \text{ мм};$$

$$\omega_{шп} = 1,6 \cdot \frac{530}{300} = 2,83 \frac{\text{рад}}{\text{с}};$$

$$P_1 = 25 \cdot 2,83 = 70,75 \text{ Вт}.$$

$$m_{рот} = 156 \text{ кг};$$

$$f_{рот} = 0,176;$$

$$\delta = 0,16;$$

$$P_2 = 156 \cdot 9,81 \cdot (0,176 + 0,16) \cdot 1,6 = 822,72 \text{ Вт};$$

$$m_{уст} = 732 \text{ кг};$$

$$b = 200 \text{ мм};$$

$$l = 50 \text{ мм};$$

$$\sin \alpha = \frac{\pi \cdot 530 \cdot 200 + \sqrt{(\pi \cdot 530)^2 - 200^2 + 1}}{(\pi \cdot 530)^2 + 50^2} = 0,24;$$

$$\alpha = 14^\circ;$$

$$v_{уст} = \frac{0,53 \cdot \operatorname{tg} 14^\circ \cdot 1,6}{2\pi} = 0,033 \text{ м/с}.$$

$$f_{уст} = 2,3$$

$$P_3 = 732 \cdot 9,81 \cdot (2,3 + \sin 6^\circ) \cdot 0,033 = 569,80 \text{ Вт};$$

$$\eta_{12} = 0,9 \cdot 0,95 = 0,86;$$

$$\eta_3 = \eta_{лан}^2 = 0,9^2 = 0,8;$$

$$P_{осн} = \frac{70,75 + 822,72}{0,86} + \frac{569,8}{0,8} = 1751,17 \text{ Вт};$$

$$P_{1доп} = 74,47 \text{ Вт};$$

$$P_{2доп} = 1000 \text{ Вт};$$

$$P_{3доп} = 4000 \text{ Вт};$$

$$P_{4доп} = 1000 \text{ Вт}.$$

$$P_{5доп} = 300 \text{ Вт}.$$

$$P_{доп} = 74,47 + 4 \cdot 1000 + 4000 + 1000 + 300 = 9374,47 \text{ Вт};$$

$$\eta_1 = 0,98 \cdot 0,71 = 0,7.$$

$$P \frac{P_{осн} + P_{доп}}{\eta_1} = \frac{1751,17}{0,7} + 9374,47 = 11876,14 \text{ Вт}.$$

Швидкість руху ізоляційної машини по трубі і частота обертання головки, що обмотує, регулюються таким чином, щоб їх зміна не впливала на якість ізоляції, тобто не змінювались крок намотування, кут нахилу шпулі і напуск.

Розвиток ізоляційних машин для будівництва та ремонту трубопроводів останнім часом проводиться в таких напрямках:

- створення принципово нових машин у зв'язку із змінами в технології проведення робіт, викликаними збільшенням ремонтних робіт;

- більш широке застосування машин безперервної дії замість машин періодичної дії;

- підвищення надійності та довговічності машин;

- впровадження автоматизації управління машинами.

Відомий автоматизований пристрій для намотування полімерно-композитного бандажа на трубу [3], що дозволяє отримати захисні по-

криття з високими техніко-експлуатаційними властивостями завдяки автоматизованому регулюванню процесом натягу накладання ізоляційної стрічки з полімерним комposito на трубу, що забезпечує високу адгезію покриттів з поверхнею металу. Проте, зміни в технології проведення ізоляційних робіт призводять до збільшення об'єму ремонтних робіт і вимагають застосування більш ефективних пристроїв для нанесення ізоляційного покриття.

Автором розроблено автоматизовану установку для нанесення ізоляційного покриття на трубопровід, згідно із розробленим способом його нанесення. Установка може використовуватись без зупинки технологічного процесу перекачування продукту через трубопровід. Можливим є монтаж дозволяє встановлення установки без демонтажу і розрізання труб. Вдосконалення вузла автоматизованого керування дає змогу виключити шкідливий вплив динамічних і атмосферних чинників на процес нанесення ізоляційної стрічки, поліпшити рівномірність нанесення технологічних розчинів, що дозволить досягти високоякісного покриття і, в кінцевому рахунку, збільшить тривалість експлуатації трубопроводів.

Автоматизована установка для нанесення ізоляційного покриття на трубопровід, що включає силову частину, механізм для обмотування трубопроводу ізоляційною стрічкою, який містить шпулярник з бобіною, вузол автоматичного керування процесом обмотування, до складу якого входить блок керування, що включає регулятор натягу, підсилювач і тиристорний перетворювач. Згідно з винаходом силова частина з додатково введеним ходовим механізмом змонтована на рамі і включає двигун внутрішнього згоряння із генератором, бак для пального, редуктор, муфту зчеплення, привод трьох пар гумових роликів, який передає обертовий момент від двигуна до гумових роликів привід гвинтових насосів, з'єднаних із ємностями для технологічних розчинів, які сполучені через трубопроводи із соплами, розташованими над оброблюваною поверхнею труби. В задній частині рами розташований робочий ротор установки, що включає привод зубчастого робочого колеса, нерухомо закріпленого на рамі на вісі і встановленого у напрямній, з'єднаного через шестерню та ланцюгову передачу із редуктором. На рамі також змонтовано опорні ролики і противага.

Механізм для обмотування трубопроводу ізоляційною стрічкою додатково містить кронштейни рушників, закріплених до торцевої поверхні зубчастого колеса, до якого закріплені також кронштейн шпулярника. Вузол автоматичного керування процесом обмотування ізоляційною стрічкою складається із ультразвукового давача відстані, муфти порошкової і блоку керування, закріплених до кронштейна шпулярника. При цьому живлення системи керування здійснюється від трансформатора постійного струму, змонтованого на рамі через нерухомі струмозміначі і рухомі контактні мідні напівкільця, змонтовані на роторі.

Зубчасте робоче колесо і напрямна складені з двох секторів, де напрямна містить замок фіксації для з'єднання двох її секторів напрямної для цільності робочого зубчастого робочого колеса.

Регулятор натягу блоку керування з'єднаний із ультразвуковим давачем, а тиристорний перетворювач – із порошковою муфтою.

Розташування силової частини на рамі із ходовим механізмом, забезпечує поступальний рух установки по поверхні труби без перекидання, в той час, як працює механізм для обмотування трубопроводу, який обертається навколо осі труби.

Введення в установку чотирьох ємностей дозволяє змінювати технологію нанесення покриття залежно від пошкоженості трубопроводу, заповнюючи ємності різними технологічними розчинами, що робить установку універсальною.

Насоси, що подають технологічні розчини безпосередньо через сопла в зону оброблюваної поверхні, а також рушники, що рівномірно розподіляють нанесені компоненти, забезпечують високу якість нанесення покриття.

Виконання зубчастого колеса і напрямної, в якій він встановлений, у вигляді двох секторів, де напрямна містить замок для фіксації двох секторів напрямної із забезпеченням зчеплення із зубчастим робочим колесом, дозволяє встановлювати установку на діючий трубопровід без демонтажу і розрізання труб.

Як виконавчий механізм у вузлі автоматичного керування процесом обмотування ізоляційною стрічкою застосована порошкова муфта, яка змінює гальмівний момент (момент опору обертання бобіни) залежності від сили струму, поданої на неї з блоку керування, що дозволяє непрямим способом здійснювати автоматичне регулювання натягом.

Застосування безконтактного ультразвукового давача відстані дає можливість виключити шкідливий вплив відцентрової сили деталей, що обертаються, вібрації і нерівномірності ходу установки та температурних деформацій деталей кріплення давача.

Винахід ілюструється кресленням, де на рис. 1 зображено загальний вид установки, на рис. 2 – вигляд А на рис. 1, на рис. 3 – вигляд Б на рис. 1.

Автоматизована установка для нанесення ізоляційного покриття на трубопровід складається з таких головних вузлів: силової частини і ходового механізму, механізму для обмотування трубопроводу, вузла автоматичного керування процесом обмотування.

Силова частина з ходовим механізмом змонтована на рамі 1, включає: двигун внутрішнього згоряння 2; генератор 3; бак для пального 4; редуктор 5; муфту зчеплення 6; привод 7 трьох пар гумових роликів 8, який передає обертовий момент від двигуна 2 до гумових роликів, а ті, в свою чергу, забезпечують поступальний рух установки по циліндричній поверхні труби вздовж її осі; привод 9; гвинтових насосів 10,11,12,13, які з ємностей для смоли 14

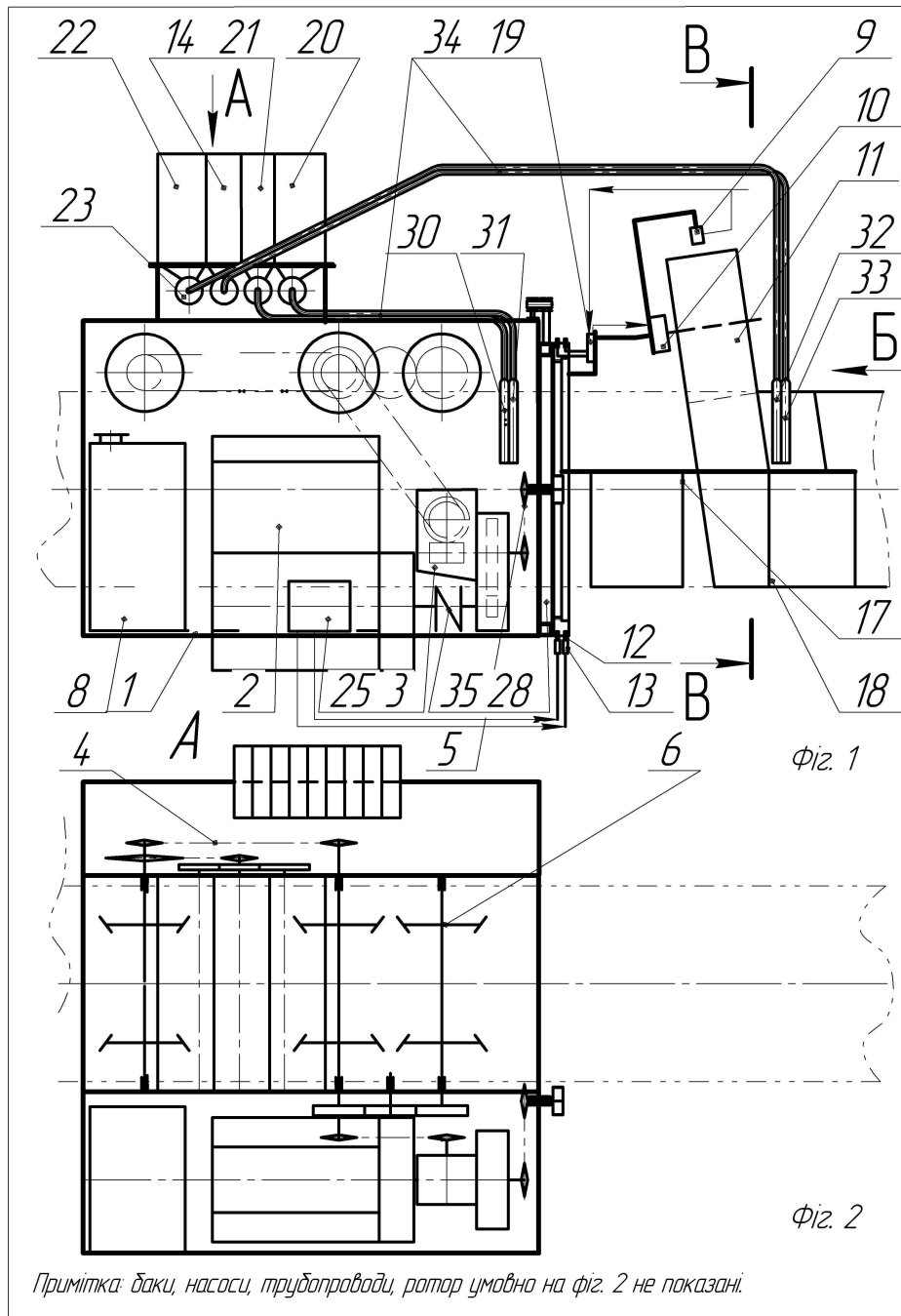


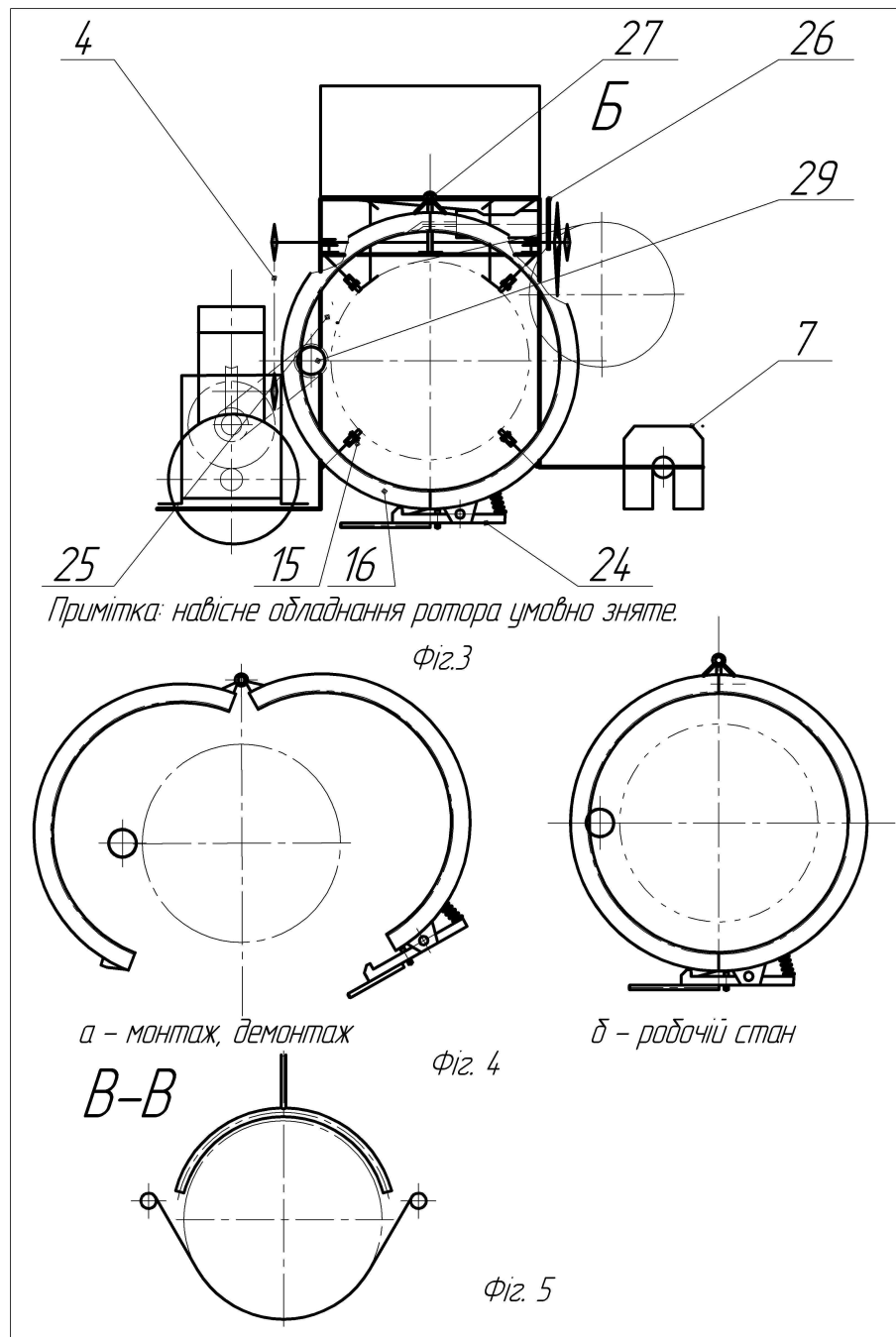
Рисунок 1 – Загальний вигляд установки

для затверджувача 16 для поліуретану 17 подають технологічні розчини відповідно трубопроводами 18, 19, 20, 21 через сопла 22, 23, 24, 25 в дефектну зону на трубопроводі ємності 16 і 17 додатково споряджені термонагрівачами, а ємність 17 – ще й міксером. З правої сторони рами розташований робочий ротор установки, що включає привод 26 зубчастого робочого колеса 27, нерухомо закріпленого на рамі на вісі 28, і встановленого у напрямній 29. Зубчасте робоче колесо 27 і напрямна 29 складаються з двох секторів. Один із секторів напрямної обладнаний замком 30 для фіксації секторів напрямної в робочому (замкненому) стані, в якому напрямна входить в зчеплення з зубчастим

робочим колесом 27, чим забезпечує його обертання навколо труби.

Обертний момент від циліндричної ступені редуктора 5 через ланцюгову передачу та шестерню 31 передається на робочий ротор установки. На рамі 1 змонтовано опорні ролики 32 для центрування установки відносно труби і противага 33 для врівноваження силової частини установки відносно труби для запобігання перекиданню при нанесенні ізоляційного покриття.

Механізм для обмотування трубопроводу включає кронштейн шпулярника з бобіною 34 і кронштейни рушників: 35 – для епоксидної смоли, 36 – для затверджувача.



Кронштейни шпулярника і рушників закріплені до торцевої поверхні зубчастого колеса 27.

Вузол автоматичного керування процесом обмотування ізоляційною стрічкою складається з ультразвукового давача відстані 37, муфти порошкової 38, блоку керування 39, закріплених до кронштейна шпулярника 34. Блок керування 39 споряджений джерелом автономного живлення постійним струмом, що забезпечується ізовольованими мідними контактними півкільцями 40, розташованими у пазах по зовнішній поверхні зубчастого робочого колеса 27, токознімачами 41 що знаходяться на поверхні напрямної 29.

Автоматичне регулювання натягу ізоляційної стрічки

Система автоматичного регулювання натягу ізоляційної стрічки включає: давач, виконавчий механізм, блок керування.

Як виконавчий механізм застосовано порошкову муфту. Муфта дає можливість змінювати гальмівний момент (момент опору обертання) в залежності від сили струму, поданої на неї.

Як давач застосовано ультразвуковий давач відстані моделі 1425 виробник PEPPERL+FUCHS, оскільки застосування безконтактного давача дає можливість уникнути шкідливого впливу відцентрової сили, вібрації, наявності нерівномірності ходу машини та тем-

пературного розширення металічних частин давачів.

Як джерело струму застосовано генератор моделі 65 А 191.3771.

В обраній системі керування регулювання сили натягу здійснюється непрямим способом. Залежно від відстані від давача до зовнішньої поверхні бобини (радіуса бобини) змінюється сила струму, яка подається на муфту і, таким чином, змінюється гальмівний момент, зміна якого призводить до зміни (забезпечення постійної) сили натягу плівки.

Визначення закону регулювання.

Диференціальне рівняння обертання бобини

$$\sum M_{ix} = 0.$$

Розглядаємо бобину, як циліндр змінного радіуса.

На бобину діють сили:

M_{on} – момент опору;

T – сила натягу;

M^{ih} – момент сил інерції.

$$M^{ih} + M_{on} - T \cdot R = 0;$$

$$M^{ih} = \varepsilon \cdot J.$$

$$M_{on} = M_{onc} + M_{ond},$$

де: M_{onc} – постійний момент опору;

M_{ond} – змінний (динамічний) момент опору.

$$J = \frac{1}{2} m R^2 = \frac{1}{2} k R^4;$$

$$\frac{1}{2} k R^3 \varepsilon + M_{onc} + M_{ond} - T \cdot R = 0.$$

$$M_{ond} = T \cdot R - \frac{1}{2} k R^4 \varepsilon - M_{onc}.$$

$$\{\varepsilon, M_{onc}\} = \text{const}.$$

$$M_{onc} = f \cdot R^2.$$

$$M_{ond} = T \cdot R - \frac{1}{2} k \cdot R^4 \varepsilon - f R^2.$$

Таким чином, одержано функціональну залежність $M_{ond} = f(R)$, що забезпечує система автоматичного регулювання.

Система автоматичного регулювання працює так.

Генератор 1 живить трансформатор 2, який, в свою чергу, живить блок керування 3 і давач 4. Сигнал від давача 4, залежності від радіуса R бобини, надходить на блок керування 3, а з блоку керування сигнал (згідно з функціональною залежністю $M_{ond} = f(R)$) – поступає на порошок муфту 5, на якій, залежно від сигналу, що надійшов, генерується відповідний змінний динамічний момент опору.

Блок керування 39 складається із послідовно з'єднаних регулятора натягу 42, підсилювача 43, тиристорного перетворювача 44.

Установка працює наступним чином.

Перед встановленням установки на трубу, поверхню труби очищують від ушкодженого покриття, відшарувань та інших дефектів, здатних суттєво знизити властивості нанесеного покриття.

На підготовлену поверхню при розкритих секторах напрямної 29 підйомним механізмом установку опускають на трубу. Сектори напрямної, які охоплюють трубу, фіксують замком 30, опорні ролики 32 центрують установку відносно циліндричної поверхні труби. Встановлюють на кронштейни рушники 35, 36 і бобину з ізоляційною стрічкою на шпулярник 34, закріплюючи кінець стрічки на поверхні труби, заправляють бак для палива 4, а ємності 14, 15, 16, 17 технологічними розчинами, запускають двигун 2 і включають муфту зчеплення 6. Обертний момент від двигуна 2 через муфту зчеплення 6, через циліндричну і черв'ячну передачі редуктора 5 та ланцюгову передачу передаються на шестерню 31 і гумових роликів 7, що забезпечує поступальний рух установки вздовж поверхні труби.

Одночасно обертний момент від циліндричної ступені редуктора 5, через ланцюгову передачу і шестерню 31 передається на робочий ротор машини і до гвинтових насосів.

Технологічні розчини з насосів наносяться шарами на трубу таким чином, щоб досягти високоякісного покриття, для чого ємності 14, 15, 16, 17 заправляють технологічними розчинами: ємність 14 – смолою, ємність 15 – затверджувачем, ємність 16 – затверджувачем, ємність 17 – попередньо підготовленим поліуретаном, що включає підігрів до 35°C, в якості якої може бути застосоване поліуретанове антикорозійне покриття Scotchkote™ 352.

По трубопроводах 18, 19, 20, 21 через сопла 22, 23, 24, 25 технологічні розчини подають на оброблену поверхню трубопроводу. Сопла розташовані таким чином, що спочатку на поверхню труби наносять шар смоли з ємності 14, зверху шар затверджувача з ємності 15, а рушник 35, здійснюючи обертний рух разом із робочим ротором машини, рівномірно розподіляє обидва компоненти по поверхні труби. Потім на нанесений шар намотується ізоляційна стрічка (наприклад, скловолокно).

При роботі установки обертання ротора забезпечує розмотування ізоляційної стрічки з бобини шпулярника 34. Оскільки один із кінців прольоту стрічки приклеєний до поверхні труби, а другий знаходиться на бобині, стрічка займає положення дотичної площини до циліндричної поверхні труби, що забезпечує намотування стрічки на трубу. Після накладання ізоляційної стрічки на неї накладається шар підігрітого до 15°C затверджувача з ємності 16, а зверху — підігрітого до 60°C поліуретану з ємності 17. Підігрів здійснюється термонагрівачами, що входять до складу ємностей. Нанесені на поверхню труби затверджувач і поліуретан рівномірно розподіляються рушником 36 по поверхні, з накладеною стрічкою.

Для якісного намотування стрічки на шар епоксидної смоли, необхідно забезпечити постійне значення сили натягу в залежності від радіуса шпулі. В даній системі регулювання сили натягу здійснюється непрямим способом згідно із функціональною залежністю

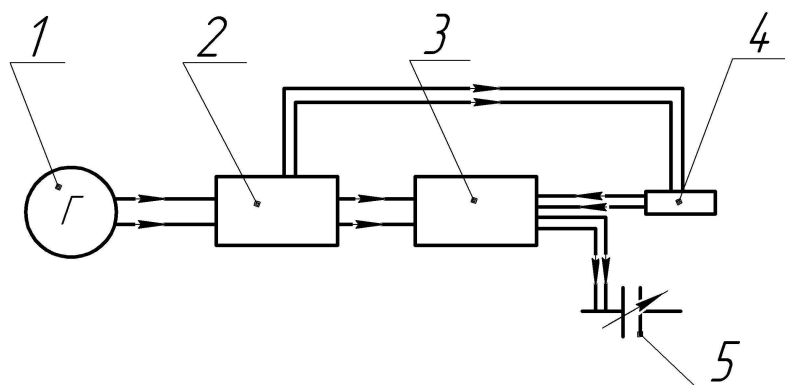


Рисунок 2 – Блок схема автоматичним керуванням автоматичним процесом обмотування ізоляційною стрічкою

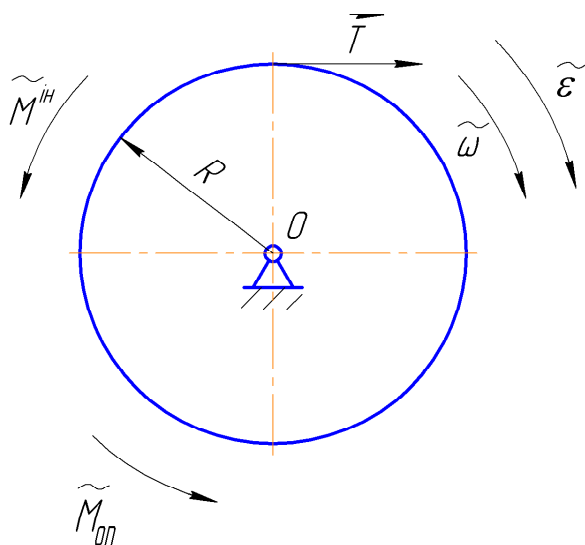


Рисунок 3 – Розрахункова схема

$$M_{оп} = f(R),$$

де: $M_{оп}$ – змінний, динамічний момент опору обертання бобіни;

R – радіус розмотування рулону.

У процесі намотування стрічки на трубу, радіус R розмотуваного із шпулярника 34 рулону зменшується. При цьому збільшується натяг стрічки. Для забезпечення постійного натягу впродовж всього процесу намотування у винаході передбачена програмована зміна сили струму, що подається на муфту 38.

Залежно від відстані від ультразвукового давача 37, до зовнішньої поверхні бобіни змінюється сила струму, який надходить від давача на блок керування 39, де у регуляторі натягу, що входить до складу блоку, порівнюється з величиною заданого сигналу, який згідно з вимогами технології повинен дорівнювати 50 кГс. У випадку неузгодження цих величин сформований на виході блоку 39 керуючий сигнал з тиристорного перетворювача, що входить до складу блоку, надходить на порошкову муфту 38, на якій, залежно від сигналу, що надійшов, генерується відповідний змінний динамічний момент опору. Обертання бобіни призводить до зміни сили натягу стрічки.

Висновок

Завданням винаходу є вдосконалення автоматизованого пристрою для намотування полімерно-композитного бандажу на трубу шляхом введення нових конструктивних вузлів, що дозволяють використовувати установку без зупинки технологічного процесу перекачування продукту через трубопровід, встановлювати установку без демонтажу і розрізання труб, змінювати технологію нанесення багатокомпонентного покриття в залежності від умов нанесення і ступеня дефектності пошкодження поверхні труб, вдосконалити вузол автоматичного керування і виключити шкідливий вплив завад технічних параметрів установки на процес нанесення ізоляційної стрічки, поліпшити рівномірність нанесення технологічних розчинів, що дозволить досягти високоякісного покриття і, в кінцевому рахунку, збільшити тривалість і працездатність трубопроводів.

Література

- 1 Мартинюк Т.А. Машини для спорудження трубопроводів: навч. посібник / Т. А. Мартинюк, О. Б. Чернова. – Івано-Франківськ: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2003. – 349 с.
- 2 Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії: ДСТУ 4219-2003 [чинний від 2003-00-00]. – К.: Держстандарт України, 2003. – 00 с.
- 3 Патент України 92 557, МПК F16L S8/00, B65H 23/18. Автоматизований пристрій для намотування полімерно-композитного бандажу на трубу / Т. П. Венгринюк, Б. В. Копей, В. Б. Копей; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Заявл. 22.06.2009; опубл. 10.11.2010, Бюл. № 21.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.02.12

Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.

ОЦІНКА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ПРОНИКНОСТІ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА ТА РОЗРОБКА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ГІДРОАКУСТИЧНИМ МЕТОДОМ

Б.О. Чернов, М.М. Западнюк

*ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел.(03422) 48090,
e-mail: z a p a d m a x @ u k r . n e t*

Одним із важливих питань сьогодення нафтогазовидобувної галузі є підвищення проникності привибійної зони пласта. Розглянуто завдання підвищення ефективності діючих родовищ за рахунок забезпечення потенційних можливостей кожної окремо взятої свердловини. Пропонується вирішення даної проблеми без значних матеріальних затрат та часу. Розглянуто класифікації методів дії на пласт з метою підвищення нафтовіддачі. Описано основні вимоги, що висуваються до вибору методу дії на пласт у кожному окремому випадку. Наведено класифікацію фізико-гідродинамічних методів підвищення вуглеводневилучення. Розглянуто характеристику найбільш розповсюджених на промислі методів дії на привибійну зону та обґрунтовано їх техніко-економічні особливості. Показана ефективність застосування методів з практичного боку їх використання. Описано застосування запропонованих методів та результати їх впровадження на родовищах. Запропоновано технологію комплексного впливу на процес підвищення вилучення вуглеводнів, яка включає дві складові: гідравлічну та акустичну. Розглянуто дію акустичного поля на процеси, які відбуваються в привибійній зоні свердловини та пласта при запропонованій обробці. Встановлено ефективність використання акустичного поля для проблемних родовищ з високов'язкими нафтами родовища Прикарпаття та Карпат). Встановлено позитивний ефект у випадку застосування сумісної дії потоку рідини, тобто гідравлічної складової, та акустичних хвиль для закольматованих ділянок пласта. Обґрунтовано використання пристроїв гідроакустичної дії та враховано конструктивні недоліки попередників. Наголошується на перевагах гідроакустичного впливу над застосовуваними технологіями підвищення проникності привибійної зони. Запропоновано область застосування розробленого пристрою та розглянуто основні технологічні завдання, які він дозволяє вирішити. Подана класифікація існуючих пристроїв ідентичного впливу на пласт, їх принцип дії, технічні характеристики, область застосування та особливості експлуатації. Представлено схему генератора гідроакустичних імпульсів та його конструктивні особливості. Коротко наведено опис процесів, які відбуваються в самому генераторі, та механізм їх впливу на зносостійкість елементів конструкції. Подано висновки про ефективність застосування сучасних методів підвищення продуктивності видобування вуглеводнів.

Ключові слова: родовище, поклад, свердловина, видобування, розробка, гідроакустика, пристрій.

Одним из важных вопросов нефтегазодобывающей отрасли на сегодняшний день является повышение проницаемости призабойной зоны пласта. Рассматривается задача повышения эффективности действующих месторождений за счет обеспечения потенциальных возможностей каждой отдельно взятой скважины. Предлагается решение данной проблемы без значительных материальных затрат и времени. Рассмотрены разные классификации методов воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи. Представлены основные требования, предъявляемые к выбору метода воздействия на пласт для каждого отдельного случая. Приведена классификация физико-гидродинамических методов повышения углеводоизвлечения. Рассмотрена характеристика наиболее распространенных в промышленности методов воздействия на призабойную зону и обосновано их технико-экономические особенности. Показана эффективность применения методов с практической точки зрения их использование. Приведены наглядное изображение применения предложенных методов и результаты их применения на месторождениях. Предложена технология комплексного воздействия на процесс повышения извлечения углеводородов, который включает в себя две составляющие: гидравлическую и акустическую. Рассмотрены действие акустического поля на процессы, происходящие в призабойной зоне скважины и пласта при предложенной обработке. Установлена эффективность использования акустического поля проблемных месторождений с высоковязкой нефтью (месторождения Прикарпатья и Карпат). Показан положительный эффект при применении совместного воздействия потока жидкости (гидравлической составляющей) и акустических волн для закольматированных участков пласта. Обосновано использование устройств гидроакустического воздействия и учтены конструктивные недостатки предшественников. Указаны преимущества гидроакустического воздействия перед применяемыми технологиями повышения проницаемости призабойной зоны. Предложена область применения разработанного устройства и рассмотрены основные технологические задачи, которые он позволяет решить. Дана классификация существующих устройств идентичного воздействия на пласт, их принцип действия, технические характеристики, область применения и особенности эксплуатации. Представлена схема генератора гидроакустических импульсов и его конструктивные особенности. Коротко приведено описание процессов, происходящих в самом генераторе, и механизм их влияния на износостойкость элементов конструкции. Сделаны выводы об эффективности применения современных методов повышения производительности добычи углеводородов.

Ключевые слова: месторождение, залежь, скважина, добыча, разработка, гидроакустика, устройство.

One of the principal tasks of modern oil and gas producing industry is the increasing of the led fluid conductivity of well. Article deals with the task of increasing existing reservoirs productivity by providing potential capacity of each separate well. The solution of a given problem without significant material and time expenses is given in the article. Classification of methods of exposure to layer in order to increase oil recovery factor are analyzed and the main requirements to the selection of exposure method in each separate case are introduced. The classification of physical and hydrodynamical methods of carbohydrate extraction is presented. Characteristics of most widespread methods of exposure are presented and their technical and economical peculiarities are reasoned. Efficiency of methods practical application is shown in a given article as well as the demonstration of the suggested methods application and results of their application. The technology of complex influence on the process of carbohydrate extraction which includes two components: hydrodynamic and acoustic is offered in the article. Article enusages acoustic field influence on the processes which occur in bottom-hole zone and layer during a specific processing and determines efficiency of acoustic field use in problem reservoirs with high-viscosity oil (reservoirs in Precarpathian and Carpathian region). The positive effect of the operation of liquid combined flow (hydraulic component) and acoustic waves for colmatage sections of layer is to determined. The application of hydroacoustic devices was grounded with taking into account all structural faults of predecessor and represents advantages of hydroacoustic influence over other technologies of the increasing the fluid productivity of well. Article offers field of application of developed tool and main technological tasks it may accomplish. A given classification of existing devices that have identical influence on layer, principle of their operation, technical characteristics, field of application and peculiarities of exploitation. Article shows scheme of generator of hydroacoustic impulses and it's structural peculiarities. The processes which occur in generator and their influence on it's elements durability. The conclusions about the efficiency of modern methods of carbohydrate extraction increasing output were made.

Keywords: deposit, reservoir, well, output, development, hydroacoustics, device.

Більшість нафтових та газових родовищ перебувають на завершальній стадії розробки, яка характеризується падінням дебіту свердловини та погіршенням умов видобування флюїду. Внаслідок цього на багатьох родовищах переважна більшість свердловин переведена на механізовану або періодичну експлуатацію. Видобування нафти і газу на таких родовищах стає неефективним, або малоефективним. Нерівномірність колекторських властивостей пласта призводить до нерівномірного нафтогазовилучення і зниження коефіцієнта нафтовіддачі. Під час довготривалої роботи видобувних свердловин на вибраному режимі експлуатації відбувається кольматація присвердловинної зони продуктивного пласта, знижуються фільтраційно-ємнісні характеристики. Основними перешкодами у видобуванні нафти і газу на пізній стадії розробки та експлуатації свердловин є збільшення обводненості вуглеводнів (до 80-90%), парафінізація, замулювання та закупорювання важкими фракціями нафти та піском нафтоносного продуктивного пласта у привибійній зоні. Таке забруднення пов'язане з інтенсивним виділенням розчиненого газу, відкладенням неорганічних солей, наявністю глинистих частинок, які різко знижують гідродинамічний зв'язок свердловини та пласта. Тому на пізніх стадіях розробки родовищ ми маємо справу із зовсім іншими колекторськими властивостями, новими гідродинамічними, гідрогеологічними, тепловими та фізико-хімічними режимами пласта. В цих умовах актуальним є завдання підвищення ефективності діючих родовищ за рахунок використання потенційних можливостей кожної свердловини. До того ж вирішення цієї проблеми можливе без значних матеріальних затрат. Про це і йтиметься далі.

Основною завданням даної роботи є оцінка техніко-економічної ефективності методів підвищення нафтогазовилучення, які вже пройшли дослідно-промислове впровадження та застосовуються.

В практиці промислових робіт використовують різні методи освоєння свердловин: промивання свердловин нафтою і хімічними реагентами, створення великих депресій тиску, кислотна обробка присвердловинної зони, гідророзрив пласта тощо. У літературі стикаємось з різною класифікацією цих методів. Зокрема російські вчені та дослідники всі сучасні методи дії на пласт з метою підвищення нафтогазовіддачі виділяють шість основних груп:

- раціональне розміщення нафтових, газових і нагнітальних свердловин;
- гідродинамічний вплив закачуванням значної кількості води для підтримання, або збільшення початкового пластового тиску;
- теплова дія на систему пласт-насичені рідини;
- фізико-хімічні методи, основані на використанні хімічних реагентів типу ПАР, полімерів, кислот і т.д.;
- газові методи, основані на використанні азоту, діоксиду вуглецю, димових газів, метану, природного газу та інших подібних речовин;
- група комбінованих методів, які включають в себе одночасно різні принципи впливу на об'єкт розробки. [1].

Сучасні українські фахівці у галузі видобування нафти і газу та підвищення нафтогазовилучення, зокрема Бойко В.С. [2] виділяє з десятків різноманітних методів діяння на поклади чотири основні групи:

- гідродинамічні методи: циклічне заводнення, зміна напрямку фільтраційних потоків, створення високих тисків нагнітання, форсування відбирання рідини, а також методи діяння на привибійну зону пласта;
- фізико-хімічні методи: заводнення із застосуванням активних домішок (ПАР, лугів, сірчаної кислоти, міцелярних розчинів та ін.);
- газові методи: витіснення нафти газом високого тиску, водогазове циклічне діяння;
- теплові методи: витіснення нафти різного роду теплоносіями (гарячою водою, паром),

внутрішньо пластове горіння, пароциклічне оброблення пласта та ін.

Всі із вище зазначених методів підвищення вуглеводневилучення із пластів визначаються геолого-фізичними умовами та характеризуються різними потенційними можливостями збільшення флюїдовилучення із пластів (від 2% до 35% балансових запасів) і різними факторами їх застосування.

На практиці, вплив на пласт в більшості випадків реалізується саме через комбінований принцип дії: гідродинамічної і теплової, гідродинамічної та фізико-хімічної, теплової та фізико-хімічної і т.д. Практично всі методи дії на пласт мають поєднуватись з раціональним розміщенням свердловин, так як максимальна ефективність досягається лише при оптимальному розташуванні свердловин для конкретного методу. Вибір методу інтенсифікації в кожному конкретному випадку залежить від багатьох факторів, зокрема:

- типу колектора;
- значень фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП;
- величини пластового тиску;
- розташування інтервалів впливу в межах продуктивного розрізу;
- наявність водоносних інтервалів по розрізу;
- технічного стану свердловини;
- причин зниження колекторських властивостей ПЗП;
- технічних та фінансових можливостей підприємства, яке експлуатує даний об'єкт.

Як свідчить досвід, найбільш перспективним в цьому плані слід вважати розробку комплексних технологій. При цьому високоефективний комплекс впливу на пласт має відповідати технологічній доступності та простоті здійснення технологічних операцій. Одним із найбільш раціональних напрямків інтенсифікації припливу флюїду є перехід на принципово нові методи, які забезпечують ефективне дренавання та перспективні для підвищення продуктивності свердловин та величини нафтогазовилучення із пластів. Такими методами є гідродинамічні та фізичні методи. Існує різна класифікація даних методів. Наведемо одну із них, до якої входить класифікація фізико-гідродинамічних методів підвищення вуглеводне вилучення за різними технологіями та ступенем впливу їх на продуктивні пласти. До першої групи можна віднести методи, які частіше за інші застосовуються на промислах зважаючи на свою простоту технології реалізації. До цієї ж групи належать також ті гідродинамічні методи, які здійснюються тільки через зміну режимів роботи свердловини, а також спрямовані на залучення в активну розробку слабкодренованих запасів. Ці методи включають в себе:

- циклічне заводнення;
- підвищення тиску нагнітання;
- вибіркове закачування води в низькопроникні пропластки і пласти, зони і ділянки;

– методи обробки привибійної зони, які змінюють режим роботи і відновлюють потенціал свердловини (гідроімпульсний, хвильовий, гідроакустичний вплив та ін.);

- механічні методи зміни режимів роботи нагнітальних свердловин;
- періодичні зупинки і пуски груп свердловин або окремих свердловин;
- внутрішньопластова дія для обмеження підтікання води (ізоляційні роботи);
- системи обробки привибійної зони, гідророзрив пласта (ГРП), поінтервальне підвищення продуктивності свердловин (перфорація);
- забурювання додаткових та горизонтальних стовбурів.

До другої групи відносяться методи, направлені на за діяння в розробку недренованих або слабкодренованих запасів неоднорідного пласта. Ці методи відрізняються розмаїттям технологій дії на пласти. Серед них:

- перенесення фронту нагнітання води;
- організація додаткових рядів нагнітальних свердловин, шляхом переведення видобувних а нагнітальні;
- використання бар'єрного, площового та інших модифікацій заводнення;
- залучення в розробку недренованих запасів нафти в лінзах, застійних низькопроникних зонах шляхом буріння додаткових видобувних, або нагнітальних свердловин.

Зупинимось детальніше на деяких із методів та розглянемо їх техніко-економічні особливості.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП). Суть методу полягає в тому, що на вибої свердловини, шляхом закачування рідини, створюється тиск, який перевищує гірський тиск. Порода продуктивного пласта розривається по площинах мінімальних напружень гірського тиску, внаслідок закачування рідини, тріщини що утворилися збільшуються в розмірах (рис. 1). Потім, цією ж рідиною транспортується в тріщину розклинюючий агент (пропант), який утримує тріщину у відкритому стані після зниження надлишкового тиску. Таким чином, за рахунок створеної тріщини розширюється область пласта біля вибою, яка раніше не використовувалась в розробці покладу. Цей метод дозволяє підвищити дебіт свердловини в декілька разів, збільшити коефіцієнт вилучення і тим самим перевести частину балансових запасів в промислові. Недоліком даного способу є використання рідин на нафтовій основі, що є дуже пожежовибухонебезпечним фактором. Ще одним принциповим недоліком є те, що даний метод дає результат, який характеризується лише короткочасною проникністю, та не завжди прогнозований дебіт відповідає фактичному вже після проведення ГРП.[3]

Заводнення. Ще один спосіб впливу на пласт в процесі розробки родовищ, при якому підтримка і відновлення пластового тиску і балансу енергії здійснюються закачуванням води. Вона забезпечує високі темпи видобутку і порівняно високий ступінь вилучення вуглеводнів (до 70%). Як робочий агент використовуються

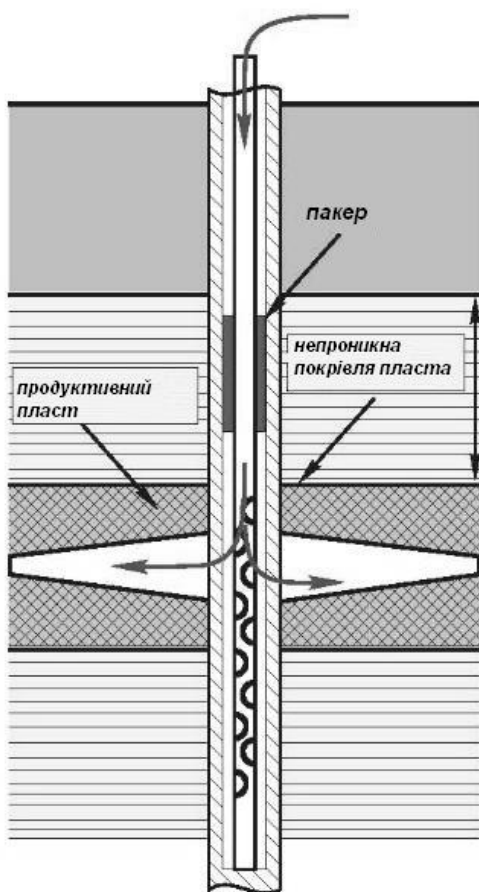


Рисунок 1 – Схема утворення тріщини при ГРП

води водоймищ (ріки, моря, озера), глибинних водоносних горизонтів, пластові води, а також розчини ПАР, полімерів, двоокису вуглецю і лугів, що характеризуються підвищеними нафтовитіснявальними властивостями.

Метод циклічного заводнення – це метод підвищення нафтовилучення із пласта, технологічна суть якого полягає в періодичній зміні витрати (тисків) нагнітальної води за безперервного або періодичного видобування рідини з покладу і зсуву фаз коливань тиску по окремих групах свердловин. Кожна нагнітальна і видобувна свердловина працює в режимі циклічної зміни вибірного тиску (нагнітання, видобування); внаслідок такого діяння на пласт у ньому відбуваються стрибкоподібні підвищення і зниження тиску. Метод циклічного заводнення найбільш ефективний у шарово-неоднорідних і тріщинувато-пористих пластах.

Полімерне заводнення – це фізико-хімічний метод підвищення нафтовилучення при заводненні шляхом закачування в пласт облямівки водних розчинів полімерів концентрації 0,015–0,7% з високою молекулярною масою. Відносна технологічна ефективність методу полімерного заводнення зростає порівняно зі звичайним заводненням для високов'язкої нафти.

Мицелярне заводнення – технологія фізико-хімічного підвищення нафтовилучення шляхом нагнітання в поклад облямівки мицелярного розчину, що забезпечує істотне зниження між-

фазного поверхневого натягу. Об'єктом для даного виду заводнення має бути поклад з високою початковою нафтонасиченістю.

Залежно від розташування нагнітальних свердловин відносно покладу нафти розрізняють: законтурне заводнення, при якому нагнітальні свердловини розташовуються за межами нафтоносною частини продуктивного пласта (по периметру покладу); приконтурне заводнення – нагнітальні свердловини буряться у водонафтовій зоні пласта між внутрішнім та зовнішнім контурами нафтоносною; внутрішньоконтурне заводнення – вода закачується безпосередньо в нафтонасичену частину пласта. На багатьох родовищах застосовують поєднання описаних різновидів заводнення.

Законтурне заводнення – спосіб розробки нафтових родовищ, при якому підтримання або відновлення балансу пластової енергії здійснюється закачуванням води в нагнітальні свердловини, що розташовуються за зовнішнім контуром нафтоносною (по периметру покладу). Розташування нагнітальних свердловин щодо останнього визначається умовами залягання продуктивного пласта; відстанями між нагнітальними свердловинами по лінії нагнітання, між зовнішніми і внутрішніми контурами нафтоносною і між зовнішнім контуром нафтоносною і першим рядом видобувних свердловин; співвідношенням в'язкостей нафти і води. Крім того, необхідно забезпечувати відносно рівномірне просування води до центру покладу з метою зменшення можливості прориву води на окремих ділянках покладу. Найбільш ефективним є застосування законтурного заводнення на відносно невеликих родовищах, пласти яких є однорідними породами з високою проникністю, не ускладнені порушеннями і містять мало в'язку нафту.

Внутрішньоконтурне заводнення – спосіб розробки нафтових родовищ, при якому підтримання або відновлення балансу пластової енергії здійснюється закачуванням води безпосередньо в нафтонасичені ділянки нафтового (продуктивного) пласта. Внутрішньоконтурне заводнення – найбільш інтенсивний і економічно ефективний спосіб впливу на нафтовий пласт. За характером взаємного розташування нафтовидобувних і водонагнітальних свердловин розрізняють кілька різновидів внутрішньоконтурного заводнення.

Основними недоліками всіх методів заводнення є те, що для їх ефективного застосування потрібні певні конкретні геологічні умови, що не завжди зустрічаються на практиці.

Глибоко проникаюча перфорація. Перфорація – це пробивання отворів у стінках свердловини навпроти заданої ділянки продуктивного пласта з метою посилення припливу води, нафти чи газу у видобувну свердловину чи пласт (рис. 2). Цей метод відноситься до методів вторинного розкриття пластів, за допомогою якого утворюються перфораційні канали глибиною до 1 метра. Довжина каналів при звичайній перфорації до 20-30 см. Перфорація забезпечує збільшення припливу рідини з плас-

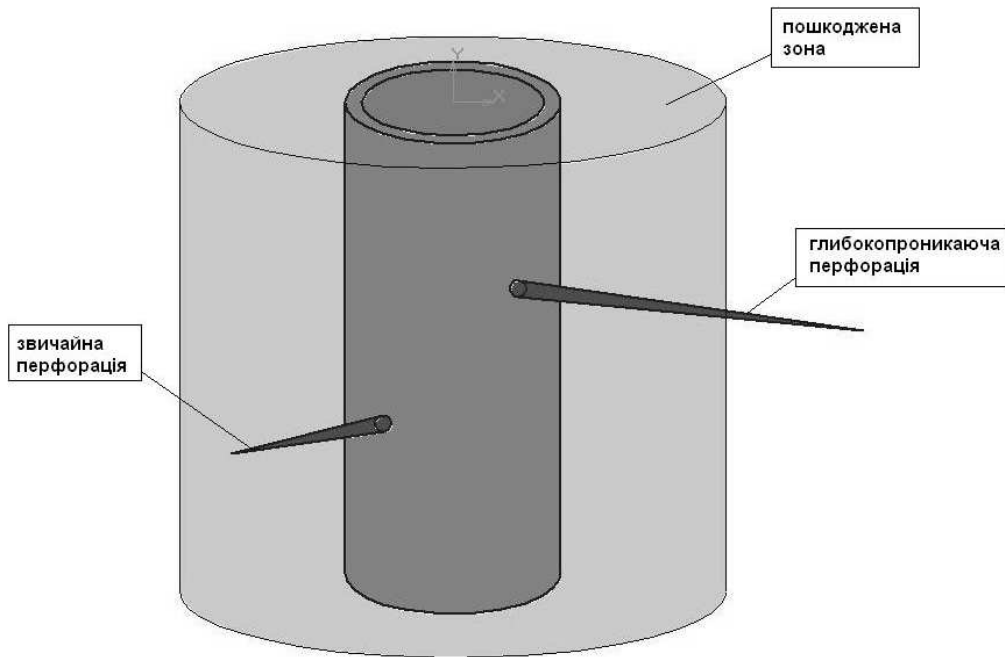


Рисунок 2 – Ілюстрація перфораційної зони при здійсненні процесу

та на 40-50%. Технологія забезпечує очищення каналів за рахунок створення перепаду тиску між пластом і свердловиною в момент перфорації.

Гідропіскоструминна перфорація – це створення каналів у експлуатаційній колоні, цементному камені і масиві гірських порід за рахунок енергії піскорідинної струмини з насадок перфоратора. Після проведення перфорації покращується гідрогазодинамічний зв'язок свердловини із продуктивним пластом, підвищується продуктивність свердловин за рахунок наявності каналів у привибійній зоні, а також активізують тріщини при гідравлічному розриві пласта. Перфорація свердловини цим методом здійснюється спеціальною бригадою, яка оснащена пересувними насосними агрегатами, що можуть створювати тиск до 50-70 МПа.

Недоліками даних видів перфорації є те, що шлам, який утворюється під час самого процесу, осідає на корпусі перфоратора, колоні, породи та погіршує продуктивність свердловини. Також при перфорації створюються отвори малого діаметру (не більше 15 мм). При русі вуглеводнів через малі отвори виникають високі гідравлічні опори, що обмежують інтенсивність надходження видобувного флюїду в свердловину [3].

Кислотна обробка. Застосування даного методу забезпечує підвищення проникності піщаних та карбонатних гірських порід після буріння, під час експлуатації та ремонтних робіт (рис. 3). Найчастіше для обробки карбонатних порід-колекторів застосовують соляно-кислотний розчин (СКР), а для піщаних – глинокислотний (ГКР). Основною метою способу є, звичайно, збільшення проникності ПЗП за рахунок розчинення складових частинок породи пласта, а також сторонніх частинок, якими засмічені породи. Однак цей метод має ряд недоліків.

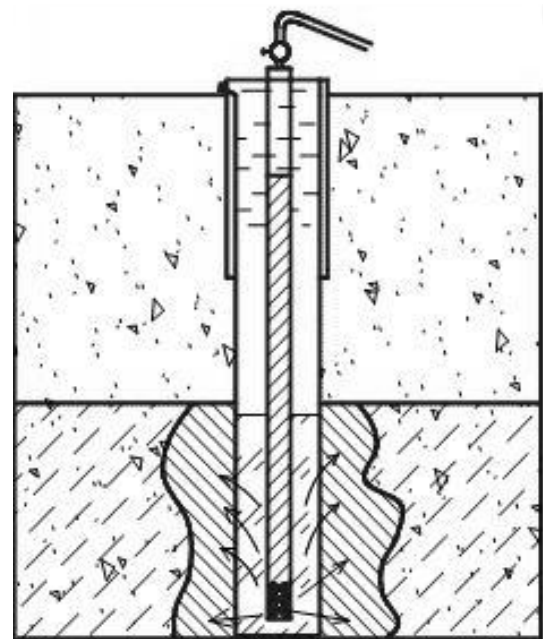


Рисунок 3 – Схема кислотної обробки свердловин

Одним із найвагоміших є складність проведення самої обробки, правильність приготування самого соляно- або глинокислотного розчину, необхідність спецтехніки. Великою ймовірністю є також зниження проникності після кислотної обробки. Це пояснюється тим, що продукти реакції можуть відкладатись в поровому просторі у вигляді твердих або гелеподібних фаз, які, в свою чергу, при взаємодії з флюїдом утворюють емульсії або осади. При обробці свердловини соляною кислотою, остання реагує з породою як на стінках свердловини, так і в порових каналах. Соляно-кислотні обробки в основному застосовують для введення кислоти

в пласт (по можливості на значні від свердловини відстані), з метою розширення каналів та покращення їх сполучення. Глибина проникності кислоти в пласт у активному стані залежить від швидкості реакції її з породою. Швидкість реакції залежить також від складу породи, від об'єму кислоти, яка розрахована на одиницю поверхні порід, від пластової температури та тиску. Технологія кислотної обробки кожної окремої свердловини потрібно вибирати з урахуванням пластових умов. У важкорозчинних породах швидкість реакції потрібно підвищувати (шляхом підігрівання кислоти), а в добре розчинних – доцільніше сповільнити дію кислоти, щоб забезпечити проникність її в активному стані якнайдалі в пласт [4, 5].

Забурювання горизонтальних стовбурів.

Даний метод зарекомендував себе в зв'язку зі збільшенням кількості нерентабельних, малодобітних, недіючих, аварійних свердловин, або свердловин з високою обводненістю. Вибір технології і технічних засобів для буріння горизонтальних свердловин необхідно вибирати з врахуванням особливостей геологічної будови родовища. Збільшення нафтогазовіддачі досягається за рахунок розширення контактування продуктивного пласта зі стовбуром свердловини (рис. 4).

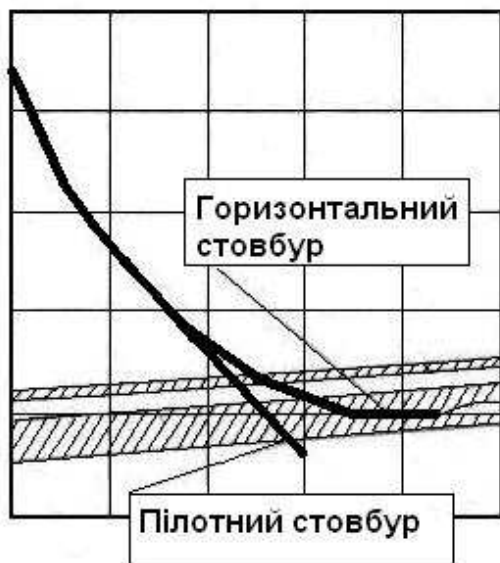


Рисунок 4 – Схема забурювання горизонтального стовбура

Особливо перспективним є застосування горизонтального буріння додаткових горизонтальних стовбурів із колони старої свердловини при дорозробці виснажених родовищ на пізній стадії. Залучення в розробку свердловин з важководобувними запасами, відновлення недіючих та малодобітних свердловин. Буріння горизонтальних стовбурів дозволяє вже сьогодні залучити в розробку значну частину, а в перспективі — практично всі позабалансові запаси вуглеводнів. Для того, щоб бурити свердловину, слід продумати все, у тому числі спеціальне наземне і противикидне обладнання, внутрішньосвердловинний інструмент і контрольно-

вимірювальні прилади. Недоліком цих способів є висока вартість реалізації методів, а також дані методи потребують втручання спецтехніки [6].

Електромагнітний вплив. Оснований на використанні внутрішніх джерел тепла, які виникають при дії на пласт височастотного електромагнітного поля. Особливістю методу є ефект деемульсації нафти, зниження температури початку кристалізації парафіну. Електромагнітна хвиля при розповсюдженні в середовищі затухатиме а її енергія перетворюватиметься на теплову. На відміну від традиційних методів, використання височастотного електромагнітного поля для теплової дії на пласт або привибійну зону, забезпечує більш однорідне прогрівання за рахунок об'ємного поглинання енергії. Недоліком даного методу є складність подачі живлення на глибину понад 1500м. Також цей метод не можна вважати повноцінним для застосування для різних умов. Даний метод є ефективним тільки для видобування високов'язкої нафти (бітумної нафти), для який попереднє розігрівання пласта є необхідним [7].

Акустичний вплив на привибійну зону пласта. Метод акустичного впливу поєднує велику групу методів і модифікацій, використовуваних для дії на пласт та привибійну зону пружні поля хвильового походження – ударні, вібраційні, сейсмоакустичні, ультразвукові і т.д. як з поверхні землі, так і зі свердловини. При цьому, найбільш розвиненими на сьогодні як в теоретичному й апаратно-технологічному плані, так і найбільш розповсюдженими на практиці промислових робіт є методи і технології впливу на ПЗП і пласт із свердловини в режимі силового ультразвуку. Найбільш розповсюдженими з усієї класифікації акустичного впливу є п'єзокерамічні випромінювачі, які відносяться до височастотних пристроїв.

Метод акустичного впливу полягає в перетворенні електричної енергії змінного струму в енергію пружних коливань. При взаємодії акустичного поля з фазами гірських порід досягається:

- збільшення їх проникності за рахунок зміни об'єму порового простору;
- руйнування мінеральних солевідкладень;
- акустична дегазація та зниження в'язкості нафти;
- залучення в розробку низькопроникних і закольматованих пропластків порід продуктивного пласта.

Технологія забезпечує збереження цілісності експлуатаційної колони та є низькозатратною. При обробці за даною технологією використовується малогабаритна апаратура, а сам процес є безпечним та екологічно чистим. Перевагою даного методу є також час обробки свердловини, який не перевищує 8 год. Але, як і всі вище згадані методи, цей також має свої недоліки. Основним з яких є те, що електричну енергію потрібно подати на глибину до 1500-2000, а часом і на 2500 метрів. Це пояснюється тим, що значна частина електричної енергії (~ 50%), яка передається від генератора до

свердловинного випромінювача, втрачається в кабелі. Чим довшим є кабель, тим більші втрати енергії [7].

Віброхвильовий вплив на породи продуктивного пласта. Створюється під час роботи штангового насоса, який впирається в зумпф через спеціальний хвостовик і колону труб. В результаті проведення обробки в породі формуються хвилі пружних деформацій, які поширюються на велику відстань від свердловини та забезпечують отримання значних ефектів. Пружні хвилі формують в пласті зону розуцільнення, що покращує його фільтраційні характеристики. Технологія ефективно реалізується тільки за таких умов:

- залишкові запаси на родовищі мають складати не менше 30-50%;
- обводненість продукції має коливатись в межах 60-80%;
- необхідна наявність хоча б однієї свердловини, обладнаної штанговим насосом.

Недоліками даного методу є складність виконання технологічних та технічних параметрів. Дуже складно вийти на режим резонансу частот, яка має бути кратною роботі штангового насоса в системі "насос-колона-порода зумпфа" [1].

Метод впливу імпульсами електричного току на продуктивний пласт. Під дією імпульсів струму на нафтогазові пласти відбувається виділення енергії в тонких капілярах останнього, що призводить до перебудови структури пористого простору. В свою чергу, структура пористого простору суттєво впливає на характер фільтрації. В нафтових свердловинах відбувається руйнування кольматуючого шару та прилеглих шарів породи, процес газової кольматції, руйнування подвійних електричних шарів, зміна поверхневого натягу на границі розділу фаз. Підготовка свердловини до обробки даним методом передбачає її зупинку та загальне відключення від наземного обладнання. Після цього під'єднується робочий кабель та починається обробка. Недоліки даного методу такі ж як і при обробці свердловин електромагнітним полем [1, 3].

Плазмово-імпульсна дія. Застосування технології плазмово-імпульсного впливу на продуктивний пласт передбачає використання електричних розрядів, які створюються в рідині та подаються через калібрувальний металевий провідник. Під дією розряду утворюється плазмовий канал, який при взаємодії з провідником утворює зону підвищеного тиску та температури. Взаємодія цих чинників призводить до утворення ударної хвилі, яка розповсюджується пластом з високою швидкістю. Хвиля, що утворилась, виходячи через перфораційні канали, проникає в пружне середовище, спричинюючи його рух, відтак швидко згасає та перетворюється на ряд послідовних коливань. Багаторазове повторення плазмового імпульсу в певних точках формує широколінійний сигнал від 1 до 20 кГц. Плазмово-імпульсний вплив на продуктивний пласт збуджує коливну систему в широкому діапазоні та створює доволі склад-

ну пружно-хвильову картину, яка не достатньо вивчена. Високочастотні коливання мають різноплановий вплив як на пласт, так і на елементи кріплення свердловини. Тому застосування високих частот не означає, що й результат буде ефективнішим [8].

На сьогодні одним з перспективних напрямків у вирішенні проблеми підвищення нафтогазовіддачі пластів є використання різного роду хвильових процесів для інтенсифікації нафтогазовилучення та зниження обводненості видобувної продукції. Зацікавленість щодо методів швидкоплинного хвильового процесу виникла з практичних завдань підвищення нафтогазовилучення. Водночас експериментальні дослідження акустичних, віброударних та загалом хвильових процесів дії на пласт мають суперечливий характер: в деяких випадках з їх допомогою вдається досягти значного збільшення припливу флюїду або підвищення приймальності нагнітальних свердловин, в інших випадках ефект абсолютно відсутній. Це пояснюється тим, що при застосуванні різного роду хвильових пристроїв та технологій чітко не виявлено механізму різноманітних явищ, які супроводжують розповсюдження хвиль в насичених середовищах. Для успішного застосування хвильових технологій в процесах видобування нафти і газу необхідно попередньо ретельно проаналізувати всі фактори та провести розрахунок з метою встановлення параметрів впливу, які забезпечують оптимальний ефект. Нами запропонована техніка та технологія підвищення продукту вилучення вуглеводнів, що повністю відповідає сучасним вимогам та включає в себе комплексний вплив. Гідроакустична обробка привибійної зони пласта дозволяє впливати на нафтогазові пласти за допомогою знакозмінних тисків різних частот та інтенсивності. Ми пропонуємо хвильовий пристрій, який генерує енергію від потоку рідини, що проходить крізь нього. Цю енергію можна поділити на дві складові: гідравлічну та акустичну.

Зупинимось детальніше на акустичній дії. В процесі експлуатації пласта в його присвердловинній частині утворюється зона із полем напружень, яка впливає на розподіл води, нафти та газу. Крім того, за рахунок неоднорідності колекторських властивостей, розподіл нафти і води в пласті також є неоднорідним. Таким чином, частина порового простору є насиченим та може мати нафтову плівку. Дія акустичного поля пришвидшує фазові переходи, впливає на теплообмін та дифузію. Розподіл акустичного поля в рідині з газом викликає дегазацію. Це пояснюється тим, що наявний в рідині газ, а, точніше, пухирці газу, під дією акустичного випромінювання починають рухатись до зони пониженого тиску. Це пояснюється тим, що рідина, в якій перебувають пухирці газу, починає рухатись, тим самим приводячи в рух стінки пухирців. В залежності від газонасиченості і властивостей рідини, а також від інтенсивності та частоти випромінювань пухирці газу можуть збільшуватись в об'ємі, лускати або розчинятись в рідині. На особливу увагу заслуговує

також факт зміни в'язкісних характеристик нафти під дією акустичного випромінювання. Особливо актуальним це питання постає у регіонах з високов'язкими нафтами (родовища Прикарпаття та Карпат). Під дією акустичних випромінювань інтенсивністю 8-100 кВт/м² та частотою 20 Гц – 4,5 МГц відбувається зміна в'язкості нафти. Зазвичай після такого впливу в'язкість нафти спочатку знижується на 20-30%, а в подальшому або відновлює свої властивості, або залишається на такому ж рівні. Автори стверджують, що зміна в'язкості в проміжку кілогерцового діапазону практично не залежить від частоти. Також спостерігається незначне зниження ефекту з підвищенням частоти (400 кГц – 4,5 МГц). Незворотні зміни в'язкості спостерігаються тільки при впливі на рідину протягом декількох годин з інтенсивністю 100 кВт/м². В цьому випадку зменшується молекулярна маса нафти, змінюється її структурний склад та збільшується температура випадання парафіну [7].

Акустична дія на привибійну зону свердловини забезпечує збільшення фільтраційних властивостей пластів присвердловинного простору за рахунок:

- руйнування відкладів солей на стінках пор при акустичній вібрації;
- усунення газових корок в капілярах при акустичній дегазації рідини;
- руйнування гальмівного електростатичного шару в капілярах;
- зниження в'язкості рідини.

Технологічна обробка ПЗП з використанням гідроакустичних пристроїв дає змогу проводити повторну дію без піднімання обладнання на устя та створювати імпульси тиску, достатні для руйнування кольматуючих шарів. Гідроакустична дія володіє ефектом післядії, тобто позитивний ефект зберігається від декількох тижнів до кількох місяців.

Дослідниками розроблено різні конструкції гідроакустичних пристроїв (генераторів) для інтенсифікації видобування вуглеводнів методом спрямованої дії на пласт, проте, як свідчить аналіз цих конструкцій, більшість з них базуються на використанні сопел Лавалля, які не забезпечують ефективності на великих глибинах та можливість регулювання частоти і інтенсивності в процесі роботи. Крім того, недостатньо досліджено і виявлено вплив енергії акустичних коливань на структуру вуглеводнів, цементного каменю, механічні властивості гірських порід, термобаричні характеристики.

Особливістю технології є багаторазове створення в зоні обробки пласта знакозмінних імпульсів тиску, спрямованих у напрямку від свердловини в пласт і навпаки. Під дією знакозмінного тиску відбувається очищення пор і тріщин ПЗП, утворюються втомні напруження в породах пласта, тож існує можливість утворення та розвитку тріщин. Створювані імпульси руйнують механічні корки, збільшуючи проникність, а, отже, продуктивність пласта. Ефективність методу знакозмінних імпульсів тиску в основному визначається характером депресії,

тобто чим частіше створюється депресія, тим ефективнішим є вплив на пласт. При створенні хвиль, що діють на пласт, найбільшому впливу піддається ПЗП, так як гідродинамічний імпульс в породах загасає в залежності від властивостей насичених флюїдів і віддалі від свердловини внаслідок пружності системи і гідравлічного опору в фільтраційній зоні свердловини.

Запропонований пристрій створює пульсації низької частоти, що спричинюють підсилення масових перетоків між неоднорідними частотами колектора та сприяють розповсюдженню імпульсу, який розколює ефективний пустотний простір по об'єму пласта та розблоковує зони, насичені нафтою та пластовою водою. Ці всі фізичні процеси підвищують швидкість потоку рідини в капілярах на 20-30% і дозволяють вирішувати основні технологічні задачі видобування вуглеводнів:

- підвищення видобування з малодобітних свердловин і підтримання дебіту на стабільному рівні;
- виклик припливу нафти і газу з простояючих свердловин та при освоєнні нових;
- збільшення приймальності нагнітальних свердловин;
- руйнування газорідних корок і т.д.

Під дією пружних коливань відбувається очистка порових каналів колектора, усувається блокуючий вплив залишкових фаз газу, нафти та води, ініціюється фільтрація флюїдів в низькопроникних пропластках і зонах. В результаті чого відбувається підвищення фазової проникності для нафти та зниження для води, зменшення міжфазних напружень на границях нафта-вода і збільшення об'ємної газонасиченості пластових флюїдів без їх дегазації. Це призводить до багаторазового збільшення капілярного та гравітаційного витіснення нафти водою.

Одним із найважливіших переваг розробленого пристрою є можливість комбінування технологій акустичної дії з іншими видами впливу, наприклад тепловими, хімічними тощо, які значно розширюють область застосування, в тому числі на об'єктах з високов'язкою нафтою та іншими нетрадиційними покладами вуглеводнів. Запропонований пристрій дозволяє:

- послідовно та ефективно діяти на ПЗП та віддалені зони пласта;
- сумісно та одночасно діяти акустичним полем та кислотною обробкою та іншими хімічними стимуляторами;
- ліквідувати парафінові пробки в НКТ;
- покращити реологічні властивості нафти (зниження динамічної в'язкості та ін.).

Робота всіх гідроакустичних випромінювачів базується на створенні коливань, чи при взаємодії з потоком рідини (струмини), яка витікає із сопла з перешкодами певних розмірів та форм, чи при примусовому періодичному перериванні струмини. Механізми випромінювання звуку можуть бути найрізноманітнішими і залежать від конструкції випромінювача. Класифікація акустичних пристроїв наведена в табл. 1 [7].

Таблиця 1 – Класифікація акустичних пристроїв

Випромінювач	Принцип дії	Технічні характеристики	Область застосування	Особливості експлуатації
Гідро-акустичний	Перетворення енергії потоку рідини або газу в енергію пружних коливань	Діапазон частот – 100-10 000 Гц, граничний звуковий тиск – 1-2 МПа, інтенсивність – до 50 кВт/м ²	Інтенсифікація руйнування гірських порід; пеленгація поточного положення вибою свердловини; підвищення проникності привибійної зони пласта; боротьба із солевідкладенням солей в нафтопромисловому обладнанні	Кріпиться на насосно-компресорні труби. Працює в потоці рідини
Саморушний золотниковий вібратор	Перетворення енергії потоку рідини або газу в енергію пружних коливань	Частота залежить від швидкості потоку і витрат рідини. Діапазон частот – 100-500 Гц, імпульсний тиск – до 15 МПа	Інтенсифікація видобування нафти	Супроводжується гідроударом
Магніто-стрикційні	Перетворення електричної енергії в акустичну з використанням ефекту магнітострикції	Діапазон частот – від 1 до 100-150 кГц, гранична інтенсивність – до 50 кВт/м ² . Електро-акустичний ККД – до 40%	Інтенсифікація видобування нафти; освоєння свердловин; опробування пласта; боротьба із солевідкладенням в нафтопромисловому обладнанні	Генератор – наземний, випромінювач – циліндричний. Маса всієї системи – 350 кг
П'єзо-керамічний	Перетворення електричної енергії в акустичну за рахунок п'єзоефекту	Діапазон частот – від 1 до 100 кГц, інтенсивність – до 50 кВт/м ² . Електро-акустичний ККД – до 50-60%	Інтенсифікація видобування нафти; освоєння свердловин; опробування пласта; боротьба із солевідкладенням в нафтопромисловому обладнанні	Генератор – глибинний, випромінювач – стрижневий. Маса всієї системи – 50 кг.

Існує також розподіл гідродинамічних та гідроакустичних пристроїв за їх конструктивним виконанням. Якщо вихідні отвори пристрою розміщені радіально, то такий тип випромінювача називається радіальним, а якщо отвори вздовж осі – аксіальним. Застосовуючи випромінювачі до умов обробки присвердловинної зони, пристрої аксіального типу є менш ефективними, ніж радіальні. Це пояснюється тим, що стінки свердловини є акустично жорсткими і відбивають хвилі, якщо знаходяться на відстані меншій, ніж чверть хвилі від випромінювача. Тому майже вся звукова енергія (більше 90 %) повертається в аксіальний випромінювач. [7, 9]. Процес відбиття звуку характеризується певними фізичними величинами. До таких величин відносять, зокрема, коефіцієнт відбиття звуку. З врахуванням залежності коефіцієнта поглинання звуку від інтенсивності поля I , густини енергії E і швидкості звуку c , модуль коефіцієнта відбиття звуку можна записати у вигляді:

$$|r_p| = \left[\frac{\left(1 - \frac{I}{cE}\right)}{1 + \frac{I}{cE}} \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (1)$$

Безпосереднє вимірювання величин I , E , які входять в рівняння (1), пов'язане з певними труднощами і є дуже наближеним. Тому, безрозмірну величину $\frac{I}{cE}$ запишемо як:

$$\frac{I}{cE} = \frac{2 \cos \varphi}{\left(\rho c \frac{v_0}{P_0} + \frac{1}{\rho c} \times \frac{P_0}{v_0} \right)}, \quad (2)$$

де: v_0 , P_0 – амплітуди коливної швидкості частинок середовища та звукового (акустичного) тиску відповідно; φ – кут зсуву по фазі між звуковим тиском та коливною швидкістю; ρ – густина рідини.

Коливна швидкість v_0 тісно пов'язана з акустичним тиском P_0 :

$$v_0 = -\frac{1}{P_0} \int_{-\infty}^t \nabla P_0 dt. \quad (3)$$

Наведені залежності дають змогу повною мірою оцінити коефіцієнт відбиття звуку. На основі теоретичних досліджень авторами розроблено пристрій [10]. Конструктивно пристрій відповідає всім вимогам гідроакустичних пристроїв. Генератор гідроакустичних імпульсів (рис. 5) працює наступним чином: генератор під'єднують до колони НКТ і опускають до зони перфорації. Робочий агент (рідина-газ) під тиском потрапляє у вхідний отвір конічної форми 1, в якому виникає явище турбулентності. Відбувається взаємодія потоків осьового та приграничного шару робочого агента, що призводить до зміщення шарів. При цьому спостерігається випередження ядра центрального шару. Це явище веде до збільшення швидкості та нагромадження енергії. В концентраторі потоку 2 за рахунок інтенсивного вирівнювання швидкостей виникають пульсації значної інтенсивності. Приграничний шар після концентратора потоку потрапляє до камери завихрення 3, де набуває високої турбулентності, і на виході з камери взаємодіє з осьовим шаром робочого агента. В результаті взаємодії шарів трьох потоків рідини(газу), які рухаються з великими швидкостями і тиском, виникають гідроакустичні коливання значної інтенсивності, частота яких залежить від конструктивних параметрів генератора та початкового тиску. Далі рідина(газ) потрапляє на розділювач потоку 4, який спрямовує розділений потік в сопла із гвинтовими направляючими канавками 5. За рахунок цього підвищується енергія пульсуючого потоку та створюються гідроакустичні ударні імпульси тиску, які діють на стінки свердловини.

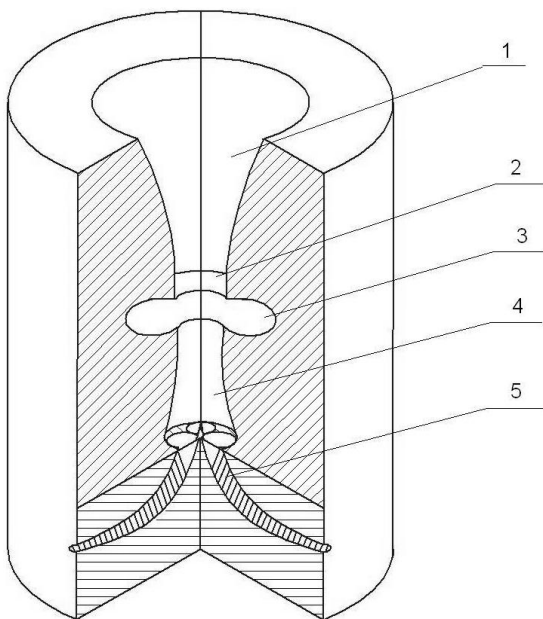


Рисунок 5 – Схема генератора гідроакустичних імпульсів

Під час генерації гідроакустичних імпульсів в областях розрідження утворюються розтягуючі зусилля, які призводять до утворення в рідині розривів. Тобто, в рідині утворюється велика кількість заповнених газом бульбашок. Ці бульбашки отримали назву кавітаційних, а сам процес – ультразвуковою кавітацією. Кавітаційні бульбашки в області рідини виникають щоразу, коли до цієї області доходить фаза розрідження ультразвукової хвилі. Як правило, кавітаційні, бульбашки недовговічні: вже наступна за розрідженням фаза стиснення руйнує більшість із них. При закритті кавітаційної бульбашки виникає ударна хвиля, що розвиває значний тиск. Однією з причин використання даного ефекту є те, що зі збільшенням швидкості потоку після початку кавітації швидко збільшується кількість бульбашок, відтак бульбашки поєднуються в загальну кавітаційну фазу, і потік переходить в режим струмини. Якщо ударна хвиля виникає в генераторі, то вона зустрічає на своєму шляху перешкоди у вигляді конструктивних елементів, які вона руйнує. Оскільки кавітаційних бульбашок багато і лускання їх відбувається багато тисяч разів на секунду, кавітація може призвести до значного руйнування. Тому для підвищення зносостійкості камер завихрення, які і являються перешкодою для кавітаційного потоку нами запропоновано виготовляти ці елементи з нержавіючої або легованої сталі з хромовим покриттям деяких частин. Таке рішення прийнято не тільки через руйнівний кавітаційний потік, але й через агресивність агента, який буде використовуватись для обробки привибійної зони.

Висновки

Серед методів підвищення проникності привибійної зони пласта виділяють невелику кількість, які знайшли своє застосування на практиці. Найбільш перспективними з них виявились комплексні методи підвищення нафтогазовіддачі. Авторами публікації виділено основні вимоги, які ставляться до вибору методу інтенсифікації для кожного окремого випадку. Запропоновано нову конструкцію генератора гідроакустичних імпульсів та показано ефективність його застосування для родовищ, що перебувають на завершальній стадії розробки, або експлуатуються періодично. Для наочності показано та обґрунтовано вплив пружних коливань, які генерує гідроакустичний випромінювач, та результати їх впливу на привибійну зону пласта та свердловини.

Література

- 1 www.tatneft.ru
- 2 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В.С. Бойко. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
- 3 www.tegaz.ru
- 4 Довідник з нафтогазової справи: за заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ-Львів.: Місіонер, 1996. – 620 с.

5 Акульшин О.І. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навч. посіб. / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко та ін. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.

6 Вітчизняні технології та технічні засоби для будівництва горизонтальних свердловин / Я.В. Кунцяк, К.В. Булатов, В.Д. Новиков та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №3. – С.13-14.

7 Кузнецов О.Л. Применение ультразвука в нефтяной промышленности / О.Л. Кузнецов, С.А. Ефимова. – М.: Недра, 1983. – 192 с.

8 Нефтесервис зима 2008. «Технология плазменно-импульсного воздействия на продуктивные пласты с целью увеличения извлекаемости нефти» стр.52

9 Кузнецов О.Л. Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтегазовые пласты / О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин, Дж. Чилингар. – М.: Мир, 2001. – 260 с.

10 Пат. України № 63187 Е21В 28/00. Генератор гідроакустичних імпульсів / Чернов Б.О., Чернова М.Є., Западнюк М.М., Ільків І.М., Мозолєв О.А.; заявник Чернов Борис Олександрович. – № u201105983; заявл. 13.05.2011; опубл. 26.09.2011. – Бюл. №18

Стаття надійшла до редакційної колегії
27.02.12

Рекомендована до друку професором
Бойком В.С.

УДОСКОНАЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЙ ПОРОДОРУЙНІВНОГО ІНСТРУМЕНТУ, ОСНАЩЕНИХ ПОЛІКРИСТАЛІЧНИМИ АЛМАЗНИМИ РІЗЦЯМИ

Я.В. Кунцяк

ПрАТ «Науково-дослідне та конструктивне бюро бурового інструменту»,
03142, м. Київ, пр. Паладіна, 44, тел.(044) 4242089, e-mail: 5361013@bk.ru

У процесі буріння нафтових і газових свердловин долота різального типу, оснащені полікристалічними алмазами різцями (ПАР), є більш ефективними в порівнянні з алмазними та тришарошковими, однак вони володіють підвищеною енергоємністю, що обмежує їх використання при бурінні гідравлічними вибійними двигунами.

На основі аналітичного та експериментального методів досліджень на модельних і повнорозмірних конструкціях у стендових і промислових умовах розроблено конструкції породоруйнівних інструментів різальної дії з пониженою енергоємністю буріння. Методами математичного моделювання проведено дослідження різних конструкцій різальної частини бурових доліт та визначено величини енергетичних параметрів роботи полікристалічних алмазних різців, розроблено технологічні засоби та методику експериментальних випробувань. Розроблено математичну модель, що базується на взаємодії оснащення долота різальної дії з гірською породою під дією осьового навантаження і крутного моменту, де сила опору проникнення, що діє на елемент оснащення при різних глибинах проникнення в гірську породу, виражається степеневу залежністю. На відміну від існуючих математичних моделей, які ґрунтуються на принципах забезпечення рівностійкого зношування різальної кромки лопаті по всій її геометричній довжині, розрахунки прогнозних енергетичних показників процесу буріння проводились для породоруйнівного інструменту загалом.

На основі аналізу результатів прогнозних розрахунків встановлено, що долота з плоским дном різальної частини мають найвищі значення механічної швидкості буріння і найменші величини крутного моменту і питомої об'ємної роботи руйнування. Однак, породоруйнівний інструмент з таким профілем різальної частини має пониженою зносостійкістю внаслідок обмеженої площі для розміщення достатньої кількості оснащення, яке формує вибій свердловини. З метою перевірки теоретичних даних проведено експериментальні дослідження параметрів роботи доліт різальної дії з різними формами лопатей на гірських породах різної твердості. Отримано залежності енергетичних і динамічних параметрів буріння долотами з дослідними варіантами різальної частини від осьового навантаження й частоти обертання долота.

Результати порівняння енергетичних характеристик роботи доліт різального типу свідчать, що при бурінні порід малої і середньої твердості вибійними двигунами доцільно використовувати породоруйнівні інструменти конструкції, що поєднують кругло-ступінчасту і плоску форми різальної частини.

Ключові слова: долото, зносостійкість, кромка, лопать, руйнування, свердловина, порода.

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин долота режущего типа, оснащенные поликристаллическими алмазными резцами (ПАР), более эффективны по сравнению с алмазными и трёхшарошечными, однако обладают повышенной энергоёмкостью, что ограничивает их использование при бурении гидравлическими забойными двигателями.

По результатам аналитического и экспериментального методов исследований на модельных и полно размерных конструкциях в стендовых и промышленных условиях разработаны конструкции породоразрушающих инструментов режущего воздействия с пониженной энергоёмкостью бурения. Методами математического моделирования проведены исследования различных конструкций режущих элементов буровых долот и определены значения энергетических параметров работы поликристаллических алмазных резцов, разработаны технические средства и методика экспериментальных исследований. Разработана математическая модель на основании взаимодействия оснастки долота режущего типа с горной породой под воздействием осевой нагрузки и крутящего момента, а сила сопротивления, действующая на элемент оснастки, при различных глубинах проникновения в горную породу, определяется степенной зависимостью. В отличие от существующих математических моделей, базирующихся на принципах обеспечения равномерного износа режущей кромки лопасти по всей ее геометрической длине, расчеты прогнозных энергетических параметров процесса бурения проводились для всего породоразрушающего инструмента.

По результатам прогнозных расчетов определено, что долота с плоским профилем режущей части обладают наибольшей механической скоростью бурения и наименьшими значениями величины крутящего момента и удельной объемной работы разрушения. С другой стороны, породоразрушающий инструмент с таким профилем режущей части обладает пониженной износостойкостью вследствие ограничения площади для размещения достаточного количества оснастки, которая формирует забой скважины. С целью подтверждения теоретических результатов проведены экспериментальные исследования параметров работы долот режущего типа с различными формами лопастей на горных породах разной твердости. Установлены зависимости энергетических и динамических параметров бурения долотами с предложенными конструкциями режущей части от осевой нагрузки и частоты вращения долота. Сравнение энергетических характеристик работы долот режущего типа показало, что бурение забойными двигателями пород низкой и средней твердости целесообразно проводить породоразрушающими инструментами, конструкции которых включают одновременно круглоступенчатую и плоскую формы режущей части.

Ключевые слова: долото, износостойкость, кромка, лопасть, разрушение, скважина, порода.

The cutting bits, equipped with polycrystalline diamond cutters (PDC), are more effective in comparison with diamond and three-roller-cone bits for oil and gas well drilling, however they consume more power and it limits their use.

New structures of rock destruction tools of cutting type were designed for lower power consumption during drilling by analytical-experimental research methods on model and full-size structures under stand/industrial conditions. Various designs of cutting parts of drilling bits were studied by mathematical modeling methods; as a result of them the energy parameters of polycrystalline diamond cutters operation were defined, technological means and experimental testing methods were worked out. The mathematical model, based on consideration of interaction of cutting bit with rocks under axial load and torque (as concerns penetration resistance force, applied on cutting structure element, connected with depth of its penetration into rock), is expressed by power dependence. In contrast to existing mathematical models, based on the principles of ensuring stable position of cutting blade tip in space, the calculations of projected energy performance of drilling process were carried out for rock destruction tool in whole.

It was found out on the ground of analysis of predictive calculations results, that bits with cutting flat-bottomed parts have the highest values of mechanical drilling speed, the smallest values of torque and specific volume of destruction. However, rock destruction tool with such a shape of cutting part has lower wear resistance due to limited area for placing a sufficient number of cutting structures, forming the borehole bottom. In order to test theoretical data, experimental study of operating parameters of cutting bits of various wing forms were carried out on rocks of different hardness. The thesis includes dependencies of energy and dynamic parameters of drilling with bits, equipped with researched types of cutting parts, on axial load and bit speed.

Comparison of power characteristics of cutting bits shows, that it is reasonable to use rock destruction tools of design, which combines round-staged and flat forms of cutting part, during drilling with bottomhole motors on rocks of low and medium hardness.

Keywords: drill bit, cutting part, wear resistance, cutting edge, wings, destruction, well rock, rolling cutter bits.

З вітчизняної і зарубіжної практики відомо, що найбільш ефективним для буріння нафтових і газових свердловин є долота різального типу, які оснащені полікристалічними алмазними різцями (ПАР). Вони забезпечують вищу механічну швидкість і проходку на долото у порівнянні з алмазними та тришарошковими. Однак, підвищена енергоємність доліт з ПАР, що зумовлена необхідністю створення високого крутного моменту при їх відпрацюванні, обмежує їх використання при бурінні з вибійними двигунами похило-скерованих і горизонтальних свердловин (ПСС і ГС). При бурінні горизонтальних свердловин (в тому числі з відбором керну), долотами з ПАР спеціалістами ПрАТ «НДІ КББІ» спостерігалися перебої у роботі вибійних двигунів, чого не відбувалося при використанні шарошкових бурових доліт і бурильних головок. Виходячи з цього, удосконалення конструкцій бурових доліт з ПАР із зниженою енергоємністю руйнування гірської породи є актуальною проблемою, вирішення якої дозволить підвищити ефективність буріння ПСС і ГС.

Ефективність роботи доліт з ПАР можна суттєво підвищити, якщо розробляти їх із врахуванням літології гірських порід. Водночас, для удосконалення конструкції породоруйнівного інструменту з ПАР необхідно враховувати параметри режиму буріння і гідравлічні характеристики бурових установок.

Для розробки конструкцій породоруйнівних інструментів різальної дії з зниженою енергоємністю буріння та удосконалення технологічних режимів їх застосування авторами [1, 2] прийнято комплексний метод досліджень: аналітичний та експериментальний метод досліджень на модельних і повнорозмірних конструкціях в стендових та промислових умовах.

З метою визначення величин енергетичних параметрів роботи бурових доліт з ПАР і кількісного їх співвідношення було проведено дослідження різних конструкцій різальної части-

ни методами математичного моделювання, а також розроблено технічні засоби й методику для проведення експериментальних випробувань.

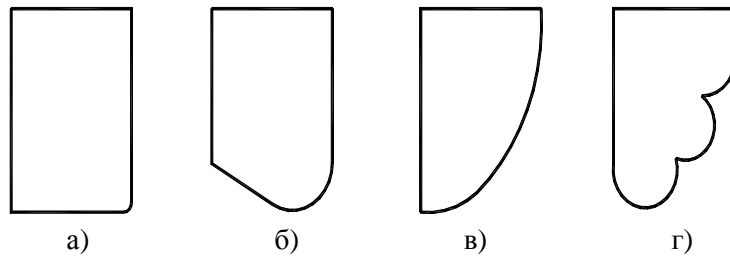
Дослідники виділяють в конструкціях даних породоруйнівних інструментів три поверхні, які в процесі буріння взаємодіють з гірською породою: різальна, активна та пасивна калібруюча частини [3, 4].

Різальна частина характеризується профілем, кількістю і розміщенням різців. Для доліт з ПАР, дослідниками рекомендується три базові типи профілів різальної частини: плоский (або малий конус, де величина кута між твірною і площиною вибою є не більшою 20 градусів), обернено-конусний (або подвійний конус), та еліптичний конус (рис. 1, а, б, в).

Форма профілю даних породоруйнівних інструментів відіграє важливу роль для таких характеристик конструкції, як стабільність, механічна швидкість буріння та здатність до спрямування. Його вибір залежить від проектних умов застосування долота. Зокрема, різальна частина з видовженою конусною поверхнею (еліптична), забезпечує вищу стабільність конструкції, а плоска форма використовується, коли необхідно оперативно змінювати напрям буріння [3]. Також покращенню придатності інструменту до оперативного коригування траєкторії буріння ПСС і ГС сприяє виконання долота в осьовому перерізі у вигляді зворотного клина з вершиною, розташованою на осі.

Як альтернативний варіант для буріння з вибійними двигунами ПСС і ГС запропоновано [5; 6] круглоступінчастий профіль робочої частини долота (рис. 1, г).

На рис. 2 зображено конструкцію породоруйнівного інструменту із запропонованим круглоступінчастим профілем різальної частини. Долото містить корпус 1 з промивальним каналом 2 і лопаті 3, на яких виконані сполучені між собою ступінчасті сегменти 4. Точка сполучення 5 сусідніх сегментів розташована



a – плоский; б – обернено - конусний; в – еліптичний; г – круглоступінчастий

Рисунок 1 – Варіанти профілів різальної частини долота

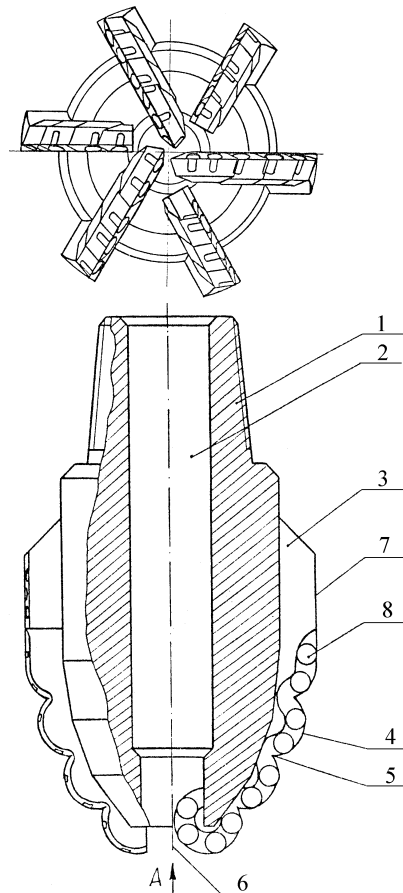


Рисунок 2 – Конструкція бурового долота з полікристалічними алмазними різцями

щодо осі обертання долота на відстані, меншій величини найбільших радіусів. Остання ступінь 4 кожної лопаті переходить в калібрувальну поверхню 7. Різальна частина лопатей армована циліндричними породоруйнівними елементами 8.

Під впливом осьового навантаження і крутного моменту, що передається на долото, різці 8 на ступенях 4 руйнують породу. Завдяки виконанню різальної частини долота у вигляді сполучених сегментів, у їх найбільших за площею поперечних перерізах забезпечується дискретний контакт калібрувальних ділянок зі стінками свердловини. У результаті зменшується крутний момент в процесі руйнування гірської породи, що понижує енергоємність роботи долота й уможливорює здійснювати буріння при збільшеному осьовому навантаженні. І навпаки, при

однаковому значенні осьового навантаження величина крутного моменту менша, за рахунок цього підвищується механічна швидкість буріння та розширюються можливості раціонального вибору вибійного двигуна й ефективного використання долота з ПАР у різних гірничо-геологічних умовах, у тому числі при бурінні скерованих свердловин.

Крім того, розташування точки сполучення п'яти сусідніх сегментів 4 щодо осі 6 обертання долота на відстані, меншій величини найбільших їх радіусів, забезпечує перекриття в проекції на площину вибою периферійних різців нижче розташованої ступені оснащенням ступені, яка вище розташована вище, що підвищує зносостійкість конструкції.

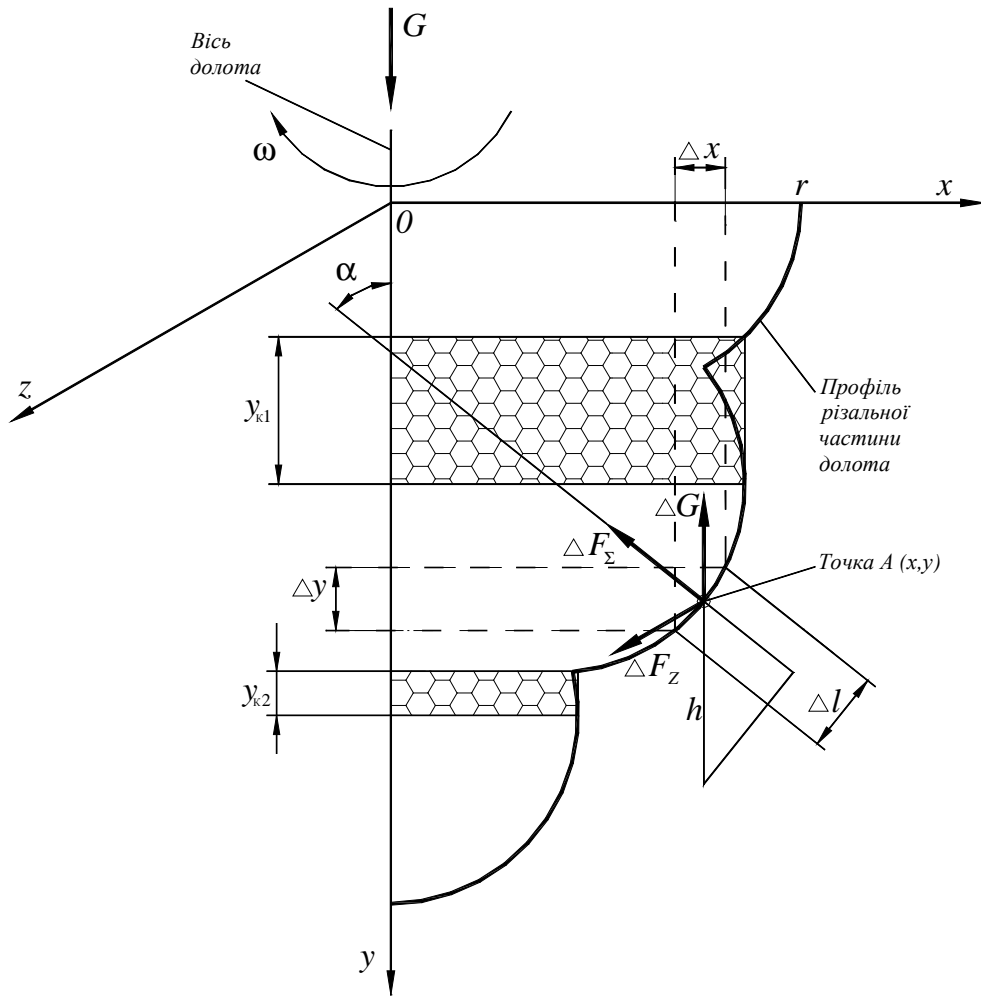
Отже, перевагами запропонованого кругло-ступінчастого профілю робочої частини долота є:

1) дискретний контакт різальної поверхні з гірською породою, що забезпечує вивільнення окремих ділянок вибою від стискаючих навантажень, і, як наслідок, зменшення затрат енергії на їх руйнування;

2) перекриття в проекції на площину вибою периферійних різців нижче розташованої ступені, оснащенням ступені, розташованої вище, що підвищує зносостійкість конструкції.

Для проведення досліджень авторами [6, 7] було розроблено чотири варіанти конструкції різальної частини бурового долота діаметром 146 мм і досліджено параметри їх роботи методами математичного моделювання. Розміщення різців на лопатях долота, їх розміри та форма різальної кромки повністю моделюють ПАР в породоруйнівних інструментах діаметром 214,3 мм. Для кожного з дослідних профілів долота розраховували прогнозні енергетичні показники процесу буріння, такі як: крутний момент, механічну швидкість і питому об'ємну роботу руйнування.

З цією метою попередньо здійснено математичний опис процесу буріння породоруйнівними інструментами різальної дії, який ґрунтувався на експериментальних дослідженнях долота з плоским профілем робочої частини, як найбільш поширеного в базових конструкціях [6, 7]. Для даного долота експериментально визначені величини емпіричних коефіцієнтів, що використовувались в обчисленнях, і проведено розрахунки прогнозних параметрів буріння залежно від форми профілю різальної частини.



Δl — довжина малої ділянки робочої крайки різця; α — кут між нормаллю до Δl і віссю обертання долота; ΔF_z — складова сили різання по осі z ; ΔF_R — сила реакції з боку гірської породи; ΔF_C — складова сили різання по нормалі до Δl ; $\Delta F_\Sigma = \Delta F_C + \Delta F_R$ — сумарна складова сил, що діють на Δl по нормалі

Рисунок 3 – Розрахункова схема до побудови математичної моделі

В основу математичної моделі покладено взаємодію оснащення долота різальної дії з гірською породою під дією осьового навантаження і крутного моменту. При цьому сила опору, що діє на елемент оснащення, від глибини його проникнення в гірську породу виражається степеневу залежністю. Також передбачається, що сила різання пропорційна силі опору проникнення і є степеневу функцією швидкості різання.

На відміну від існуючих математичних моделей, які ґрунтуються на принципах забезпечення рівнотійного розташування різальної кромки лопаті в просторі, або експериментальних дослідженнях зносу одиничних різців, розрахунки прогнозних енергетичних показників процесу буріння згідно запропонованих співвідношень проводились для породоруйнівного інструменту загалом на основі результатів стандартних випробувань бурового долота. Такий підхід дає змогу наблизити результати теоретичних досліджень до реальних умов роботи породоруйнівних інструментів.

Схема для побудови математичної моделі опису процесу буріння породоруйнівними інструментами різальної дії зображена на рис. 3.

Виходячи з наведеного вище, сила реакції з боку гірської породи ΔF_R , яка прикладена до Δl в точці $A(x, y)$, запишеться так:

$$\Delta F_R = k_R \left[\frac{h \cos \alpha}{\psi(x)} \right]^a \psi(x) \Delta l. \quad (1)$$

де: $\psi(x)$ — функція, що визначає кількість різців на одиницю довжини різальної кромки і характеризує розміщення різальних елементів на робочій частині долота;

h — переміщення Δl за оберт долота.

З урахуванням того, що $\Delta l \approx \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2}$,

а $\cos \alpha \approx \frac{\Delta x}{\Delta l}$, переходячи до границі при $\Delta l \rightarrow 0$, маємо:

$$dF_R = k_R h^a \psi(x)^{1-a} [1 + f'^2(x)]^{(1-a)/2}. \quad (2)$$

Аналогічно:

$$\Delta F_C = k_{C_1} \Delta F_R v^b, \quad (3)$$

диференціюючи отримаємо:

$$dF_C = k_{C_1} dF_R v^b. \quad (4)$$

Оскільки

$$dG = dF_\Sigma \cos \alpha, \quad (5)$$

де G — осьове навантаження на долото, з урахуванням рівнянь (1-5) маємо:

$$G = k_R \left(\frac{2\pi v_M}{\omega} \right)^a \left\{ \int \psi(x)^{1-a} [1 + f'^2(x)]^{\frac{(1-a)}{2}} dx + k_{C_1} \omega^b \int \psi(x)^{1-a} [1 + f'^2(x)]^{\frac{(1-a)}{2}} x^b dx \right\}, \quad (6)$$

де: ω — кутова швидкість обертання долота; $f(x)$ — функція, що описує профіль різальної частини інструменту;

v_M — механічна швидкість буріння.

Позначимо вирази:

$$\int \psi(x)^{1-a} [1 + f'^2(x)]^{(1-a)/2} dx = I_1, \quad (7)$$

$$\int \psi(x)^{1-a} [1 + f'^2(x)]^{(1-a)/2} x^b dx = I_2. \quad (8)$$

З рівняння (6) визначаємо прогнозне значення v_M :

$$v_M = \frac{\omega}{2\pi} \left(\frac{G}{k_R (I_1 + k_{C_1} \omega^b I_2)} \right)^{\frac{1}{a}}. \quad (9)$$

Складова сили різання по осі z для малої ділянки різальної кромки різця

$$dF_Z = k_{C_2} dF_R v^b. \quad (10)$$

Крутний момент, що діє на ділянці Δl ,

$$\Delta M = \Delta F_Z x. \quad (11)$$

Переходячи до границі, з урахуванням викладеного вище визначаємо прогнозне значення крутного моменту на долоті

$$M = \frac{k_{C_2} \omega^b G \int x^{b+1} \left[\psi(x) \sqrt{1 + f'^2(x)} \right]^{1-a} dx}{I_1 + k_{C_1} \omega^b I_2}. \quad (12)$$

Величину питомої об'ємної роботи руйнування визначаємо за співвідношенням:

$$A_V = \frac{Gh + 2\pi M}{\pi r^2 h}. \quad (13)$$

де r — радіус долота;

З урахуванням (1), (9), (12) і (13) прогнозне значення питомої об'ємної роботи руйнування запишеться:

$$A_V = \frac{4\pi k_{C_2} \omega^b G \int x^{b+1} \left[\psi(x) \sqrt{1 + f'^2(x)} \right]^{1-b} dx}{(I_1 + k_{C_1} \omega^b I_2)^{1-a} \left(\frac{G}{k_R} \right)^{\frac{1}{a}} r^2}. \quad (14)$$

Значення коефіцієнтів пропорційності k_R , k_{C_1} , k_{C_2} та показників степеня a і b визначаємо експериментально за відомими величинами v_M , G , M .

Отримані значення констант використано для розрахунку енергетичних параметрів буріння доліт з дослідними варіантами різальної частини при: осьовому навантаженні $G = 25$ кН; і кутовій швидкості обертання $\omega = 2$ с⁻¹.

Вказані числові значення параметрів режиму буріння моделюють реальні величини при використанні породоруйнівних інструментів з ПАР.

При розрахунках енергетичних параметрів буріння для долота з кругло-ступінчастим профілем різальної частини прийнято, що вивільнені від стискаючих навантажень окремі ділянки лопатей y_{k1} , y_{k2} , (рис. 3) не беруть участі у руйнуванні вибою. Отже, їх величину не враховували в обчисленнях.

На рисунку 4 представлено діаграму, що відображає порівняння прогнозних параметрів буріння долотами з дослідними профілями різальної частини.

Результати прогнозних розрахунків свідчать про наступне:

1. Найбільше значення механічної швидкості буріння має долото з плоским профілем лопатей, а найменше — з еліптичним. Величина v_M для першого варіанту профілю на 12 % більша, ніж для другого.

2. Найбільші значення крутного моменту і енергоємності буріння має долото з еліптичним профілем лопатей, найменші — з плоским. Величини M і A_V для еліптичного профілю різальної частини відповідно в 1,3 і 1,5 рази більші, ніж для плоского.

3. Найближчі значення прогнозних параметрів буріння до плоского профілю мають долота:

– з обернено-конусним профілем — на 13 % вищі і 5 % нижчі величини, відповідно питомої об'ємної роботи руйнування та механічної швидкості буріння;

– з кругло-ступінчастим профілем — на 5 % вищу величину крутного моменту.

З прогнозних розрахунків можна зробити висновок про переваги щодо енергетичних параметрів буріння долота з плоским профілем різальної частини. З усіх дослідних варіантів при найвищому значенні механічної швидкості воно має найнижчі величини крутного моменту і питомої об'ємної роботи руйнування.

Однак породоруйнівний інструмент з таким профілем різальної частини, як відомо, має понижену зносостійкість внаслідок обмеженої площі для розміщення достатньої кількості оснащення, яке формує вибій свердловини.

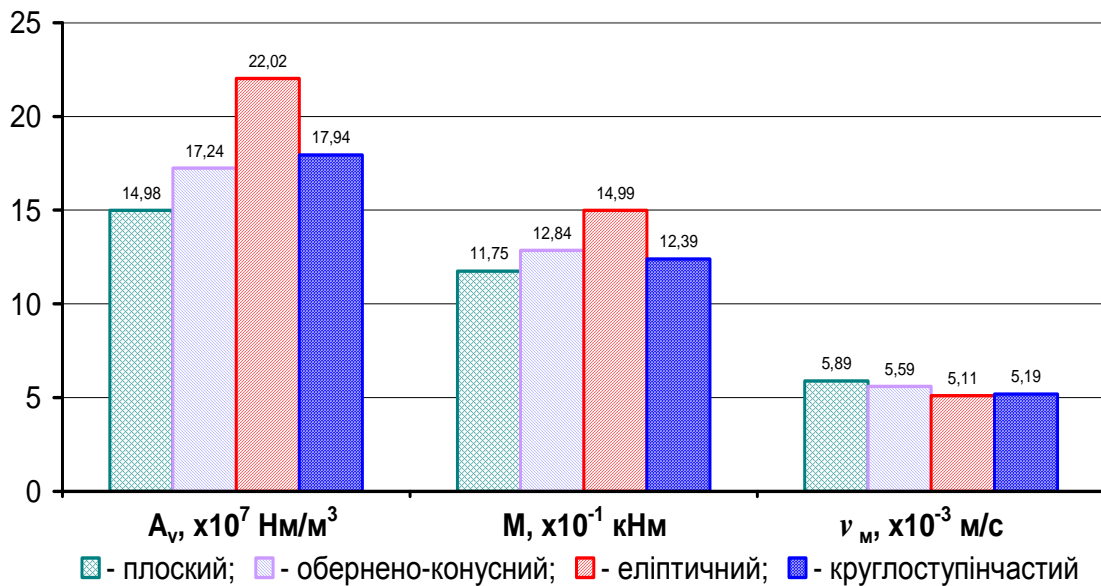


Рисунок 4 – Прогнозні значення параметрів роботи доліт з дослідними профілями різальної частини, розраховані методами математичного моделювання (при $G = 25 \text{ кН}$, $\omega = 2 \text{ с}^{-1}$)

Звідси постає необхідність розробки доліт, оснащених ПАР, робоча частина яких враховувала б умови буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин, з використанням вибійних двигунів й одночасно володіла високою зносостійкістю. Оскільки за результатами теоретичних досліджень методами математичного моделювання не можна зробити однозначний висновок, який профіль найбільш близький за енергетичними характеристиками буріння до плоского, а також з метою перевірки теоретичних висновків проведено експериментальні дослідження параметрів роботи доліт різальної дії з різними формами лопатей, на гірських породах різної твердості.

Згідно методики проведення експериментальних стендових досліджень визначення показників роботи доліт з дослідними профілями різальної частини (плоским, обернено-конусним, еліптичним і круглоступінчастим) проводили в два етапи: на першому як вибій, використовували мармур «коелга», на другому – цементні блоки [7].

У результаті проведених експериментальних досліджень, отримані залежності енергетичних і динамічних параметрів буріння долотами з дослідними варіантами різальної частини від осьового навантаження й частоти обертання долота.

Аналізуючи результати експериментів, проведених на мармурі, встановлено, що величини крутного моменту для всіх варіантів доліт зі збільшенням осьового навантаження зростають. Найбільші значення M , мають долота з еліптичним профілем, найменші – із плоским. Найближчі показники M до породоруйнівного інструменту плоскої форми має долото з круглоступінчастим профілем різальної частини.

Значення механічної швидкості буріння v_m , для дослідних варіантів лопатей зі збільшенням осьового навантаження зростають. Найнижчі

показники v_m має долото з еліптичним профілем різальної частини.

Енергоємність буріння дослідними долотами зі збільшенням осьового навантаження зменшується. Найбільші значення питомої об'ємної роботи руйнування A_v , мають долота з еліптичним профілем, найменші – із плоским. Найближчі показники A_v до породоруйнівного інструменту плоскої форми, має долото з круглоступінчастим профілем різальної частини.

Динамічність роботи для всіх профілів лопатей зі збільшенням осьового навантаження підвищується. Найвищі значення $K_{дм}$ отримані для доліт обернено-конусного і плоского профілів різальної частини, а найнижчі – еліптичного та круглоступінчастого. Найбільшу інтенсивність зростання значення коефіцієнта динамічності за складовою крутного моменту мають долота плоскої і обернено-конусної форм лопатей. Долота з круглоступінчастим й еліптичним профілями різальної частини мають найменші діапазони зміни величин $K_{дм}$.

Для визначення впливу кількості оснащення в породоруйнівних інструментах на показники їх роботи одержано залежності від питомого навантаження на різальний елемент, з яких випливає, що при однаковому значенні крутного моменту найбільше навантаження на різець виникає в долоті з плоским, а найменше – з еліптичним профілями робочої частини. Найближчі значення G/a до породоруйнівного інструменту еліптичної форми має долото з круглоступінчастим профілем лопатей.

Для оцінки впливу кількості обертів породоруйнівного інструменту на його енергетичні і динамічні параметри буріння були проведені експериментальні випробування при однаковому навантаженні і різних куткових швидкостях обертання. Величину осьової сили утримували на позначці 15 кН, витрату промивальної рідини – 0,015 м³/с, що регламентувалось методи-

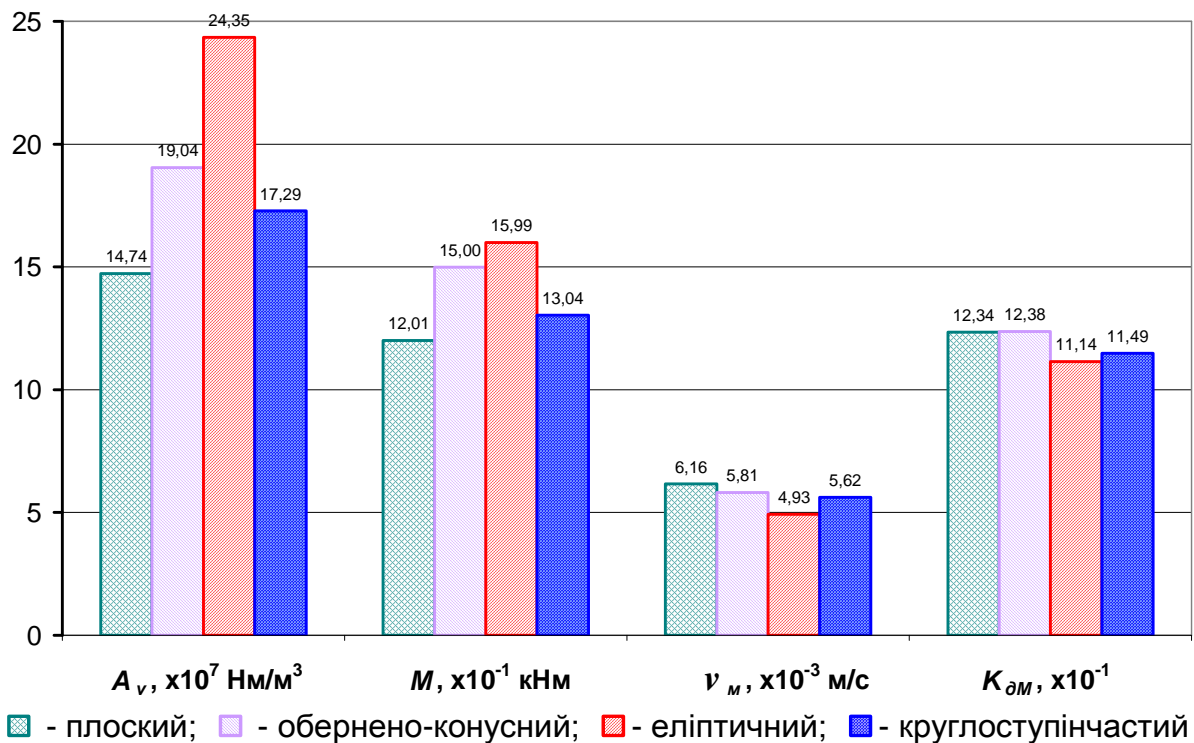


Рисунок 5 – Порівняння величин параметрів буріння дослідними варіантами доліт за результатами стендових експериментальних досліджень на мармурі при $G = 25 \text{ кН}$ і $\omega = 2 \text{ с}^{-1}$

кою досліджень і технічними характеристиками стендової установки. Експерименти проводили при чотирьох значеннях кутової швидкості обертання породоруйнівних інструментів: 1, 2, 3 і 4 с^{-1} . Інші параметри режиму буріння та вихідні дані залишали незмінними.

Для підвищення достовірності порівняння та уникнення похибок внаслідок розбіжностей виміряних величин осьового навантаження від заданого, оцінка показників роботи доліт проводилась у відносних величинах. Для визначення їх числових значень використовували дані, які отримані на найближчих до 15 кН навантаженнях.

За результатами проведених експериментів одержані залежності параметрів буріння дослідними долотами від кутової швидкості обертання, з яких випливає:

1) величини питомого крутного моменту для дослідних варіантів лопатей зі збільшенням кутової швидкості обертання долота з 1 с^{-1} до 4 с^{-1} зменшуються в $1,35 \dots 1,43$ рази. Найвищі значення M_p отримані для бурового інструменту з еліптичною формою робочої частини, а найнижчі – з плоскою. Для доліт обернено-конусного і круглоступінчастого профілів лопатей різниця між показниками M_p не перевищує 6% ;

2) значення механічної швидкості буріння на величину осьового навантаження для дослідних доліт зі збільшенням кутової швидкості обертання з 1 с^{-1} до 4 с^{-1} зростають в $1,56 \dots 1,75$ рази. Найвищі показники v_m/G мають породоруйнівні інструменти круглоступінчастого, а найнижчі – еліптичного профілів різальної частини;

3) енергоємність буріння дослідними долотами зі збільшенням кутової швидкості обертання з 1 с^{-1} до 4 с^{-1} зростає в $1,75 \dots 1,97$ рази. Найвищі значення A_v мають породоруйнівні інструменти еліптичного, а найнижчі – плоско-профілів лопатей;

Крім того, інтенсивності змін основних показників роботи для різних дослідних варіантів доліт при збільшенні кількості обертів приблизно однакова, або їх відмінність знаходиться в межах похибки експериментальних вимірювань.

На основі отриманих результатів експериментів на мармурі здійснено розрахунок основних параметрів роботи для доліт діаметром 146 мм з різними профілями різальної частини за таких параметрів буріння:

- осьовому навантаженні $G = 25 \text{ кН}$;
- кутовій швидкості обертання $\omega = 2 \text{ с}^{-1}$;
- витрата промивальної рідини

$$V_c = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Вказані величини моделюють реальні значення при бурінні породоруйнівними інструментами з ПАР діаметром $214,3 \text{ мм}$.

На рис. 5 зображено діаграми, які відображають порівняння величин параметрів буріння дослідними варіантами доліт при вказаному режимі роботи.

Результати розрахунків, які наведені на діаграмах, свідчать про наступне:

1) величина питомої об'ємної роботи руйнування для долота з плоским профілем різальної частини в $1,65$ рази менша, ніж для долота з еліптичним профілем. Найближче значення A_v до плоского має породоруйнівний інструмент круглоступінчастого профілю;

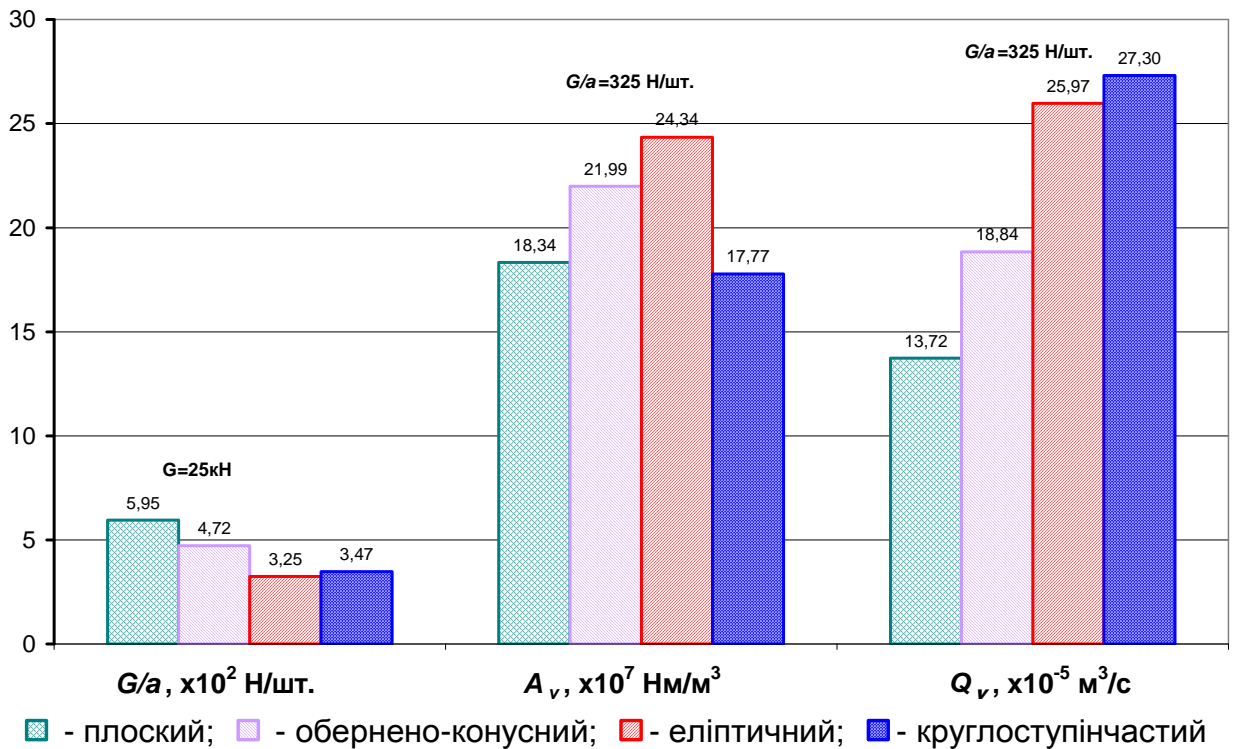


Рисунок 6 – Порівняння показників, які характеризують умови роботи породоруйнівних елементів на кожному з дослідних варіантів профілю різальної частини долота за результатами стендових експериментальних досліджень на мармурі при $G = 25 \text{ кН}$ і $\omega = 2 \text{ с}^{-1}$

2) найбільшу величину крутного моменту отримано для еліптичної форми лопатей, що в 1,33 рази відрізняється від плоскої. Найближче значення M до плоского має породоруйнівний інструмент круглоступінчастого профілю: відрізняється на 9%;

3) найвищу механічну швидкість буріння має долото з плоским, а найнижчу з еліптичним профілями різальної частини. Показник v_m для першого варіанту в 1,25 рази вищий, ніж для другого. Різниця величин v_m для доліт плоского профілю відносно обернено-конусного й круглоступінчастого становить відповідно 6 та 10%;

4) найвищі значення коефіцієнта динамічності за складовою крутного моменту мають долота обернено-конусної та плоскої, найнижчі – еліптичної форм лопатей. Показник K_{DM} для круглоступінчастого профілю різальної частини долота близький до величини еліптичної форми – різниця становить 3%.

З метою порівняння умов роботи різців при вказаних вище параметрах режиму буріння розраховано величини питомого навантаження G/a , питомої об'ємної роботи руйнування A_v та об'єму відділеної від вибою породи Q_v для кожного з дослідних варіантів доліт (рис. 6).

Результати теоретичних досліджень, які наведені на діаграмах, свідчать:

1) найбільше навантаження зазнає різець в долоті з плоским, а найменше з еліптичними профілями лопатей. Значення G/a першого варіанту в 1,83 рази більші, ніж другого;

2) при мінімальному навантаженні на різець, яке виникає в долоті еліптичного профі-

лю, найменший показник питомої об'ємної роботи руйнування отримано для породоруйнівного елемента в круглоступінчастій, а найбільший – в еліптичній формах робочої частини (відношення між ними становить – 1,37);

3) при мінімальному навантаженні на різець, яке виникає в долоті еліптичного профілю, найбільший об'єм гірської породи відокремлюється від вибою за круглоступінчастої форми лопатей, що майже в 2 рази перевищує показник плоского профілю.

На підставі отриманих результатів експериментальних досліджень при бурінні мармуру можна зробити висновок, що породоруйнівний інструмент з плоским профілем різальної частини переважає інші конструкції за енергетичними показниками роботи при всіх кутових швидкостях обертання. Однак оснащення в такому долоті працює в більш складних умовах ніж у випадку інших дослідних конструкцій. Про це свідчать одержані залежності та діаграми показників буріння від питомого навантаження на породоруйнівний елемент. Для забезпечення ефективної роботи долота з плоским профілем необхідно задавати більш осьові навантаження, що веде до збільшення питомого навантаження на різець і передчасного його спрацювання.

Наприклад, щоб досягти однакового показника за об'ємом гірської породи, яку вибурено окремим породоруйнівним елементом плоского і круглоступінчастого профілів різальної частини, на перше долото необхідно створити навантаження в 1,7 разів більше, ніж на друге.

Крім того, різці на плоскій поверхні зазнають більших динамічних навантажень, про що свідчать залежності коефіцієнта динамічності за складовою крутного моменту.

У більш вигідному положенні відносно долота з плоским профілем різальної частини (згідно результатів досліджень) знаходиться породоруйнівний інструмент з круглоступінчастою формою лопатей (другий за оптимальністю енергетичних параметрів). Розташування і кількість різців, які встановлені на ній, близькі до таких, як на еліптичному профілі (найбільш оснащеному). Для порівняння, оснащення породоруйнівними елементами різальної частини долота з круглоступінчастим профілем є меншою, ніж еліптичного на 7%, ніж плоского — на 45%. Крім того, круглоступінчастою конструкцією забезпечується дублювання периферійних ділянок оснащення різцями ступені лопаті, розміщеної вище. При цьому різальний елемент, який розташований на лопаті круглоступінчастої форми, має найнижче значення питомої об'ємної роботи руйнування гірської породи.

З викладеного випливає, що при бурінні з використанням гвинтових вибійних двигунів порід середньої твердості доцільно застосовувати в породоруйнівних інструментах, оснащених ПАР, круглоступінчасту форму лопатей, яка найбільш раціонально поєднує переваги плоскої (найменш енергоємної) і еліптичної (найбільш зносостійкої) форм.

На наступному етапі досліджень для визначення характеристик роботи породоруйнівних інструментів з різним профілем різальної частини, у процесі буріння порід малої твердості були проведені експерименти з використанням як вибою цементних блоків.

Параметри режимів буріння, вихідні дані та умови проведення вказаних випробувань різних варіантів доліт утримувались незмінними і становили:

- осьове навантаження – 15 кН;
- кутова швидкість обертання – 2 с^{-1} ;
- витрата промивальної рідини – $0,015 \text{ м}^3/\text{с}$;
- кількість лопатей – 12 шт.;
- число довань – не менше 3;
- проміжок часу, в який проводили запис параметрів роботи, – 40 с.

У результаті експериментальних досліджень отримано величини енергетичних і динамічних параметрів буріння цементних блоків долотами з дослідними варіантами різальної частини.

На рис. 7 та 8 наведено діаграми, що відображають характеристики роботи породоруйнівних інструментів з різним профілем лопатей при бурінні вибоїв різної твердості. Звідси можна зробити висновки:

1) величини питомого крутного моменту при бурінні цементних блоків перевищують аналогічні дані на мрамурі: для плоского й обернено-конусного профілів відповідно, на 8% і 12%; круглоступінчастого та еліптичного – в 1,19 і 1,31 рази. Різниця між показниками M_p на вибоях різної твердості для обернено-конусної

та круглоступінчастої конструкції не перевищує 4 % (рис.7);

2) механічна швидкість буріння дослідними долотами цементних блоків в 4,73...5,41 рази вища, ніж мрамру. Найбільший приріст v_m/G отримано для еліптичного, а найменший для обернено-конусного профілів різальної частини.

Найвищі значення v_m/G при бурінні вибоїв різної твердості має долото круглоступінчастої конструкції, а найнижчі - еліптичної (на мрамурі) і обернено-конусної (на цементних блоках) (рис. 8);

3) значення питомої об'ємної роботи руйнування для всіх варіантів експериментальних доліт при бурінні мрамру в 3,82...4,64 рази переважають такі ж показники на цементних блоках.

Найвищі показники A_v при бурінні цементних блоків має еліптична, а найнижчі – плоска форми лопатей (їх відношення складає 1,72). Послідовності ранжування профілів лопатей за величиною енергоємності буріння для порід різної твердості повністю співпадають. Різниця величин A_v для круглоступінчастої й обернено-конусної конструкції на цементних блоках не перевищує 2 %.

При бурінні цементних блоків найбільше значення коефіцієнта динамічності за складовою крутного моменту має долото з плоским, а найменше – з еліптичним профілями різальної частини (їх відношення становить – 1,28).

Величини коефіцієнтів динамічності за складовою крутного моменту для всіх варіантів профілів при бурінні цементних блоків є вищими за аналогічні дані на мрамурі від 2 % для круглоступінчастої, до 1,24 рази для плоскої форми лопатей (рис. 9).

Порівняння енергетичних характеристик роботи доліт, які отримані при бурінні цементних блоків, свідчить, що найкращі показники має породоруйнівний інструмент з плоским профілем різальної частини, найгірші – з оберненоконусним профілем. При цьому породоруйнівний інструмент з круглоступінчастою формою лопатей має в 1,25 рази вищий показник v_m/G , ніж оберненоконусна конструкція.

За вищих в 1,25 рази значень M_p долото круглоступінчастого профілю характеризується більшими значеннями питомої об'ємної роботи руйнування (на 13 %) і механічної швидкості буріння, на величину осьового навантаження (на 9 %), ніж породоруйнівний інструмент плоского профілю.

Отже, в породах низької і середньої твердості доцільно використовувати долота з круглоступінчастим профілем. При бурінні вибійними гвинтовими двигунами ефективними є конструкції породоруйнівних інструментів, що поєднують круглоступінчасту і плоску форми різальної частини.

З врахуванням вказаних результатів досліджень спеціалістами ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту» спільно за ІНМ АН України розроблено і виготовлено близько десяти конструкцій бурових доліт і бурильних головок різаль-

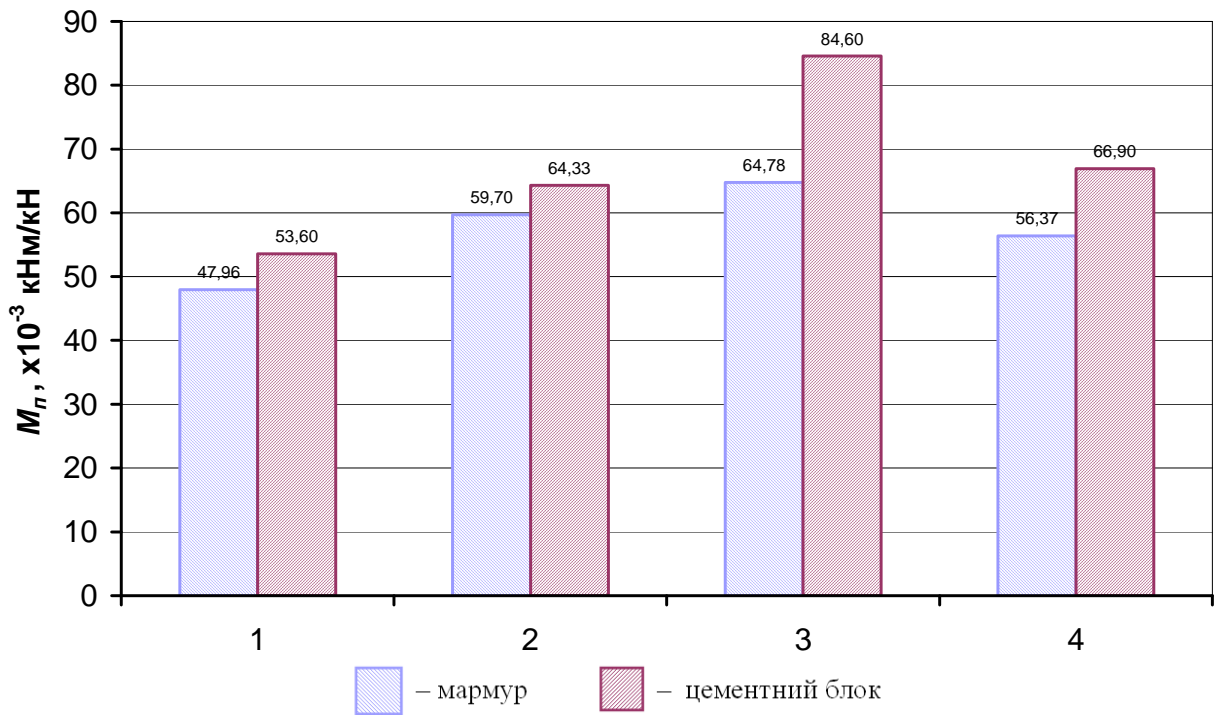


Рисунок 7 – Величини питомого крутного моменту для дослідних варіантів доліт при бурінні порід різної твердості: $m = 12$; $G = 15$ кН; $\omega = 2$ с⁻¹

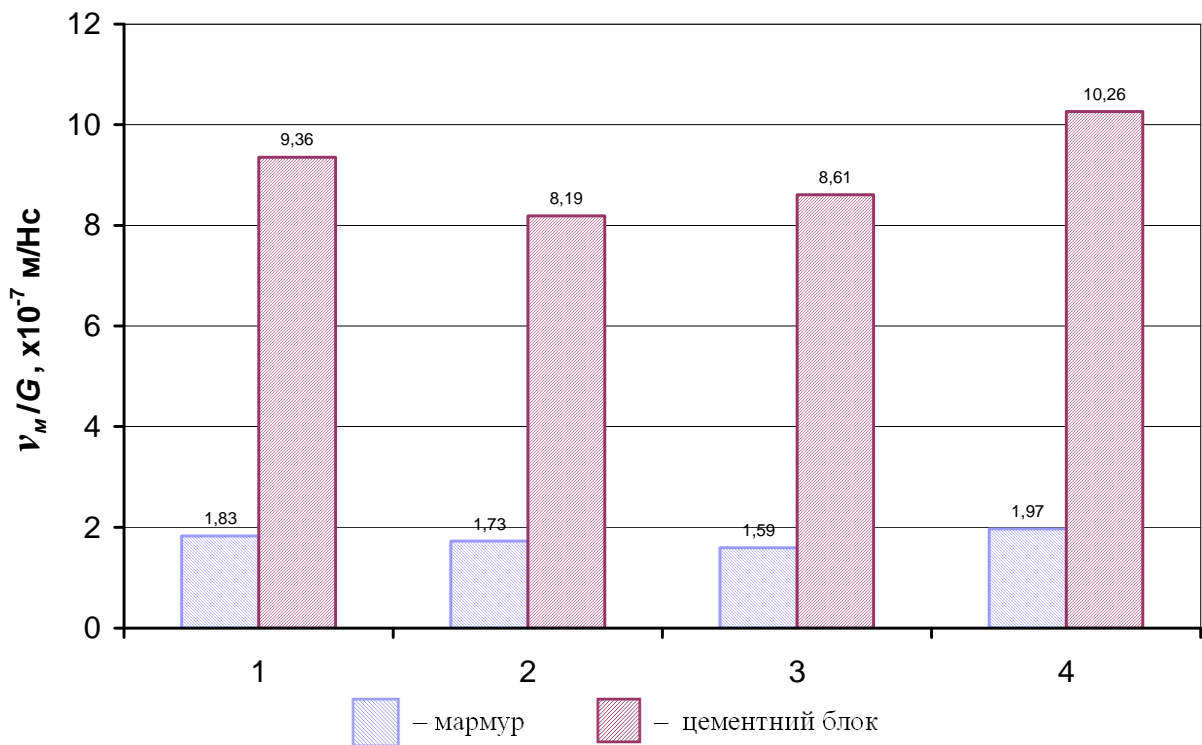


Рисунок 8 – Величини механічної швидкості буріння на величину осевого навантаження для дослідних варіантів доліт при бурінні порід різної твердості: $m = 12$; $G = 15$ кН; $\omega = 2$ с⁻¹

ної дії, які успішно випробувані і використовуються при бурінні похило-скерованих і горизонтальних свердловин з використанням гвинтових вибійних двигунів на багатьох нафтогазових родовищах України та Російської Федерації.

В процесі промислових випробувань дослідних взірців доліт і бурильних головок в таких свердловинах було відмічено стабільність роботи вибійних двигунів, тобто без їх зупинок і перепадів значень тиску, що позитивно вплинуло на технічні показники буріння та відбору керна.

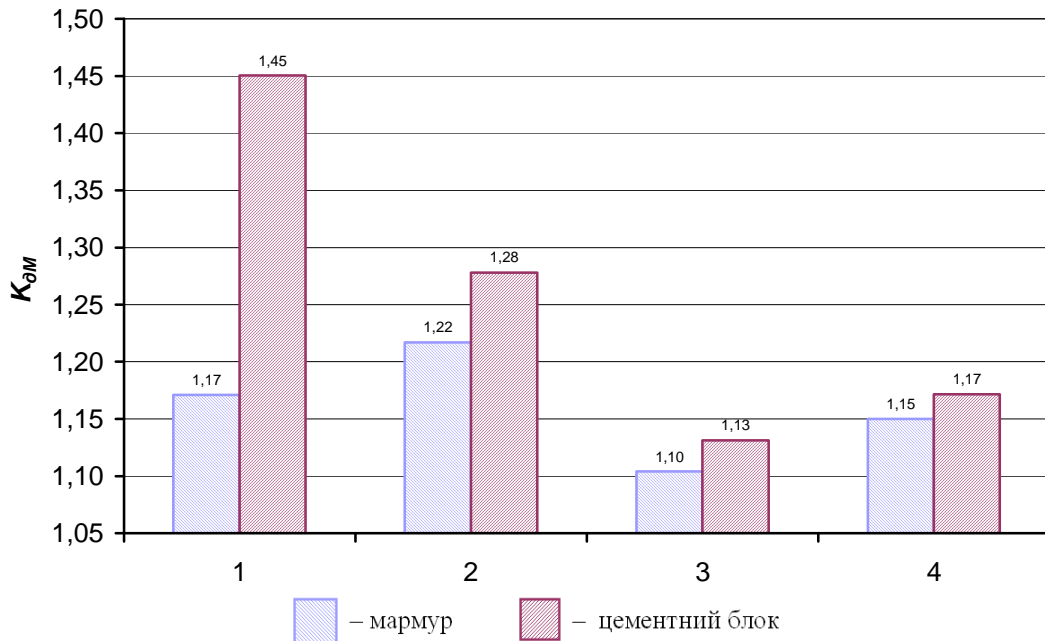


Рисунок 9 – Величини коефіцієнта динамічності за складовою крутного моменту для дослідних варіантів доліт при бурінні порід різної твердості: $m = 12$; $G = 15$ кН; $\omega = 2$ с⁻¹

Висновки

1. Аналізуючи результати аналітичних і промислових досліджень, встановлено, що для підвищення ефективності будівництва похило-скерованих та горизонтальних нафтових і газових свердловин з використанням вибійних двигунів необхідне створення породоруйнівних інструментів різальної дії пониженої енергоємності буріння.

2. На основі теоретичних і експериментальних досліджень бурових доліт різальної дії встановлені залежності енергетичних параметрів їх роботи від профілю та кількості лопатей, розроблено раціональні конструкції робочої частини породоруйнівних інструментів для заданих умов буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин.

3. Розроблено математичну модель і експериментально визначено емпіричні коефіцієнти для розрахунків прогнозних енергетичних параметрів роботи породоруйнівних інструментів різальної дії з різними формами робочої частини.

4. Промислові випробування підтвердили високу ефективність запропонованих конструкцій породоруйнівних інструментів та стабільність роботи вибійних двигунів при бурінні ПС і ГСС.

Література

1 Кунцяк Я.В. Математична модель для розрахунку раціональної форми різальної частини долота / Я.В. Кунцяк, Д.М. Мартинюк // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – № 3. – С. 12-16.

2 Мартинюк Д.М. Зниження енергоємності доліт різальної дії // Сборник научных трудов

«Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения». – К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля, ИПЦ АЛКОН НАНУ, 2004. – С. 38-39.

3 How the Bit Profile and Gages Affect the Well Trajectory / Menand S., Sellami H., Simon C., Besson A., Da Silva N. // Paper SPE 74459 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Dallas, Texas. – 26-28 February, 2002.

4 PDC bit technology improvements increase efficiency, bit life Menand S., Gerbaud L., Dourfaye A. // Drilling contractor. – March/April 2005. – P. 52-54.

5 Патент № 42571 Россия, МПК, У21В 10/52. «Буровое долото» / Мартинюк Д.М., Кунцяк Я.В., Дубленич Ю.В. (Украина); Патентообладатель ЗАО «НИИКБ бурового инструмента» - 2004/23828 заявл. 05.08.2004; опубл. 10.12.2004 Бюл. № 34.

6 Комлягина Н.Н., Исследование работы режущих долот методами математического моделирования / Н.Н. Комлягина, Т.Г. Агошашвили, Я.В. Кунцяк [и др.] // Нефтяная и газовая промышленность. – 1993. – №1-2. – С. 43-47.

7 Кунцяк Я.В. Влияние формы профиля режущих долот на энергетические и динамические параметры их работы / Я.В. Кунцяк, Т.Г. Агошашвили, Я.С. Гаврилов [и др.] // Нефтяная и газовая промышленность. – 1993. – № 1-2. – С. 29-34.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.02.12

Рекомендована до друку професором
Коцкуlichem Я.С.

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.8/553.98

ВПЛИВ ПОСТСЕДИМЕНТАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ НА ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ПАЛЕОГЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ БОРИСЛАВСЬКОГО НГПР ТА ЇХ НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

¹Б.Й. Маєвський, ²А.В. Ярема, ¹С.С. Куровець, ¹Т.В. Здерка

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,
e-mail: grn@nimg.edu.ua

² Науково-дослідний проектний інститут ВАТ “Укрнафта”,
Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, м. Івано-Франківськ, 76019, т/ф (03422) 776140,
e-mail: postmaster@ndpi.ukrnafta.com

Розглянуто сучасний стан вивчення постседиментаційних перетворень порід-колекторів. Отримано геолого-статистичні залежності зміни величини гранулярної пористості з глибиною у межах Бориславського нафтопромислового району. Підтверджено, що до глибини 3900 м не спостерігається значного погіршення ємнісно-фільтраційних властивостей палеогенових порід-колекторів. На підставі комплексу лабораторних досліджень шліфів та геофізичних досліджень свердловин виділено інтервали розуцільнення палеогенових порід-колекторів. Встановлено, що для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибокостанурних частинах розрізу важливе значення мають формування глибинних зон розуцільнення за рахунок механічного розуцільнення порід під дією тектонічних процесів та їх фізико-хімічного вилугування агресивними компонентами міграційних флюїдів. Встановлено, що в зоні середнього та пізнього катагенезу вторинна пористість зумовлює розвиток порід-колекторів промислового значення.

Ключові слова: проникність, вторинні перетворення, розуцільнення

Рассмотрено современное состояние изучения постседиментационных преобразований пород-коллекторов. Получены геолого-статистические зависимости изменения величины гранулярной пористости с увеличением глубины в пределах Бориславского нефтепромышленного района. Подтверждено, что до глубины 3900 м не наблюдается заметное ухудшение емкостно-фильтрационных свойств палеогеновых пород-коллекторов. На основании комплекса лабораторных исследований шлифов и геофизических исследований скважин выделены интервалы разуплотнения палеогеновых пород-коллекторов. Установлено, что для образования углеводородных скоплений в плотных глубокопогруженных частях разреза важное значение имеют формирования глубинных зон разуплотнения за счет механического разуплотнения пород под действием тектонических процессов и их физико-химического выщелачивания агрессивными компонентами миграционных флюидов. Установлено, что в зоне среднего и позднего катагенеза вторичная пористость предопределяет развитие пород-коллекторов промышленного значения.

Ключевые слова: проницаемость, вторичные преобразования, разуплотнение

The modern state of study of post-sedimentary transformations of reservoir rocks is considered. Geological and statistic dependences of granular porosity size change with a depth within the limits of Boryslav oil and gas district have been got. It is confirmed, that there is no considerable worsening of capacity-filtration properties of paleogene reservoir rocks up to the depth of 3900 m. On the basis of complex of laboratory microscopic researches and well logging the intervals of paleogene reservoir rocks unconsolidation are distinguished. It was determined that for hydrocarbon aggregation in dense deeply buried section of profile the important meaning has the creation of deep unconsolidated zones due to mechanical disintegration of rocks under the influence of tectonic processes

and their physical and chemical alkanity by the aggressive components of migrating fluids. It was also determined that secondary porosity causes the development of commercial reservoir rocks in the zone of middle and late catagenesis.

Keywords: katagenesis, oil and gas presence, fracturing, permeability, unconsolidation

Вступ. Вторинні постседиментаційні перетворення унаслідок катагенетичних змін і геодинамічних рухів зумовлюють зміни фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) порід-колекторів. Вивчення цього питання є важливим, оскільки результати таких досліджень можуть бути використані, насамперед, геологами-нафтовиками під час проведення пошуково-розвідувальних робіт та розробці нафтових і газових родовищ.

Ступінь катагенетичних змін порід-колекторів залежить від впливу тисків і температур протягом історії їх розвитку та активності флюїдів, що їх насичують [1]. Під дією високих тисків і температур відбувається розчинення окремих зерен, витиснення уламків породи, заміщення одних мінералів іншими, більш стійкими. Геодинамічний розвиток регіону є однією із причин сповільнення або прискорення катагенетичних процесів. У процесі гороутворення завдяки геодинамічним процесам відбувалося переміщення порід із зони катагенезу в зону гіпергенезу, або початкового катагенезу, тобто в умови низьких температур і тисків.

Для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибокозанурених горизонтах важливе значення має наявність у них тріщинуватості, які є основними фільтраційними шляхами, що зумовлюють припливи нафти у свердловини.

Сучасний стан вивчення постседиментаційних перетворень порід-колекторів. Дотепер вивчення постседиментаційних перетворень порід традиційно базується на принципах так званого стадіального аналізу, основи якого були закладені класичними роботами А.Г. Косовської, В.Д. Шутова, А.В. Копеліовича та ін. [2, 3]. В рамках такого аналізу рівень постседиментаційних змін порід визначається за ступенем перетворення органічної речовини та глинистих мінералів, які, в цілому, мають незворотний односпрямований характер.

Аналіз літературних джерел, які присвячені вирішенню питання впливу постседиментаційних процесів на породи-колектори [4, 5], вказує на те, що на великих глибинах, виходячи із закономірностей геодинамічного ущільнення порід, не слід очікувати порід-колекторів з високими фільтраційно-ємнісними властивостями. Проведені дослідження порожнинного простору вниз за розрізом глибоких свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину вказують на поступове, із збільшенням глибини залягання порід, посилення ролі впливу ущільнення [6]. Породи-колектори на великих глибинах відрізняються дуже високим ступенем ущільнення, що і зумовлює зниження гранулярної пористості до мінімальних меж і, тим самим, у край низькі колекторські властивості. В жорстких термобаричних умовах колекторські властивості порід переважно є епігенетичними.

Вторинні процеси зумовлюють значний вплив на характер поширення порід-колекторів як у плані, так і в розрізі. При цьому в одних випадках вони зумовлюють формування вторинної пористості, а, в інших, спричинюють виповнення пор і тріщин мінеральними речовинами.

Формулювання цілей статті. Збільшення цікавості до проведення пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ на великих глибинах вказало на необхідність прогнозування інтервалів тріщинуватості з використанням геофізичних та петрографічних методів. Тріщинуватість порід-колекторів здебільшого зумовлена катагенетичними та геодинамічними процесами. У зв'язку з цим має велике значення дослідження вторинних (катагенетичних) перетворень порід, а також зональності цих змін в осадових товщах. Вивчення впливу постседиментаційних процесів на породи-колектори дозволяє дослідити основні причини формування інтервалів з покращеними ФЄВ на великих глибинах.

Дослідження та отримані результати. Геологічний розріз Внутрішньої зони Передкарпатського прогину характеризується значною літологічною мінливістю по латералі та вертикалі внаслідок різкої зміни геотектонічного режиму в процесі осадонагромадження. Під дією тангенціальних тектонічних напружень утворилися ділянки стиснення і розтягу, відповідно з пониженими і підвищеними колекторськими властивостями порід. Структури розбиті на окремі блоки, зміщені у горизонтальному та вертикальному напрямках.

Промислова нафтогазоносність родовищ Бориславського нафтопромислового району (НГПР) (рис. 1) пов'язана з флішовими відкладами палеогену. Основними літологічними типами порід-колекторів у палеогеновому фліші Бориславського НГПР є пісковики і алевроліти з кременисто-глинистим цементом (менілітова світа, св. 3-Новосхідниця, 1, 2-Нижня Стинава, 10-Завода).

Піщано-алевритові утворення складають 15–20% від загальної товщини менілітових відкладів. Більшість піщаних і піщано-алевролітових порід-колекторів мають низьку пористість, яка здебільшого не перевищує 8–12%, та проникність – до $16 \cdot 10^{-3}$ мкм². В останні роки виявлені поклади нафти, приурочені до горизонтів, де в розрізі окременілі аргіліти домінують над уламковими породами (менілітова світа, св. 28-Орів; манявська світа, св. 9-Іваники).

Досліджуючи залежність абсолютної та відносної проникності палеогенових порід-колекторів з урахуванням співвідношення особливостей флюїдонасичення порожнинного простору, Н.С. Предтечинська [7] визначала кондиційне значення абсолютної проникності

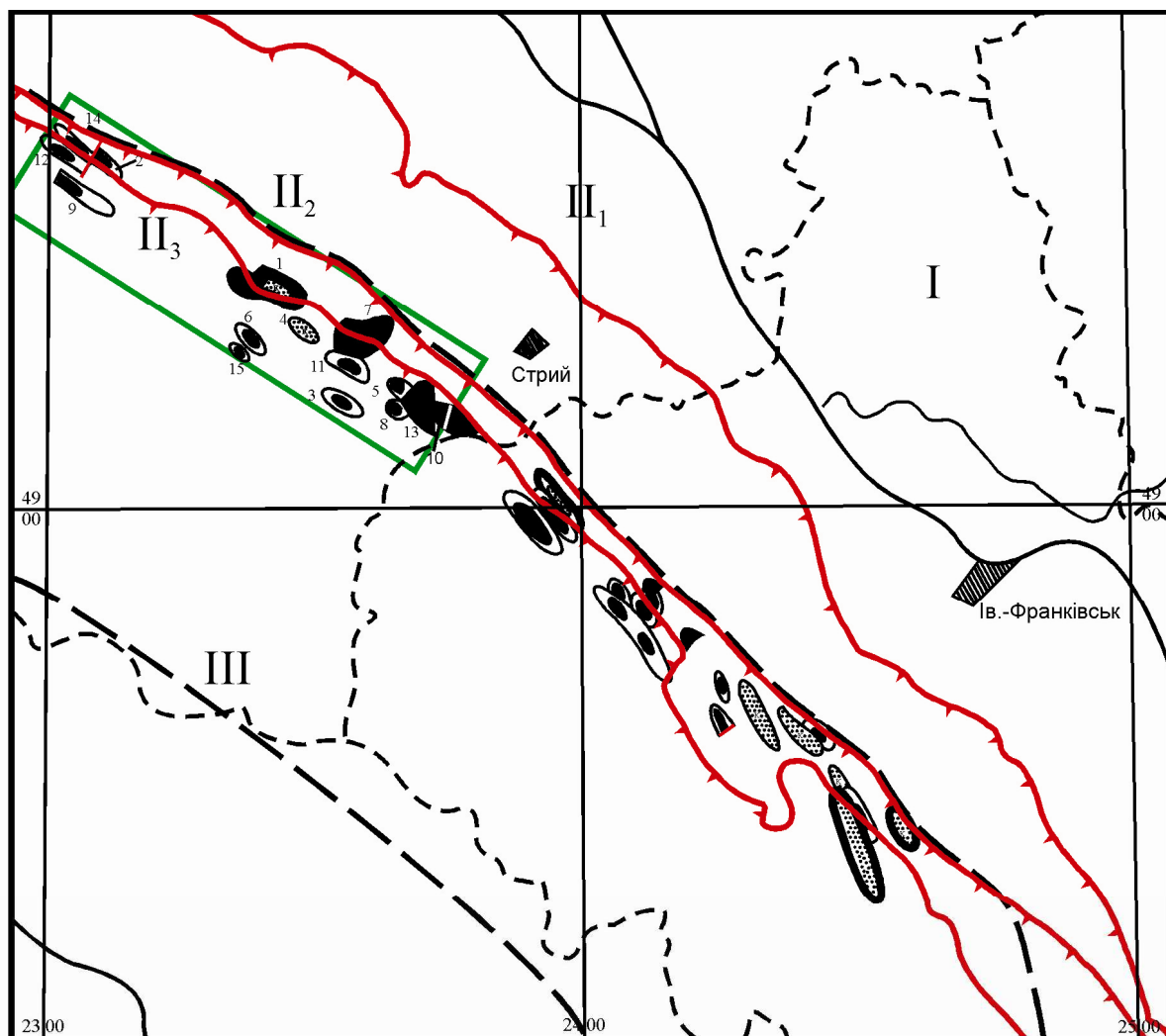


Рисунок 1 – Схема розташування родовищ нафти і газу Бориславського НГПР

$0,15 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Кондиційне значення пористості порід-колекторів еоцену, що відповідає зазначеній проникності складає 5%, менілітової світи олігоцену – 4%.

В.П. Василечко із співавторами [8] на прикладі еоценових й олігоценових нафтогазоносних теригенних колекторів Долинського й Північнодолинського родовищ визначали кондиційні значення ФЄВ параметрів порід-колекторів на підставі залежності абсолютної проникності від ефективної. Ними встановлено,

що при абсолютній проникності рівній $0,025 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ефективна проникність є значно меншою й наближається до нуля. Це значення абсолютної проникності прийнято авторами за кондиційне, йому відповідає відкрита пористість 6%.

Порівнюючи величини низької пористості порід-колекторів з їхньою значною продуктивністю, К. Богданович із співавторами [9] зробили висновок, що пористість зразків переважно не відповідає дійсному об'єму порожнинного

простору в породі, оскільки вона не включає в себе дрібні тріщини, кількість яких тим більша, чим складнішою є тектонічна будова.

З метою оцінки змін колекторських властивостей (відкритої пористості, проникності) та об'ємної густини палеогенових порід-колекторів нафти і газу під впливом постседиментаційних перетворень, нами проведено аналіз ядерного матеріалу із свердловин Бориславського НГПР в діапазоні глибин від 1000 до 6000 м (рис. 2).

У результаті статистичної обробки нами отримано геолого-статистичну залежність зміни величини гранулярної пористості з глибиною. Було встановлено, що із зростанням глибини залягання порід-колекторів відкрита пористість знижується від 16,7 до 4,8 %. Цим дослідженням підтверджується, що до глибини 3900 м палеогенові породи-колектори перебувають на стадіях початкового і середнього катагенезу і значного погіршення їх ФЄВ з глибиною не спостерігається. Середня відкрита пористість порід-колекторів на цих глибинах становить 12,4 %. Погіршення колекторських властивостей порід-колекторів спостерігається з глибин 3900–4300 м, де відкрита пористість знижується до 7 %. На глибинах 4300–6000 м середнє значення відкритої пористості дещо зростає (до 8,3–8,5 %). Цьому, на наш погляд, сприяють надгідростатичні пластові тиски, які в 1,5–2 рази перевищують умовні гідростатичні. Коефіцієнт кореляції відкритої пористості з глибиною становить 0,7701, що вказує про наявність впевненого зв'язку між досліджуваними величинами. На підставі отриманих результатів можна прогнозувати існування порід-колекторів з промисловими значеннями відкритої пористості на значних глибинах.

Абсолютна проникність порід-колекторів досліджувалась у тому ж діапазоні глибин, що й відкрита пористість. Проникність з глибиною зменшується, змінюючись в межах $69,6-0,02 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Максимальні значення проникності ($69,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) порід-колекторів фіксуються в діапазоні глибин до 3300 м, проте у цьому інтервалі також спостерігаються інтервали розвитку порід з низькими фільтраційними властивостями ($0,02-6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). На глибинах 3300–6000 м середнє значення проникності становить $5,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, водночас простежуються інтервали, в яких середні значення проникності є вищими у порівнянні з середніми. Коефіцієнт кореляції проникності з глибиною становить 0,4168, що вказує на поганий зв'язок між ними. Останнє дає підстави стверджувати, що зменшення міжзернової проникності порід-колекторів на цих глибинах компенсується зростанням тріщинної проникності.

Об'ємна густина палеогенових порід-колекторів, що вивчалась в діапазоні глибин 1000–6000 м, змінюється в дуже широких межах. Дослідженнями встановлено, що зі збільшенням глибини залягання їх густина закономірно зростає від 2170 кг/м^3 до 2520 кг/м^3 . Найбільша кількість порід-колекторів з мінімальними значеннями об'ємної густини спостеріга-

ється в діапазоні глибин 1000–1700 м, 2900–3900 м (до 2370 кг/м^3).

Для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибокозанурених частинах розрізу важливе значення мають формування глибинних зон розущільнення за рахунок фізико-хімічного вилуговування порід агресивними компонентами міграційних флюїдів та їх механічного розущільнення під дією тектонічних процесів. Ці процеси пов'язуються з дією високонапірних флюїдів, що потрапляють у породи [11].

Проведені дослідження дають підстави стверджувати, що на фоні закономірного погіршення ємнісно-фільтраційних параметрів алеврито-піщаних порід-колекторів з глибиною виділяються інтервали з покращеними колекторськими властивостями. Останнє слід пов'язувати із наявністю інтервалів тріщинуватості продуктивних відкладів, які добре корелюються з підвищеною густиною дрібнозернистих пісковиків.

Інтервали субгоризонтальної флюїдопровідності локалізуються поблизу літологічних меж пісковик-аргіліт та алевроліт-аргіліт. При механічному та мінералогічному ущільненні даних зон внаслідок підвищеної крихкості, розвивається субгоризонтальна літогенетична тріщинуватість, що сприяє зростанню загальної флюїдопровідності. «Катагенетичні розчини», надходячи в колекторські горизонти, спричиняють перерозподіл карбонатних, сульфатних мінералів та кварцу і формують порові, кавернозні й комбіновані колектори [12]. Такі колекторські пачки можуть об'єднуватися в багатопверхові резервуари складної форми та структури вздовж границь літофацій, де, у зв'язку з нерівномірним гравітаційним ущільненням, формуються наскрізні субвертикальні зони літогенетичної тріщинуватості.

Для виявлення інтервалів тріщинуватості нами, з використанням методики попарної кореляції [13] було проведено дослідження тісноти зв'язку між пористістю та об'ємною густиною. У результаті розрахунків коефіцієнт кореляції становить $-0,816$, що вказує на наявність істотного зв'язку між досліджуваними величинами.

Постседиментаційна трансформація алевропсамітів є важливим фактором еволюції ФЄВ порід-колекторів. В результаті розкristалізації опалу у кварц (халцедон) відбувалося зменшення об'єму мінеральної фази порід, що спричинювало утворення вторинних пор і літогенетичних тріщин. У процесі гідролізидзації монтморилоніту виділяється вільний кремнезем, який витрачається на окремнення порід, що робить їх більш крихкими і здатними до розтріскування в зонах тектонічних напружень [14].

У пісковиках і алевролітах відбувається збільшення об'єму ефективного порового простору за рахунок десорбції бітумінізованої ОР з поверхні мінералів кремнезему і шаруватих силікатів під час їх трансформації в структурно досконаліші форми.

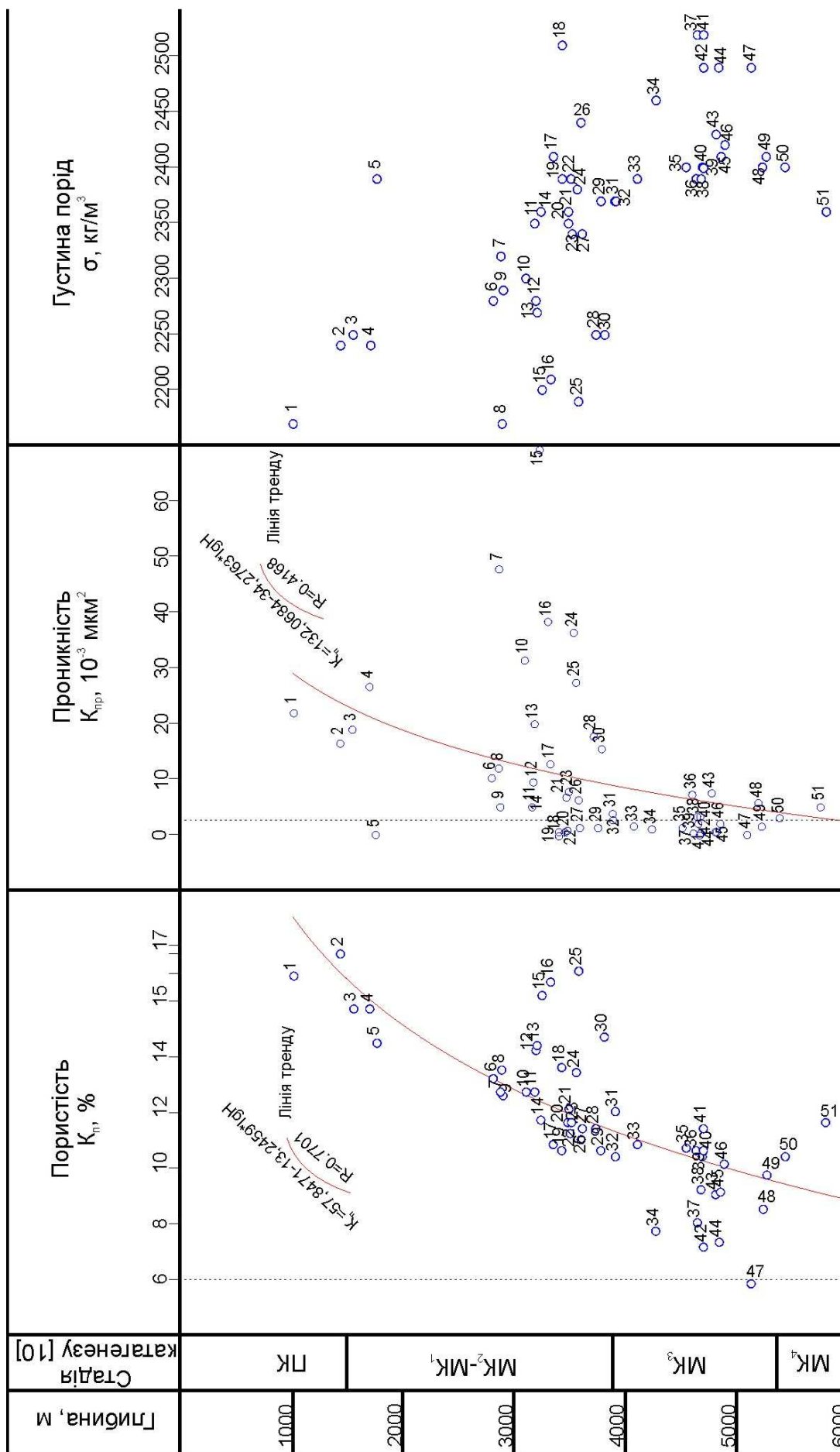


Рисунок 2 – Характер зміни з глибиною ємнісно-фільтраційних властивостей палеогенових порід-колекторів Бориславського НГПР

Для утворення кондиційного колектора у щільних породах необхідні достатня кількість пластового флюїду та відповідного тиску. Такі умови є можливими у породах, представлених перешаруванням щільних пісковиків і глинистих прошарків. Під дією ущільнюючого тиску у таких породах вода витісняється із глинистих прошарків у піщані, у результаті в останніх підвищується поровий тиск. У процесі збільшення порового тиску флюїд, який насичує породу, зменшує її міцність; при цьому зростає деформаційне розуцільнення, що зумовлює утворення мікротріщинуватості, особливо при аномально високих пластових тисках.

Отже, тонкошаруватий характер розрізу відкладів є важливою передумовою формування корисної ємності в ослаблених зонах на границях різних літотипів, що веде до утворення пошарової тріщинуватості.

Для підтвердження думки про існування інтервалів розуцільнення і формування проникних порід-колекторів на великих глибинах, автори [15] проводили експериментальні дослідження на зразках керну. Керн аргілітів поміщали між циліндричними зразками пісковиків. В аргілітах під дією тиску рідини, що витискала із пісковиків, формувались тріщини, а в системі розвивалась вільна фільтрація. При зниженні об'ємної густини від 2590 до 2550 кг/м³ відкрита пористість збільшувалась у чотири рази. Отже, експеримент показав можливість розуцільнення гірських порід під тиском рідини, що витискувалась в них.

Нами [16] встановлено, що на ділянках з невеликими ефективними товщинами для яких характерне часте перешарування щільних пісковиків, алевролітів та аргілітів, формується літогенетична тріщинуватість, особливо у присклепінних ділянках. Низькі ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів не можуть забезпечувати значних припливів нафти і газу, проте існують високодебітні свердловини на Східницькому, Орівському та інших родовищах, які, очевидно, розкрили продуктивні горизонти в інтервалах підвищеної тріщинуватості, де колекторські властивості порід-колекторів є покращеними.

За М.Ю. Нестеренком із співавторами [17] зони підвищеної мікротріщинуватості порід спричиняють значні припливи нафти. При цьому роль тріщинної складової у загальному пустотному об'ємі колектора може змінюватись у широких межах – від 0,001% до 0,31%. Такі зони, найімовірніше, є шляхами міграції нафти з матриці породи-колектора до вибою свердловини.

Гідродинамічні розрахунки Є.М. Ромма [18] вказують на те, що значні припливи нафти і газу у тріщинуватих колекторах можуть бути забезпечені розвиненою системою мікротріщин, розкриття яких не перевищує 100 мкм.

Продуктивна товща олігоценових відкладів представлена перешаруванням зцементованих пісковиків та алевро-аргілітів незначної товщини, де безпідставно стверджувати рівномірність гранулярної порової системи, чи її наявність як

такої. Проведений нами аналіз кернового матеріалу з свердловин Бориславського НГПР показав, що при загальному погіршенні з глибиною ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів існують окремі інтервали з покращеними колекторськими властивостями.

Інтервали розуцільнення порід-колекторів якісно виділяються за допомогою комплексу петрографічних досліджень, лабораторного вивчення кернового матеріалу і геофізичних досліджень свердловин. Так, наприклад у свердловині 13-Уличнянська (рис. 3) під час випробування клівсько-надроговикового продуктивного горизонту менілітових відкладів олігоцену з інтервалу 2840 – 2930 м отримано приплив нафти дебітом 121 т/добу. Тут виявлено інтервали тріщинуватості порід-колекторів (2895–2897 м, 2902–2904 м), у яких за даними мікроскопічних досліджень зразків встановлено літогенетичні тріщини вздовж нашарування.

У свердловині 25-Орівська (рис. 4), яка розкрила нижньоменілітові відклади (клівсько-надроговиковий продуктивний горизонт) у процесі випробування з інтервалу 3535-3585 м отримали приплив нафти дебітом 100 т/добу. Інтервал тріщинуватості (3540-3544 м) за даними лабораторного вивчення керну представлений комбінацією тріщин різного типу.

Під час випробування свердловини 41-Орівська (рис. 5) з нижньоменілітових відкладів (клівсько-надроговиковий продуктивний горизонт), інтервал 3767–3828 м, отримано дебіт нафти 46 т/добу. Тріщинуватість, встановлена за даними лабораторного вивчення керну в інтервалах 3750–3754 м та 3836–3838 м, що не розкриті перфорацією. За аналогією з попередніми свердловинами, де, на нашу думку, саме інтервали тріщинуватості порід-колекторів забезпечують високі дебїти, у свердловині 41-Орівська отримано дещо занижений дебіт за рахунок розкриття не всієї товщини продуктивного горизонту та відповідних інтервалів тріщинуватості.

У свердловині 5-Новосхідниця (рис. 6) під час випробування менілітових відкладів олігоцену з інтервалу 4675–4780 м при періодичному фонтануванні отримано дебіт нафти 5–6 м³/добу, де за даними лабораторного вивчення керну виділено інтервал тріщинуватості – 4725–4728 м.

На нашу думку, саме короткотривалі, а, інколи, потужні фонтанування із глибоких та надглибоких свердловин, слід пов'язувати з тріщинуватістю порід-колекторів.

Висновки. На підставі наведеного можна констатувати, що Внутрішня зона Передкарпатського прогину на великих глибинах є перспективною з огляду на існування інтервалів тріщинуватості порід-колекторів, які характеризуються покращеними ФСВ.

При цьому можна також стверджувати, що за рахунок складної тріщинуватої системи, яка складається з субвертикальних каналів на межі літофацій та субгоризонтальних, приурочених до літологічних границь, забезпечуються потоки флюїдів у межах всієї продуктивної товщі.

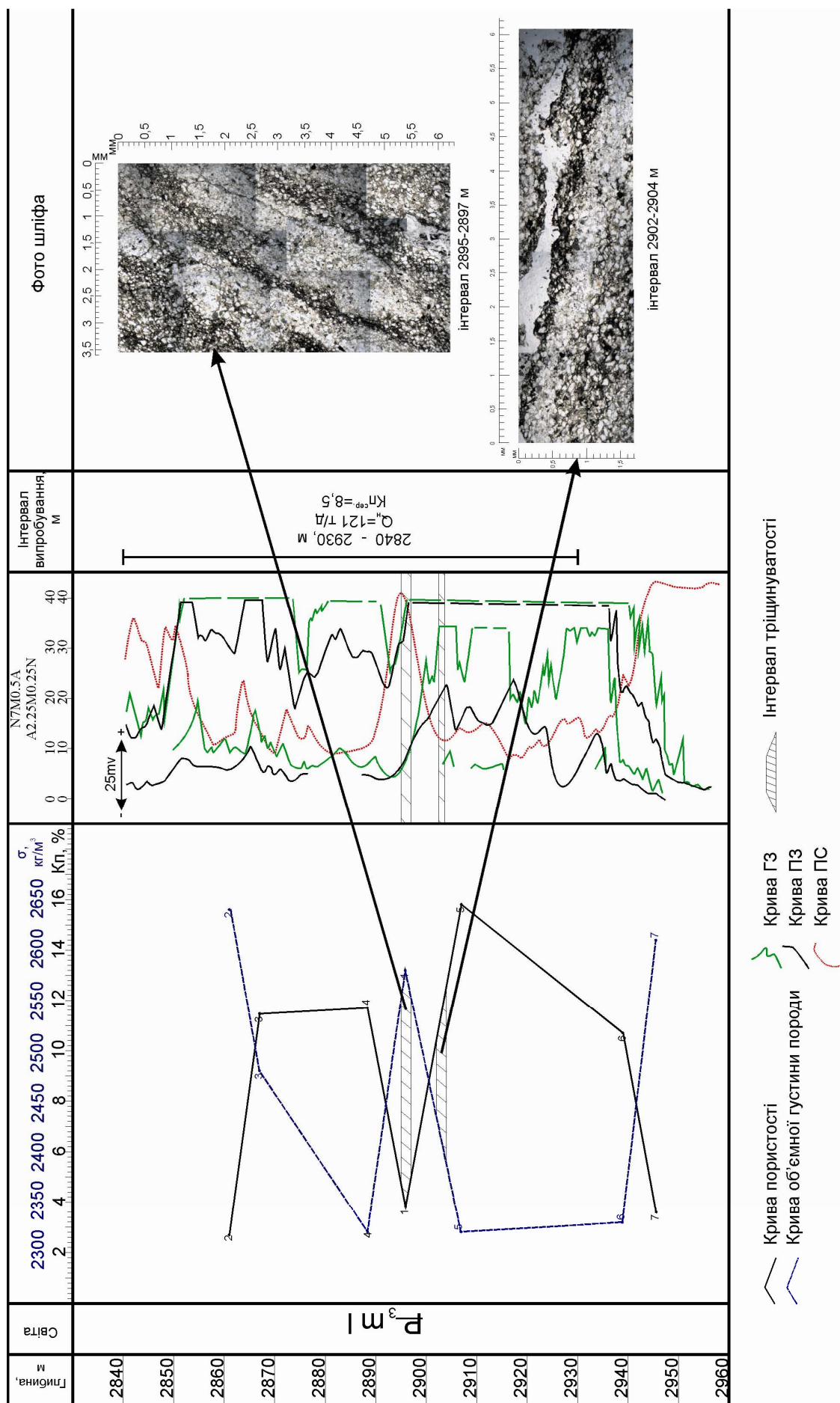


Рисунок 3 – Встановлені інтервали тріщинуватості порід-колекторів за даними мікроскопічних досліджень та ГДС у свердловині 13-Ул (інтервал 2830-2960 м)

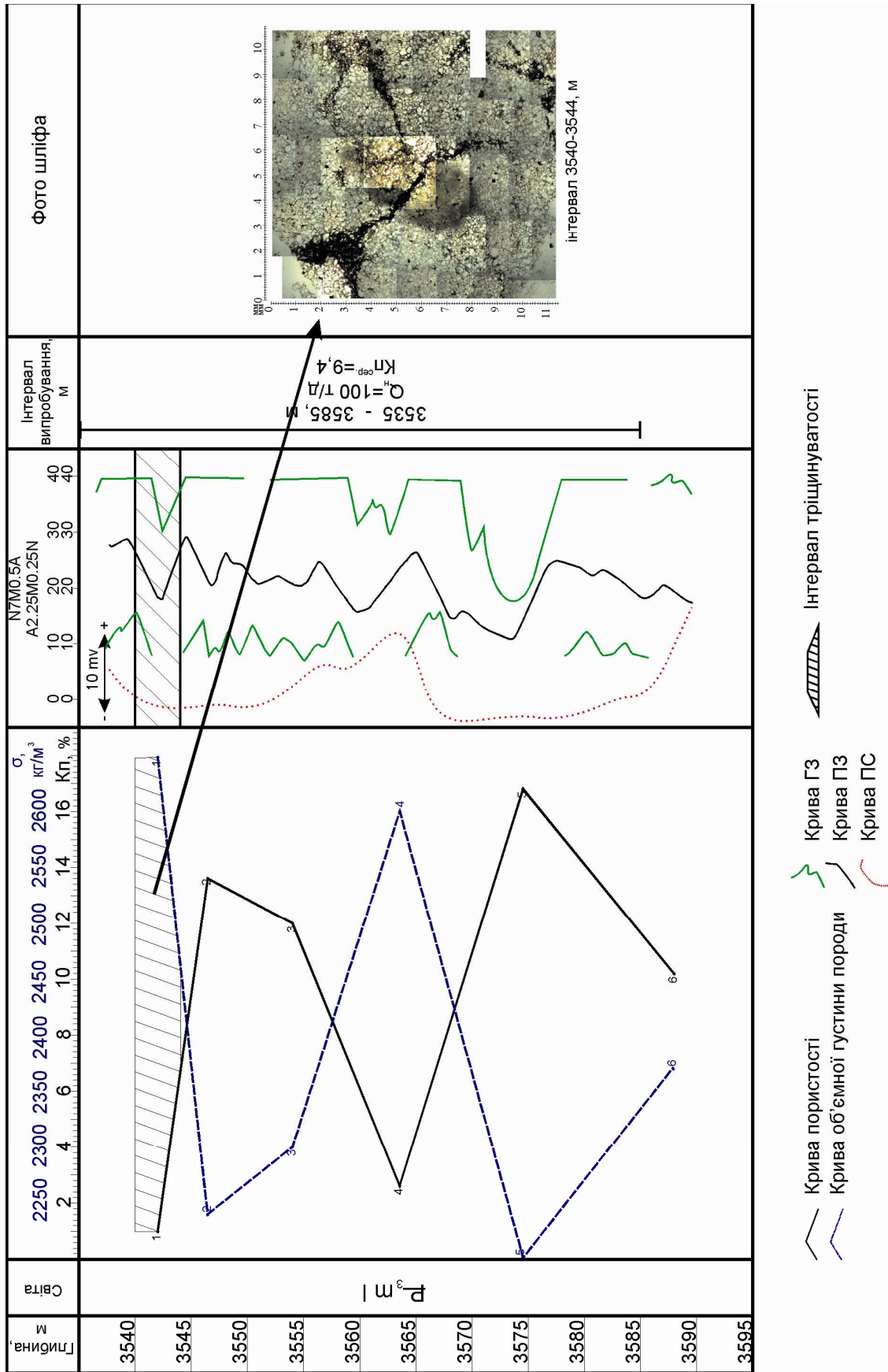


Рисунок 4 – Встановлений інтервал тріщинуватості порід-колекторів за даними мікроскопічних досліджень та ГДС у свердловині 25-Op (інтервал 3535-3595 м)

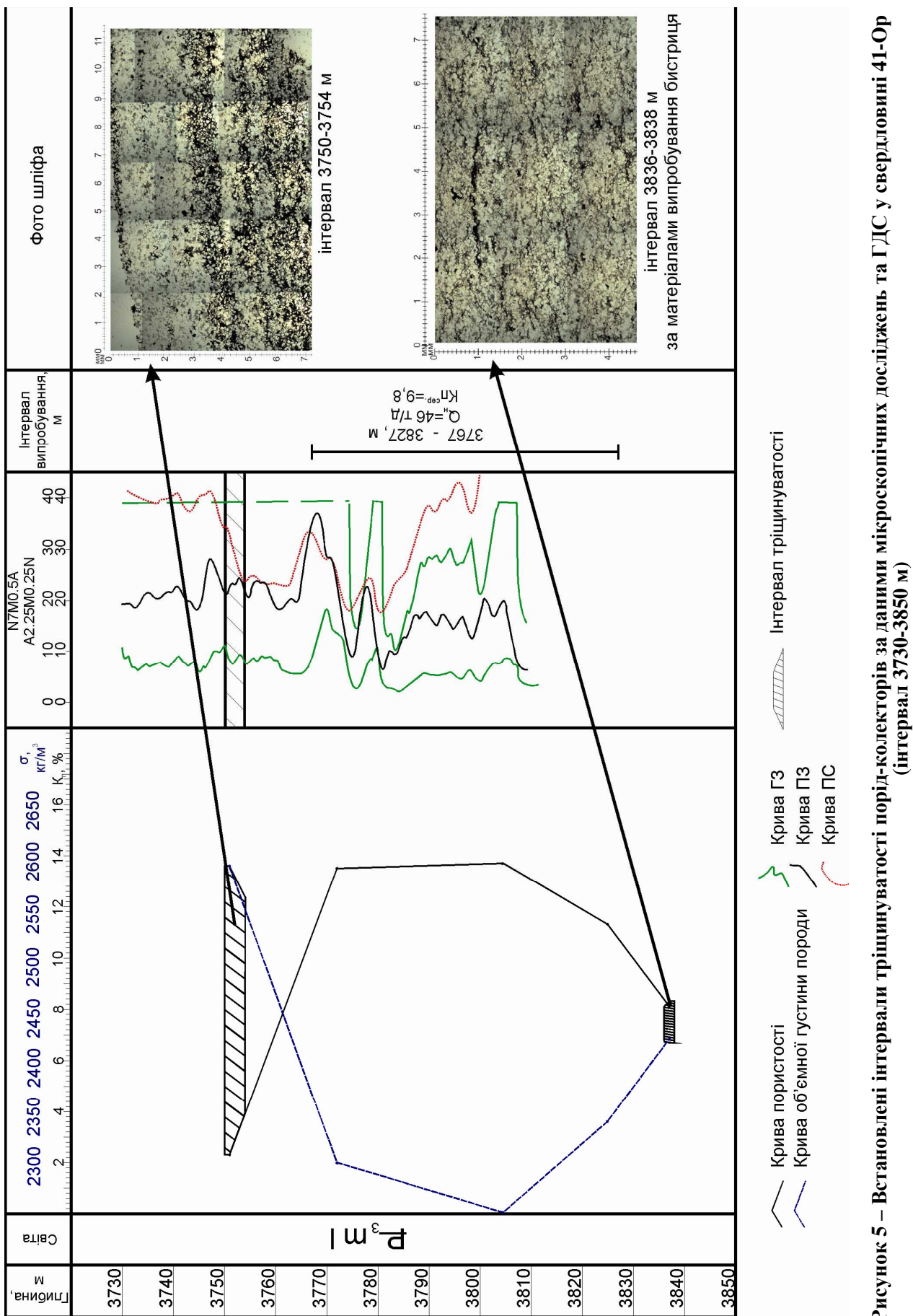


Рисунок 5 – Встановлені інтервали тріщинуватості порід-колекторів за даними мікроскопічних досліджень та ГДС у свердловині 41-Ор (інтервал 3730-3850 м)

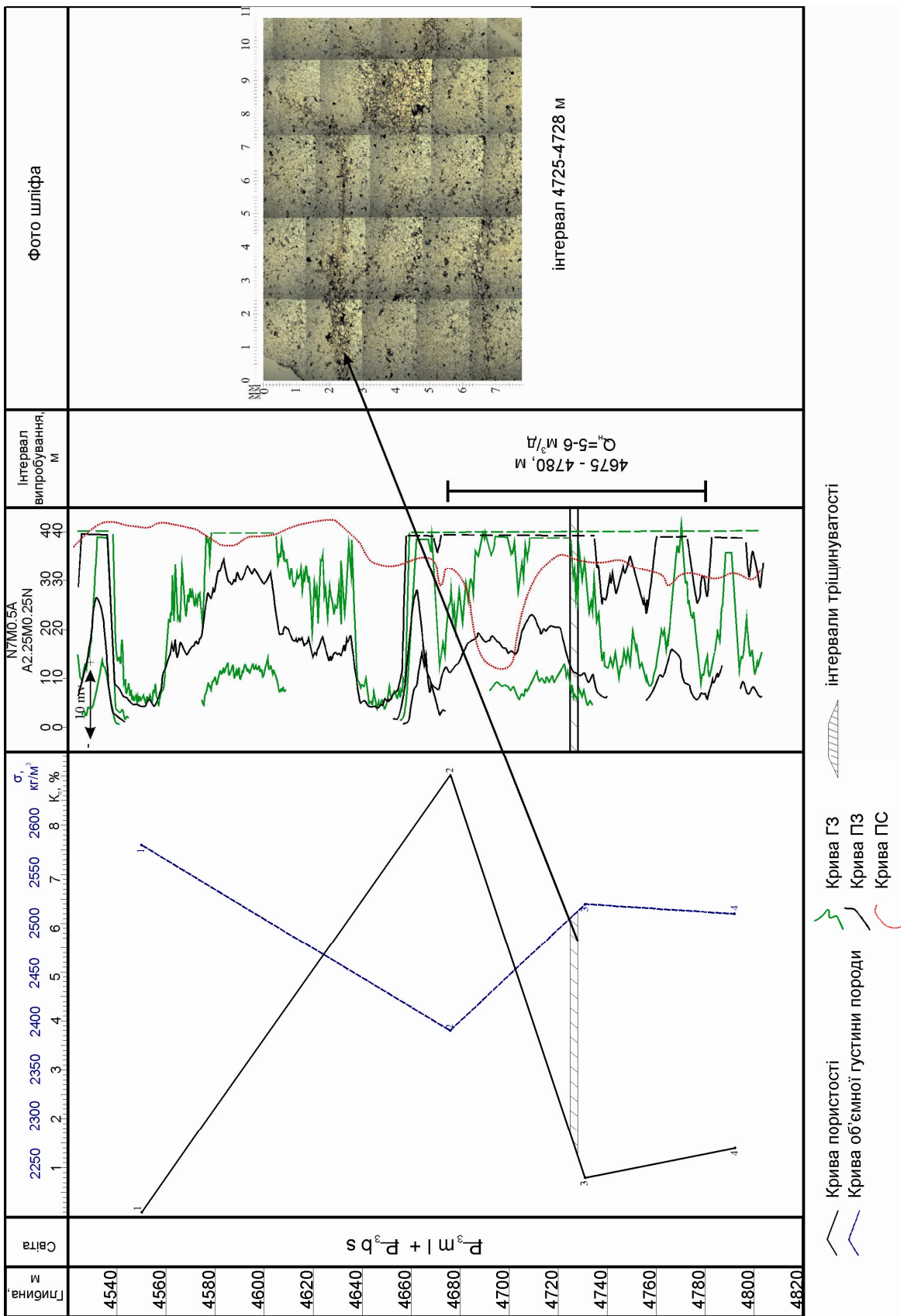


Рисунок 6 – Встановлений інтервал тріщинуватості порід-колекторів за даними мікроскопічних досліджень та ГДС у свердловині 5-НСх (інтервал 4530-4820 м)

За відсутності такої мережі тріщин товща практично непридатна для розробки. Отже, наявність тріщин сприяє розвитку порід-колекторів із задовільними колекторськими властивостями.

Максимальна кількість високоємних гранулярних колекторів приурочена до зони раннього, середнього і частково пізнього катагенезу, при цьому в зоні середнього та пізнього катагенезу вторинна пористість зумовлює розвиток порід-колекторів промислового значення.

Література

1 Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины / Д.В. Гуржий, М.П. Габинет, А.Е. Киселев и др. – Киев: Наук. думка, 1983 – 184 с.

2 Коссовская А.Г. Проблема эпигенеза / А.Г. Коссовская, В.Д. Шутов // Эпигенез и его минеральные индикаторы: Тр. ГИН АН СССР, 1971. – Вып. 221. – С. 9–34.

3 Копелиович А.В. Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы / А.В. Копелиович // Тр.ГИН АН СССР, 1965. – Вып. 121.–311 с.

4 Габинет М.П. Вторичные изменения и катагенетическая зональность осадочных пород Украинских Карпат / М.П. Габинет. – В кн.: Неметаллические ископаемые. – Киев: Наук. думка. – 1982. – С.103-117.

5 Трушкевич Р.Т. Формування покладів нафти і газу у західному регіоні України/ Р.Т. Трушкевич, Л.П. Швай // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №4. – С.7-9.

6 Вплив вторинних змін на колекторські властивості глибокозанурених порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / М.І. Манюк, Б.Й. Маєвський, В.Р. Хомин, Т.В. Здерка, І.Л. Захарук // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – №2. –

7 Предтеченская Н.С. Опыт обоснования нижнего предела проницаемости, пористости и мощности продуктивных пластов коллекторов в условиях Предкарпатского прогиба / Н.С. Предтеченская // Экспресс-инф. Сер. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М.: ВИЭМС, 1972. Вып. 6. – С. 14-32

8 Оценка нижних границ коллекторов Долинского нефтепромышленного района / В.П. Василечко, Р.А. Николаенко и др. // Нефтяная и газовая промышленность. – 1969. – №2. – С. 30-32

9 Bogdanowicz K., Jaskolski S. Przyczynę do znajomości piaskowca boryslawskiego / K. Bogdanowicz, S. Jaskolski // Roczn. Pol. tow. geol. – 1928. – Vol.5. – S. 205-303

10 Григорчук К.Г. До проблеми періодизації катагенезу в контексті сучасних моделей нафтогазоутворення / К.Г. Григорчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2004. – № 3. – С. 16-24.

11 Маевский Б.И. Влияние эндогенных процессов на коллекторские свойства пород в связи с поисками залежей нефти и газа на больших глубинах / Б.И. Маевский, Б.В. Зацеха, Г.И. Антонишин // III Всесоюз. конф. “Коллекторы нефти и газа на больших глубинах”: тезисы докладов (1-3 февраля 1983 г.). – М., 1983. – С. 102 – 104.

12 Літогенетичні аспекти утворення складнопобудованих резервуарів нафти і газу в теригенних і карбонатних формаціях України / К.Г. Григорчук, О.О. Максимова // Матеріали 6-ої міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України”. Том 1. – Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000. – С. 112-113

13 Математичні методи в нафтогазовій геології: [підручник] / О.С. Лозинський, В.О. Лозинський, Б.Й. Маєвський та ін. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 276 с.

14 Роль процесів катагенезу у формуванні нафтогазоносних порід-колекторів палеогенових відкладів Українських Карпат (Бориславський нафтогазопромисловий район). / І.Т. Попп // Матеріали 6-ої міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України”. Том 1. – Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000. – С. 111-112

15 Нафтогазопромислова геологія: підручник / О.О. Орлов, М.І. Євдошук, В.Г. Омельченко, та ін. – Київ. Наук. думка, 2005. – 432 с.

16 Особливості поширення порід-колекторів Бориславського НГПР та вплив тріщинуватості на їх ємнісно-фільтраційні властивості / Б.Й. Маєвський, І.Т. Штурмак, А.В. Ярема та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 5. – С. 7-9.

17 Нестеренко М.Ю. Методика обґрунтування нафтовіддачі та граничних значень параметрів колекторів / М.Ю. Нестеренко, Ю.І. Петраш, Г.П. Боднарчук // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазоносних надр України: Зб. наук. пр. Т. 2. – Львів: УкрДГРІ, 1997-1998. – С. 3–11

18 Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород / Е.С. Ромм. – М.: Недра, 1966. – 283 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

01.02.12

Рекомендована до друку професором

Федоришиним Д.Д.

ВСТАНОВЛЕННЯ КОРЕЛЯЦІЙНИХ ЕМПІРИЧНИХ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ МІЖ КОЕФІЦІЄНТОМ ДЕМПФУВАННЯ БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ ТА МЕХАНІЧНОЮ ШВИДКІСТЮ БУРІННЯ НАФТОВИХ ТА ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Р.Б. Щербій, В.М. Мойсишин, О.М. Лисканич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42453,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Для встановлення кореляційних емпіричних залежностей між коефіцієнтом демпфування бурильного інструменту та механічною швидкістю буріння на буровому стенді ІФНТУНГ була проведена одна серія досліджень за класичним планом. Постійні чинники досліджень: параметри процесу буріння, осьове статичне навантаження і частота обертання долота, жорсткість бурового інструменту, тип і діаметр долота, витрата промивальної рідини.

Буріння велось у блоках пісковика воротищенської світи, які складені із двох пропластків твердістю 1440 МПа та 2050 МПа. Змінним фактором був коефіцієнт демпфування бурового інструменту, який встановлювався на шести рівнях: 0,1, 40, 50, 70, 80, 90 кН·с/м. Для зміни коефіцієнта демпфування в інтервалі 40...90 кН·с/м, бурильного інструменту були використані серійні вертикальні гідравлічні поглиначі коливань КВЗ-ЛІИЖТ, до конструкції яких були внесені деякі зміни. За принципом роботи поглиначі є рідинною пружиною, оснащеною демпфером у вигляді дроселя двосторонньої дії. Методика зміни коефіцієнта демпфування в інтервалі 40...90 кН·с/м базується на основних теоретичних положеннях проектування гідравлічних пружин. Результатом використання теоретичних викладок є використання поглиначів КВЗ-ЛІИЖТ із різною кількістю клапанних дросельних отворів. Для порівняння статистичних характеристик двох вибірок із значеннями механічної швидкості буріння $V_{x,i}$ і $V_{y,i}$, одержаних для різних рівнів коефіцієнта демпфування, був застосований метод „Статистична перевірка параметричних гіпотез”. За результатами досліджень встановлено, що із збільшенням коефіцієнта демпфування, механічна швидкість буріння зменшується. Імовірність існування емпіричних кореляційних залежностей $V_{MECH} = f(\beta)$ для двох пропластків блоків пісковика воротищенської світи знаходиться у межах 0,9...0,98. Існування емпіричної кореляційної залежності підтверджено для інтервалу значень коефіцієнта демпфування 40...90 кН·с/м, навіть у випадку виконання нульової гіпотези про рівність середніх значень вибірок механічної швидкості.

Ключові слова: буровий стенд, коефіцієнт демпфування, класичний експеримент, параметри процесу буріння, вибірки, механічна швидкість буріння, статистичні характеристики, параметричні гіпотези, кореляційна емпірична залежність.

Для установления корреляционных эмпирических зависимостей между коэффициентом демпфирования бурильного инструмента и механической скоростью бурения, на буровом стенде ИФНТУНГ проведена серия исследований по классическому плану. Постоянные факторы исследований: параметры процесса бурения, осевая статическая нагрузка на долото и частота вращения, жесткость бурового инструмента, тип и диаметр долота, расход промывочной жидкости.

Бурение проводилось в блоках песчаника воротищенской свиты, состоящей из двух пропластков с твердостью 1440 МПа и 2050 МПа. Переменный фактор – коэффициент демпфирования, который устанавливался на шести уровнях: 0,1, 40, 50, 70, 80, 90 кН·с/м. Для изменения коэффициента демпфирования в интервале 40...90 кН·с/м были использованы серийные вертикальные гасители колебаний КВЗ-ЛІИЖТ, конструкция которых была изменена. По принципу работы гасители представляют собой жидкостную пружину, снабженную демпфером в виде дросселя двустороннего действия. Методика изменения коэффициента демпфирования базируется на основных теоретических положениях проектирования гидравлических пружин. Результат теоретических изложений – использование гасителей КВЗ-ЛІИЖТ с разным количеством клапаных дросельных отверстий. Для сравнения статистических характеристик двух выборок со значениями механической скорости бурения $V_{x,i}$ и $V_{y,i}$, полученных для двух уровней жесткости бурового инструмента, использовался метод “Статистическая проверка параметрических гипотез”. По результатам исследований установлено следующее: с увеличением коэффициента демпфирования механическая скорость бурения снижается; вероятность существования эмпирических корреляционных зависимостей $V_{MECH} = f(\beta)$ для двух пропластков блоков песчаника воротищенской свиты – 0,9...0,98; существование эмпирической корреляционной зависимости подтверждается для интервала значений коэффициента демпфирования 40...90 кН·с/м, даже при подтверждении нулевой гипотезы о равенности средних значений выборок механической скорости бурения.

Ключевые слова: буровой стенд, коэффициент демпфирования, классический эксперимент, параметры процесса бурения, выборки, механическая скорость бурения, статистические характеристики, параметрические гипотезы, корреляционная эмпирическая зависимость.

In order to determine empirical correlation between the coefficient of damping of drilling tools and mechanical speed of drilling, a series of investigations at the drilling bedstead of Ivano-Frankivsk National Technical University due to classical plan has been carried out. Constant research factors are as follows: parameters of the drilling process, static bit load and rotary speed, rigidity of drilling tools, type and diameter of the drill bit, drilling fluid flow rate.

Drilling was carried out in blocks of vorotyschenskoy sandstone formation composed of two sublayers of 1440 MPa and 2050 MPa hardness. The variable factor - the damping coefficient was set at six levels: 0,1, 40, 50, 70, 80, 90 kN·s/m. To change the damping coefficient in the range of 40 ... to 90 kN·s/m, serial vertical vibration dampers KB3 with the changed construction were used. According to the mode of operation dampers correspond to a fluid spring, equipped with a damper in the form of double-action throttle. The technique of damping coefficient change is based on the basic theoretical aspects of hydraulic springs design. The effect of theoretical expositions is the application of KB3 dampers with different numbers of throttle valve openings. To compare statistical characteristics of two torques with drilling rates $V_{x,i}$ and $V_{y,i}$ obtained for two levels of drilling tools rigidity, the method "Statistical checking of parameter hypotheses" was applied. According to the results of these studies it was determined the following: with the growth of the damping coefficient the mechanical drilling speed decreases, the probability of the existence of empirical correlations $V_{MEX} = f(\beta)$ for two blocks of vorotyschenskoy sandstone formation is from 0.9 ... to 0.98, the existence of empirical correlation is confirmed for a range of values of the damping coefficient from 40 ... to 90 kN·s/m, even with the confirmation of the null hypothesis of equality of torque mean values of mechanical drilling speed.

Keywords: drilling bedstead, damping coefficient, classical investigation, parameters of the drilling process, torques, mechanical drilling speed, statistical characteristics, parameter hypotheses, empirical correlation.

У процесі буріння нафтових та газових свердловин шарошковими долотами виникають коливання бурильної колони з одночасною появою додаткового динамічного навантаження на гірську породу, елементи бурової колони і наземного обладнання. Для зменшення шкідливого впливу коливань на роботу бурильної колони в компоновці її низу застосовують віброзахисні пристрої (ВЗП), які називаються амортизаторами. Ефективність використання амортизатора оцінюється за даними зносу елементів бурової колони і наземного обладнання. Спостереження за ресурсом їх роботи вимагає тривалого часу та значних людських ресурсів. Під час використання амортизатора на бурових США було виявлено його вплив на основні показники буріння: механічну швидкість і проходку на долото [8]. За результатами цих досліджень встановлено, що використання амортизатора у компоновці низу бурової колони зменшувало вартість одного метра буріння від 14 до 23\$.

Враховуючи зазначене вище, основним фактором, який визначає економічну ефективність використання амортизатора, є підвищення механічної швидкості буріння. Дослідження проведені у США та інших країнах відзначають як збільшення механічної швидкості буріння, так і її зменшення у випадку застосування амортизаторів [5]. В роботі [4] наведено результати випробовувань амортизаторів в ВО "Краснодарнефтегаз", в Західному Сибіру, та в ВО "Укрзахіднафтогаз", за якими використання амортизатора одного ж і того типу, залежно від умов експлуатації, по-різному впливає на показники буріння. Це свідчить про необхідність обґрунтованого вибору характеристик амортизатора для конкретних умов буріння, який можна зробити тільки на основі кореляційних залежностей між механічною швидкістю буріння та коефіцієнтом демпфування пружного елемента амортизатора, який визначає кількість енергії коливного процесу, що перетворюється у теплову внаслідок дії внутрішніх сил тертя цього елемента.

Для встановлення цих залежностей був вибраний метод стендових експериментальних досліджень, під час проведення яких режим буріння і параметри компоновки бурового інструмента мають строго фіксовані значення та існує можливість їх зміни в певних межах для конкретних фізико-механічних характеристик гірської породи.

Метою досліджень, проведених на буровому стенді ІФНТУНГ [6] за класичним планом, було встановлення кореляційних залежностей між коефіцієнтом демпфування бурильного інструменту та механічною швидкістю буріння. Для зміни коефіцієнта демпфування в інтервалі 40...90 кН·с/м бурильного інструменту були використані серійні вертикальні гідравлічні поглиначі коливань KB3-ЛІИЖТ, до конструкції яких були внесені деякі зміни. За принципом роботи поглиначі – це рідинна пружина, оснащена демпфером у вигляді дроселя двосторонньої дії. Методика зміни коефіцієнта демпфування в інтервалі 40...90 кН·с/м базується на основних теоретичних положеннях проектування гідравлічних пружин. Результатом використання теоретичних викладок є використання поглиначів KB3-ЛІИЖТ із різною кількістю клапанних дросельних отворів [7].

Величини керованих параметрів процесу буріння під час проведення цих досліджень наведені в таблиці 1.

Для визначення статистичних характеристик вибірок механічної швидкості буріння необхідно задатись величиною надійності, з якою можна гарантувати потрапляння математичного сподівання значення механічної швидкості буріння у визначений довірчий інтервал. Під час досліджень процесів буріння нафтових і газових свердловин величину надійності приймають в межах – 0,8...0,95 [2].

В таблиці 2 наведені статистичні характеристики вибірок механічної швидкості буріння, визначені за величиною надійності – 0,8.

Для порівняння статистичних характеристик двох вибірок із значеннями механічної швидкості буріння $V_{x,i}$ і $V_{y,i}$, одержаних для

Таблиця 1 – Класичний план експериментальних досліджень впливу коефіцієнта демпфування на механічну швидкість буріння

Кількість паралельних дослідів для різних рівнів коефіцієнта демпфування	Постійні параметри					Змінний параметр β , кН·с/м
	F _{СТ} , кН	n, хв ⁻¹	C, кН/м	долото	p _ш , МПа	
0,1_3, 40_3, 50_3, 60_3, 70_3, 90_3	25	82	225	93Т	1440 2050	0.1, 40, 50, 60, 70, 90

Таблиця 2 – Статистичні характеристики вибірок значень механічної швидкості буріння за результатами експериментальних досліджень

№ виб	p _ш , МПа	β , кН·с/м	Об'єм вибірки N	V _{МЕХ.СР} м/ГОД	Дисперсія D _V (м/ГОД) ²	Стандарт σ_v , м/ГОД	Довірний інтервал, V _{МЕХ.СР} ± ϵ_v	Відносна похибка визначення V _{МЕХ.СР} Т%
1	1440	0,1	12	6,40	1,6593	1,288	6,4±0,51	7,9
2		40	8	4,69	0,051	0,2257	4,69±0,11	2,4
3	1440	50	11	4,66	0,1453	0,3812	4,66±0,16	3,4
4		70	6	4,65	0,2841	0,5331	4,65±0,32	6,9
5		80	5	4,57	0,1698	0,4121	4,57±0,28	6,2
6		90	17	4,41	0,755	0,8689	4,41±0,28	6,4
7	2050	0,1	10	3,48	1,0497	1,0245	3,48±0,45	12,9
8		40	12	2,78	0,2276	0,477	2,78±0,19	6,8
9		50	6	2,70	0,065	0,255	2,70±0,15	5,7
10		70	22	2,63	0,135	0,3674	2,63±0,10	3,9
11		80	5	2,64	0,0224	0,1495	2,64±0,10	3,9
12		90	21	2,59	0,0649	0,2548	2,59±0,07	2,8

різних рівнів коефіцієнта демпфування бурового інструменту, використовуємо статистичну перевірку параметричних гіпотез [1, 3].

Гіпотези про рівність дисперсій та середніх значень вибірок – $D_{X,i} = D_{Y,i}$ і $\bar{V}_{X,i} = \bar{V}_{Y,i}$. називається нульовими – H_0 . Проти цих гіпотез висуваються альтернативні (конкуруючі) гіпотези H_A , які стверджують, що ці вибірки не відносяться до одної генеральної сукупності, тобто – $D_{X,i} \neq D_{Y,i}$ і $\bar{V}_{X,i} > \bar{V}_{Y,i}$, за $C_X < C_Y$. Критична область прийняття гіпотез під час порівняння дисперсій – двостороння, під час порівняння середніх значень – правостороння. Спочатку порівнюються вибіркові дисперсії вибірок за статистичним критерієм F . Умова прийняття нульової гіпотези про рівність дисперсій для вибраного рівня значущості α має вигляд $F_{ем} < F_{кр}$ де $F_{ем}$ – експериментальне (емпіричне) значення критерія, обчислене за значеннями вибірових дисперсій, $F_{кр}$ – критичне значення розподілу Фішера – Снедекора, яка відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези H_0 .

Емпіричне значення $F_{ем}$ визначаємо за формулою:

$$F_{ем} = \frac{D_{X,i}}{D_{Y,i}}, D_{X,i} > D_{Y,i} . \quad (1)$$

Критичне значення $F_{кр}$ визначаємо залежно від прийнятого рівня значущості α та за степенями вільності k_1 і k_2 .

$$k_1 = N_{X,i} - 1; k_2 = N_{Y,i} - 1. \quad (2)$$

За підтвердження гіпотези H_0 під час порівняння дисперсій проводиться перевірка гіпотези H_0 про рівність середніх значень вибірок за статистичним критерієм T .

Умова прийняття нульової гіпотези про рівність середніх значень вибірок для вибраного рівня значущості α має вигляд – $T_{ем} < T_{кр}$. Де $T_{ем}$ – експериментальне (емпіричне) значення критерію, обчислене за середніми значеннями вибірок, $T_{кр}$ – критичне значення розподілу Стьюдента, яка відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези H_0 .

Якщо об'єми N_X і N_Y вибірок, що порівнюються, менші 30, емпіричне значення критерію Стьюдента $T_{ем}$, визначатиметься за формулою:

$$T_{ем} = \frac{|\bar{V}_{X,i} - \bar{V}_{Y,i}|}{\sqrt{(N_{X,i} - 1)D_{X,i} + (N_{Y,i} - 1)D_{Y,i}}} \times \sqrt{\frac{N_{X,i} \cdot N_{Y,i} (N_{X,i} + N_{Y,i} - 2)}{N_{X,i} + N_{Y,i}}} . \quad (3)$$

Таблиця 3 – Перевірка нульової гіпотези $D_{X,i} = D_{Y,i}$. Критерій значущості $\alpha=0,01$

№ виб	β , кН·с/м	D_V	N	$F_{ем} < F_{кр}$	Нульова гіпотеза $D_{X,i} = D_{Y,i}$
1	0,1	1,6593	12	32,53 > 6,54	Не підтверджена
2	40	0,051	8		
1	0,1	1,6593	12	11,34 > 4,46	Не підтверджена
3	50	0,1453	11		
1	0,1	1,6593	12	5,84 < 9,96	Підтверджена
4	70	0,2841	6		
1	0,1	1,6593	12	9,77 < 14,45	Підтверджена
5	80	0,1698	5		
1	0,1	1,6593	12	2,20 < 3,61	Підтверджена
6	90	0,755	17		
2	40	0,051	8	2,85 < 6,62	Підтверджена
3	50	0,1453	11		
2	40	0,051	8	5,457 < 7,46	Підтверджена
4	70	0,2841	6		
2	40	0,051	8	3,33 < 7,85	Підтверджена
5	80	0,1698	5		
2	40	0,051	8	14,8 > 6,27	Не підтверджена
6	90	0,755	17		
3	50	0,1453	11	1,96 < 5,64	Підтверджена
4	70	0,2841	6		
3	50	0,1453	11	1,17 < 5,99	Підтверджена
5	80	0,1698	5		
3	50	0,1453	11	5,16 > 4,21	Не підтверджена
6	90	0,755	17		
4	70	0,2841	6	1,67 < 15,29	Підтверджена
5	80	0,1698	5		
4	70	0,2841	6	2,66 < 9,68	Підтверджена
6	90	0,755	17		
5	80	0,1698	5	4,45 < 14,15	Підтверджена
6	90	0,755	17		
7	0,1	1,0497	10	4,61 < 4,63	Підтверджена
8	40	0,2276	12		
7	0,1	1,0497	10	16,15 > 10,15	Не підтверджена
9	50	0,065	6		
7	0,1	1,0497	10	7,78 > 3,4	Не підтверджена
10	70	0,135	22		
7	0,1	1,0497	10	46,86 > 14,66	Не підтверджена
11	80	0,0224	5		
7	0,1	1,0497	10	16,17 > 3,45	Не підтверджена
12	90	0,0649	21		
8	40	0,2276	12	3,50 < 9,96	Підтверджена
9	50	0,065	6		
8	40	0,2276	12	1,69 < 3,24	Підтверджена
10	70	0,135	22		
8	40	0,2276	12	10,16 < 14,45	Підтверджена
11	80	0,0224	5		
8	40	0,2276	12	3,5 > 3,3	Не підтверджена
12	90	0,0649	21		
9	50	0,065	6	2,08 < 9,55	Підтверджена
10	70	0,135	22		
9	50	0,065	6	2,90 < 15,52	Підтверджена
11	80	0,0224	5		
9	50	0,065	6	1,00 < 4,1	Підтверджена
12	90	0,0649	21		
10	70	0,135	22	6,03 < 13,93	Підтверджена
11	80	0,0224	5		
10	70	0,135	22	2,08 < 2,86	Підтверджена
12	90	0,0649	21		
11	80	0,0224	5	2,90 < 14,02	Підтверджена
12	90	0,0649	21		

Таблиця 4 – Перевірка нульової гіпотези $\bar{V}_{X,i} = \bar{V}_{Y,i}$. Критерій значущості $\alpha=0,025$

№ виб	$V_{\text{МЕХ.СР}}$ М/ГОД	D_V	N	Перевірка умови $T_{EM} < T_{KP}$	Нульова гіпотеза $\bar{V}_{X,i} = \bar{V}_{Y,i}$	S(t)	Імовірність випадкової похибки
1	6,4	1,6593	12	3,68>2,1	Не підтверджена	0,999	0,001
2	4,69	0,051	8				
1	6,4	1,6593	12	4,3>2,08	Не підтверджена	0,9999	0,0001
3	4,66	0,1453	11				
1	6,4	1,6593	12	3,15>2,12	Не підтверджена	0,9968	0,0032
4	4,65	0,2841	6				
1	6,4	1,6593	12	3,06>2,13	Не підтверджена	0,9963	0,0037
5	4,57	0,1698	5				
1	6,4	1,6593	12	4,98>2,05	Не підтверджена	0,9999	0,0001
6	4,41	0,755	17				
2	4,69	0,051	8	0,2<2,12	Підтверджена	0,578	0,422
3	4,66	0,1453	11				
2	4,69	0,051	8	0,19<2,14	Підтверджена	0,578	0,422
4	4,65	0,2841	6				
2	4,69	0,051	8	0,69<2,2	Підтверджена	0,751	0,249
5	4,57	0,1698	5				
2	4,69	0,051	8	0,89<2,07	Підтверджена	0,81594	0,18406
6	4,41	0,755	17				
3	4,66	0,1453	11	0,1<2,13	Підтверджена	0,539	0,461
4	4,65	0,2841	6				
3	4,66	0,1453	11	0,43<2,13	Підтверджена	0,687	0,313
5	4,57	0,1698	5				
3	4,66	0,1453	11	0,9<2,06	Підтверджена	0,81594	0,18406
6	4,41	0,755	17				
4	4,65	0,2841	6	0,3<2,23	Підтверджена	0,615	0,385
5	4,57	0,1698	5				
4	4,65	0,2841	6	0,7<2,08	Підтверджена	0,75804	0,24196
6	4,41	0,755	17				
5	4,57	0,1698	5	0,4<2,09	Підтверджена	0,653	0,347
6	4,41	0,755	17				
7	3,48	1,0497	10	2,11>2,09	Не підтверджена	0,9755	0,0245
8	2,78	0,2276	12				
7	3,48	1,0497	10	1,81>1,75 $\alpha=0,05$	Не підтверджена	0,9538	0,0462
9	2,70	0,065	6				
7	3,48	1,0497	10	3,48>2,04	Не підтверджена	0,9975	0,0025
10	2,63	0,135	22				
7	3,48	1,0497	10	2,07>1,76 $\alpha=0,05$	Не підтверджена	0,9705	0,0295
11	2,64	0,0224	5				
7	3,48	1,0497	10	3,81>2,05	Не підтверджена	0,99993	0,00007
12	2,59	0,0649	21				
8	2,78	0,2276	12	0,4<2,12	Підтверджена	0,653	0,347
9	2,70	0,065	6				
8	2,78	0,2276	12	1,0<2,03	Підтверджена	0,84134	0,15866
10	2,63	0,135	22				
8	2,78	0,2276	12	0,6<2,13	Підтверджена	0,721	0,279
11	2,64	0,0224	5				
8	2,78	0,2276	12	1,5<2,03	Підтверджена	0,93319	0,06681
12	2,59	0,0649	21				
9	2,70	0,065	6	0,4<2,06	Підтверджена	0,65542	0,34458
10	2,63	0,135	22				
9	2,70	0,065	6	0,5<2,26	Підтверджена	0,685	0,315
11	2,64	0,0224	5				
9	2,70	0,065	6	1,8<2,06	Підтверджена	0,96407	0,03593
12	2,59	0,0649	21				
10	2,63	0,135	22	0,06<2,06	Підтверджена	0,53983	0,46017
11	2,64	0,0224	5				
10	2,63	0,135	22	0,4<2,02	Підтверджена	0,65542	0,34458
12	2,59	0,0649	21				
11	2,64	0,0224	5	0,4<2,06	Підтверджена	0,65542	0,34458
12	2,59	0,0649	21				

Таблиця 5 – Експериментальні дані та значення кореляційних залежностей

$\rho_{ш}=1440\text{МПа}$							
β	кН·с/м	0,1	40	50	70	80	90
	мм	0,2	64	80	112	128	144
Експ дані	м/год	6,4	4,69	4,66	4,65	4,57	4,41
	мм	183	134	133	133	131	126
Формула		$\bar{V} = 5,755 - 0,2796551 \cdot \ln \beta$					
$V_{\text{МЕХ.СР}}$	м/год	6,4	4,72	4,66	4,57	4,53	4,50
	мм	183	135	133	131	129	129
$\rho_{ш}=2050\text{МПа}$							
β	кН·с/м	0,1	40	50	70	80	90
	мм	0,2	64	80	112	128	144
Експ дані	м/год	3,48	2,78	2,7	2,63	2,64	2,59
	мм	99	79	77	75	76	74
Формула		$\bar{V} = 3,193 - 0,1270386 \cdot \ln \beta$					
$V_{\text{МЕХ.СР}}$	м/год	3,49	2,72	2,70	2,65	2,64	2,62
	мм	100	78	77	76	75	74

Критичне значення $T_{кр}$ визначаємо залежно від прийнятого рівня значущості α та за степеня вільності k .

$$k = N_{X,i} + N_{Y,i} - 2. \quad (4)$$

В таблиці 3 наведено результати перевірки нульової гіпотези $D_{X,i} = D_{Y,i}$. Прийнятий рівень значущості – $\alpha=0,01$.

За таблицею 3 зробити однозначний висновок про вплив коефіцієнта демпфування на дисперсію процесу зміни механічної швидкості буріння неможливо.

В деяких випадках спостерігається вплив на дисперсію компоновки бурового інструменту, в якій відсутній пристрій, що змінює коефіцієнт демпфування (гідрравлічний демпфер), вибірки 1, 2 і 3 та вибірки 7, 9, 10, 11 та 12. В інших – із збільшенням коефіцієнта демпфування з 40 до 90 кН·с/м (вибірки 2 і 6, 3 і 6, 8 і 12) також спостерігається зміна дисперсії. Ці вибірки не відносяться до однієї генеральної сукупності. Імовірність прийняття такого рішення – $\beta=0,99$.

В таблиці 4 наведені результати перевірки нульової гіпотези $\bar{V}_{X,i} = \bar{V}_{Y,i}$. Прийнятий рівень значущості для правосторонньої критичної області – $\alpha=0,025$.

За таблицею 4 вибірки значень механічної швидкості, отриманих під час буріння інструментом, у компоновці якого відсутній гідрравлічний демпфер (коефіцієнт демпфування такого інструменту 0,1 кН·с/м) не входять до однієї генеральної сукупності з вибірками значень механічної швидкості, одержаних під час буріння інструментом, у компоновку якого встановлений гідрравлічний демпфер. Імовірність прийняття такого рішення для пропластку твердістю 1440 МПа – 0,9963...0,9999, для пропластку твердістю 2050 МПа – 0,9538...0,99993.

За таблицею 4 всі вибірки значень механічної швидкості буріння, одержані для інтервалу значень коефіцієнта демпфування 40...90 кН·с/м, відносяться до однієї ГС; імовірність прийняття такого рішення 0,975, тобто зміна коефіцієнта демпфування в зазначеному інтервалі не впливає на механічну швидкість буріння.

В таблиці 5 наведено експериментальні дані для підбору емпіричних кореляційних залежностей $\bar{V} = f(\beta)$ значення механічної швидкості, визначені за цими залежностями та ординати відповідних графіків (див. рис. 1). Масштабні коефіцієнти графіків:

$$\mu_{\beta} = 100/160 = 0,625 \text{ кН·с/м·мм};$$

$$\mu_V = 7/200 = 3,5 \cdot 10^{-2} \text{ м/год·мм}.$$

Апроксимація експериментальних даних емпіричною кореляційною залежністю вважається задовільною, коли виконується умова

$$0,1\bar{V} > \sigma_0 = CKB \sqrt{\frac{N}{N-1}} \text{ де } \bar{Y} - \text{ середнє значення функції, } \sigma_0 - \text{ величина основної похибки при підборі апроксимуючої залежності.}$$

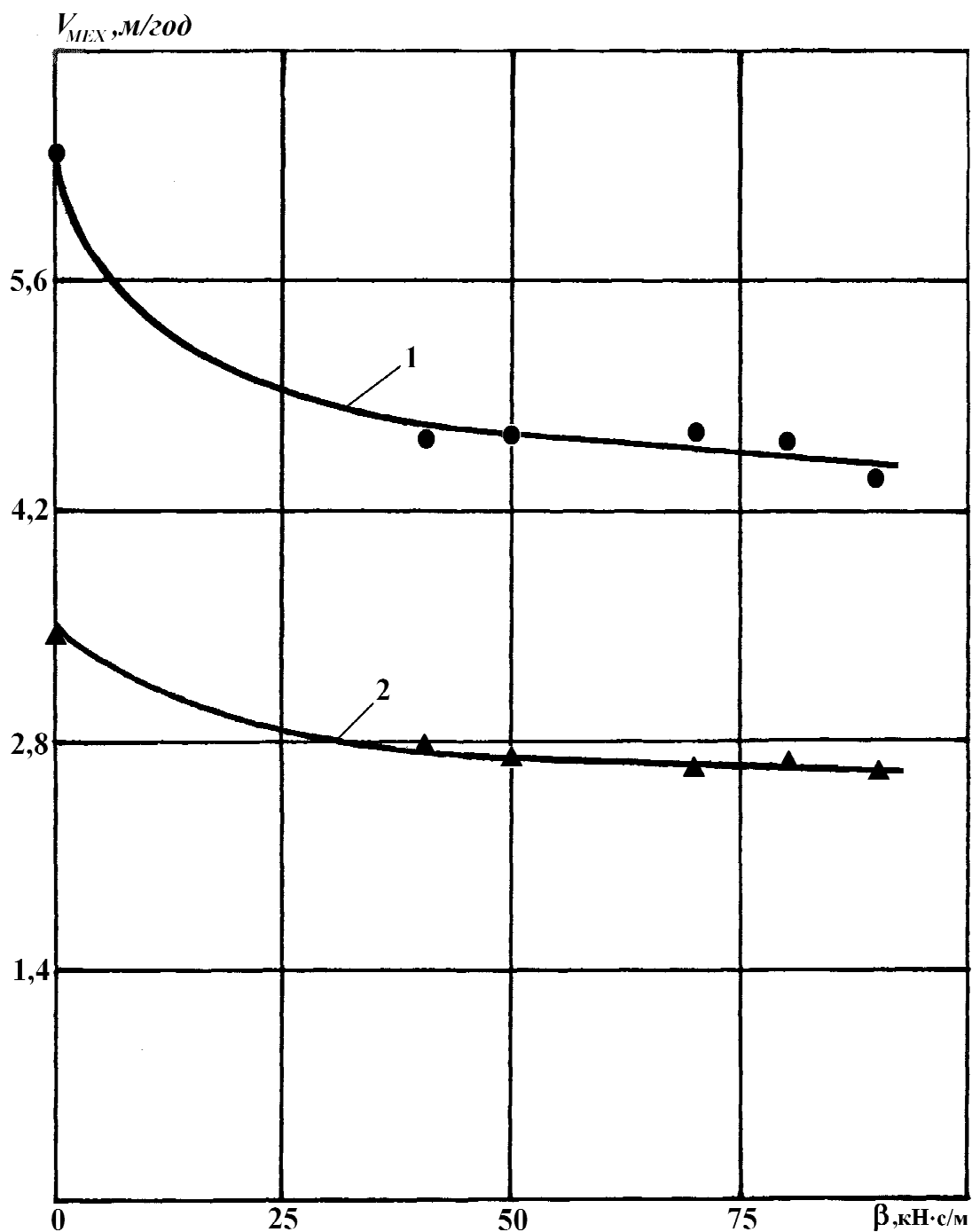
За твердістю породи 1440МПа та підбіраною залежністю $\bar{V} = 5,755 - 0,2796551 \cdot \ln \beta$, умова виконується –

$$0,1\bar{V} \cong 0,49 > \sigma_0 = 0,055 \sqrt{\frac{7}{6}} = 0,059.$$

За твердістю породи 2050МПа та підбіраною залежністю $\bar{V} = 3,193 - 0,1270386 \cdot \ln \beta$, умова виконується –

$$0,1\bar{V} \cong 0,28 > \sigma_0 = 0,03 \sqrt{\frac{7}{6}} = 0,032.$$

Крім перевірки цієї умови для апроксимуючої залежності треба перевірити нульову гіпотезу H_0 про рівність нулю генерального коефіцієнта кореляції $r_T=0$. За цим коефіцієнтом обчислюється емпіричне спостережуване значення статистичного критерію $T_{СП}$ за формулою



1(●) – пропласток твердістю 1440 МПа; 2(▲) – пропласток твердістю 2050 МПа

Рисунок 1 – Залежності механічної швидкості буріння від коефіцієнта демпфування бурильного інструменту (інтервал значень 0,1...90 кН·с/м) в процесі буріння у блоках пісковика воротищенської світи

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}}, \text{ де } r_B - \text{коефіцієнт кореляції}$$

між змінними величинами вибірки; N – об'єм вибірки. За твердістю породи 1440 МПа та підбраною залежністю $\bar{V} = 5,755 - 0,2796551 \cdot \ln \beta$

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}} = \frac{0,8822 \sqrt{6-2}}{\sqrt{1-0,8822^2}} = 3,75. \quad (5)$$

За вибраного рівня значущості $\alpha=0,05$ та ступеня вільності $K=N-2=6-2=4$ значення критичної точки статистичного закону Стюдента, яка відділяє двосторонню критичну область від області прийняття нульової гіпотези $H_0 - T_{KP}=2,78$. Умова відхилення нульової гіпотези має вид $T_{СП}=3,75 > T_{KP}=2,78$. Імовірність існування кореляційної залежності між механічною швидкістю буріння і коефіцієнтом демпфування бурового інструменту більша за 0,95.

Таблиця 6 – Експериментальні дані та значення кореляційних залежностей

$p_{ш}=1440\text{МПа}$						
β	кН·с/м	40	50	70	80	90
	мм	25	50	100	125	150
Експ дані	м/ГОД	4,69	4,66	4,65	4,57	4,41
	мм	188	186	186	183	176
Формула		$\bar{V} = 4,732 - 0,385 \cdot 10^{-7} \cdot \beta^3$				
$V_{\text{МЕХ.СР}}$	м/ГОД	4,71	4,68	4,6	4,53	4,45
	мм	188	187	184	181	178
$p_{ш}=2050\text{МПа}$						
β	кН·с/м	40	50	70	80	90
	мм	25	50	100	125	150
Експ дані	м/ГОД	2,78	2,7	2,63	2,64	2,59
	мм	111	108	105	106	104
Формула		$\bar{V} = \beta / 0,403\beta - 1,731362$				
$V_{\text{МЕХ.СР}}$	м/ГОД	2,78	2,71	2,64	2,62	2,61
	мм	111	108	106	105	104

За твердістю породи 2050МПа та підбіраною залежністю $\bar{V} = 3,193 - 0,1270386 \cdot \ln \beta$

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}} = \frac{0,9131\sqrt{6-2}}{\sqrt{1-0,9131^2}} = 4,48. \quad (6)$$

За вибраного рівня значущості $\alpha=0,02$ та ступеня вільності $K=N-2=6-2=4$ значення критичної точки статистичного закону Стьюдента, яка відділяє двосторонню критичну область від області прийняття нульової гіпотези $H_0 - T_{KP}=3,75$. Умова відхилення нульової гіпотези має вигляд $T_{СП}=4,48 > T_{KP}=3,75$. Імовірність існування кореляційної залежності між механічною швидкістю буріння і коефіцієнтом демпфування бурового інструменту більша за 0,98.

За результатами перевірки нульової гіпотези про рівність середніх значень (див. табл. 4), з імовірністю 0,975, альтернативна гіпотеза про нерівність середніх значень вибірок механічної швидкості, отриманих під час буріння компоновками з коефіцієнтом демпфування 40...90кН·с/м, відкидається, тобто вплив зміни цього коефіцієнта на механічну швидкість буріння не встановлений. Для підтвердження або не підтвердження такого висновку проводимо підбір емпіричних кореляційних залежностей $V_{\text{МЕХ}}=f(\beta)$ за таблицею 6 без врахування значень механічної швидкості за коефіцієнта демпфування 0,1 кН·с/м; компоновка бурового інструменту без гідравлічного демпфера. Значення механічної швидкості, визначені за цими залежностями та ординати відповідних графіків зображені на рисунку 2. Масштабні коефіцієнти графіків: $\mu_\beta=64/160=0,4$ кН·с/м·мм; $\mu_V=5/200=2,5 \cdot 10^{-2}$ м/год·мм.

За твердістю породи 1440МПа та підбіраною залежністю $V_{\text{МЕХ}} = 4,732 - 3,85 \cdot 10^{-7} \cdot \beta^3$ умова задовільної апроксимації виконується –

$$0,1\bar{V} \cong 0,46 > \sigma_0 = 0,036 \cdot \sqrt{\frac{6}{5}} = 0,039.$$

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}} = \frac{0,8617\sqrt{5-2}}{\sqrt{1-0,8617^2}} = 2,94. \quad (7)$$

За вибраного рівня значущості $\alpha=0,1$ та ступеня вільності $K=N-2=5-2=3$ значення критичної точки статистичного закону Стьюдента, яка відділяє двосторонню критичну область від області прийняття нульової гіпотези $H_0 - T_{KP}=2,38$.

Умова відхилення нульової гіпотези має вигляд $T_{СП}=3,75 > T_{KP}=2,78$. Імовірність існування кореляційної залежності між механічною швидкістю буріння і коефіцієнтом демпфування бурового інструменту більша за 0,9.

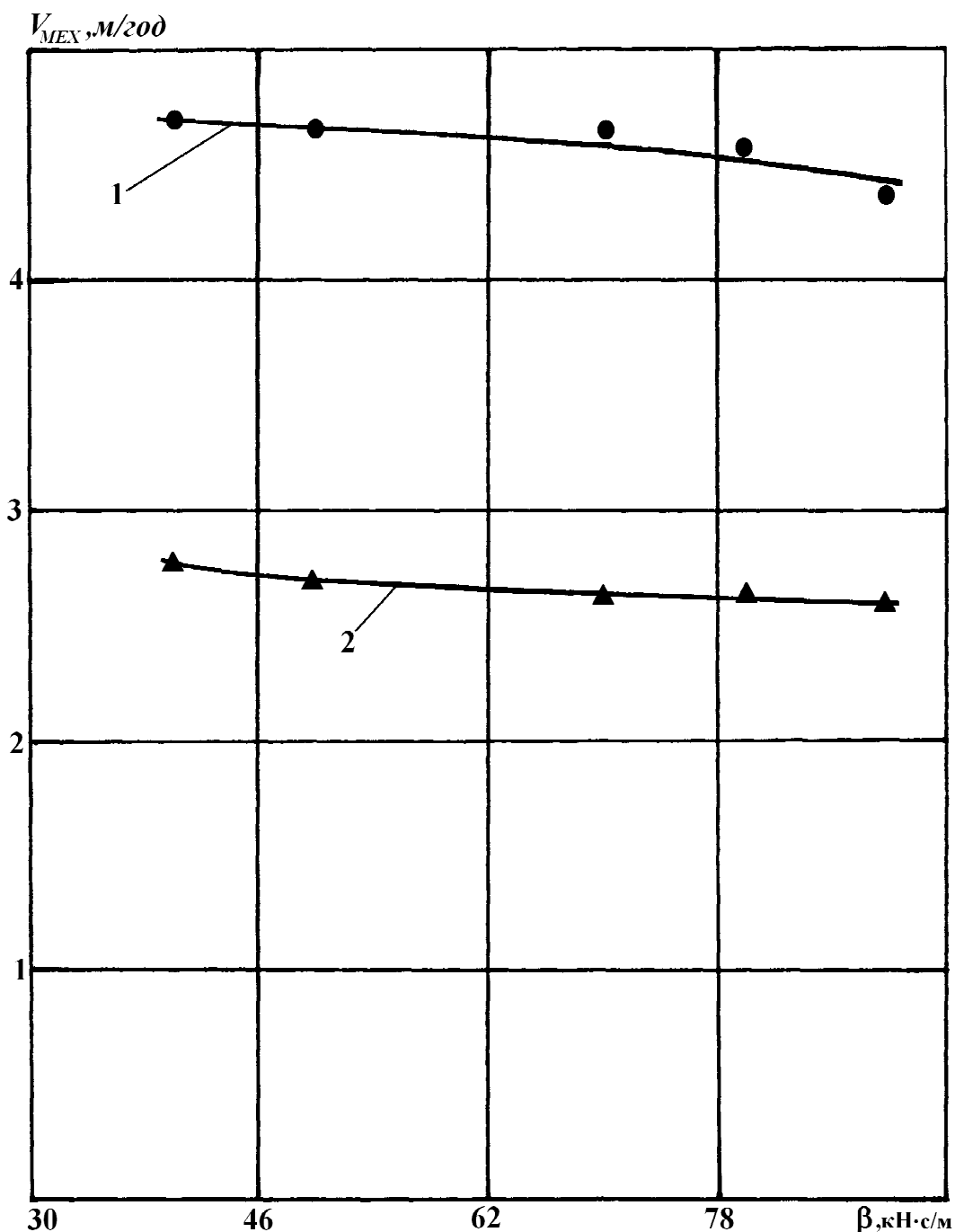
За твердістю породи 2050 МПа та підбіраною залежністю $\bar{V} = \beta / 0,403\beta - 1,731362$, умова виконується –

$$0,1\bar{V} \cong 0,27 > \sigma_0 = 0,013 \cdot \sqrt{\frac{6}{5}} = 0,014.$$

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}} = \frac{0,9521\sqrt{5-2}}{\sqrt{1-0,9521^2}} = 5,39. \quad (8)$$

За вибраного рівня значущості $\alpha=0,02$ та ступеня вільності $K=N-2=5-2=3$ значення критичної точки статистичного закону Стьюдента, яка відділяє двосторонню критичну область від області прийняття нульової гіпотези $H_0 - T_{KP}=4,54$. Умова відхилення нульової гіпотези: $T_{СП}=5,39 > T_{KP}=4,54$. Імовірність існування кореляційної залежності між механічною швидкістю буріння і коефіцієнтом демпфування бурового інструменту більша за 0,98.

За зазначеним вище аналізом результатів досліджень впливу коефіцієнта демпфування на механічну швидкість буріння зроблені наступні висновки:



1(●) – пропласток твердістю 1440 МПа; 2(▲) – пропласток твердістю 2050 МПа

Рисунок 2 – Залежності механічної швидкості буріння від коефіцієнта демпфування бурильного інструменту (інтервал значень 40...90 кН·с/м) в процесі буріння у блоках пісковика вортищенської світи

1. Зробити однозначний висновок про вплив коефіцієнта демпфування на дисперсію процесу зміни механічної швидкості буріння неможливо. Зафіксований вплив коефіцієнта демпфування між компоновкою, в якій відсутній гідравлічний демпфер, та компоновкою з демпфером. Під час буріння буровим інструментом, в компоновці якого використовувався демпфер, дисперсія зменшується. Імовірність прийняття такого рішення – 0,99.

2. Збільшення коефіцієнта демпфування бурового інструменту, що досягається викорис-

танням в його компоновці гідравлічного демпфера, зменшує механічну швидкість буріння. Імовірність існування між цими величинами емпіричної кореляційної залежності знаходиться у межах 0,9...0,98.

3. Існування емпіричної кореляційної залежності підтверджено для інтервалу значень коефіцієнта демпфування, 40...90 кН·с/м, навіть у випадку виконання нульової гіпотези про рівність середніх значень вибірок механічної швидкості.

Література

- 1 Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике [Текст] / В.Е.Гмурман – М.: Высш. школа, 1979. – 400с.
- 2 Игнатов В.И. Организация и проведение эксперимента в бурении [Текст] / В.И.Игнатов. – М.: Недра, 1978. – 94с.
- 3 Герасимович А.И., Математическая статистика [Текст] / А.И.Герасимович, Я.И.Матвеева. – Мн.: Высш. школа, 1978. – 200 с.
- 4 Повышение стойкости опор шарошечных долот при бурении глубоких скважин [Текст] / А.И.Ямалтдинов, М.Р.Мавлютов, А.И.Спивак, Г.В.Конесев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 35с.
- 5 Амортизаторы для бурения скважин [Текст] / В.И.Назаров. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – № 5. – С.1-3. – Сер. Бурение.
- 6 Буровой стенд для дослідження процесу руйнування гірських порід і динаміки бурильного інструменту [Текст] / Б.Д.Борисевич, В.М.Мойсишин, Р.Б.Щербій [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2009. – № 3(32). – С.23-29.
- 7 Пристрої зміни динаміки буріння на буровому стенді ІФНТУНГ [Текст] / Б.Д.Борисевич, В.М.Мойсишин, Р.Б.Щербій [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2009. – 4(33). – С.18-23.
- 8 Применение забойных виброгасителей при бурении нефтяных и газовых скважин в США [Текст] // Нефтяная и газовая промышленность. – 1974. – № 3. – С.50-52.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
26.03.12
Рекомендована до друку професором
Коцкуличем Я.С.*

ОЦІНКА РОСТУ ПІВЕЛІПСОЇДНИХ ВТОМНИХ ТРІЩИН У БУРИЛЬНИХ ТРУБАХ ЗА ЗМІННИХ УМОВ НАВАНТАЖУВАННЯ

Є.І. Крижанівський, В.І. Артим, І.М. Гойсан, В.В. Гриців

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: goissan@ukr.net

Запропоновано загальну фізичну схему росту півеліпсоїдних втомних тріщин на основі аналізу отриманих поверхонь руйнування зламів труб. Наведено уточнені формули розрахунку величин розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень для півеліпсоїдних тріщин за різних схем навантажування. Встановлено зв'язок між втомними довговічностями зразків та відповідними їм розмірними залежностями півеліпсоїдних втомних тріщин за різних схем навантажування.

Ключові слова: розвиток тріщини, схема навантаження, коефіцієнт інтенсивності напружень, поверхня руйнування.

Предложена общая физическая схема роста полуэллипсоидных усталостных трещин на основе анализа полученных поверхностей разрушения изломов труб. Приведены уточненные формулы расчета величин размаха коэффициентов интенсивности напряжений для полуэллипсоидных трещин при различных схемах нагрузки. Установлена связь между усталостными долговечностями образцов и соответствующими размерными зависимостями полуэллипсоидных усталостных трещин при различных схемах нагрузки.

Ключевые слова: развитие трещины, схема нагрузки, коэффициент интенсивности напряжений, поверхность разрушения.

The scheme of general physical fatigue semi-elliptical crack growth is proposed, based on the analysis of the fracture surfaces of pipes breaks. The revised formula for calculating the values amplitude stress intensity factors shows for cracks semi-elliptical at various schemes load. A connection is established of fatigue durability of samples with their respective dimensional constraints semi-elliptical fatigue cracks under various schemes of the load.

Key words: the growth of crack, the load scheme, the stress intensity factor, the surface of destruction.

У процесі буріння свердловин в матеріалі елементів бурильних колон накопичуються втомні пошкодження, які спричиняють зародження та подальший ріст тріщин. Проаналізувавши значну кількість втомних досліджень бурильних труб [1, 2], встановили, що розвиток тріщин проходить за визначеними формами фронту їх розповсюдження. Так, аналіз втомних зламів бурильних труб [3] дав змогу виділити дві основні форми фронту розвитку тріщин – кільцевий та півеліпсоїдний.

Досвід буріння засвідчив, що більш небезпечним слід вважати саме півеліпсоїдний фронт втомної тріщини, який призводить до більш швидкого руйнування такого роду обладнання. Тому основна увага в даній статті приділена саме півеліпсоїдним втомним тріщинам.

Оцінка та встановлення основних закономірностей росту втомних півеліпсоїдних тріщин вважається досить складною задачею, оскільки неможливо точно спрогнозувати, як пройде процес руйнування в тій чи іншій ситуації. На кінетику поширення втомних тріщин впливають численні конструктивні, технологічні та структурні чинники, які діють за різних схем та умов навантажування.

Значний внесок у даному напрямі дослідження зробили такі відомі науковці, як Одінг І.А., Серенсен С.В., Іванова В.С., Троценко В.Т., Школьник Л.М. та інші [4, 5, 6].

За реальних умов експлуатації бурильна колона піддається дії змінних у часі циклічних навантажень. Все це повною мірою стосується і

бурильних труб. Тому в подальших дослідженнях автори [7] намагались максимально відтворити умови навантажування, близькі до експлуатаційних. В результаті випробування проводили за багатоступеневого навантажування, яке імітувало можливі варіанти зміни даних умов навантаження.

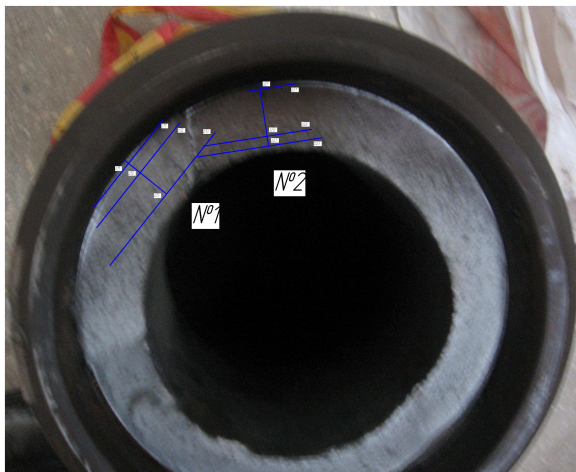
Дослідними об'єктами слугували поперечно отримані втомні злами зразків бурильних труб ТБВ 140×11 «Л» [7]. Згідно з наведеними на рисунку 1 фрактографіями зламів труб, отриманих за різних схем навантажування, на поверхні руйнування виявлено велику кількість півеліпсоїдних втомних тріщин.

Для зламу зразка №1 (рис. 1, а), процес навантажування якого імітував сталі умови роботи бурильної труби на інтенсивно навантаженої ділянці свердловини, характерним є наявність великої кількості півеліпсоїдних тріщин, що зароджувались з різних осередків руйнування. Специфікою даного зламу є те, що на певній стадії втомного руйнування переважна більшість тріщин припинила свій подальший ріст, і тільки одна з них стала домінуючою та переросла у магістральну. Саме вона і спричинила повний долам досліджуваного зразка.

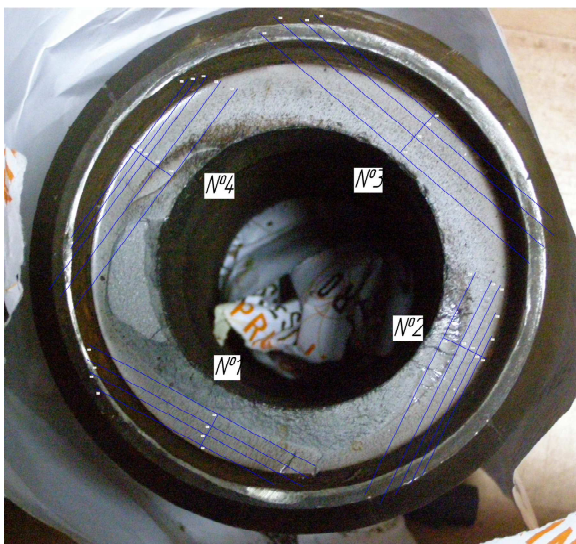
Специфікою роботи зразка №2 є поступове підвищення інтенсивності навантаження. На поверхні отриманого втомного зламу (рис. 1, б) спостерігали домінуючу односторонню півеліпсоїдну тріщину.



а)



б)



в)

а – №1; б – №2; в – №3

Рисунок 1 – Загальний вигляд зламів зразків труб, отриманих за різних схем навантаження з розміщенням областей розвитку півеліпсоїдних втомних тріщин

Що ж до зразка №3 (рис. 1, в), схема навантаження якого передбачала поступове зниження інтенсивності навантаження, на поверхні зламу отримали кільцевий фронт розвитку втомих тріщин.

Як свідчать результати проведених втомних досліджень натурних зразків труб, особливістю механізму зародження та подальшого росту втомних тріщин є виникнення кількох осередків руйнування при різних фронтах розвитку тріщин, незалежно від схеми навантаження.

Півеліпсоїдний фронт розвитку втомних тріщин характеризується наявністю великого діапазону осередків руйнування. В подальшому процесі руйнування відбувається об'єднання таких осередків тріщин та формування магістральної тріщини. Перехід втомної тріщини в магістральну здійснюється за рахунок об'єднання «сусідніх» півеліпсоїдних систем. Усі інші системи тріщин значно втрачають у швидкості власного росту, або зовсім припиняють свій розвиток.

Особливістю кільцевого фронту розвитку тріщин є об'єднання таких систем півеліпсоїдних тріщин уже на початкових стадіях втомного руйнування зразка. Після досягнення повного перекриття півеліпсоїдних систем формується кільцевий фронт розвитку тріщин, який рівномірно підростає по всьому перерізі зразка.

Така фізична схема росту півеліпсоїдних втомних тріщин підтверджується отриманими поверхнями руйнування зламів труб.

Розміри півеліпсоїдних втомних тріщин (рис. 2) встановлені з допомогою оптичних методів. Довжину $b(\varphi = 0^\circ)$ та глибину $a(\varphi = 90^\circ)$ кожної втомної півеліпсоїдної тріщини вимірювали на основі слідів ліній фронту.

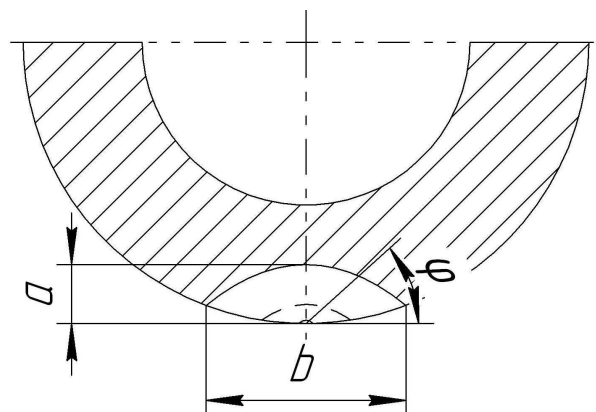
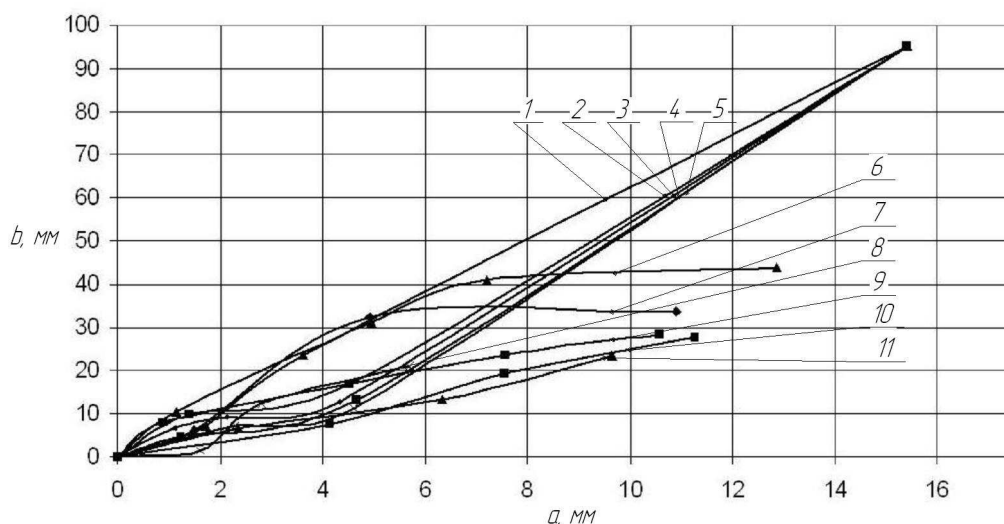


Рисунок 2 – Схема перерізу труби з півеліпсоїдною втомною тріщиною

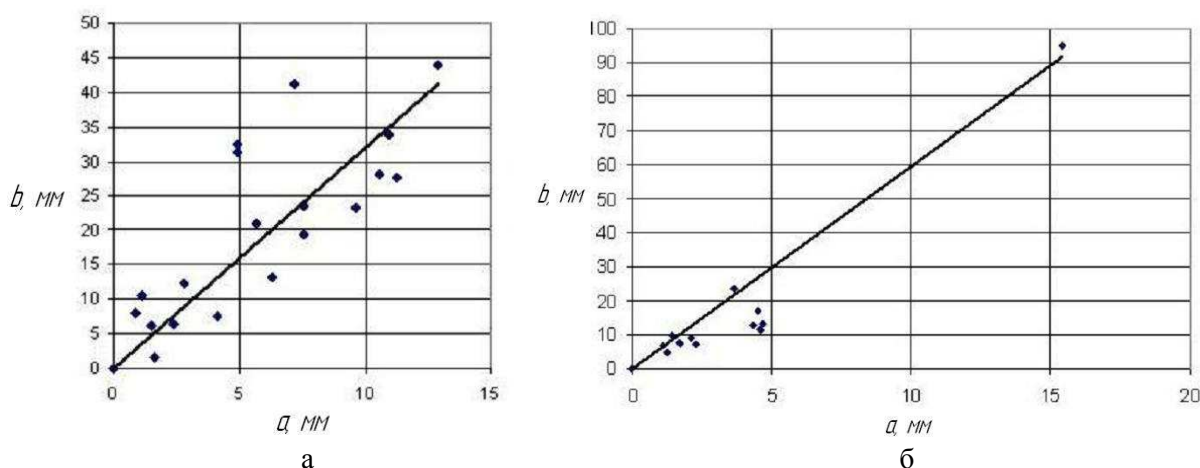
Розглянемо більш детально перший випадок – сталі умови роботи бурильної труби на інтенсивно навантаженій ділянці свердловини.

Провівши відповідні заміри величин півеліпсоїдних втомних тріщин, встановили залежності довжин півеліпсоїдних втомних тріщин як функції від відповідних їм глибин $b = f(a)$ за відповідної схеми навантаження (рис. 3).



1, 2, 3, 4, 5 – півеліпсоїдні втомні тріщини, які, об'єднавшись, дали початок магістральній тріщині;
6, 7, 8, 9, 10, 11 – півеліпсоїдні втомні тріщини, які припинили свій подальший ріст

Рисунок 3 – Графічні залежності довжин півеліпсоїдних втомних тріщин від відповідних їм глибин $b = f(a)$



а – півеліпсоїдні втомні тріщини, які припинили свій подальший ріст;
б – півеліпсоїдні втомні тріщини, які, об'єднавшись, дали початок магістральній тріщині

Рисунок 4 – Апроксимовані залежності довжин півеліпсоїдних втомних тріщин b від відповідних їм глибин a за 1-ої схеми навантажування

Розвиток півеліпсоїдних втомних тріщин за імітації сталої роботи труби на інтенсивно навантаженій ділянці свердловини має чітко виражений лінійний характер. Так, умовно поділивши півеліпсоїдні осередки за темпом розвитку, отримали характерні закономірності росту довжин втомних тріщин в залежності від їх глибин (рис. 4).

Апроксимовані дослідні дані відповідно для двох окремих випадків описали наступними рівняннями:

$$b = 3,2023 \cdot a \quad (1)$$

та

$$b = 5,9471 \cdot a. \quad (2)$$

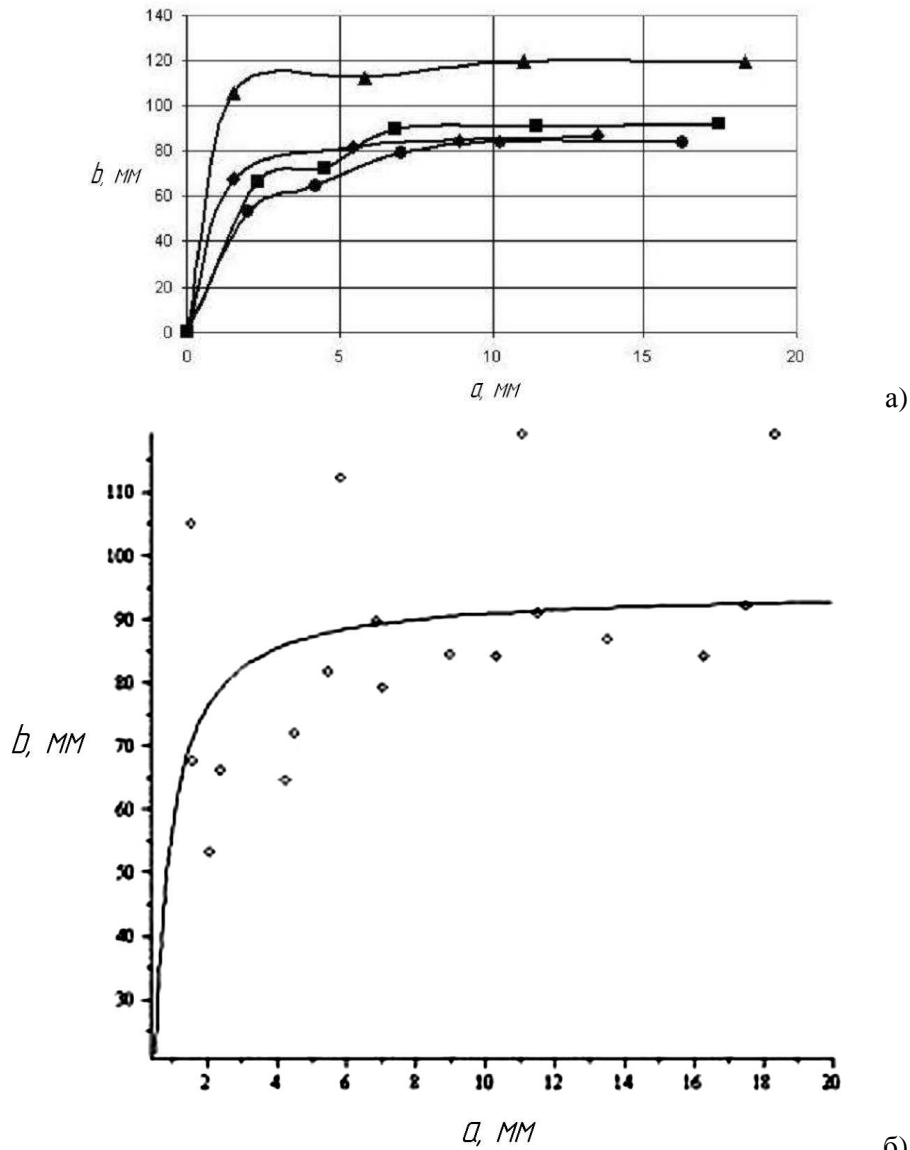
Щодо другого варіанту схеми навантажування – поступового збільшення інтенсивності

навантаження, – то розвиток півеліпсоїдних втомних тріщин та їх апроксимуюча крива мають вигляд (рис. 5).

Проаналізувавши дослідні дані особливостей кінетики поширення півеліпсоїдних втомних тріщин за такої схеми навантажування, результуюча апроксимована крива запишеться такою математичною рівністю:

$$b = 94,532 - 36,569 \cdot a^{-1}. \quad (3)$$

Характерною рисою розвитку півеліпсоїдних тріщин за підвищення інтенсивності навантажування в процесі роботи труб є достатньо значне співвідношення розмірів b/a таких півеліпсоїдів уже з ранніх стадій втомного руйнування. В подальшому, досягнувши певної величини, довжина тріщини b практично залиша-



a – експериментальні криві; *b* – апроксимована крива

Рисунок 5 – Графічні залежності довжин півеліпсоїдних втомних тріщин від відповідних їм глибин $b = f(a)$ за другої схеми навантажування

ється сталою. Отримані результати відповідають запропонованій фізичній моделі росту таких півеліпсоїдів.

Результатом експлуатації буринних труб за умов поступового зменшення інтенсивності навантажування є отримання графічних залежностей $b = f(a)$ (рис. 6), апроксимована крива яких описана наступним виразом:

$$b = 15,8397 \cdot a^{1/3}. \quad (4)$$

Визначення швидкості росту втомної тріщини найчастіше проводять за допомогою рівняння Періса [8], яке має вигляд:

$$v = \alpha \cdot \Delta K^\beta, \quad (5)$$

де α , β – експериментальні сталі [9].

Величину розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK для півеліпсоїдної тріщини доцільно визначати за допомогою функції Ірвіна [10]:

$$\Delta K = M \cdot \frac{\Delta \sigma \cdot \sqrt{\pi \cdot a}}{\Gamma} \cdot \left(\sin^2 \varphi + \frac{a^2}{b^2} \cdot \cos^2 \varphi \right)^{1/4}, \quad (6)$$

де: M – поправочний коефіцієнт кінцевих розмірів [11];

$\Delta \sigma$ – розмах напружень циклу;

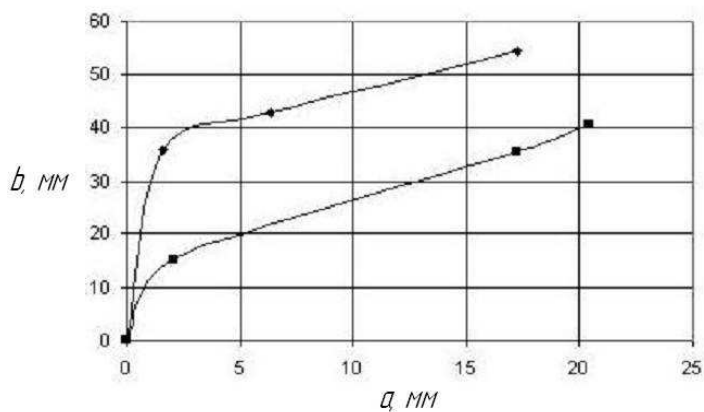
b , a – довжина та глибина півеліпсоїдної тріщини відповідно;

φ – кут поширення фронту півеліпсоїдної тріщини;

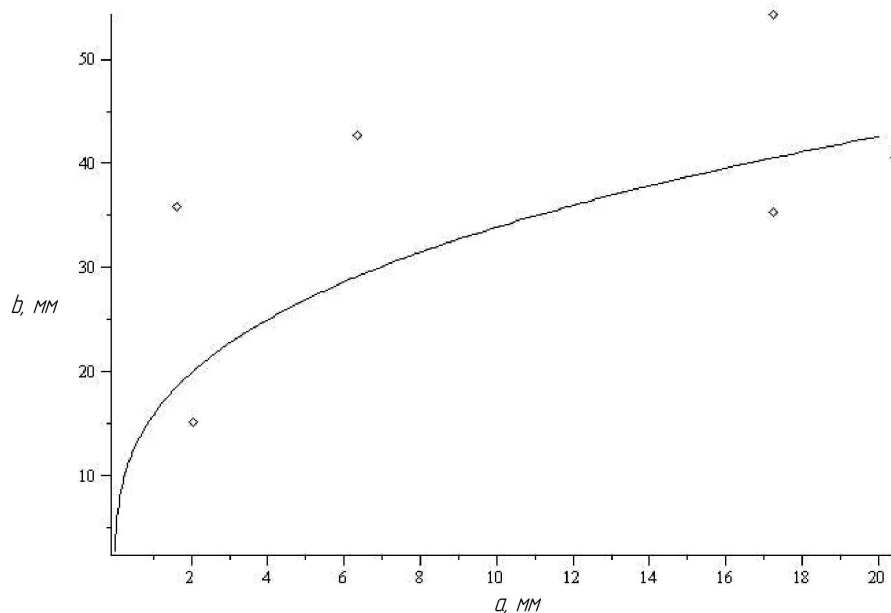
Γ – еліптичний інтеграл II-го роду:

$$\Gamma = \int_0^{\pi/2} \left(1 - \frac{b^2 - a^2}{b^2} \cdot \sin^2 \varphi \right)^{0.5} d\varphi. \quad (7)$$

Виходячи з виразу (7), розв'язок еліптичного інтегралу запишеться так:



а)



б)

a – експериментальні криві; *b* – апроксимована крива

Рисунок 6 – Графічні залежності довжин півеліпсоїдних втомних тріщин від відповідних їм глибин $b = f(a)$ за третьої схеми навантаження

$$\begin{aligned} \Gamma &= \int_0^{\frac{\pi}{2}} \sqrt{1 - \frac{b^2 - a^2}{b^2} \cdot \sin^2 \varphi} d\varphi = \\ &= \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{(-b^2 + a^2) \cdot \sin^2 \varphi} \cdot (-4 \cdot b^2 + 2 \cdot \sqrt{2} \times \\ &\times \sqrt{\frac{2 \cdot b^2 - \pi \cdot \sin^2 \varphi \cdot b^2 + \pi \cdot \sin^2 \varphi \cdot a^2}{b^2}} \cdot b^2 - \\ &- \sqrt{2} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot b^2 - \pi \cdot \sin^2 \varphi \cdot b^2 + \pi \cdot \sin^2 \varphi \cdot a^2}{b^2}} \times \\ &\quad \times \pi \cdot \sin^2 \varphi \cdot b^2 + \\ &+ \sqrt{2} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot b^2 - \pi \cdot \sin^2 \varphi \cdot b^2 + \pi \cdot \sin^2 \varphi \cdot a^2}{b^2}} \times \\ &\quad \times \pi \cdot \sin^2 \varphi \cdot a^2). \end{aligned} \quad (8)$$

Підставивши (2) у рівняння (8), отримаємо розв'язок інтегралу у вигляді:

$$\begin{aligned} \Gamma &= \frac{-1}{a^2} \cdot \left(0,00308727 \cdot (-141,472 \cdot a^2 + \right. \\ &+ 100,0358 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot a^2 - 4,795 \cdot a^2}{a^2}} - \\ &- 246,828 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot a^2 - 4,795 \cdot a^2}{a^2}} \cdot a^2 + \\ &\left. + 6,97886 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot a^2 - 0,1395 \cdot a^2}{a^2}} \cdot a^2 \right) = \\ &= -\frac{0,00308727 \cdot (-131,95 \cdot a^2 - 245,41 \cdot a^2)}{a^2}. \end{aligned} \quad (9)$$

Тоді розмах коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK для першого варіанту схеми навантаження при $\varphi = \frac{\pi}{2}$ запишеться так:

$$\Delta K = 0,85837 \cdot M \cdot \Delta \sigma \cdot \sqrt{\pi \cdot a}. \quad (10)$$

Розглядаючи другий випадок схеми навантаження і підставивши відповідно (3) у (8), отримаємо:

$$\begin{aligned} \Gamma = & -\left(-8,936299024 \cdot 10^9 \cdot a^2 + 6,913881416 \cdot 10^9 \cdot a - \right. \\ & \left. -1,337291761 \cdot 10^9 + 1 \cdot 10^6 \cdot a^4\right)^{-1} \cdot (0,0001 \times \\ & \times (5,95533874 \cdot 10^{13} \cdot a^2 - 4,609255199 \cdot 10^{13} \cdot a + \\ & + 8,915280190 \cdot 10^{12} + 2,404543779 \cdot 10^{13} \times \\ & \times \left[-1,02015896 \cdot 10^{10} \cdot a^2 + 7,892817866 \cdot 10^9 \cdot a - \right. \\ & \left. -1,526638901 \cdot 10^9 + 3,14159 \cdot 10^6 \cdot a^4 \right] \times \\ & \times \left[(94532 \cdot a - 36569)^2 \right]^{-1} \left. \right\}^{1/2} \cdot a^2 - 1,86036 \cdot 10^{13} \times \\ & \times \left[-1,020159 \cdot 10^{10} \cdot a^2 + 7,89282 \cdot 10^9 \cdot a - \right. \\ & \left. -1,5266389 \cdot 10^9 + 3,14159 \cdot 10^6 \cdot a^4 \right] \times \\ & \times \left[(94532 \cdot a - 36569)^2 \right]^{-1} \left. \right\}^{1/2} \cdot a + 3,59833 \cdot 10^{12} \times \\ & \times \left[-1,020159 \cdot 10^{10} \cdot a^2 + 7,89282 \cdot 10^9 \cdot a - \right. \\ & \left. -1,5266389 \cdot 10^9 + 3,14159 \cdot 10^6 \cdot a^4 \right] \times \\ & \times \left[(94532 \cdot a - 36569)^2 \right]^{1/2} - 7,4048 \cdot 10^9 \times \\ & \times \left[-1 \cdot (-1,7873 \cdot 10^{10} \cdot a^2 + 1,38278 \cdot 10^{10} \cdot a - \right. \\ & \left. -2,6746 \cdot 10^9 + 3,1416 \cdot 10^6 \cdot a^4) \right] \times \\ & \times \left[(94532 \cdot a - 36569)^2 \right]^{1/2} \cdot a^4). \quad (11) \end{aligned}$$

Для зручності використання еліптичний інтеграл запишемо як:

$$\begin{aligned} \Gamma = & -\left(-8,936299024 \cdot 10^9 \cdot a^2 + 6,913881416 \cdot 10^9 \cdot a - \right. \\ & \left. -1,337291761 \cdot 10^9 + 1 \cdot 10^6 \cdot a^4\right)^{-1} \cdot (0,0001 \times \\ & \times (5,95533874 \cdot 10^{13} \cdot a^2 - 4,609255199 \cdot 10^{13} \cdot a + \\ & + 8,915280190 \cdot 10^{12} + 2,404543779 \cdot 10^{13} \cdot k_1 \cdot a^2 - \\ & -1,86036 \cdot 10^{13} \cdot k_1 \cdot a + 3,59833 \cdot 10^{12} \cdot k_1 - \\ & -7,4048 \cdot 10^9 \cdot k_2 \cdot a^4)), \quad (12) \end{aligned}$$

де

$$\begin{aligned} k_1 = & \left[-1,020159 \cdot 10^{10} \cdot a^2 + 7,89282 \cdot 10^9 \cdot a - \right. \\ & \left. -1,5266389 \cdot 10^9 + 3,14159 \cdot 10^6 \cdot a^4 \right] \times \\ & \times \left[(94532 \cdot a - 36569)^2 \right]^{1/2}; \quad (13) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} k_2 = & \left[-1 \cdot (-1,7873 \cdot 10^{10} \cdot a^2 + 1,38278 \cdot 10^{10} \cdot a - \right. \\ & \left. -2,6746 \cdot 10^9 + 3,1416 \cdot 10^6 \cdot a^4) \right] \times \\ & \times \left[(94532 \cdot a - 36569)^2 \right]^{1/2}. \quad (14) \end{aligned}$$

$$\text{Звідси, при } \varphi = \frac{\pi}{2},$$

$$\begin{aligned} \Delta K = & -10000 \cdot M \cdot \Delta \sigma \cdot \sqrt{\pi a} \cdot (-8,936299 \cdot 10^9 \cdot a^2 + \\ & + 6,91388 \cdot 10^9 \cdot a - 1,33729 \cdot 10^9 + 10^6 \cdot a^4) \times \\ & \times \left(5,96 \cdot 10^{13} \cdot a^2 - 4,61 \cdot 10^{13} \cdot a + 8,92 \cdot 10^{12} + \right. \\ & + 2,41 \cdot 10^{13} \cdot k_1 \cdot a^2 - 1,86 \cdot 10^{13} \cdot k_1 \cdot a + \\ & \left. + 3,6 \cdot 10^{12} \cdot k_1 - 7,41 \cdot 10^9 \cdot k_2 \cdot a^4 \right)^{-1}. \quad (15) \end{aligned}$$

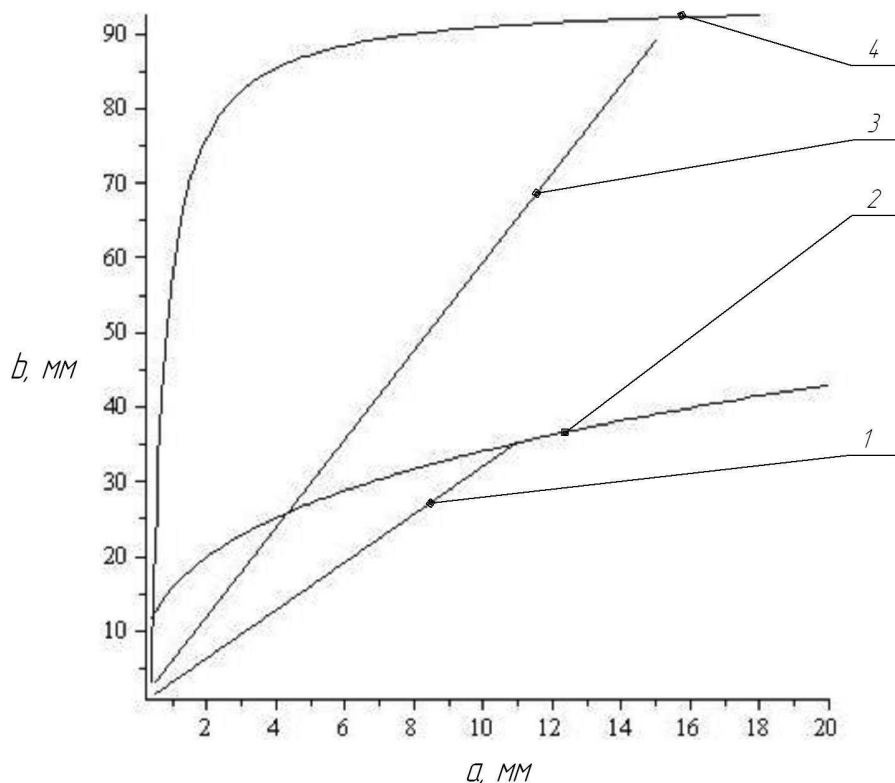
Щодо третього варіанту схеми навантаження при $b = 15,8397 \cdot a^{1/3}$, отримаємо:

$$\begin{aligned} \Gamma = & \frac{1}{(-250,8961 \cdot a^{2/3} + a^2)} \cdot 0,166667 \times \\ & \times (-1003,585 \cdot a^{2/3} + 709,6413 \times \\ & \times \sqrt{\frac{2 \cdot a^{2/3} - 3,1416 \cdot a^{2/3} + 0,0125 \cdot a^2}{a^{2/3}} \cdot a^{2/3} -} \\ & -1114,702 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot a^{2/3} - 3,1416 \cdot a^{2/3} + 0,0125 \cdot a^2}{a^{2/3}} \cdot a^{2/3} +} \\ & + 4,44288 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot a^{2/3} - 0,0125 \cdot a^2}{a^{2/3}} \cdot a^2}) = \\ & = \left(4 \cdot 10^{-10} \cdot (5,227 \cdot 10^{13} \cdot a^{2/3} + \right. \\ & + 4,219 \cdot 10^8 \cdot \sqrt{-2,854 \cdot 10^9 + 3,13 \cdot 10^7 \cdot a^{4/3}} \cdot a^{2/3} - \\ & - 4,628 \cdot 10^8 \cdot \sqrt{5 \cdot 10^5 - 3130 \cdot a^{4/3}} \cdot a^2) \times \\ & \left. \times (31362 \cdot a^{2/3} - 125 \cdot a^2) \right)^{-1}. \quad (16) \end{aligned}$$

$$\text{Звідси випливає, що за умови } \varphi = \frac{\pi}{2}$$

$$\begin{aligned} \Delta K = & 25 \cdot 10^8 \cdot M \cdot \Delta \sigma \cdot \sqrt{\pi a} \cdot (31362 \cdot a^{2/3} - 125 \cdot a^2) \times \\ & \times \left(5,227 \cdot 10^{13} \cdot a^{2/3} + 4,22 \cdot 10^8 \times \right. \\ & \times \sqrt{-2,854 \cdot 10^9 + 3,13 \cdot 10^7 \cdot a^{4/3}} \cdot a^{2/3} - \\ & \left. - 4,628 \cdot 10^8 \cdot \sqrt{5 \cdot 10^5 - 3130 \cdot a^{4/3}} \cdot a^2 \right). \quad (17) \end{aligned}$$

Отримані результати обчислень ΔK за різних схем навантаження дають змогу уточнити наявні розрахунки та прив'язати їх до умов роботи труб, які найбільш близько відповідають експлуатаційним, що і слугувало основною метою роботи.



- 1 – за сталих умов роботи бурильної труби на інтенсивно навантаженій ділянці свердловини (півеліпсоїдні тріщини, які припинили свій подальший ріст);
 2 – за поступового зменшення інтенсивності навантаження;
 3 – за сталих умов роботи бурильної труби на інтенсивно навантаженій ділянці свердловини (півеліпсоїдні тріщини, які, об'єднавшись, дали початок магістральній тріщині);
 4 – за поступового підвищення інтенсивності навантаження

Рисунок 7 – Апроксимовані графічні залежності довжин півеліпсоїдних втомних тріщин від відповідних їм глибин $b = f(a)$ за різних схем навантаження

Оцінивши загальну картину щодо розвитку півеліпсоїдних втомних тріщин за різних схем навантаження (рис. 7), виявили своєрідні особливості їх процесу підростання.

Так, в роботі [7] експериментальні зразки бурильних труб показали різну довговічність:

- найменшу – за схеми поступового зменшення інтенсивності навантаження;
- середню – за сталих умов роботи бурильної труби на інтенсивно навантаженій ділянці свердловини;
- найбільшу – за поступового підвищення інтенсивності навантаження.

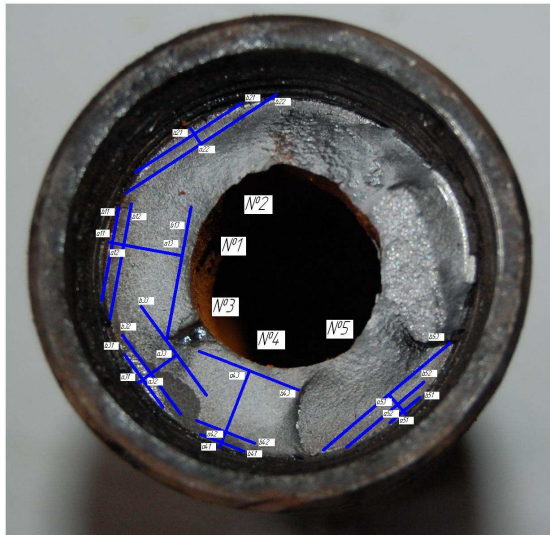
Відкинувши розвиток півеліпсоїдних тріщин, які припинили свій подальший ріст за постійної роботи труб в ускладнених умовах (рис. 7, крива 1), отримаємо своєрідний аналогічний зв'язок втомної довговічності зразка із відповідними їм залежностями $b = f(a)$.

Щоб з'ясувати, чи характерна достовірність таких результатів для різних типорозмірів бурильних труб, проведено серію додаткових досліджень у аналогічному напрямі. Об'єктами досліджень слугували втомні злами зразків бурильних труб СБТ-50 групи міцності «Д» (рис. 8), отримані за різних схем навантаження (рис. 9).

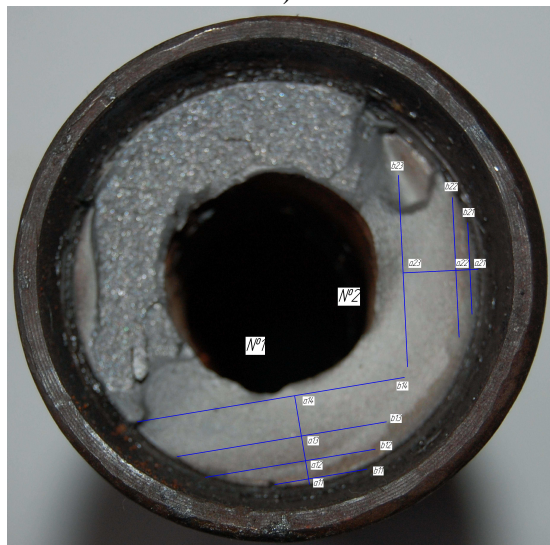
Вимірявши величини півеліпсоїдних втомних тріщин, отримали характерні закономірності росту довжин втомних тріщин в залежності від їх глибин для даного типорозміру труб (рис. 10). З отриманих результатів досліджень прослідковуються близькі до попередніх закономірності в розвитку півеліпсоїдних тріщин. Різниця в характерних особливостях підростання тріщин пояснюється відмінністю схем прикладення навантаження (послідовність ступенів навантаження проходить як з підвищенням, так і з пониженням навантаження).

Розглядаючи варіант схеми за підвищення інтенсивності навантаження (рис. 9, а), спостерігається близька за будовою крива $b = f(a)$ (рис. 10, а) – значне співвідношення розмірів b/a на ранніх стадіях втомного руйнування та практично стала довжина тріщини b після досягнення певної її величини.

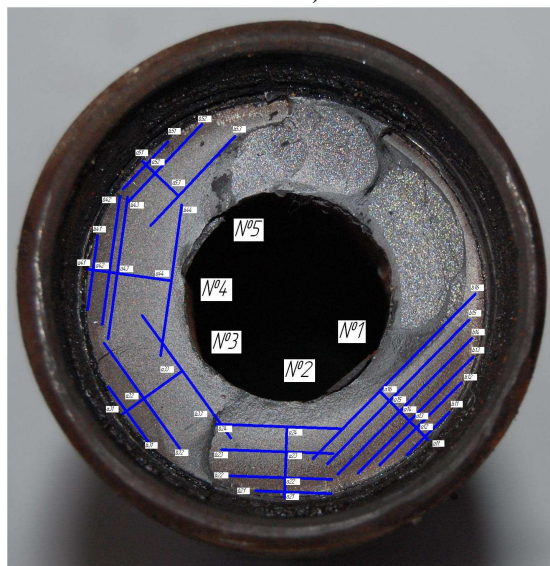
Наступні два варіанти схем навантаження практично «змішані» та поєднують в собі як ступені підвищення, так і пониження інтенсивності навантаження (рис. 9, б, в). В результаті дослідні криві $b = f(a)$ містять в своїй побудові частини, що відповідають як ступеням підвищення, так і пониження інтенсивності навантаження (рис. 10, б, в).



а)



б)



в)

а – №1; б – №2; в – №3

Рисунок 8 – Загальний вигляд зламів зразків труб, отриманих за різних схем навантаження з розміщенням областей розвитку півеліпсоїдних втомних тріщин

Таким чином, за результатами виконаної роботи сформульовані загальні висновки:

- описано загальну фізичну схему росту півеліпсоїдних втомних тріщин на основі аналізу отриманих поверхонь руйнування зламів труб незалежно від схеми навантаження;

- запропоновано уточнені розрахунки величини розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK для півеліпсоїдних тріщин за різних схем навантаження;

- виявлено своєрідний зв'язок втомних довговічностей зразків з відповідними їм залежностями довжин півеліпсоїдних втомних тріщин b від відповідних їм глибин a - $b = f(a)$ за різних схем навантаження;

- за результатами досліджень розроблено методику оцінки росту півеліпсоїдних втомних тріщин в бурільних трубах за змінних умов навантаження.

Подальші дослідження будуть спрямовані на розроблення методики прогнозування втомної довговічності бурільних труб за різних варіантів схем навантаження.

Література

1 Крыжановский Е.И. Исследование и повышение сопротивления усталости бурильных колонн при вращательном бурении скважин: дисс. докт. техн. наук: 05.05.12 / Крыжановский Евстахий Иванович. – Москва, 1990. – 480 с.

2 Иванова В.С. Природа усталости металлов / В.С. Иванова, В.Ф. Терентьев. – М.: Металлургия, 1975. – 456 с.

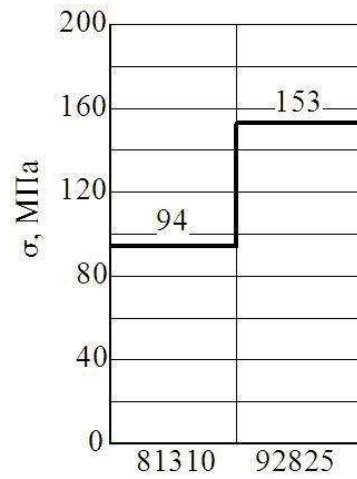
3 Івасів В.М. Методи та засоби управління бурильною колоною для забезпечення її надійності: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук: спец. 05.05.12 «Машини нафтової і газової промисловості» / Івасів Василь Михайлович; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 1999. – 31 с.

4 Одинг И.А. Допускаемые напряжения в машиностроении и циклическая прочность металлов / И.А. Одинг. – М.: Машгиз, 1962. – 260 с.

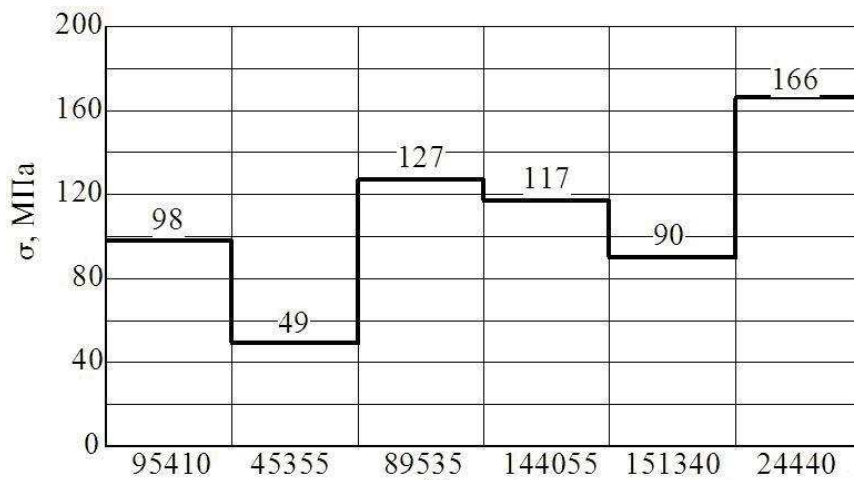
5 Серенсен С.В. Руководство по расчету на усталость деталей машин (в вероятностном аспекте) / С.В. Серенсен, В.П. Когаев. – М.: ИМАШ ВНИИНМАШ. – 1972. – 107 с.

6 Трошенко В.Т. Трещиностойкость материалов при циклической нагрузке / В.Т. Трошенко, В.В. Покровский, А.В. Прокопенко. – К.: Наукова думка, 1978. – 256 с.

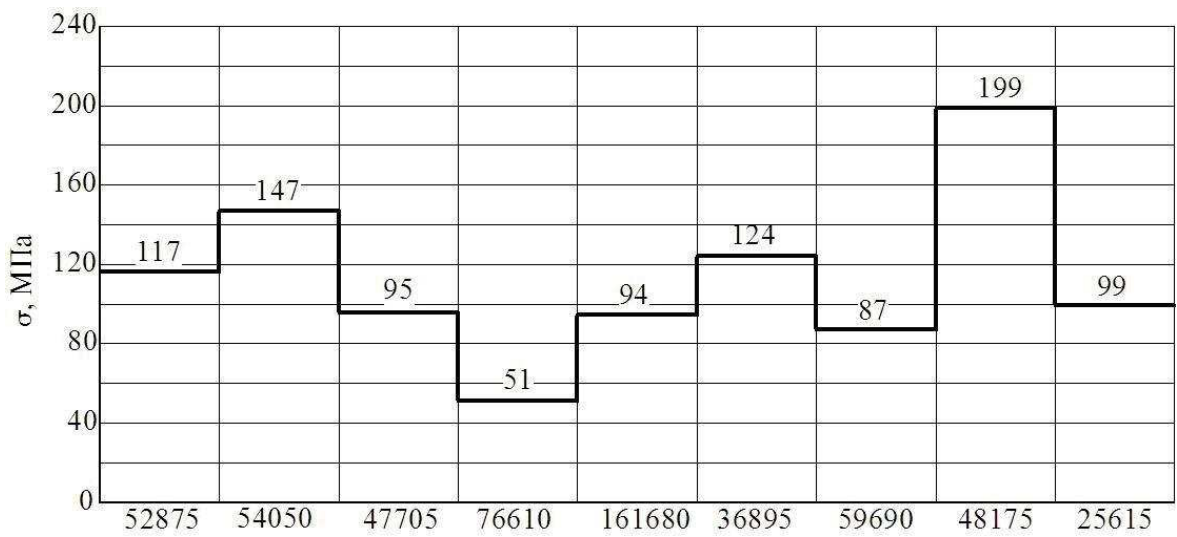
7 Артım В.І. Дослідження втомної довговічності натурних зразків бурільних труб за багатоступеневого навантаження / В.І.Артım, І.М. Гойсан // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: держ. міжвід. наук.-техн. зб. / Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2010. – №1. – С. 46-52.



а)



б)



в)

а – №1; б – №2; в – №3

Рисунок 9 – Схеми навантажування зразків бурильних труб СБТ-50

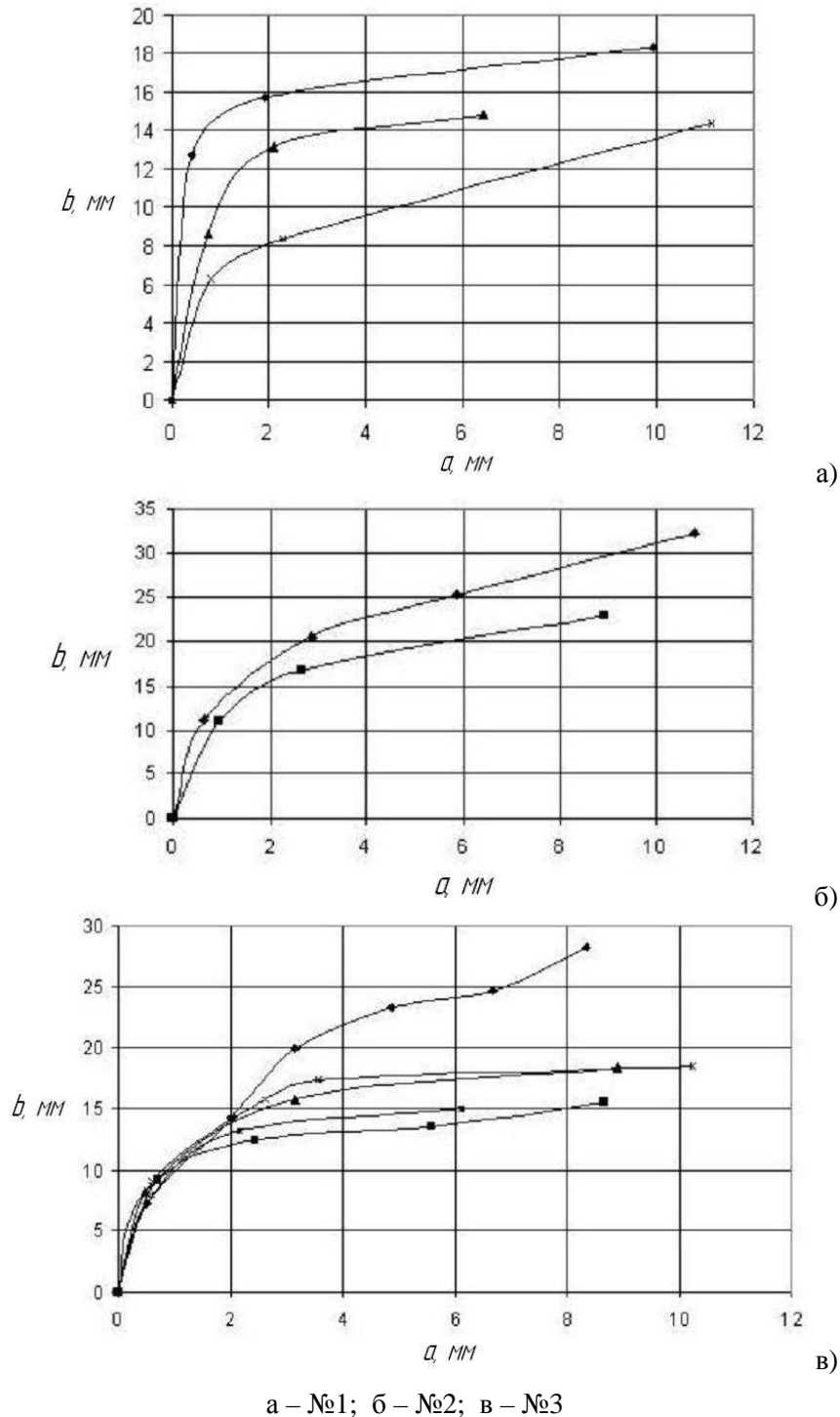


Рисунок 10 – Графічні залежності довжин півеліпсоїдних втомних тріщин від відповідних їм глибин $b = f(a)$ за відповідних схем навантажування

8 P.C. Paris and F. Erdogan, Transactions ASME // Journal of Basic Engineering, 1963. – 85. P. 528 - 533.

9 Гусев А.С. Расчет конструкций при случайных воздействиях / А.С. Гусев, В.А. Светлицкий. – М.: Машиностроение, 1984. – 240 с.

10 G.R. Irwin, Transactions ASME // Journal of Applied Mechanics, 1962. – 29. – P. 651 - 654.

11 Aboutorabi A.A. and Cowling M.J. Determination of stress intensity factors for surface cracks using fatigue crack growth data // International Journal of Fracture, 1986. – 31, №1. – P. 67-69.

Стаття надійшла до редакційної колегії
18.02.12
Рекомендована до друку професором
Івасівим В.М.

МОДЕЛЮВАННЯ ОБ'ЄКТА УПРАВЛІННЯ НА ОСНОВІ КВАЗИСТАЦІОНАРНИХ ЛОГІКО-СТАТИСТИЧНИХ ТА КЛАСТЕРНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ МОДЕЛЕЙ В ПЕРЕДАВАРІЙНИХ ТА АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Н.Г. Ширмовська, Я.М. Николайчук, Г.Я. Ширмовський, Г.І. Левицька, А.Ю. Левицький

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 716670,
e-mail: galewi@gmail.com

Викладено систематизацію характеристик об'єктів низових рівнів розподілених комп'ютерних систем, що дає змогу визначити перспективність використання кореляційно-спектральних характеристик, кластерних та логіко-статистичних інформаційних моделей для розробки методів діагностування квазі-стаціонарних об'єктів. Названі математичні основи відображають інтегровані характеристики квазі-стаціонарних об'єктів і можуть бути ефективно використані для прогнозування, передбачення та виявлення передаварійних та аварійних станів технологічних об'єктів управління. Розроблено метод діагностування станів технологічних об'єктів на основі запропонованої багатовимірної квазістаціонарної логіко-статистичної та кластерної інформаційних моделей з врахуванням технологічних та інформаційних станів, що дозволив формалізувати складні процеси виявлення та попередження аварійних станів об'єкта.

Ключові слова: продукційна модель, характеристичний функціонал, фазова характеристика, багатоканальні об'єкти.

Изложена систематизация характеристик объектов низовых уровней распределенных компьютерных систем, позволяющая определить перспективность использования корреляционно-спектральных характеристик, кластерных и логико-статистических информационных моделей для разработки методов диагностирования квазиустойчившихся объектов. Указанные математические основы отображают интегрированные характеристики квазиустойчившихся объектов и могут быть эффективно использованы для прогнозирования, предостережения и выявления предаварийных и аварийных состояний технологических объектов управления. Разработан метод диагностирования состояний технологических объектов по предложенной многомерной квазиустойчившейся логико-статистической и кластерной информационных моделях с учетом технологических и информационных состояний, позволивший формализовать сложные процессы выявления и предупреждения аварийных состояний объекта.

Ключевые слова: производственная модель, характеристический функционал, фазовая характеристика, многоканальные объекты.

The presented systematization for the objects' properties for the basys levels of the distributed computer systems allows to define the prospects for using the correlation-spectral characteristics, cluster, and logical-static informational models for developing the methods that can be used for the testing of quasi-stabilized objects. The reason behind is that abovementioned mathematical fundamentals demonstrate integrative characteristics of the quasi-stabilized objects can be effectively used for prognosis, forecasting, and identifying the pre-emergency and emergency states of the technological control units. The developed method for testing the states of technological objects is based on the presented multidimensional quasi-stabilized logical-static and clustered informational model, with the consideration of technological and informational states, allows to formalize the complex processes of identifying and anticipating the object's emergency states.

Keywords: production model, characteristic function, phase characteristic, multichannel objects.

Ідентифікація передаварійних та аварійних станів об'єкта управління (ОУ) вимагає врахування низки особливостей, а саме:

1. Об'єкт, перебуваючи в нормальному стані (рис. 1, а), як правило, описується стаціонарними характеристиками згідно з функціоналом:

$$TS_j(t) = F_j \{x(t), t, D_x, \sigma_x, M_x, M_j, M_v, R_{xx}, S(\omega), I_x\}, \quad (1)$$

де: $j = 1, 2, 3, \dots$ – порядковий номер технологічного стану; t – час; D – дисперсія; σ – середньоквадратичне відхилення; M_x – вибіркове математичне сподівання; M_j – ковзне математичне сподівання; M_v – вагове математичне сподівання; R_{xx} – автокореляційна модель;

$S(\omega)$ – спектральна характеристика, I_x – ентропія.

2. Об'єкт, який переходить в передаварійний стан, ідентифікується стрибками окремих параметрів характеристичного функціоналу (1), що відповідає квазістаціонарності його статистичних характеристик (рис. 1, б).

3. Об'єкт, який переходить в аварійний стан, найчастіше описується дрейфом практично всіх параметрів характеристичного функціоналу (1), суттєвою зміною коефіцієнтів матриці взаємкореляцій і нестационарністю статистичних характеристик (рис. 1, в).

Таким чином, перехід ОУ в аварійні та передаварійні стани потребує розробки достатньо складного алгоритмування та програмного забезпечення комп'ютерної системи, яка в реаль-

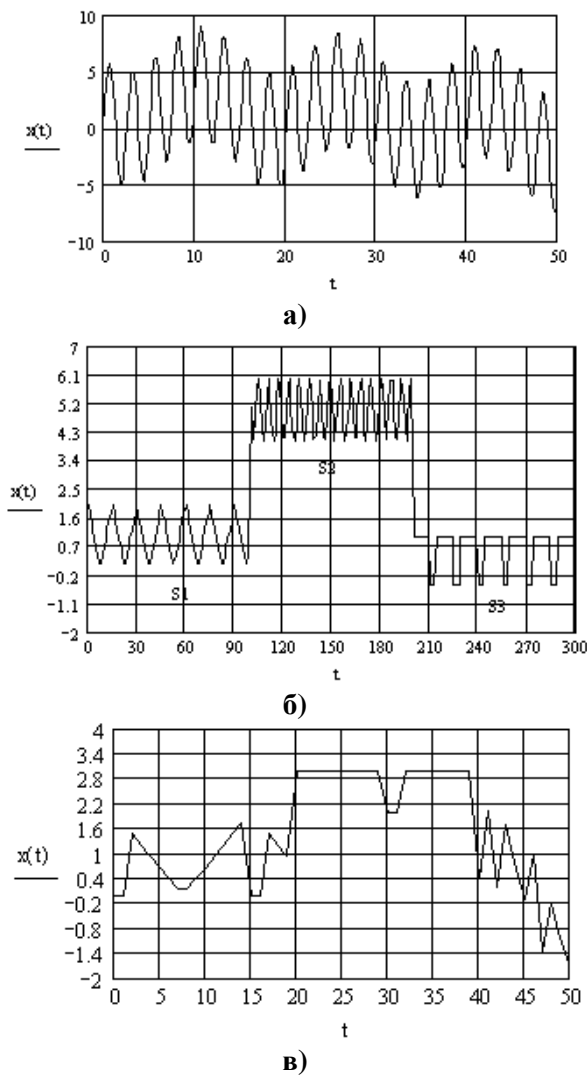


Рисунок 1 – Приклади реалізацій стаціонарного (а), квазістаціонарного (б), нестаціонарного (в) процесів

ному масштабі часу повинна ідентифікувати стани ОУ та відпрацювати програми повернення ОУ до нормального стану.

Розробка проблемно-орієнтованих розподілених комп'ютерних систем (РКС) ефективно використовуються для діагностування технологічних, інформаційних, семантичних, передавальних та аварійних станів складних промислових об'єктів. Як програмно-математичний інструмент може ефективно використовуватись теорія моделей подання знань [1], кластерні моделі та логіко-статистичні інформаційні моделі (ЛСІМ).

Логіко-статистична інформаційна модель (ЛСІМ) ЛСІМ-1 [2] реагує на відхилення технологічних даних від норми за амплітудою, але нечутлива до зміни динаміки станів ОУ. Вона характеризується властивостями гіперчутливості. ЛСІМ-2 здійснює контроль за відхиленням станів ОУ за динамікою, але нечутлива до зміни фазових характеристик. ЛСІМ-3 реагує на порушення зміни фазових характеристик між параметрами промислового об'єкта, але не реагує на спектр сигналу. ЛСІМ-4 аналізує та реа-

гує на недопустимі зміни спектру сигналу, але не несе інформації про момент часу, коли змінюється характеристика об'єкта. Принцип роботи ЛСІМ-5 базується на аналізі зміни глобальної дисперсії станів об'єктів [3].

В таблиці 1 наведено типи стаціонарних ЛСІМ.

Зазвичай рівняння ЛСІМ описується виразом (2):

$$L_i = \begin{cases} 0, & W_i \in \varepsilon_{OY} \\ 1, & W_i \notin \varepsilon_{OY} \end{cases}, \quad (2)$$

де: W_i – контрольований параметр ОУ; ε_{OY} – відповідна апертура, яка обмежує характеристики W_i ; "0", "1" – відповідно значення ЛСІМ, які відповідають нормі та ненормі станів ОУ.

Вказані особливості задачі ідентифікації аварійних та передавальних станів ОУ не дозволяють покласти задачу приведення ОУ до стану норми на регулятори окремих параметрів об'єкта, що потребує застосування потужного математичного апарату кластерних моделей.

Методологія та необхідність кластерних моделей ввів Т. Харрісон [4]. Теоретичні основи кластерних моделей розроблені Олдендерфер М. С. [2]. Однак названі та інші автори не розглядали можливість застосування кластерних моделей до квазістаціонарних об'єктів, що є важливою актуальною науковою задачею.

Інформаційна технологія побудови кластерних моделей квазістаціонарних ОУ базується на теорії побудови продукційних моделей подання знань [3] для багатоканальних об'єктів, які характеризуються квазістаціонарними властивостями. На практиці значення P_{ij} класифікуються на дозволені та недозволені, тобто:

$$P_{ij} < \alpha - \text{"норма"};$$

$$P_{ij} \geq \alpha - \text{"ненорма"}.$$

Наприклад, маємо матрицю P_{ij} для $n = 4$; $\alpha = 0,7$:

$$\begin{pmatrix} \textcircled{0.8} & 0.4 & 0.2 & \textcircled{0.75} \\ 0.1 & \textcircled{0.9} & 0.6 & 0.4 \\ 1.0 & 0.3 & \textcircled{0.7} & 0.1 \\ \textcircled{0.8} & 0.2 & \textcircled{0.9} & 0.5 \end{pmatrix},$$

де $\textcircled{P_{ij}}$ - відповідає регламентному переходу об'єкта з одного стану в інший.

Таблична кластерна модель (рис.2) відповідає регламентним переходам об'єкта ОУ з одного стану в інший.

Графова кластерна модель дозволяє найбільш компактно та досконало подати ймовірнісні переходи ОУ з одних станів в інші та більш інформаційно представити можливі появи передавальних та аварійних станів ОУ (рис. 3).

На рис. 4 зображено класифікацію можливих переходів квазістаціонарних ОУ в різні стани.

Таблиця 1 – Типи стаціонарних ЛСІМ

Тип ЛСІМ	Аналітичний вираз	Графічне зображення стану ОУ
ЛСІМ-1	$L_1 = \begin{cases} 0, & X_i \in \varepsilon_1 \\ 1, & X_i \notin \varepsilon_1 \end{cases}$	
ЛСІМ-2	$L_2 = \begin{cases} 0, & C_{xx}(j) < \varepsilon_2 \\ 1, & C_{xx}(j) \geq \varepsilon_2 \end{cases}$	
ЛСІМ-3	$L_3 = \begin{cases} 0, & \rho_{xy} > 0 \\ 1, & \rho_{xy} \leq 0 \end{cases}$	
ЛСІМ-4	$L_3 = \begin{cases} 0, & S(\omega) > 0 \\ 1, & S(\omega) \leq 0 \end{cases}$	
ЛСІМ-5	$L_5 = \begin{cases} 0, & D > \varepsilon_5 \\ 1, & D \leq \varepsilon_5 \end{cases}$	

ε_1 – апертура за амплітудою,
 ε_2 – апертура за динамікою,
 C_{xx} – структурна автокореляційна модель,
 D – глобальна дисперсія,
 ε_5 – апертура зміни глобальної дисперсії.

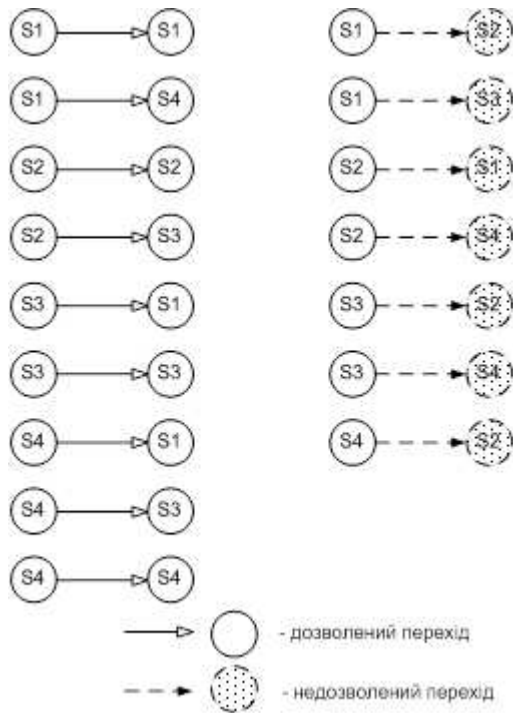


Рисунок 2 – Таблична кластерна модель

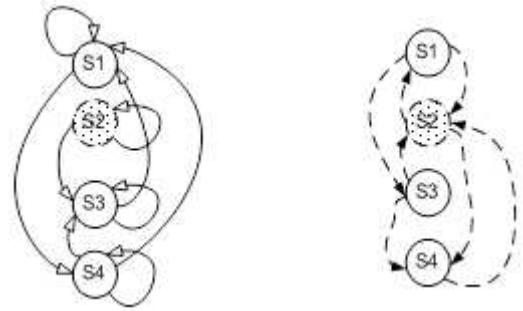


Рисунок 3 – Графова кластерна модель ОУ

В таблиці 2 наведено систематизацію можливих переходів квазістаціонарних ОУ в різні стани.

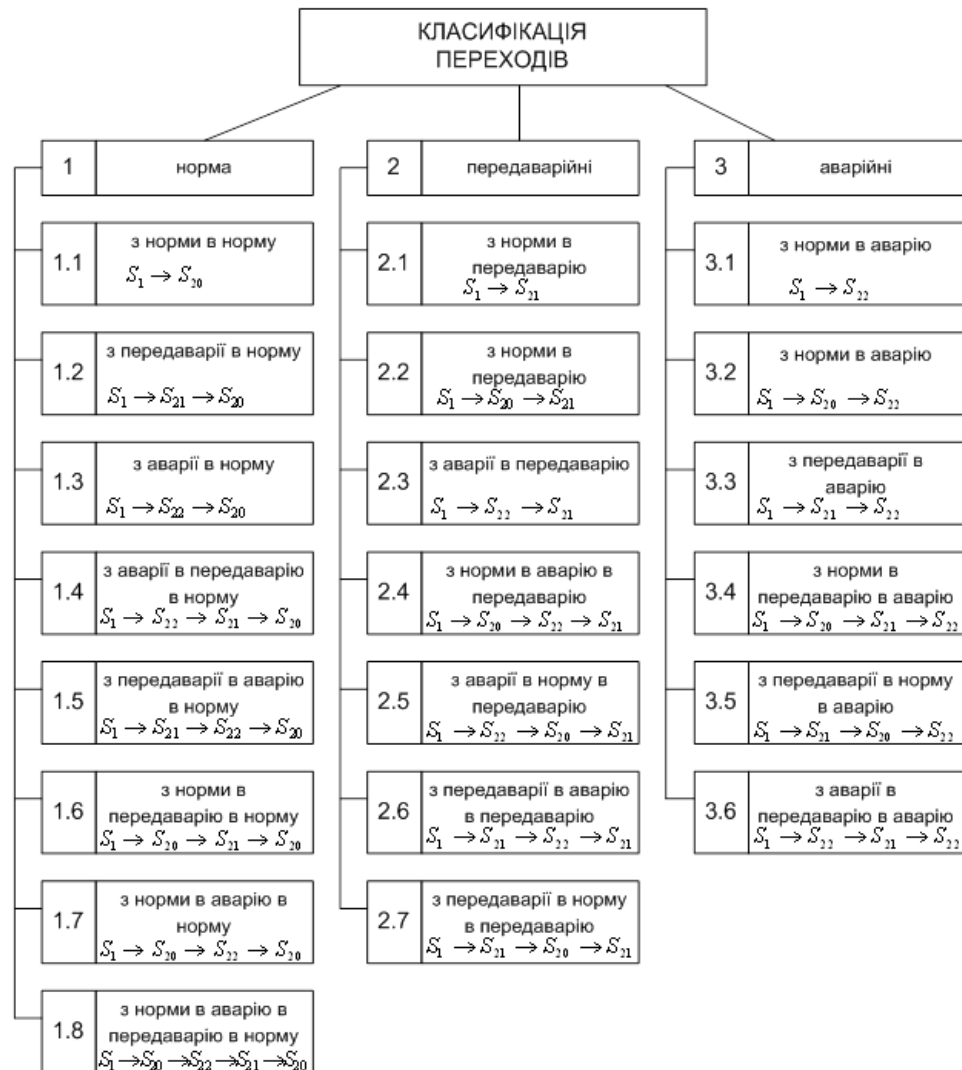
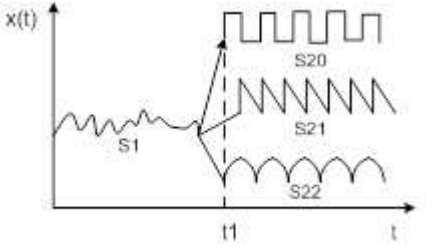
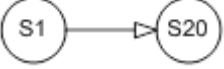
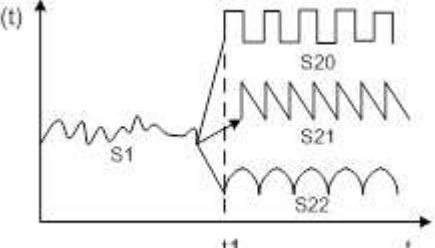
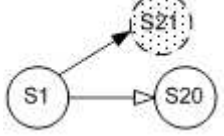
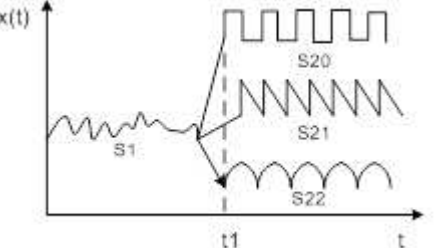
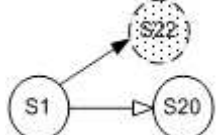
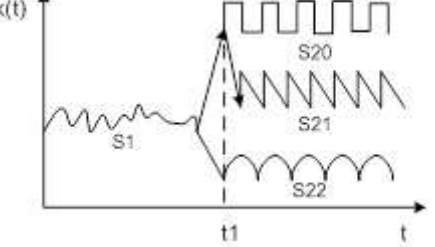
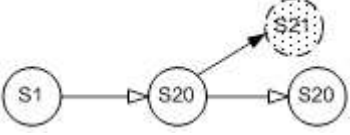
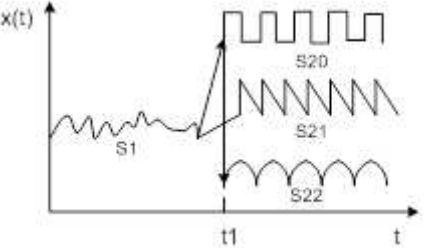
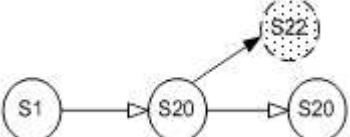
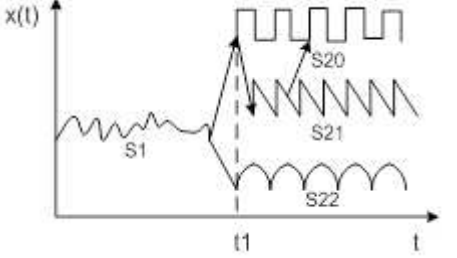
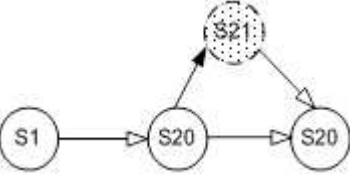
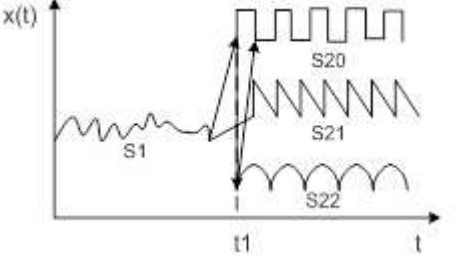
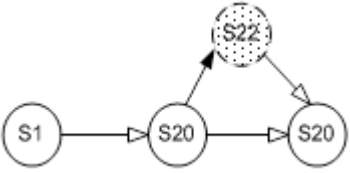
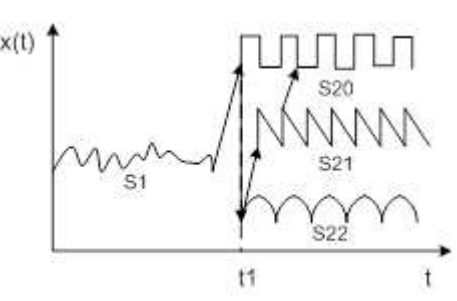
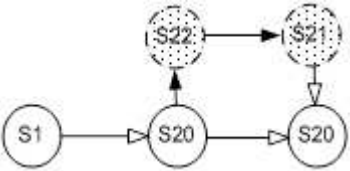
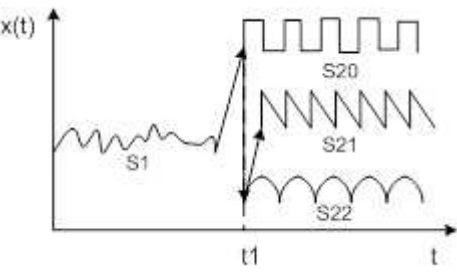
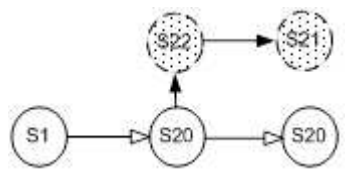
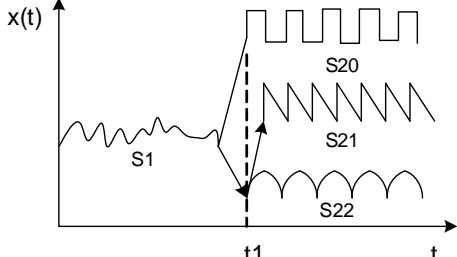
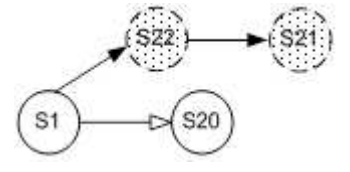


Рисунок 4 – Класифікація переходів станів

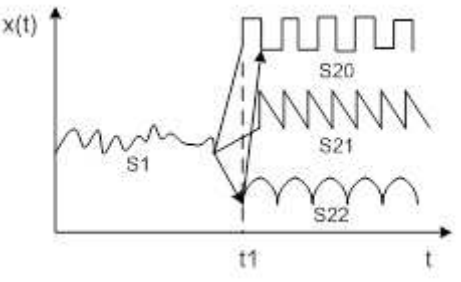
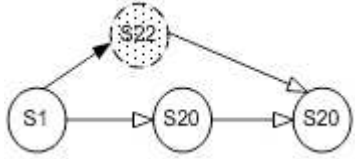
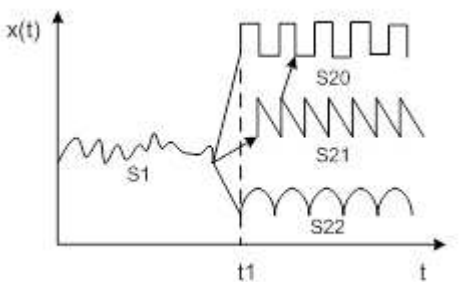
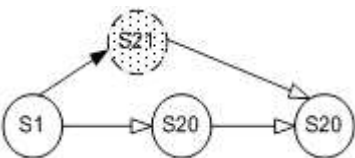
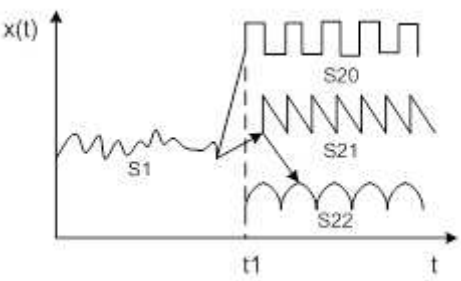
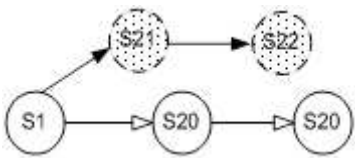
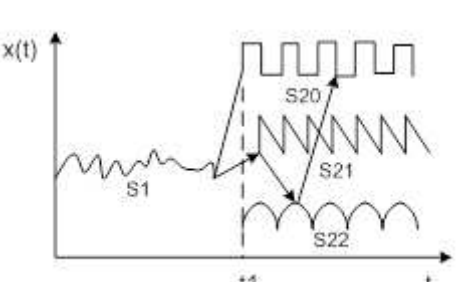
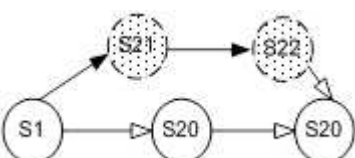
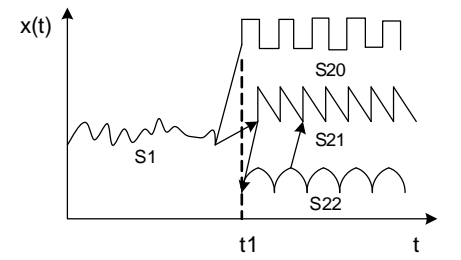
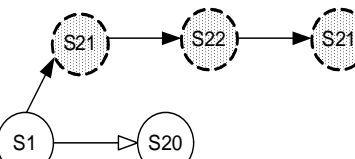
Таблиця 2 – Систематизація переходів квазістаціонарних ОУ

Опис можливих переходів квазістаціонарних ОУ в різні стани	Продукційна модель подання знань про аварійні та передаварійні стани ОУ	Кластерна модель
1	2	3
Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} .		
Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} , але перейшов до стану S_{21} .		
Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} , але перейшов до стану S_{22} .		
Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, він перейшов, але потім перейшов до стану S_{21} .		
Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, він перейшов, але потім перейшов до стану S_{22} .		

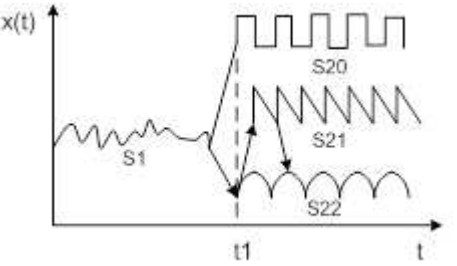
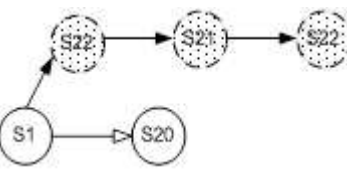
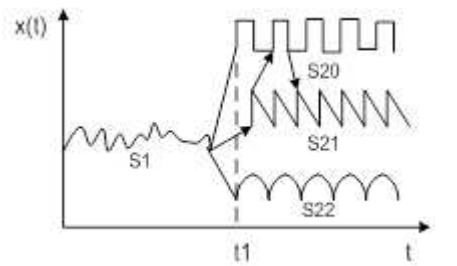
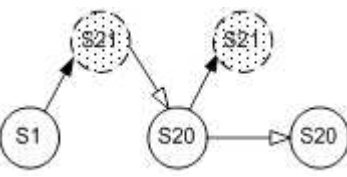
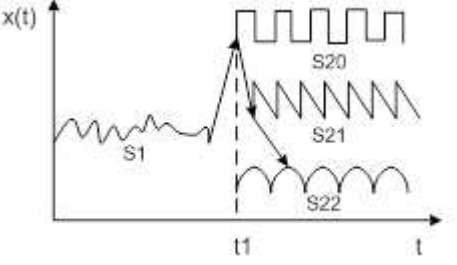
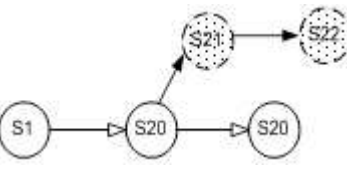
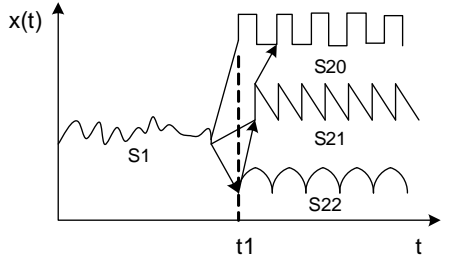
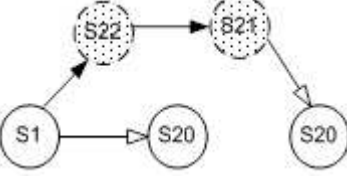
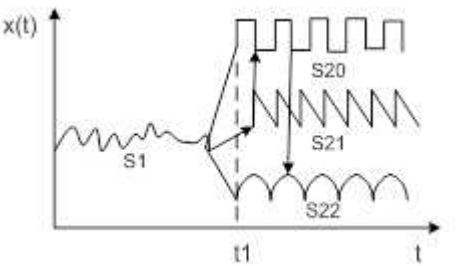
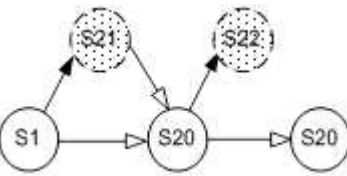
Продовження таблиці 2

1	2	3
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, він перейшов, але потім перейшов до стану S_{21} і повернувся до стану S_{20}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, він перейшов, але потім перейшов до стану S_{22} і повернувся до стану S_{20}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, він перейшов, але потім перейшов до стану S_{22}. Із стану S_{22} перейшов до стану S_{21} і повернувся до стану S_{20}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, він перейшов, але потім перейшов до стану S_{22}. Із стану S_{22} перейшов до стану S_{21}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20}, але перейшов до стану S_{22}. Із стану S_{22} перейшов до стану S_{21}.</p>		

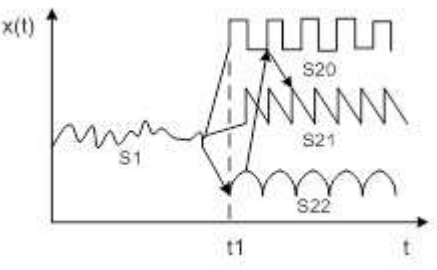
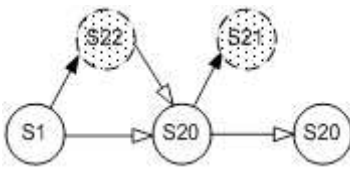
Продовження таблиці 2

1	2	3
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, але він перейшов до стану S_{22}. Із стану S_{22} перейшов до стану S_{20}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, але він перейшов до стану S_{21}. Із стану S_{21} перейшов до стану S_{20}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, але він перейшов до стану S_{21}. Із стану S_{21} перейшов до стану S_{22}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, але він перейшов до стану S_{21}. Із стану S_{21} перейшов до стану S_{22}. Із стану S_{22} перейшов до стану S_{20}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20}, але він перейшов до стану S_{21}, а потім перейшов до стану S_{22}. Із стану S_{22} перейшов до стану S_{21}.</p>		

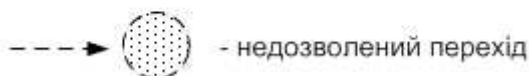
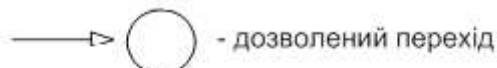
Продовження таблиці 2

1	2	3
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20}, але він перейшов до стану S_{22}, а потім перейшов до стану S_{21}. Із стану S_{21} перейшов до стану S_{22}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, але він перейшов до стану S_{21}. Із стану S_{21} перейшов до стану S_{20}. Із стану S_{20} перейшов до стану S_{21}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, але він перейшов до стану S_{21}. Із стану S_{21} перейшов до стану S_{22}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20}, але він перейшов до стану S_{22}. Із стану S_{22} перейшов до стану S_{21}, а потім перейшов до стану S_{20}.</p>		
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, але він перейшов до стану S_{21}. Із стану S_{21} перейшов до стану S_{20}, а потім перейшов до стану S_{22}.</p>		

Продовження таблиці 2

1	2	3
<p>Об'єкт із стану S_1 в момент часу t_1 повинен перейти до стану S_{20} і мав залишатися в цьому стані, але він перейшов до стану S_{22}. Із стану S_{22} перейшов до стану S_{20}, а потім перейшов до стану S_{21}.</p>		

Позначення:



S_1, S_{20} – нормальні стани, S_{21} – передаварійні ситуації, S_{22} – аварійні ситуації.

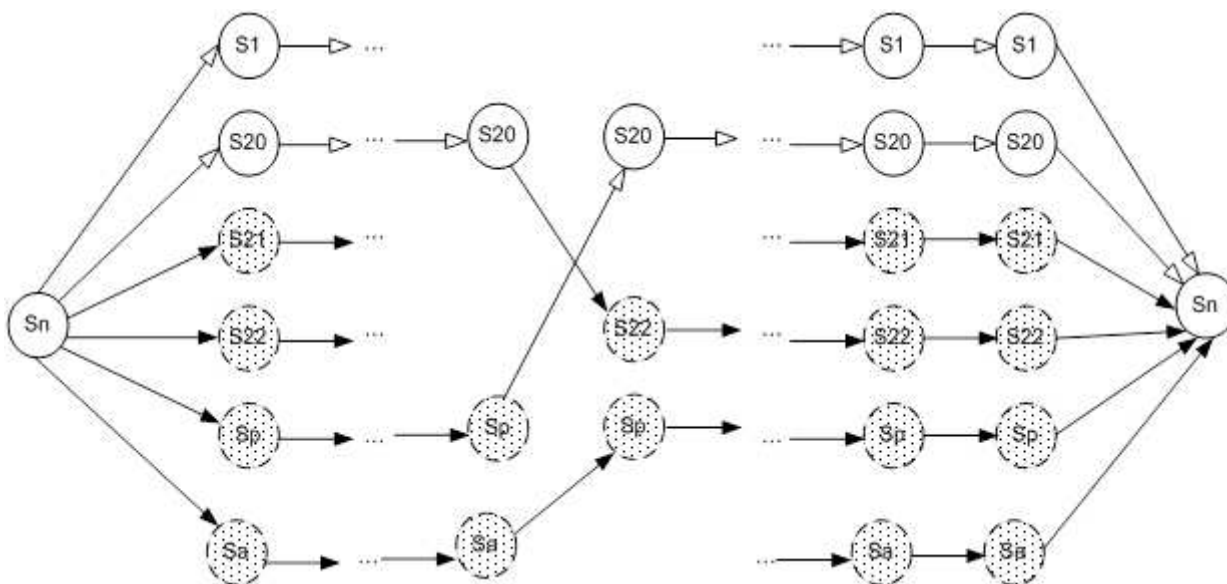


Рисунок 5 – Узагальнена теорія переходів квазістаціонарних ОУ

Узагальнена теорія можливих переходів квазістаціонарних ОУ описується наступною залежністю:

$$L_6 = \begin{cases} 0, S_n = S_n; \\ 0, S_1 = S_{20}; \\ 1, S_1 = S_{21} \vee S_{22}; \\ 1, S_n = S_a \vee S_p. \end{cases} \quad (3)$$

На рис. 5 проведена узагальнена теорія можливих переходів квазістаціонарних ОУ до різних станів.

Викладені теоретичні положення та методологія діагностування квазістаціонарних станів ОУ на основі розроблених модифікованих кластерних моделей може бути широко використана при створенні програмно-апаратних засобів та спеціальних процесорів опрацювання потоків даних на низових рівнях розподілених комп'ютерних систем (РКС), в тому числі для широкого класу об'єктів нафтогазовій, атомній, енергетичній та інших галузях промисловості.

Література

1 Николайчук Я.М. Теорія джерел інформації: монографія / Я.М. Николайчук. – Тернопіль: ТНЕУ, Економічна думка, 2008. – 396 с.

2 Олдендерфер М. С. Кластерный анализ. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ: пер. с англ. под ред. И. С. Енюкова. / М. С. Олдендерфер, Р. К. Блэшфилд. – М.: Финансы и статистика, 1989. – 215с.

3 Пітух І.Р. Системні характеристики формальних об'єктів моделей руху даних в комп'ютерних мережах / І.Р.Пітух: – 3 International conference on optoelectronic information technologies "PHOTONICS-ODS 2005", Ukraine, Vinnytsia, VNTU, 2005. – p. 60-61.

4 Харрисон У. Теория твердого тела / У. Харрисон . – М.: Мир, 1972. – 616 с.

5 Ширмовська Н.Г. Діагностування аварійних та передаварійних станів об'єктів на основі інформаційних моделей джерел інформації // Тези міжгалузевої проблемно-наук. конф. "Інформаційні проблеми комп'ютерних систем, юриспруденції, економіки та моделювання". – Бучач, 2009. – 126 с.

6 Shirmovska N.G. Diagnosing of accident rate of the technological states of objects on the base of cross-correlation models of information sources // Proceedings of the 4-th International Conference ACSN – 2009 "Advanced Computer Systems and Networks: Design and Application", - Lviv, 2009.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.01.12*

*Рекомендована до друку професором
Горбійчуком М.І.*

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ НАСОСНОЇ УСТАНОВКИ НА ТРУБОПРОВІД

П.Р. Гімер, М.П. Муж

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40098,
e-mail: gidro@nung.edu.ua

Описано методику розрахунку режиму роботи насосної установки, створеної на базі відцентрових насосів, яка здійснює подачу рідини системою трубопроводів заданої конфігурації. Розглянуто основні методи регулювання роботи такої насосної установки з метою забезпечення заданої витрати рідини. Існуючий графоаналітичний метод розрахунку пропонується модифікувати, використавши моделювання характеристик трубопроводу і насосної установки у вигляді поліномів другої степені. На основі такого підходу отримано достатньо прості аналітичні формули для визначення параметрів робочої точки насосної установки і параметрів регулювання її роботи методами дроселювання, перепускання рідини через байпас, зміною частоти обертання насосного колеса і обточкою робочого колеса. Запропонована методика уможливає визначення режиму сумісної роботи насосної установки і трубопроводу аналітичним методом без графічних побудов і може бути легко реалізована у вигляді комп'ютерної програми.

Наведено приклад розрахунку роботи насосної установки з використанням отриманих залежностей. Дається порівняння точності розрахунку у випадку використання для апроксимації характеристики насоса трьох- і двочленного поліномів другої степені.

Ключові слова: характеристика трубопроводу, характеристика насоса, робоча точка, відцентровий насос, методи регулювання

Описана методика расчета режима работы насосной установки, созданной на базе центробежных насосов, осуществляющей подачу жидкости через систему трубопроводов заданной конфигурации. Рассмотрены основные методы регулирования работы такой насосной установки с целью обеспечения заданного расхода жидкости. Существующий графоаналитический метод расчета предлагается модифицировать, используя моделирование характеристики трубопровода и насосной установки в виде полиномов второй степени. На основании такого подхода получены достаточно простые аналитические формулы для определения параметров рабочей точки насосной установки и для определения параметров регулирования ее работы методами дроселирования, пропуска жидкости через байпас, изменением частоты вращения насосного колеса и обточкой рабочего колеса. Предлагаемая методика позволяет определить режим совместной работы насосной установки и трубопровода аналитическим методом без графических построений и может быть легко реализована в виде компьютерной программы.

Приводится пример расчета работы насосной установки с использованием полученных зависимостей. Даются результаты сравнения точности расчетов при использовании для аппроксимации характеристики насоса трёх- и двучленного полиномов второй степени.

Ключевые слова: характеристика трубопровода, характеристика насоса, рабочая точка, центробежный насос, методы регулирования

The method of operation mode calculation is described for a pumping unit based on centrifugal pumps which supplies liquid through a pipeline system of given configuration. Main adjustment methods for the regulation of such pumping unit for providing given liquid flow rate are considered. It is proposed to modify an existing grapho-analytical calculation method by means of using the pipeline and pump characteristics modelling in a quadratic polynomial form. On the basis of such approach quite simple analytical equations are obtained for finding the operation point parameters of the pumping unit and parameters of the adjustment by throttling, bypassing, impeller speed changing and impeller turning. The suggested method enables to find the joint operation mode of pumping unit and pipeline analytically without any graphical plotting. The method can be easily implemented in the form of a computer program.

Calculations of pumping unit operation by means of the obtained relations are given as an example. The calculation accuracy is compared for cases of using tri- and binomial quadratic polynomials for pump characteristic approximation.

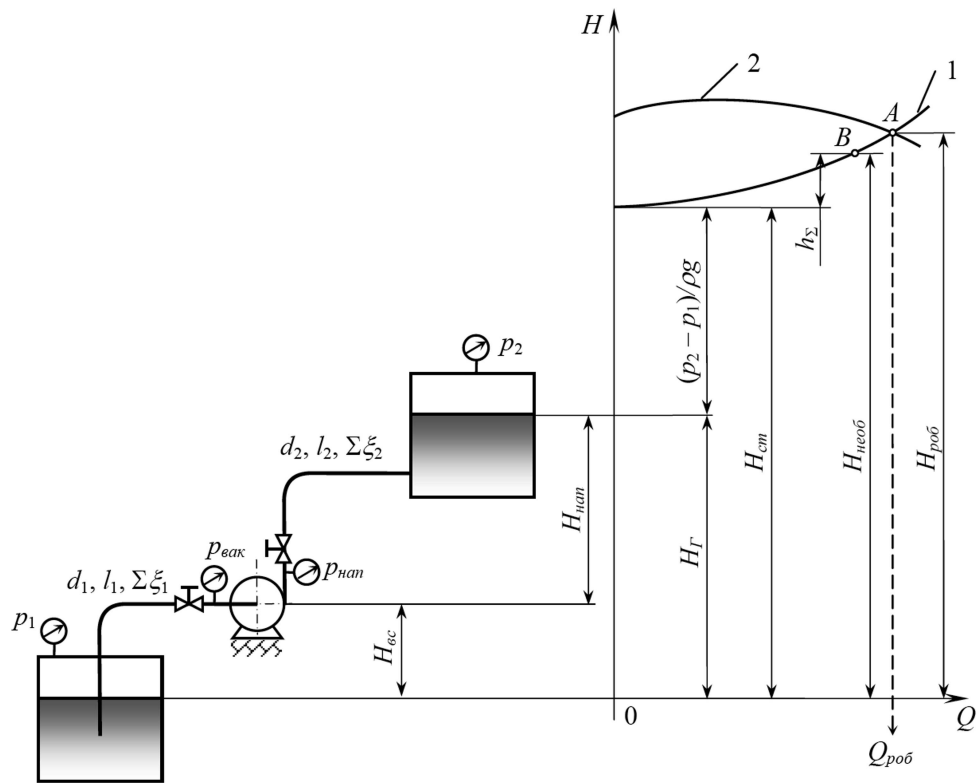
Keywords: pipeline characteristic, pump characteristic, operating point, centrifugal pump, adjustment methods

Гідродинамічні розрахунки сумісної роботи насоса і мережі нафтопродуктопроводів є важливою і досить громіздкою задачею технічної гідравліки. Кінцевим результатом цих розрахунків є підбір таких параметрів роботи насосної установки, які забезпечать подачу споживачеві необхідної кількості рідини під необхідним тиском.

Наведемо загальний алгоритм розрахунків [1]:

1. Розрахувати для заданої конфігурації трубопроводів величину необхідного напору для подачі споживачеві необхідної кількості рідини під необхідним тиском.

Необхідний напір в насосній установці для подачі рідини споживачеві з заданою витратою Q_z витрачається на те, щоб підняти рідину на геодезичну висоту H_T , підтримати задану різницю тисків в системі $(p_2 - p_1)/\rho g$ і перебороти загальні втрати напору в трубопроводах h_{Σ} (рис. 1):



1 — сумарна характеристика трубопроводів; 2 — характеристика насоса;
 A — робоча точка насосної установки; B — точка, яка відповідає заданому режиму роботи Q_3

Рисунок 1 — Визначення режиму сумісної роботи насоса і системи трубопроводів

$$H_{необ} = H_{Г} + \frac{p_2 - p_1}{\rho g} + h_{\Sigma}. \quad (1)$$

Перші два доданки визначаються відповідно до заданої конфігурації системи трубопроводів і не залежать від витрати рідини. Тому їх суму називають статичним напором $H_{см}$.

Загальні втрати напору складаються з втрат на місцевих опорах і втрат тертя по довжині трубопроводу відповідно для всмоктувального (індекс 1) і напірного (індекс 2) трубопроводів:

$$h_{\Sigma} = \left(\sum \xi_1 + \lambda_1 \frac{l_1}{d_1} \right) \frac{v_1^2}{2g} + \left(\sum \xi_2 + \lambda_2 \frac{l_2}{d_2} \right) \frac{v_2^2}{2g}, \quad (2)$$

де: $\sum \xi$ — сумарний коефіцієнт місцевих опорів; λ — коефіцієнт гідравлічного опору; l — довжина трубопроводу; d — діаметр трубопроводу; v — швидкість течії рідини в трубопроводі.

Коефіцієнт гідравлічних втрат напору на тертя λ в трубопроводі діаметром d в загальному випадку залежить від режиму течії (числа Re) і еквівалентної шорсткості труб Δ_e :

$$\lambda = f(Re, \Delta_e),$$

а число Re визначається як

$$Re = \frac{vd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d \nu}, \quad (3)$$

де ν — коефіцієнт кінематичної в'язкості.

Якщо $Re \leq (Re_{кр} = 2320)$, то течія ламінарна, і λ визначають за формулою Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (4)$$

Якщо $Re_{кр} < Re \leq (Re_I = 10d/\Delta_e)$ (Re_I — перше перехідне число Рейнольдса) або $Re \leq 10^5$, то це — перша зона турбулентного режиму течії або зона гідравлічно гладких труб, і коефіцієнт гідравлічного тертя λ обчислюється за формулою Блазіуса:

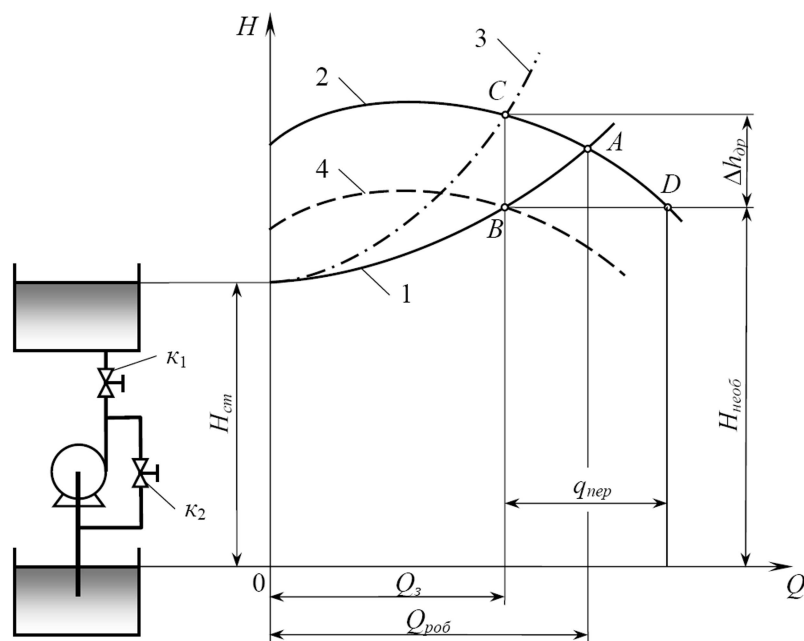
$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (5)$$

Якщо $Re_I < Re < (Re_{II} = 500d/\Delta_e)$, то маємо зону змішаного тертя, в якій $\lambda = f(Re, \Delta_e)$, тоді для розрахунків використовують формулу Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta_e}{d} \right)^{0,25}. \quad (6)$$

При $Re > Re_{II}$ коефіцієнт $\lambda = f(\Delta_e)$, що відповідає зоні автотурбулентної течії, коли коефіцієнт гідравлічного тертя не залежить від числа Re , а, значить, і від швидкості течії. Це, так звана, зона квадратичного опору або абсолютно шорстких труб, в якій для визначення λ використовується формула Шифрінсона:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta_e}{d} \right)^{0,25}. \quad (7)$$



1 — сумарна характеристика трубопроводів; 2 — характеристика насоса;
 3 — сумарна характеристика трубопроводів після прикривання засувки κ_1 ; 4 — характеристика насоса після зменшення частоти обертання вала насоса; робочі точки насосної установки:
 A — початкова; B — після регулювання зміною частоти обертання;
 C — після регулювання дроселюванням (прикривання засувки κ_1);
 D — після регулювання перепуском рідини через байпас (відкривання засувки κ_2)

Рисунок 2 — Регулювання роботи насосної установки

В результаті цих розрахунків буде визначено положення точки B, яка відповідає заданому режиму роботи трубопроводу (див. рис. 1).

2. Побудувати характеристику трубопровідної системи $H_{необ} = f(Q)$.

Для цього необхідно задати декілька значень витрати рідини Q_i і для кожного з них визначити сумарні втрати напору за формулою (2). Втрати напору для кожної окремої ділянки системи трубопроводів для витрати Q_i визначаються за таким алгоритмом:

$$v_i = \frac{4Q_i}{\pi d^2} \rightarrow Re_i = \frac{v_i d}{\nu} \rightarrow Re_I \text{ і } Re_{II} \rightarrow$$

$$\rightarrow \boxed{\text{вибір формули для } \lambda_i} \rightarrow h_i = \left(\sum \xi + \lambda_i \frac{l}{d} \right) \frac{v_i^2}{2g}$$

Далі знаходять напір, необхідний для подачі рідини з витратою Q_i :

$$H_{необ} = H_{см} + h_{\Sigma}(Q_i). \quad (8)$$

За результатами розрахунків будують сумарну характеристику трубопроводів (див. рис. 1, лінія 1).

3. Підібрати насос і побудувати його характеристику.

Насос підбирають за каталогами так, щоб заданий робочий режим трубопроводу потрапив до робочого поля вибраного насоса або був якомога ближчим до нього. За даними каталогу будують характеристику насоса — залежність його напору від подачі (див. рис. 1, лінія 2).

4. Суміщаючи графіки характеристики насоса і характеристики трубопровідної системи, визначити режим роботи насосної установки.

Режим роботи насосної установки залежить як від параметрів роботи насоса, так і від характеристики трубопроводів, з яких вона складається. Заданим характеристикам насоса і насосної установки відповідає, як правило, одна робоча точка. Визначають її як точку перетину графіків характеристики насоса і характеристики трубопровідної системи (див. рис. 1, точка A).

5. За необхідності здійснити регулювання роботи насосної установки з тим, щоб параметри її роботи відповідали поставленим вимогам щодо забезпечення подачі рідини в кількості Q_3 .

Основними методами регулювання роботи насосної установки з відцентровим насосом є дроселювання, перепуск рідини з напірного на всмоктувальний трубопровід через байпас, зміна кількості обертів насосного колеса і обточка робочого колеса на менший діаметр (рис. 2) [2].

Регулювання дроселюванням передбачає збільшення гідравлічного опору напірного трубопроводу за рахунок прикривання засувки κ_1 на виході з насоса (див. рис. 2). У цьому випадку характеристика трубопроводу проходить більш стрімко (лінія 3), і, відповідно, робоча точка насосної установки переміщується з точки A в точку C, забезпечуючи тим самим в системі задану подачу рідини Q_3 . Напір насоса при цьому збільшується на величину додаткових

втрат напору на засувці Δh_{op} і буде рівний $H_{необ} + \Delta h_{op}$.

Регулювання перепусканням рідини з напірного у всмоктувальний патрубок насоса здійснюється за рахунок відкривання засувки κ_2 на байпасі (див. рис. 2). Для забезпечення заданої подачі рідини Q_3 насос повинен працювати у режимі, що відповідає точці D з напором $H_{необ}$. При цьому надлишок рідини у кількості $q_{пер}$ буде перетікати через байпас на всмоктувальний патрубок насоса.

Регулювання зміною кількості обертів насосного колеса дозволяє підібрати такі параметри роботи насоса, щоб його характеристика пройшла точно через точку, що відповідає необхідному режимові роботи трубопроводу (див. рис. 2; лінія 4 проходить через точку B).

Щоб визначити, з якою кількістю обертів повинен у цьому випадку працювати відцентровий насос, використовують метод парабол подібних режимів. Базується цей метод на тому, що, згідно з теорією подібності лопаткових насосів, у випадку зміни кількості обертів насосного колеса з n_1 на n_2 подача і напір насоса міняються згідно залежностей:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1} \quad \text{і} \quad \frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2. \quad (9)$$

Відповідно, всі подібні між собою режими роботи насоса з різною кількістю обертів робочого колеса лягають на одну криву, яка має форму параболи і описується рівнянням:

$$H = sQ^2. \quad (10)$$

Для знаходження кількості обертів, з якою насос буде забезпечувати необхідні параметри роботи трубопроводу, потрібно на характеристиці насоса, побудованій для паспортної кількості обертів n_1 , знайти точку, для якої параметри роботи насоса будуть подібні до необхідного нам режиму.

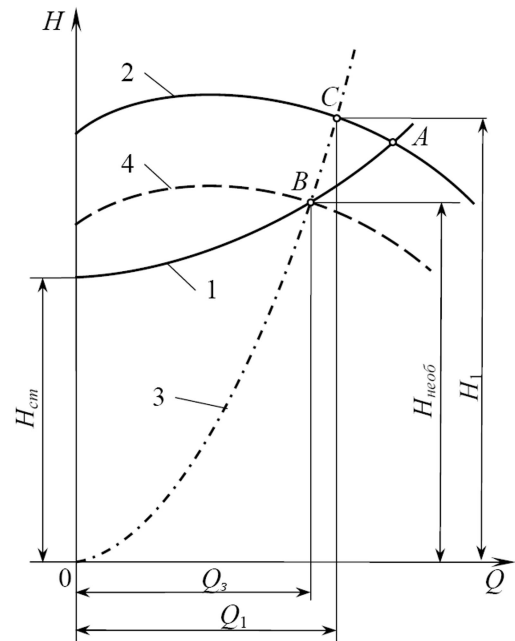
Для цього визначаємо сталу s в рівнянні (10) через необхідні параметри роботи трубопроводу Q_3 і напором $H_{необ}$:

$$s = \frac{H_{необ}}{Q_3^2}. \quad (11)$$

Задавши декілька довільних значень витрати Q , будують параболу подібних режимів (рис. 3, лінія 3). З графіка визначають координати точки C — точки перетину параболи подібних режимів і характеристики насоса (лінія 2), побудованої для паспортної кількості обертів n_1 . Оскільки цей режим роботи насоса є подібним до необхідного, то через його параметри (подача Q_1 і напір H_1) можна розрахувати нову кількість обертів робочого колеса n_2 , використовуючи співвідношення (9):

$$n_2 = n_1 \frac{Q_3}{Q_1} \quad \text{або} \quad n_2 = n_1 \sqrt{\frac{H_{необ}}{H_1}}. \quad (12)$$

Характеристика насоса, перерахована з використанням співвідношень (9) для нової кількості обертів n_2 , пройде через необхідну нам робочу точку B (див. рис. 3, лінія 4).



1 — сумарна характеристика трубопроводів; 2 — характеристика насоса для кількості обертів n_1 ; 3 — параболу подібних режимів роботи насоса; 4 — характеристика насоса після зменшення частоти обертання вала насоса до n_2 ; A — початкова робоча точка насосної установки; B — робоча точка після регулювання зміною частоти обертання; C — точка режиму роботи насоса з кількістю обертів n_1 подібного до режиму роботи трубопроводу з подачею Q_3 і напором $H_{необ}$

Рисунок 3 — Регулювання роботи насосної установки зміною частоти обертання вала насоса

Регулювання обточкою робочого колеса подібне до регулювання зміною кількості обертів, оскільки параметри роботи насоса до і після обточки пов'язані між собою залежностями, аналогічними до формул (9):

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{D_2}{D_1} \quad \text{і} \quad \frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2, \quad (13)$$

де: D_1, Q_1, H_1 — діаметр робочого колеса, подача і напір насоса до обточки; D_2, Q_2, H_2 — діаметр робочого колеса, подача і напір насоса після обточки.

Тобто параболу обточки коліс, на яку лягають точки режимів роботи насоса, розраховані за допомогою співвідношень (13), збігається з відповідною параболою подібних режимів. Тому спосіб визначення необхідного діаметра насосного колеса аналогічний методу підбору кількості обертів робочого колеса насоса.

Як ми бачимо, загалом розрахунок сумісної роботи насоса і системи трубопроводів доводиться виконувати графоаналітичним методом, що вимагає ручної обробки результатів розрахунків і обмежує можливість автоматизації розрахунків з використанням комп'ютера.

Для того, щоб уникнути в розрахунках графічних побудов, потрібно замість графіків

характеристики трубопровідної системи і характеристики насоса використати адекватні математичні моделі цих залежностей.

В роботі [3] розглядається достатньо простий спосіб визначення ступеня обточності робочого колеса чи зміни кількості обертів вала насоса, який базується на апроксимації паспортної характеристики відцентрового насоса квадратичним рівнянням виду $H = a - bQ^2$. Графіком такої залежності є парабола, вітки якої опущені вниз, а вершина розміщена на осі ординат. Останнє, зокрема, визначає те, що розрахункова характеристика насоса після регулювання за формою буде ідентичною початковій модельній параболі, але зміщена по вертикалі на величину зміни необхідного напору ΔH . Це дещо не відповідає поведінці паспортної характеристики відцентрових насосів, оскільки напір насосів при збільшенні подачі від нуля, як правило, спочатку зростає до деякого максимуму, а вже потім починає зменшуватися. Відповідно, у випадку розрахунків регулювання обточкою робочого колеса чи зміною кількості обертів за методом параболи подібних режимів, результуючий графік буде дещо деформуватися у порівнянні з вихідною характеристикою насоса, а вершина його буде зміщуватися вздовж відповідної параболи подібності (див. рис. 3, лінії 3 і 4).

Розглянемо систему рівнянь, яка б дозволила описати сумісну роботу трубопроводу з відцентровим насосом, визначити робочий режим насосної установки і розрахувати необхідні параметри насоса і трубопроводу у випадку використання різних методів регулювання роботи насосної установки.

Для проведення таких розрахунків з графіка характеристики трубопроводу нам потрібно визначити тільки координати точки заданого режиму роботи Q_3 і $H_{необ}$. Тому з достатньою для розрахунків точністю, характеристику трубопроводу можна змоделювати рівнянням параболи у вигляді:

$$H = a_{mp} + b_{mp}Q^2. \quad (14)$$

Коефіцієнти цього рівняння знаходимо за результатами розрахунку необхідного напору (див. пояснення до формул (1) і (2)) як:

$$a_{mp} = H_{cm}, \quad b_{mp} = \frac{H_{необ} - H_{cm}}{Q_3^2}. \quad (15)$$

Графік характеристики насоса моделюємо поліномом другої степені у вигляді:

$$H = a_0 + a_1Q + a_2Q^2. \quad (16)$$

Коефіцієнти рівняння a_0, a_1, a_2 визначають на основі паспортних даних, взятих з каталогу насосів. Для знаходження трьох коефіцієнтів необхідно мати параметри (подача, напір) для трьох режимів роботи насоса: $Q_1, H_1, Q_2, H_2, Q_3, H_3$, які охоплюють діапазон роботи насоса в зоні найбільшого к.к.д. З розв'язку відповідної системи рівнянь знайдемо коефіцієнти математичної моделі насоса:

$$a_2 = \frac{Q_1(H_2 - H_3) + Q_2(H_3 - H_1) + Q_3(H_1 - H_2)}{(Q_1 - Q_2)(Q_2 - Q_3)(Q_3 - Q_1)},$$

$$a_1 = \frac{(H_1 - H_2)}{(Q_1 - Q_2)} - a_2(Q_1 + Q_2), \quad (17)$$

$$a_0 = H_1 - a_1Q_1 - a_2Q_1^2.$$

Якщо ж є дані тільки для двох режимів роботи насоса, то можна використати спрощену математичну модель, аналогічну наведеній у роботі [3], у вигляді:

$$H = a_0 + a_2Q^2, \quad (18)$$

для якої коефіцієнти шукають за формулами:

$$a_2 = \frac{H_1 - H_2}{Q_1^2 - Q_2^2}, \quad a_0 = H_1 - a_2Q_1^2. \quad (19)$$

Використовуючи моделі (14) і (16) або (18), можна виконати розрахунки сумісної роботи насоса і трубопровідної мережі аналітичними методами без побудови графіків.

Так, розв'язок системи рівнянь (14), (16) дасть нам параметри робочої точки $Q_{роб}$ і $H_{роб}$, з якими буде працювати насосна установка (див. рис. 1, точка А):

$$Q_{роб} = \frac{a_1 + \sqrt{a_1^2 - 4(a_{mp} - a_0)(b_{mp} - a_2)}}{2(b_{mp} - a_2)} \quad (20)$$

$$H_{роб} = a_{mp} + b_{mp}Q_{роб}^2$$

Якщо отримані значення $Q_{роб}$ і $H_{роб}$ відрізняються більш ніж на 10% від заданого режиму Q_3 і $H_{необ}$, то необхідно здійснювати регулювання насосної установки тим чи іншим методом.

При дросельному регулюванні підстанова в рівняння насоса (16) заданої витрати Q_3 дозволить визначити відповідний напір насоса і розрахувати додаткові втрати напору $\Delta h_{др}$ на засувці κ_1 (див. рис. 2):

$$\Delta h_{др} = a_0 + a_1Q_3 + a_2Q_3^2 - H_{необ} = a_0 - a_{mp} + a_1Q_3 + (a_2 - b_{mp})Q_3^2 \quad (21)$$

Знаючи величину $\Delta h_{др}$, легко розрахувати нове значення коефіцієнта місцевого опору засувки κ_1 і визначити ступінь її закриття.

У випадку регулювання перепуском, підставивши необхідний напір $H_{необ}$ у рівняння насоса (16), знаходимо відповідну подачу насоса і розраховуємо витрату рідини $q_{неп}$, що буде перетікати через байпас з напірного у всмоктувальний трубопровід (див. рис. 2):

$$q_{неп} = \frac{-a_1 - \sqrt{a_1^2 - 4a_2(a_0 - a_{mp} - b_{mp}Q_3^2)}}{2a_2} - Q_3 \quad (22)$$

Знаючи витрату $q_{неп}$ і перепад тиску на насосі, можна розрахувати значення коефіцієнта місцевого опору засувки κ_2 і визначити ступінь її відкривання для перепуску цієї кількості рідини через байпас.

У випадку регулювання зміною кількості обертів, враховуючи що стала s в рівнянні параболи подібних режимів визначається через Q_3 і

$H_{необ}$ за формулою (11), з сумісного розв'язку рівнянь (10) і (16) знаходимо витрату Q_1 для режиму роботи насоса з паспортною кількістю обертів n_1 , який буде подібний до заданого робочого режиму (див. рис. 3):

$$Q_1 = \frac{a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4a_0 \left(\frac{H_{необ}}{Q_3^2} - a_2 \right)}}{2 \left(\frac{H_{необ}}{Q_3^2} - a_2 \right)}. \quad (23)$$

Через цю витрату за формулою (12) визначаємо нову кількість обертів насосного колеса n_2 як:

$$n_2 = n_1 \frac{2(H_{необ} - a_2 Q_3^2)}{a_1 Q_3 + \sqrt{a_1^2 Q_3^2 + 4a_0 (H_{необ} - a_2 Q_3^2)}}. \quad (24)$$

Аналогічно, у випадку регулювання обточкою робочого колеса, формула для визначення нового діаметра робочого колеса D_2 матиме вигляд:

$$D_2 = D_1 \frac{2(H_{необ} - a_2 Q_3^2)}{a_1 Q_3 + \sqrt{a_1^2 Q_3^2 + 4a_0 (H_{необ} - a_2 Q_3^2)}}. \quad (25)$$

де D_1 — діаметр робочого колеса до обточки.

Формули (20)-(25) можна використовувати і тоді, коли для розрахунків вибрана спрощена математична модель характеристики насоса (18). Для цього потрібно в них підставляти значення коефіцієнта $a_1 = 0$.

Наведемо приклад розрахунку роботи насосної установки, зображеної на рис. 2. Нехай відцентровий насос має подавати воду на висоту $H_{ст} = 18 \text{ м}$ з витратою $Q_3 = 8,69 \text{ л/с}$. Попередні розрахунки за формулами (1)-(8) показали, що для подачі такої кількості рідини трубопроводом заданої конфігурації необхідно створити напір $H_{необ} = 40,73 \text{ м}$. Потрібно підібрати насос і визначити параметри регулювання насосної установки, які б забезпечили подачу рідини з заданою витратою.

На основі відомих значень Q_3 і $H_{необ}$ з таблиці насосів вибираємо відцентровий насос ЗК-6А [4]. Технічні параметри роботи цього насоса наведені в табл. 1.

Таблиця 1 — Характеристика насоса ЗК-6А при $n = 2900 \text{ об/хв.}$, $D = 192 \text{ мм}$

Подача Q , л/с	Напір H , м	к.к.д. η , %
7,7	47	50
11,1	44,5	59
15,5	36,5	56

Розраховуємо коефіцієнти моделі характеристик трубопроводу і насоса за формулами (15), (17), (19). В результаті отримаємо такі рівняння:

характеристика трубопроводу:

$$H = 18 + 0,301 \cdot Q^2; \quad (26)$$

характеристика насоса:

$$H = 40,80 + 1,874 \cdot Q - 0,1388 \cdot Q^2; \quad (27)$$

спрощена характеристика насоса:

$$H = 49,32 - 0,03911 \cdot Q^2. \quad (28)$$

Використовуючи ці рівняння, визначимо за формулами (20) подачу і напір, з якими буде працювати насосна установка без регулювання. Результати розрахунку робочої точки наведені в табл. 2. Як бачимо, відхилення робочих параметрів насоса від заданих величин ($Q_3 = 8,69 \text{ л/с}$, $H_{необ} = 40,73 \text{ м}$) перевищує 10%. Тому необхідно здійснювати регулювання роботи насосної установки. Формули (21), (22) і (24) дозволяють розрахувати відповідні параметри для різних способів регулювання. В табл. 2 наведено результати розрахунків цих параметрів, виконані з використанням рівняння характеристики насоса у вигляді (27) і спрощеної характеристики (28). Порівняння результатів свідчить, що у випадку регулювання дроселюванням або перепуском параметри регулювання, отримані з використанням спрощеної характеристики, помітно (на 4-10%) відрізняються від отриманих з використанням характеристики (27), яка точніше описує паспортну характеристику відцентрового насоса. Водночас, у випадку регулювання зміною кількості обертів відхилення в результатах становить менше 1%, а тому використання спрощеної характеристики насоса для таких розрахунків цілком виправдано, оскільки

Таблиця 2 — Результати розрахунків параметрів сумісної роботи насоса і трубопроводу

Рівняння характеристики насоса	Параметри робочої точки без регулювання				Параметри регулювання насосної установки		
	подача насоса $Q_{роб}$, л/с	відхилення від Q_3	напір насоса $H_{роб}$, м	відхилення від $H_{необ}$	втрати напору на дроселювання $\Delta h_{др}$, м	об'єм перепуску рідини через байпас $Q_{пер}$, л/с	кількість обертів насосного колеса n_2 , об/хв.
1. $H = 40,80 + 1,874 \cdot Q - 0,1388 \cdot Q^2$	9,64	-10,9%	45,97	-12,9%	5,87	13,5	2721
2. $H = 49,32 - 0,03911 \cdot Q^2$	9,60	-10,5%	45,72	-12,2%	5,64	14,8	2729
Відхилення п.2 від п.1	0,45%		0,54%		4,05%	-9,46%	-0,29%

дає можливість застосувати значно простіші розрахункові залежності.

Таким чином, використання моделей характеристик трубопроводу і насоса у вигляді поліномів другого степеня дає змогу отримати достатньо прості аналітичні формули як для розрахунку режиму роботи насосної установки, так і для визначення необхідних параметрів її регулювання з метою забезпечення заданого режиму роботи.

Подальше підвищення точності розрахунків у широкому діапазоні роботи насоса можливе, якщо більш точно змодельовати його паспортну характеристику. Цього можна домогтися, якщо визначати коефіцієнти рівняння характеристики насоса за більшою кількістю режимних точок із застосуванням метода найменших квадратів.

Література

1 Гідравліка: навчальний посібник / М.П. Андрійшин, Л.В. Возняк, Р.Ф. Гімер [та ін.]; за ред. Р.Ф. Гімера. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 253 с. – ISBN 966-7327-14-0.

2 Гидравлика, гидромашины и гидроприводы: [учебник для машиностроительных вузов] / Т.М.Башта, С.С.Руднев, Б.Б.Некрасов [и др.] — М.: Машиностроение, 1982. — 423 с.

3 Мердух М.І. До питання про перерахунок напірних характеристик нафтоперегінних агрегатів відцентрового типу / М.І. Мердух, Б.І. Навроцький // Нафтова і газова промисловість. — 2010. — №5. — С. 36–37.

4 Гімер Р.Ф. Розрахунок насосних установок: метод. вказівки / Р.Ф. Гімер; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. — Івано-Франківськ: Факел, 2003. — 50 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
20.01.12*

*Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

ЗАКОНОМІРНОСТІ ФОРМУВАННЯ МІКРОСТРУКТУРИ ТА РОЗПОДІЛУ МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЗВАРНОГО З'ЄДНАННЯ, ОТРИМАНОВОГО МЕТОДОМ КОНТАКТНОГО СТИКОВОГО ЗВАРЮВАННЯ

М.В. Грушецький, І.Д. Гнилиця, П.М. Присяжнюк, М.І. Бартків

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48241,
e-mail: zvd@pung.edu.ua

Описано закономірності формування мікроструктури та розподілу механічних властивостей зварного з'єднання, отриманого методом контактної стикової зварки з пульсуючим оплавленням хвостової частини осердя хрестовини залізничного стрілкового переводу з рейками. Розглянуто технологію та необхідне обладнання для отримання зварної конструкції хрестовини. За допомогою металографічного аналізу розглянуто структури зон термічного впливу та перехідних зон зварного з'єднання "марганцева сталь – аустенітна сталь (вставка) – рейкова сталь". Проведено вимірювання твердості за Брінелем на поверхнях кочення елементів хрестовини в процесі експлуатації і безпосередньо після зварювання хрестовини. Проведено аналіз розподілу твердості в зварній хрестовині.

Ключові слова: залізничний транспорт, хрестовина, контактна-стикова зварювання, зона термічного впливу, зносостійкість.

Описаны закономерности формирования микроструктуры и распределения механических свойств сварного соединения полученного методом контактной стыковой сварки с пульсирующим оплавлением хвостовой части сердечника крестовины железнодорожного стрелочного перевода с рельсами. Рассмотрена технология и необходимое оборудование для получения сварной конструкции крестовины. С помощью металлографического анализа рассмотрены структуры зон термического влияния и переходных зон сварного соединения "марганцевая сталь – аустенитная сталь (вставка) – рельсовая сталь". Проведены измерения твердости по Бринелю на поверхностях качения элементов крестовины в процессе эксплуатации и непосредственно после сварки крестовины. Проведен анализ распределения твердости в сварной крестовине.

Ключевые слова: железнодорожный транспорт, крестовина, контактно-стыковая сварка, зона термического влияния, износостойкость.

Regularities of microstructure forming and mechanical properties distribution in welded joints resulted from resistance butt pulsatory welding between the tail part of the centerpiece core of the railway switch with rails are described. The technology of producing a welded crosspiece is described as well as equipment required. The structures of thermally-effected and transition zones of welded joints (i.e. manganese steel – austenitic steel (insert) – rail steel) are examined by metallographic analysis. Brinell hardness numbers of rolling surfaces of the centerpiece elements are established both after welding and during the exploitation

Keywords: railway transport, crosspiece, butt-joint welding, heat-affected zone, durability.

Вступ

Однією з актуальних проблем підвищення експлуатаційних характеристик і надійності залізничних стрілкових переводів є заміна болтових з'єднань зварними стиками. З'єднання хвостової частини осердя з рейками, що дотикаються, за допомогою болтів через накладки й вкладиші створює різкий перепад вертикальної жорсткості з'єднання й викликає місцеве зношування кінцівки осердя хрестовини та рейкового закінчення по поверхні кочення (рис. 1). Через це в процесі експлуатації виникають значні ударні навантаження, які призводять до інтенсифікації зношування хвостової частини осердя хрестовини та рейкових закінчень [1]. Також в ряді випадків стрілкові переводи з болтовим з'єднанням не перешкоджають проходженню рухомого складу дистанцій залізничних шляхів на більш високих швидкостях.

Перспективним методом підвищення експлуатаційних характеристик та надійності конструкції з'єднання хвостової частини осердя

хрестовини з рейками, що дотикаються, є застосування контактної стикової зварювання, що на даний час є найбільш актуальним на швидкісних ділянках залізничних шляхів. Також завдяки цьому удосконаленню розміри литої частини осердя можуть бути меншими, що скорочує витрату високомарганцевої сталі більш ніж у 2 рази.

Технологія виробництва зварних хрестовин методом контактної стикової зварювання з пульсуючим оплавленням передбачає використання вставки з високолегованої аустенітної сталі типу 12X18H9, 12X18H10, 12X18H9T, 12X18H10T ГОСТ 5632-72, необхідної для отримання зварного з'єднання осердя хрестовини з марганцевої зносостійкої аустенітної сталі 110Г13Л ГОСТ 977-88 та рейок зі сталі М76 ГОСТ Р 51685-2000, які володіють незадовільною зварюваністю між собою. Хімічний склад вказаних сталей наведено відповідно у таблицях 1 і 2. В таблиці 3 наведено механічні властивості сталей елементів конструкції хрестовини стрілкового переводу.



Рисунок 1 – Спрацьовані частини елементів хрестовини

Таблиця 1 – Хімічний склад сталей аустенітного класу

Марка сталі	C, %	Ni, %	Cr, %	Mn, %	Si, %	Cu, %	Ti, %	Cr, %	P, %	S, %
12X18H9	до 0,12	8-10	17-19	до 2	до 0,8	-	-	17-19	до 0,035	до 0,02
12X18H10	до 0,12	9-11	17-19	до 2	до 0,8	-	-	17-19	до 0,035	до 0,02
12X18H9T	до 0,12	8-9,5	17-19	до 2	до 0,8	до 0,3	до 0,8	17-19	до 0,035	до 0,02
12X18H10T	до 0,12	9-11	17-19	до 2	до 0,8	до 0,3	до 0,8	17-19	до 0,035	до 0,02

Таблиця 2 – Хімічний склад сталей елементів конструкції хрестовини стрілкового переводу

Марка сталі	Mn, %	Ni, %	Si, %	C, %	Cr, %	Cu, %	P, %	S, %
M76 (рейка)	0,75-1,05	-	0,18-1,4	0,71-0,82	-	-	до 0,035	до 0,045
110Г13Л (хрестовина)	11,5-15	до 1	0,8-1	0,9-1,4	до 0,1	до 0,3	до 0,12	до 0,05

Таблиця 3 – Механічні властивості сталей елементів конструкції хрестовини стрілкового переводу

Марка сталі	σ_b , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	Ψ , %	KCU_{+20} , МДж/м ²
M76 (рейка) гартована	1200	810	6	2,5	2,5
110Г13Л (хрестовина)	654-830	360-380	44	37	-
110Г13Л (хрестовина) гартована	800-1000	250-400	35-45	40-50	2,0-3,0



Рисунок 2 – Загальний вигляд хрестовини залізничних стрілкових переводів

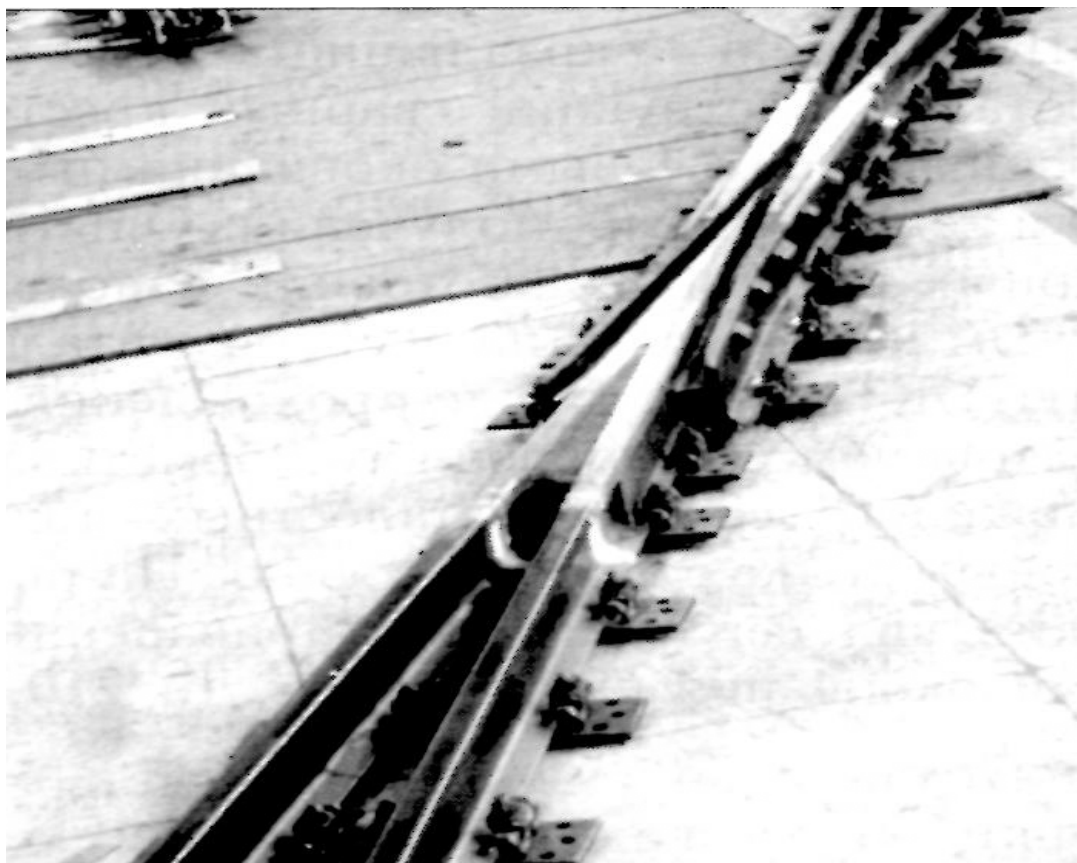


Рисунок 3 – Хрестовина з привареними рейковими закінченнями

Зварну конструкцію хрестовини виконують у два етапи: зварювання рейкової сталі зі вставкою та зварювання вставки з литим осердям хрестовини. Загальний вигляд хрестовини

залізничних стрілкових переводів зображений на рисунку 2. Хрестовина з привареними рейковими закінченнями зображена на рисунку 3.

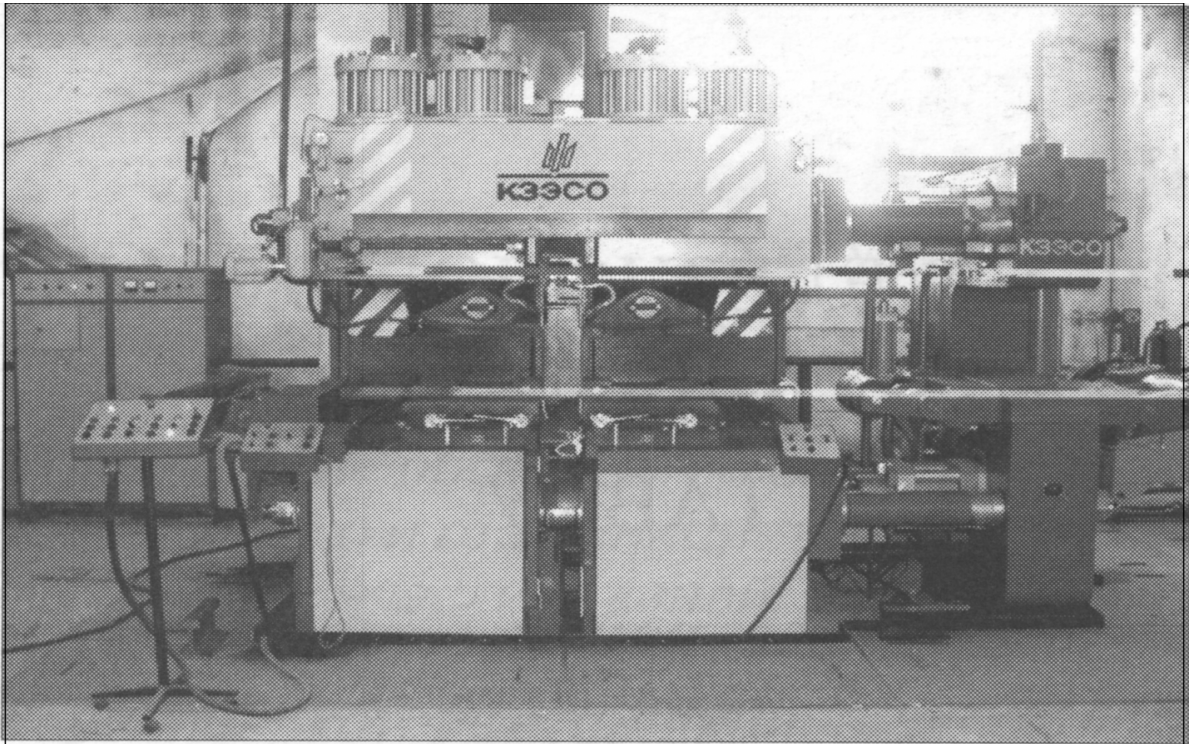


Рисунок 4 – Загальний вигляд зварювальної машина K924M



Рисунок 5 – Процес зварювання хрестовини стрілкового переводу

Для реалізації вказаної технології застосували спеціалізоване обладнання – модернізовану зварювальну машину K924M консольного типу з бічним завантаженням деталей. Загальний вигляд зварювальної машини K924M зображений на рисунку 4, а процес зварювання хрестовини стрілкового переводу – на рисунку 5.

Застосування пульсуючого оплавлення [2] забезпечує оптимальне нагрівання рейкової і



Рисунок 6 – Мікроструктура (×200) ЗТВ марганцевої сталі 110Г13Л

ауспенітної сталі, які відрізняються за своїми теплофізичними властивостями, і, як наслідок цього, їх рівномірну деформацію при стисканні деталей в процесі контактної-стикового зварювання (осіданні).

Методика та результати досліджень

За результатами металографічного аналізу у структурі зварного з'єднання виділено такі ділянки:

- зона термічного впливу (ЗТВ) марганцевої сталі;
- ЗТВ вставки з ауспенітної сталі;
- ЗТВ рейкової сталі;
- перехідна зона “марганцева сталь – ауспенітна сталь”;
- перехідна зона “рейкова сталь – ауспенітна сталь”.

Структура марганцевої сталі в ЗТВ залишається ауспенітною. Зміни в мікроструктурі ЗТВ починаються з виділення карбідів на границях зерен. З підвищенням температури цей процес інтенсифікується: карбідна сітка стає ширшою, з'являються голчасті карбіди в об'ємі зерна (рис. 6). При зростанні температури карбідоутворення гальмується, і у приконтатному шарі марганцевої сталі виявляються ауспенітні зерна, що утворилися у процесі збірної рекристалізації. За більш високих температур карбіди розчиняються в матриці. Найбільш інтенсивно даний процес розвивається при 500... 600°C [3].

Центральна частина ауспенітної вставки шириною близько 10 мм має структуру полієдричної будови з витягнутими уздовж прокату включеннями δ -фериту, що виділися на границях ауспенітних зерен.

У приконтатній області металу вставки шириною близько 7 мм на границі як з рейковою, так і марганцевою сталлями відбуваються

фазові перетворення. Спочатку проходить процес розпаду δ -фериту. У міру наближення до стику розпад δ -фериту інтенсифікується, і супроводжується фазовою перекристалізацією з утворенням феритно-ауспенітної структури (рис. 7). Структури, що утворилися, не знижують показників міцнісних характеристик зварного з'єднання.

Рейкова сталь в ЗТВ зберігає сорбітоподібну структуру. У приконтатному шарі пластинчастий сорбіт переходить в зернистий, збільшується розмір зерен (рис. 8).

Перехідні зони контактних меж ауспенітної сталі з рейковою і марганцевою формуються в результаті оплавлення торців деталей, що сполучаються, і подальшого при осіданні перемішування і витискування розплаву в грат. При цьому у перехідних зонах утворюються структурні складові проміжного хімічного складу. Перехідна зона “марганцева сталь – ауспенітна сталь” має стабільну ауспенітну структуру (рис. 9).

У перехідній зоні “рейкова сталь – ауспенітна сталь” (рис. 10) утворюються нестабільні ауспенітні структури, в яких при охолодженні відходить мартенситне перетворення [4].

Для оцінки впливу наклепу, що виникає в процесі експлуатації, на твердість зварної залізничної хрестовини були проведені виміри твердості за Брінелем на поверхнях кочення елементів хрестовини (рис. 12). Результати вимірів наведені на рисунку 11.

Твердість по поверхні кочення колісних пар значно підвищується в результаті наклепу і стає практично однаковою по всій поверхні. В зоні термічного впливу рейкової сталі (М76) відбувається вирівнювання твердості, що є позитивним фактором, з огляду на появу місцевого зношування в місцях зі зниженою твердістю.

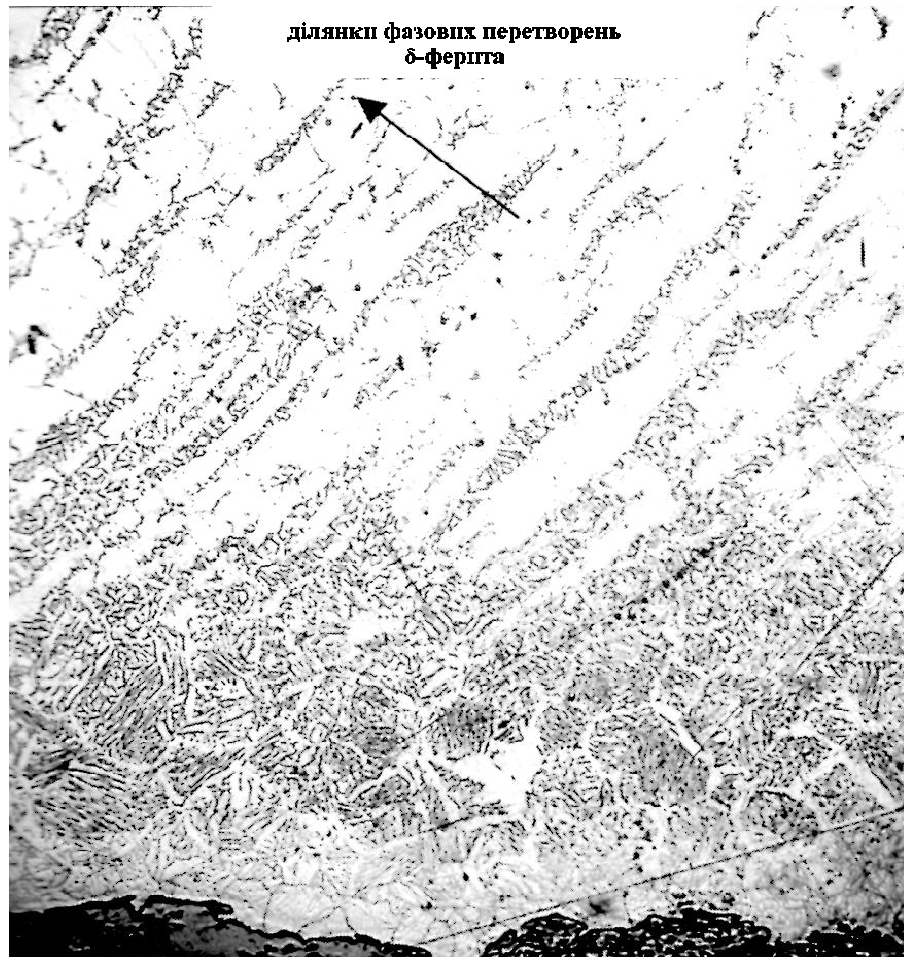


Рисунок 7 – Мікроструктура ($\times 200$) ЗТВ вставки з аустенітної сталі 12X18H10T

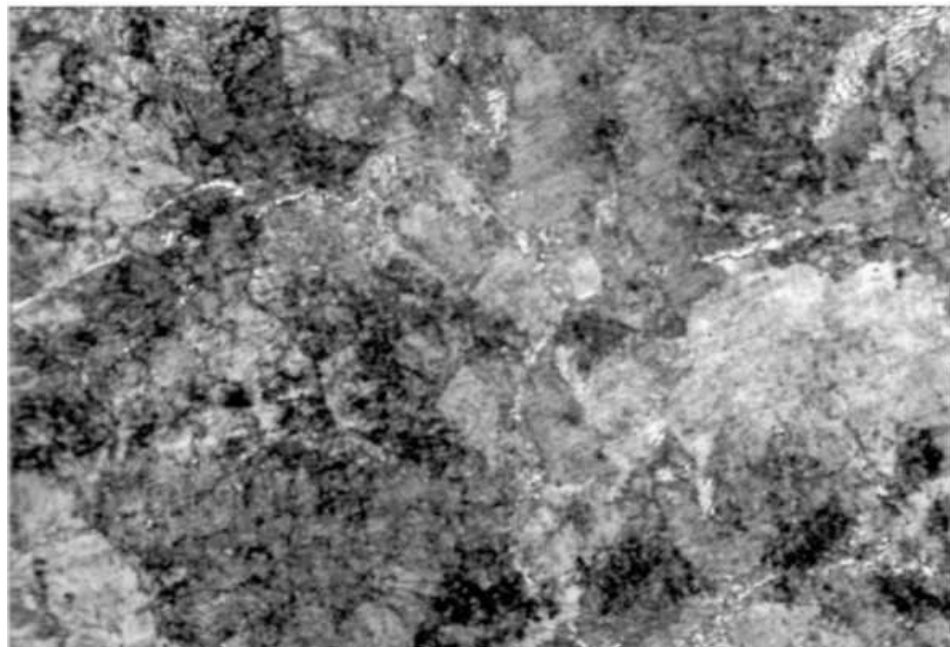


Рисунок 8 – Мікроструктура ($\times 500$) ЗТВ рейкової сталі М76

Незначне локальне зношування хрестовини в зоні вставки, яке виникає на початковому етапі експлуатації, пояснюється різним ступенем первинної деформації, необхідної для

утворення практично однакової твердості рейкової сталі М76, високолегованої аустенітної сталі 12X18H10T та марганцевої сталі 110Г13Л і його подальшого розвитку не відбувається [5].

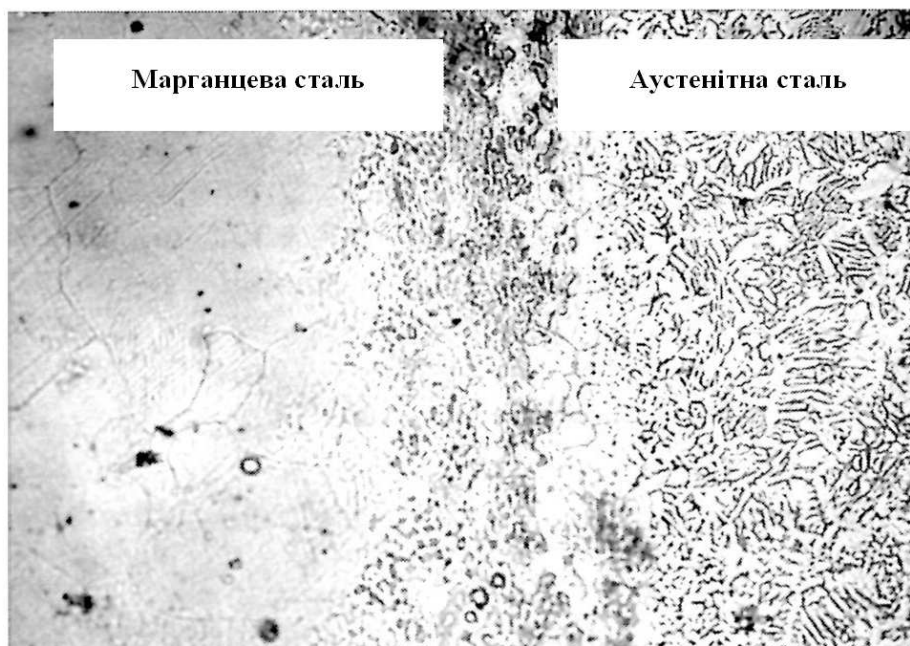


Рисунок 9 – Мікроструктура (×200) перехідної зони “марганцева сталь – аустенітна сталь”

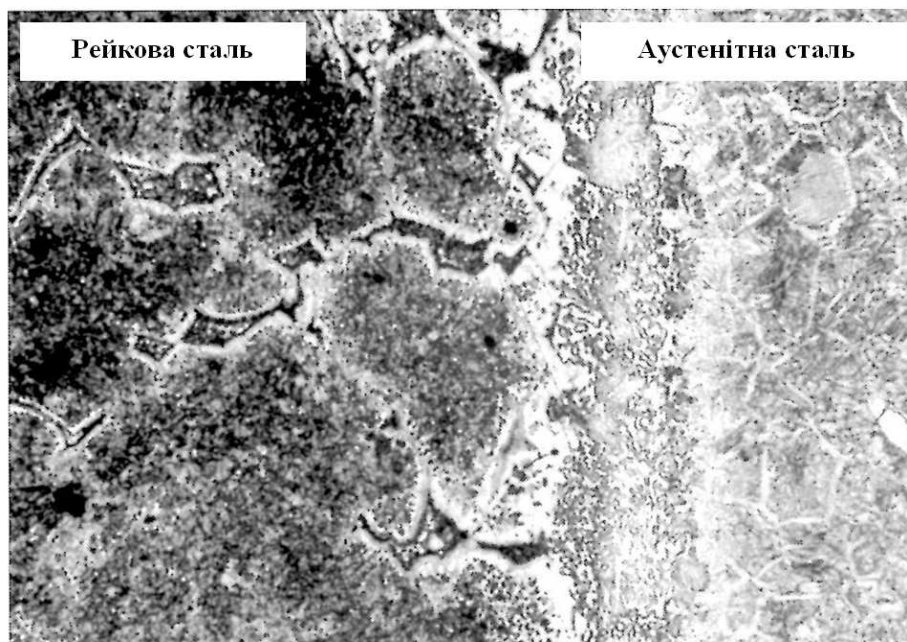


Рисунок 10 – Мікроструктура (×200) перехідної зони “рейкова сталь – аустенітна сталь”

Висновки

Контактне стикове зварювання з пульсуючим оплавленням що здійснюється за допомогою машини К924М, дає змогу отримувати зварні з'єднання елементів залізничних хрестовин, що задовольняють вимогам технічних умов [6] без застосування додаткової термічної обробки. У перехідних зонах та зонах термічного впливу зварюваних сталей не зафіксовано критичних структурних складових, які б негативно впливали на роботоздатність отриманого зварного з'єднання. Зростання твердості по поверхнях кочення елементів хрестовини при експлуатації внаслідок наклепу призводить до підвищення зносостійкості вузла.

Література

- 1 Карпушенко Н.И. Железнодорожный путь / Н.И. Карпушенко, С.И. Клинов, Н.Н. Пугря, М.П. Смирнов; за ред. Т.Г. Яковлева. – М.: Транспорт, 1999. – 405 с.
- 2 Контактная стыковая сварка рельсов. Опыт применения и перспективы совершенствования / С.И. Кучук-Яценко, В.Г. Кривенко, А.В. Бондарук, А.В. Дидковский // Автоматическая сварка. – 2003. – №12. – С.32-37.
- 3 Превращения в аустенитной высокомарганцевистой стали / П.Л. Грузни, В.И Григоркин, В.В. Мураль, Л.Н Москалева // Металловедение и термобработка металлов. – 1969. – №1. – С. 5-9.

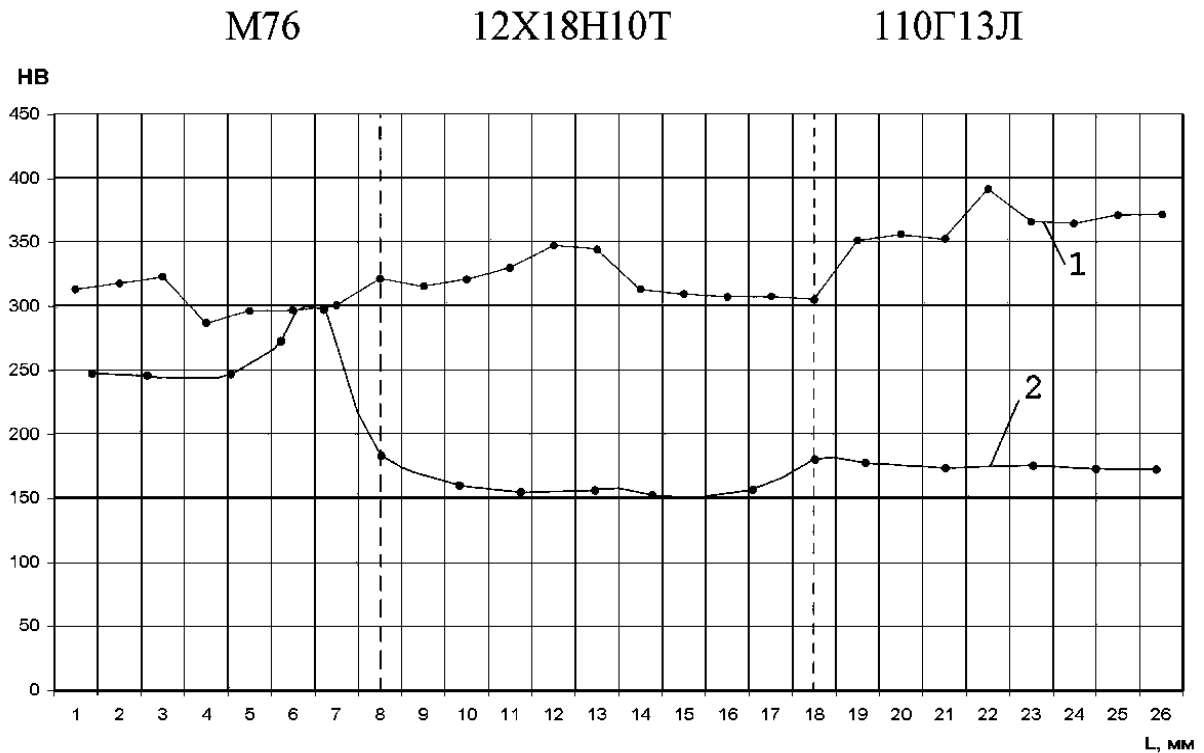


Рисунок 11 – Розподіл твердості за Брінелем у зварній хрестовині в процесі експлуатації (1) і після зварювання (2)



Рисунок 12 – Ділянки замірів твердості за Брінелем на поверхнях кочення елементів хрестовини

4 Особенности формирования структуры соединений рельсовой стали М76 со сталью 110Г13Л, выполненных контактной стыковой сваркой оплавлением / С.И. Кучук-Яценко, В.И. Швец, Г.Н. Гордань [и др.] // Автоматическая сварка. – 2006. – № 1. – С.3-9.

5 Работоспособность соединений железнодорожных крестовин, выполненных контактной стыковой сваркой / С.И. Кучук-Яценко, В.И. Швец [и др.] // Автоматическая сварка. – 2008. – № 9. – С.38-42.

6 Хрестовини та сердечники з привареними рейковими закінченнями типу Р65, Р50 UIC60 ТУ У 27.3-26524137-1342:2006 [Чинне з 2006 – 05– 12]. – УкрДНТЦ Енергосталь.

Стаття надійшла до редакційної колегії
12.12.11
Рекомендована до друку професором
Дрогомирецьким Я.М.

ПРОГНОЗУВАННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ З ВРАХУВАННЯМ ЗАКОНІВ НЕЛІНІЙНОЇ ДЕФОРМАЦІЇ

М.Є. Чернова

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,
e-mail: physics@nuing.edu.ua

Розглядається проблема прогнозування числовим методом поведінки конструкцій обважнених бурильних труб змінної жорсткості, замкових різьбових з'єднань «галтельного типу» та компоновки низу бурильної колони в процесі їх навантажування в умовах експлуатації за межами законів лінійної деформації, з врахуванням існуючих методів математичного моделювання. Враховуючи прикладені зусилля до елементів бурильної колони, величина яких супроводжує поведінку останніх за нелінійними законами, розглядається також проблема визначення міцнісних характеристик конструкцій, в яких на межі пластичності та нелінійної деформації матеріалу виникають тріщини, та проблема прогнозування їх роботоздатності. Проводиться аналіз математичних моделей. Подано рекомендацію щодо застосування певних моделей до конкретних фізико-технічних задач у вузькому спрямуванні, оскільки методи математичного моделювання, які за певних умов задовольняють вимогам конкретних задач одного напрямку і дають більш точний результат у порівнянні з експериментальними даними, для іншого випадку є непридатними через ті ж самі задачі та граничні умови, які вони можуть описати в певному конкретному випадку з більшою точністю. Подано схематичні рисунки обважнених бурильних труб змінної жорсткості та замкового різьбового з'єднання «галтельного типу», для яких, як приклад, проводиться пошук тих математичних моделей, які в аспекті сучасних комп'ютерних технологій дали б найбільш реальні результати для оцінки прогнозування довговічності та роботоздатності елементів бурильної колони. Наведено порівняльні графічні залежності в динаміці, отримані в процесі експериментальних досліджень натурних зразків та із застосуванням комп'ютерних програм, розроблених з використанням найбільш придатних до даного випадку математичних моделей. Проведено літературний огляд вищезгаданої проблеми, за яким стає зрозуміло, що нелінійна деформація, навіть на сучасному етапі розвитку науки, краще описується варіаційним методом математичного моделювання, ніж іншими.

Ключові слова: бурильні труби, різьбові з'єднання, компоновка, кінцеві елементи, матриця жорсткості, фізична нелінійність, тріщина, базисні функції.

Рассматривается проблема прогнозирования численным методом поведения конструкций утяжелённых буровых труб переменной жёсткости, замковых резьбовых соединений «галтельного типа» и компоновки низа буровой колонны в процессе их нагружения в условиях эксплуатации за пределами законов линейной деформации с учётом существующих методов математического моделирования. Учитывая влияние внешних сил на элементы буровой колонны, величина которых определяет поведение последних за пределами линейности, рассматривается также проблема определения прочностных характеристик конструкций, где на границе пластичности и нелинейной деформации материала возникают трещины, и проблема прогнозирования их работоспособности. Проводится анализ математических моделей. Даны рекомендации по применению определённых моделей для конкретных физико-технических задач узкого направления, так как те методы математического моделирования, которые в определённых условиях удовлетворяют требованиям конкретных задач данного направления и дают более точный результат по сравнению с экспериментальными исследованиями, в другом случае становятся неприемлемыми вследствие краевых задач и граничных условий, которые они могут описать в данном конкретном случае с более удовлетворительной точностью. Представлены схематические рисунки утяжелённых буровых труб переменной жёсткости и замкового резьбового соединения «галтельного типа», для которых, как пример, проводится поиск тех математических моделей, которые в аспекте современных компьютерных технологий смогли бы дать наиболее точные результаты для оценки прогнозирования долговечности и работоспособности элементов буровой колонны. Приведены сравнительные графические зависимости в динамике, полученные как в процессе экспериментальных испытаний натурных образцов, так и с помощью компьютерных программ, разработанных с использованием более приемлемых к данному случаю математических моделей. Проведен литературный обзор вышеупомянутых проблем, на основании которого становится понятно, что нелинейная деформация, даже на современном этапе развития науки, наиболее точно описывается вариационным методом математического моделирования.

Ключевые слова: буровая труба, резьбовое соединение, компоновка, конечные элементы, матрица жёсткости, физика нелинейности, трещина, базисные функции.

This thesis contemplates the forecast issue by numerical method, based on up-to-date computer technology, behavior of weighted drill pipes structures of variable stiffness, threaded tongue-groove joints of "fillet type" and bottomhole assembly during their loading under operating conditions, beyond linear deformation, taking into account the existing methods of mathematical modeling. Factoring into the external force applied to drill string parts, which determines their behavior by nonlinear laws, the thesis also considers the problem of defining strength characteristics and forecasting operational capability of structures, obtaining cracks at the line between material plasticity and nonlinear deformation. The thesis analyzes mathematical models, each of them has its advantages and drawbacks in comparison with the others. In the conclusion this thesis gives recommendations concerning use

of models in certain physicotchnical subspecialties assignments, because the methods of mathematical modeling, meeting the requirements of certain tasks of one direction under specific conditions and providing a more accurate result as compared with experimental data, shall not be applied in other cases owing to boundary assignments and conditions, which can be described by them more precisely for every specific case. The paper has sketches of weighted drill pipes structures of variable stiffness and threaded tongue-groove joints of "fillet type", for which, in exemplification, such mathematical methods were searched, that could lead to the most actual results in terms of up-to-date computer technology, in order to assess forecast of service life and operating capability of drill string parts. This thesis includes comparative interactive curves, received in the course of experimental investigation of full-scale specimens and computer programs, developed using mostly suitable mathematical models for every case. The abovementioned problem is surveyed in corresponding literature, making it clear that nonlinear deformation, even at the present stage of science advancement, is better described by variational method of mathematical modeling, than by other ones.

Keywords: drill pipes, threaded joints, assembly, finite elements, stiffness matrix, physical nonlinearity, crack, basic functions.

Як і наприкінці минулого століття, проблеми, пов'язані зі збільшенням обсягів видобування нафти і газу, все ще залишаються актуальними, а це, в свою чергу, вимагає використання надійного обладнання, зокрема конструкцій бурильних, обважнених бурильних труб, які є складовими компоновки бурильної колони.

Одними з найбільш відповідальних елементів конструкції обважнених бурильних труб (ОБТ), які спричиняють відповідні зусилля на породоруйнівний інструмент, є їх різьбові з'єднання, які, як і конструкція самої бурильної колони, можуть втрачати стійкість до руйнування. Для з'єднань ОБТ характерними є складна картина напружено-деформованого стану, наявність локальних зон пластичності та концентраторів напружень в експлуатаційному режимі роботи.

Для розрахунків простих видів з'єднань труб застосовують аналітичні методи, що базуються на класичних і некласичних рівняннях теорії оболонок. Але через складність конфігурації таких конструкцій можливості аналітичного підходу є досить обмеженими.

Висока відповідальність елементів ОБТ і їх різьбових з'єднань та недосконалість теоретичних методів досліджень, вимагає проведення великої кількості експериментальних досліджень. За кордоном та в колишньому СРСР проведено великий обсяг експериментальних робіт з вивчення межі роботоздатності різьбових з'єднань різного типу і характеру їх руйнування з метою визначення залежності стійкості до руйнування від геометричних параметрів у поєднанні з навантаженнями. Однак, на даний час експериментальні методи досліджень вимагають значних матеріальних затрат та специфічного обладнання. Вони довготривалі і дозволяють визначити деформації і напруження лише в тих місцях, де встановлені тензодавачі.

Складність експериментальних робіт і аналітичного розрахунку з'єднань спричинило розвиток емпіричних методів розрахунку, що базуються на результатах розрахунку граничного стану окремих різьбових з'єднань та компоновки низу бурильної колони загалом [12-14]. Перевагою методик розрахунку за емпіричними формулами є можливість швидкої оцінки параметрів різьбових з'єднань під час їх конструювання. Очевидним є те, що для встановлення подібних залежностей є необхідним аналіз результатів великої кількості експериментальних досліджень.

Тому, перспективними є числові методи розрахунку різьбових з'єднань обважнених бурильних труб (ОБТ) та компоновок низу бурильної колони (КНБК), орієнтовані на використання комп'ютерних програм, які дають можливість з необхідною точністю визначати і оцінювати напружено-деформований стан конструкцій з врахуванням їх реальних геометричних характеристик а саме, нелінійного характеру процесу деформації під час довір'ячих навантажень в експлуатаційних умовах.

Можливість широкого застосування обважнених бурильних труб (ОБТ), складність і відповідальність їх різьбових з'єднань (РЗ), високі вимоги до точності оцінки їх надійності та деформативності зумовлюють необхідність досліджувати як замкові різьбові з'єднання (ЗРЗ) обважнених бурильних труб, так і різьбові з'єднання інших конструкцій бурильної колони з врахуванням фізично нелінійних процесів деформації матеріалу і поступально-обертового руху конструкції загалом. Такі розрахунки пов'язані з великими труднощами не лише тому, що відповідні краєві задачі є нелінійними, але й і тому, що самі конфігурації різьбових з'єднань є складними. Остання обставина вимагає вирішення питань, пов'язаних з геометричною параметризацією різьбових з'єднань і нанесенням раціональних розрахункових сіток.

Таким чином, дослідження напружено-деформованого стану різьбових з'єднань обважнених бурильних труб та компоновок низу бурильної колони за межами пружності з врахуванням поступально-обертового руху є складною і актуальною проблемою під час будівництва свердловин.

Особливо перспективними є методи розрахунку із застосуванням сучасних комп'ютерних програм, які можна охарактеризувати як числове прогнозування поведінки конструкцій в процесі їх навантаження. Враховуючи фізичну і геометричну нелінійності, такий підхід дозволяє прослідкувати за роботою конструкції обважнених бурильних труб змінної жорсткості (ОБТЗЖ), замкових різьбових з'єднань (ЗРЗ) та компоновки низу бурильної колони (КНБК) від початку навантаження і аж до втрати стійкості до навантажень. При цьому, за величиною граничного навантаження вдається дослідити еволюцію напружено-деформованого стану конструкції загалом, отримати повну уяву про її роботу.

Кількість праць, в яких наведено результати розрахунку бурильних труб з різьбовими з'єднаннями на основі числових методів, є досить обмеженою. Серед них праці А.С.Городецького, А.І.Гуляра, А.С.Сахарова, І.Деклу, Ю.Н.Неміша та ін. В них розглядається лише вузьке коло питань, що стосуються лінійно-пружних розв'язків простих різьбових з'єднань і майже відсутні роботи, в яких містяться результати з розрахунку цих конструкцій в нелінійній постановці.

Дослідженням бурильних труб і конструкцій різьбових з'єднань присвячена велика кількість праць, оскільки існує значна кількість їх типів. На даний час накопичено багато матеріалу, який сформувався в струнку загальну і часткову теорії. Серед них монографії радянських, сучасних та зарубіжних вчених, де подаються основні розділи чи окремі аспекти теорії різьбових з'єднань і конструкцій бурильних труб та обважнених бурильних труб. Ці дослідження базуються на роботах таких вчених, як А.В.Александров, Д.В.Вайнберг, А.С.Вольмир, А.Л.Гольденвейзер, С.П.Тимошенко, М.Д.Щербюк, та ін.

Намагання покращити експлуатаційні характеристики конструкцій обважнених бурильних труб та їх різьбових з'єднань і підвищити їх роботоздатність з врахуванням фізичної нелінійності зумовило необхідність використання в процесі проектування найбільш досконалих методів розрахунку, в яких повністю відображаються умови експлуатації конструкцій та механічні властивості матеріалів конструкцій. Отже, розвиток сучасної техніки і технологій вимагає розв'язання нових складних задач, пов'язаних з врахуванням фізичної і геометричної нелінійності.

Рівняння геометрично нелінійної теорії труб подані в роботах А.Я.Аміро, К.З.Галімова, А.В.Кармішина, В.І.Мяченкова, М.Штейна [1, 2, 3] та ін. Проблеми фізично нелінійного процесу роботи труб з різьбовими з'єднаннями досліджувались Д.В.Вайнбергом, А.А.Ілюшиним, Л.М.Качановим, П.Ходжем, Р.Шільдом та ін.

Розв'язання нелінійних задач теорії різьбових з'єднань та бурильних труб пов'язане зі значними математичними труднощами, навіть для канонічних форм труб. Під час дослідження конструкцій обважнених бурильних труб і їх різьбових з'єднань аналітичні методи можуть бути застосовані лише у випадку суттєвої ідеалізації досліджуваного об'єкта. При цьому велике значення мають числові методи розрахунку з допомогою комп'ютерних програм, які отримали бурхливий розвиток за останні п'ять років. Широкому застосуванню числових методів для розрахунків трубних конструкцій сприяли роботи І.П.Абовського, Н.М.Адясова, А.С.Сахарова, Є.І.Санкова, Л.А.Розіна, Л.В.Енджиевського та ін.

Найбільш універсальним та ефективним серед числових методів нелінійного розрахунку складних трубних конструкцій є метод кінцевих елементів. Він дозволяє розрахувати труби

і з'єднання складної геометрії при довільних граничних умовах і зовнішніх чинниках з врахуванням поступально-обертового руху та складних фізичних законів стану матеріалу, з якого виготовлена конструкція, зокрема конструкція обважненої бурильної труби з нестандартними різьбовими з'єднаннями «галтельного» типу на кінцях (а.с. №1761999 ССРСР), рис. 1.

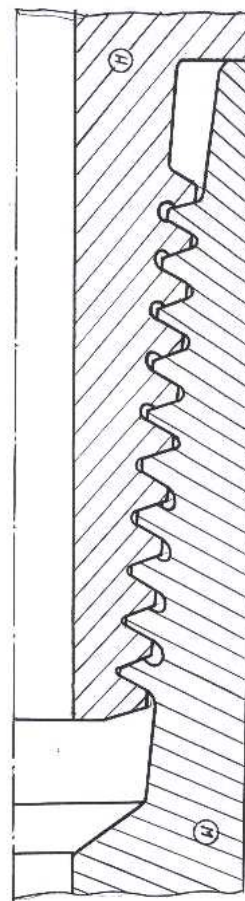


Рисунок 1 – Замкове різьбове з'єднання «галтельного» типу» (а.с. №1761999 ССРСР)

Це дає можливість суттєво наблизити розрахункову схему до реального об'єкта. Важливе місце в методі кінцевих елементів має його висока алгоритмічність, універсальність, фізична наочність, симетрія та лінійна структура матриць розв'язуваних рівнянь. Схематичний вигляд рівнянь має структуру:

$$\sigma_r = \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \nabla^2 \varphi - \frac{\partial^2 \varphi}{\partial r^2} \right);$$

$$\sigma_\theta = \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \nabla^2 \varphi - \frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right);$$

$$\sigma_z = \frac{\partial}{\partial z} \left((2 - \mu) \nabla^2 \varphi - \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} \right);$$

$$\tau_{rz} = \frac{\partial}{\partial r} \left((1 - \mu) \nabla^2 \varphi - \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} \right).$$

В методі кінцевих елементів і обважнена бурильна труба і її різьбове з'єднання, а, отже, і компоновка низу бурильної колони розглядається з позиції тримірної теорії пружності без застосування довільних спрощуючих гіпотез стосовно виду напружено-деформованого стану, що розглядалися в роботах Б.М.Лісцина, Р.Галлагера. Такий підхід уможливорює створення універсального тримірного кінцевого елемента, що однаково добре описує властивості як тонших, так і товстих перерізів ОБТ. Це є принципово важливим, оскільки в нашому випадку застосовується конструкція обважненої бурильної труби змінної жорсткості (ОБТЗЖ) (а.с. №1410001 СССР), і при розрахунках методом кінцевих елементів з позиції тримірної теорії пружності, посилення про розподіл функції переміщень і напружень в поперечному перерізі здебільшого збігаються (рис.2.)

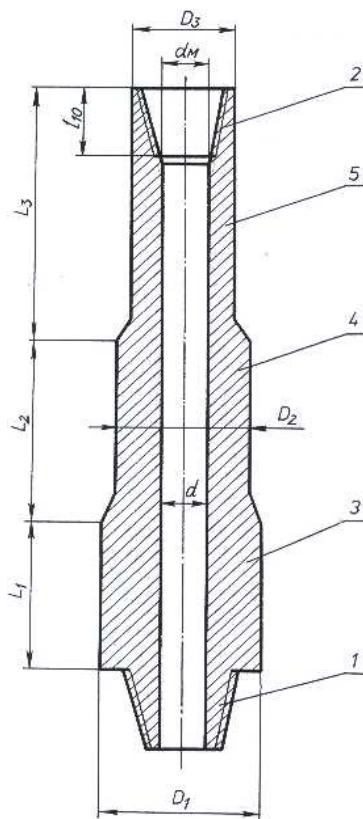


Рисунок 2 – Конструкція обважненої бурильної труби змінної жорсткості (ОБТЗЖ) (а.с. №1410001 СССР)

Ця універсальність методу кінцевих елементів є важливою перевагою цього методу перед такими, як метод кінцевих різниць, схематична модель якого описується виразом

$$\Delta^n f(x) = f\left(x + \frac{n}{2}h\right) - \frac{n}{1}f\left(x + \frac{n}{2}h - h\right) + \frac{n(n-1)}{1 \cdot 2}f\left(x + \frac{n}{2}h - 2h\right) - \frac{n(n-1)(n-2)}{1 \cdot 2 \cdot 3} \times f\left(x + \frac{n}{2}h - 3h\right) + \dots + f\left(x - \frac{n}{2}h\right).$$

чи варіаційний метод, що базується на рівняннях Ляме:

$$\left. \begin{aligned} (\lambda + G)\frac{\partial \theta}{\partial x} + G\nabla^2 u + X\rho &= \rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2}; \\ (\lambda + G)\frac{\partial \theta}{\partial y} + G\nabla^2 v + Y\rho &= \rho \frac{\partial^2 v}{\partial t^2}; \\ (\lambda + G)\frac{\partial \theta}{\partial z} + G\nabla^2 w + Z\rho &= \rho \frac{\partial^2 w}{\partial t^2}. \end{aligned} \right\}$$

Метод кінцевих елементів передбачає як плоскі кінцеві елементи (трикутні, чотирикутні), так і криволінійні. Для розрахунку обважнених бурильних труб змінної жорсткості (ОБТЗЖ) і замкових різьбових з'єднань (ЗРЗ) «галтельного типу» варто приймати трикутні (тримірні) кінцеві елементи, оскільки для криволінійних (сферичних) функцій переміщення є складнішими через необхідність забезпечити умови неперервності не лише функціям переміщення, а й їхнім похідним. А це призводить до невиправданого ускладнення методики розрахунку. Використання ж в якості розв'язаних функцій переміщення вузлових точок тримірного кінцевого елемента (або їх лінійної комбінації) має суттєві переваги: простота формулювання кінематичних граничних умов, природне виконання умов додавання кінцевих елементів у вузлах і неперервність похідних переміщення. Таким чином, використання теорії кінцевих елементів, що базується на тримірній теорії пружності, є більш ефективним.

Вирази для матриці жорсткості в сферичних кінцевих елементах враховують і поперечний зсув, а, як свідчить досвід зі співвідношень тримірної теорії пружності, під час розрахунку трубних конструкцій найбільш економічним (стосовно затраченого часу) є використання одного кінцевого елемента, який стосується товщини стінок [6,7,13, 14]. Особливістю труб є те, що товщина стінок є найменшим параметром, а властивості кінцевих елементів повинні бути такими, щоб різниця між поперечними і поздовжніми розмірами не викликала б значної розбіжності в похибках вимірювань (порядок товщини стінок труби ~ 10¹, поперечного перерізу ~ 10², поздовжніх розмірів труб ~ 10³). В результаті апроксимація просторових і сферичних кінцевих елементів дають розбіжність, останні проявляють себе як дуже жорсткі на згин через прояви додаткових напружень, які отримали назву «явища фальшивого зсуву».

Другою обставиною, яка суттєво ускладнює застосування просторових кінцевих елементів для розрахунків запропонованих нами обважнених бурильних труб змінної жорсткості (ОБТЗЖ), є зміна жорсткості за експоненціальним законом по довжині і значне просторове зміщення (форма просторової спіралі) цих конструкцій в процесі їх експлуатації, що призводить до просторового зміщення елементарних, загалом жорстких, об'ємів. Це спостерігається при розрахунках сильно деформованих конструкцій, а також при деяких граничних

умовах. Тому однією з основних умов збіжності і правильного опису напружено-деформованого стану обважнених бурильних труб змінної жорсткості (ОБТЗЖ) є коректний опис жорстких зміщень. Відомі різні способи врахування жорстких зміщень конструкцій, наприклад, матриці жорсткості вводяться безпосередньо в апроксимовані функції, або після отримання матриці жорсткості проводиться її коригування для врахування шести лінійно незалежних переміщень кінцевих елементів як жорсткого цілого [4].

Наведені вище методи дають хороші результати лише для часткових випадків і не можуть поширюватися на випадок криволінійних кінцевих елементів.

В своїх розрахунках для обважнених бурильних труб змінної жорсткості ми використовуємо варіант методу кінцевих елементів моментної схеми в роботах А.І.Гуляра, А.С.Сахарова та ін. типу:

$$M_1 = \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} \sigma_z \xi d\xi = -D \frac{d^2 u}{dz^2};$$

$$M_2 = \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} \sigma_\theta \xi d\xi = -\mu D \frac{d^2 u}{dz^2};$$

$$M_\theta = \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} \sigma_z \xi d\xi = \mu S + \frac{Eh}{R} u,$$

де жорсткість труби враховується в умові:

$$D = \frac{Eh^3}{12(1-\mu^2)},$$

а типові рівняння моментів, що мають вигляд:

$$\left(M_1 + \frac{dM_1}{dz} dz \right) Rd\theta - M_1 Rd\theta - Qrd\theta dz = 0;$$

$$\left(Q + \frac{dQ}{dz} dz \right) Rd\theta - QRd\theta - N_\theta dzd\theta + pRd\theta dz = 0,$$

забезпечують врахування жорстких зміщень і повністю виключають явище «фальшивого» зсуву. Це досягається наступним чином. Поряд з поліномною апроксимацією функцій переміщень, виконується розкладання в ряд Маклорена функції деформації, причому в останньому нехтується певна кількість старших членів ряду, а саме ті, точно обчислення яких є неможливим через вибраний порядок полінома, що апроксимує переміщення. Такий підхід не впливає на точність розрахунків деформації, [6,10], оскільки корегування відбувається на рівні старших членів розкладу. Окрім того, точність розрахунків підвищується і перевершує відомі схеми моделей кінцевих елементів, які

було отримано для пружної та геометрично нелінійної інтерпретації. Використання спеціальних розділних функцій: переміщення серединної поверхні і узагальнення поворотів ребер кінцевих елементів, спрямованих по товщині стінок труби, забезпечило точність розв'язків і стійкість обчислень для обважнених бурильних труб змінної жорсткості (ОБТЗЖ) із застосуванням просторових кінцевих елементів, для яких співвідношення товщини стінок до діаметра досягало 1/100.

Через наявність змінної жорсткості у запропонованих нами обважнених бурильних труб (ОБТЗЖ) проблема розрахунку їх геометричної нелінійності є досить актуальною. Не менш важливою проблемою є дослідження фізично нелінійних конструкцій, якими є колони обважнених бурильних труб (ОБТ), компоновки низу бурильної колони (КНБК) та замкові різьбові з'єднання (ЗРЗ) «галтельного типу». Через їх складність в цьому напрямку кількість публікацій не є достатньо великою, і розглядаються переважно часткові випадки, окремо взяті частини конструкцій [5, 6, 8, 10]. В цих роботах передбачається справедливості гіпотези Кірхгофа-Лява. Зв'язок між напруженнями і відповідними їм деформаціями прийняті у відповідності до рівнянь теорії малих пружно-пластичних деформацій, при яких (внаслідок процесу тренування) буде виконуватися закон Гука.

Але експлуатаційні умови є набагато жорсткішими, тому при значних деформаціях і складних шляхах навантажень елементів конструкцій обважнених бурильних труб чи компоновок низу бурильної колони застосування теорії малих пружно-пластичних деформацій є безпідставним. Використання теорії пластичних деформацій в розрахунках для конструкцій ОБТЗЖ і КНБК пов'язане з певними труднощами математичного плану, оскільки є необхідність одночасно задовольнити асоційованому закону пластичності, критерію пластичності (наприклад, Мізеса) і забезпечити плоский напружений стан елемента конструкції обважненої бурильної труби змінної жорсткості чи компоновки низу бурильної колони. В межах відомих методик застосовуються припущення, що напруження об'ємного розтягу-стиску, а також лінійна деформація поперечного перерізу труби дорівнюють нулю. Такий підхід призводить до порушення гіпотези про нормальний приріст пластичних деформацій.

Нами ж під час виведення розрахункових співвідношень береться до уваги припущення про те, що лише напруження об'ємного розтягу-стиску дорівнюють нулю, базуючись на яких визначається лінійна деформація поперечного перерізу труби, що дає можливість задовольнити вказані умови. В результаті отримано спеціальний кінцевий елемент, який можна ввести до класу зазначених кінцевих елементів. За своїми властивостями він є аналогічним до кінцевих елементів, що базуються на теорії трубних конструкцій Тимошенко-Райсмера, але мають переваги в тому, що характерні для елементів

співвідношення отримано з точки зору просторової теорії пружності.

Постановка задачі моделювання роботи вузлів і дослідження еволюції їх напружено-деформованого стану в процесі навантаження за умов, максимально наближених до реальних, використовується метод інтегрування за параметром навантаження та переміщення. Тоді використовується принцип найменшої роботи, і у виразі для потенціальної енергії враховують не компоненти напружень, а компоненти деформації, тобто:

$$\begin{aligned} \varepsilon = G \iiint & \left[\varepsilon_x^2 + \varepsilon_y^2 + \varepsilon_z^2 + \frac{\mu}{1-2\mu} \theta^2 + \right. \\ & \left. + \frac{1}{2} (y_{xy}^2 + y_{yz}^2 + y_{zx}^2) \right] dx \cdot dy \cdot dz. \end{aligned}$$

Тоді компоненти деформації легко виразити через компоненти зміщення, враховуючи систему рівнянь Коші, які враховують відносне лінійне видовження і відносний лінійний зсув у циліндричних координатах.

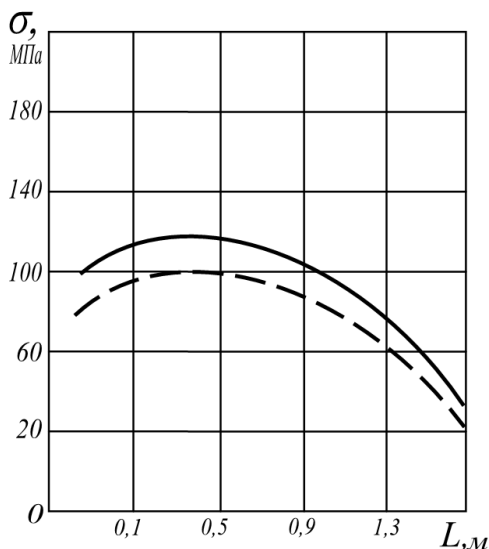


Рисунок 3 – Розподіл напружень по тілу обважненої бурильної труби змінної жорсткості ОБТЗЖ-178

Дослідження геометрично нелінійної роботи конструкцій обважнених бурильних труб змінної жорсткості показали, що максимально ефективним є використання крайової задачі, в якій метод інтегрування за параметром узгоджується з методом Ньютона-Канторовича.

Отримані нами графічні залежності з допомогою комп'ютерної програми із застосуванням вищенаведеного методу показали їх добру узгодженість з отриманими експериментальними результатами, які базувалися на циклічних навантаженнях окремих елементів бурильної колони, а саме: рис.3. – тіла запропонованої нами обважненої бурильної труби змінної жорсткості (ОБТЗЖ) в перехідній зоні від бурильних труб до обважнених бурильних труб змінної жорсткості під час згинаючих напружень; рис. 4 – замкового різьбового з'єднання «галтельного типу» – криві втоми.

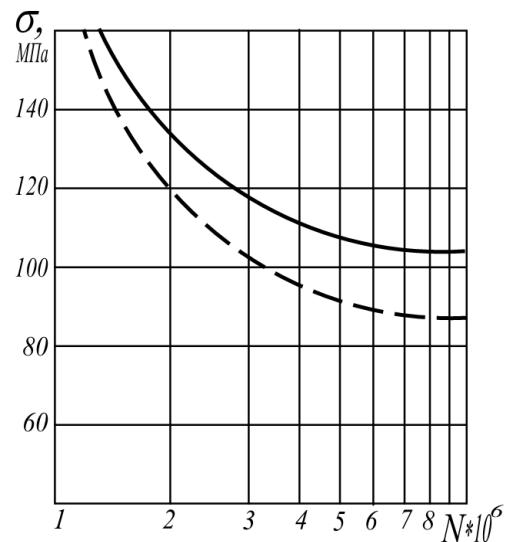


Рисунок 4 – Криві втоми замкових різьбових з'єднань «галтельного типу»

Очікувані результати, отримані на основі використовуваної нами математичної моделі, показали, що їхня розбіжність з експериментальними результатами становить 7%, що лежить в межах допустимої похибки. На рисунках 3 і 4 експериментальні криві (суцільні), знаходяться вище теоретичних (штрихові), отже теоретичні результати дають певний відсоток запасу відносно експериментальних, а не навпаки, що є суттєвим позитивом, оскільки використання результатів програмного розрахунку зменшує ймовірність аварій в розглядуваних умовах експлуатації елементів бурильної колони.

Згідно теорії напружено деформованого стану твердого тіла з діаграми деформації відомо, що при виникненні максимальних напружень в твердому тілі існує межа міцності, що веде до процесу руйнування тіла.

Самі по собі різьби і різьбові з'єднання, а, зокрема, запропонована нами конструкція замкового різьбового з'єднання «галтельного типу», володіють ділянками, де здатні виникати високого рівня напруження, тому їхня здатність протидіяти прикладеним навантаженням суттєво може знижуватися. Разом з тим, конструкції довільного типу бурильних труб, обважнених бурильних труб змінної жорсткості (ОБТЗЖ) та всі можливі компоновки низу бурильної колони (КНБК) практично завжди містять ті чи інші дефекти, що виникають в процесі експлуатації, або є присутніми на початку у використовуваному матеріалі, що стає концентратором тих чи інших напружень за межами лінійності. Тому виникає питання про можливість використання конструкції у випадку виявленої в ній тріщини. Пошуки шляхів розрахунку на міцність таких конструкцій призвели до створення різних теорій руйнування тіл з тріщинами, де йшлося про те, що слід розрізняти випадки, коли краї тріщини, що виникають в межах зони пластичності і нелінійної деформації матеріалу, є малими порівняно з розмірами самої тріщини та віддаллю від вершини тріщини до краю тіла, і коли вказані розміри є співмірними. Якщо розміри

тріщини, яка перебуває в межах пластичної деформації, залишаються малими аж до руйнування, то таке руйнування називають квазі-крихким.

Основи механіки руйнування були закладені ще Гріфіцом. Згідно з теорією, «зрушення» тріщини відбувається тоді, коли приріст енергії деформації під час зародження тріщини досягає енергії, що йде на утворення нової вільної поверхні. В подальшому цей критерій був узагальнений на квазікрихкий випадок [16], коли енергія затрачається не лише на утворення нової вільної поверхні, а й на утворення малої пластичної зони біля краю тріщини. Були запропоновані також інші критерії, наприклад силові (Г.И.Беренблатт, Дж. Ірвін, В.В.Новожилов), які базуються на аналізі характеристик локального поля напружень і деформацій, пов'язані з величиною розкриття тріщини біля її вершини (М.Я.Леонов, В.В.Панасюк та ін.).

Ці підходи відрізняються описом тих фізичних явищ, які впливають на тріщиностійкість і мають різні межі застосування, але з точки зору математики стають абсолютно еквівалентними стосовно великих розмірів тріщин і малих меж пластичності, які у своїй більшості є присутні майже у всіх випадках, де йдеться про механіку руйнування.

Розв'язки задач теорії нелінійної пружності для тіл з тріщинами є не зовсім коректними і дають нескінченно великі значення деформації і напружень біля вершини тріщини. Однак для квазікрихкого випадку пружні розв'язки є близькими до точних поза малою зоною пластичності. Тому зрушення тріщини може визначатися з допомогою пружних розв'язків. Головні члени компонент тензора напружень пружних розв'язків біля вершини тріщини мають визначник порядку 0,5. Коефіцієнти при цих визначниках і вказуватимуть, чи буде розвиватися тріщина.

Приріст енергії під час руху тріщини визначається рівнянням Ірвіна:

$$\frac{dW}{dV} = \int_0^{\epsilon} \sigma_{ij} d\epsilon_{ij} + f(\Delta T, \Delta C).$$

Локальне поле напружень, розкриття вершини тріщини і приріст енергії під час варіації області в околі деякої точки контура визначаються тим самим коефіцієнтом. Відповідно до критеріїв лінійної механіки руйнування ріст тріщини в околі розглядуваної точки контура починається тоді, коли коефіцієнт інтенсивності напружень в цій точці досягає критичного значення. Здебільшого використовуються інші величини, відрізняються лише множителем: модуля зчеплення – за Г.И.Беренблаттом та критичним коефіцієнтом інтенсивності напружень – за Дж. Ірвіном. Окрім згаданих локальних характеристик розв'язків задачі пружності важливими є деякі інтегральні характеристики (енергія, компоненти «об'єму»). Компоненти «об'єму» визначають головні члени збурення, що вноситься тріщиною в подальше поле напружень, і тому є суттєвими при підрахунку

ефективних характеристик деформованого середовища з великою кількістю тріщин, а також є важливими під час аналізу кінетики росту тріщини в умовах, коли існує доступ рідини або газу в тріщину.

Таким чином, під час аналізу деформації та руйнування квазікрихких тіл з тріщинами слід визначати вищенаведені характеристики пружних розв'язків. Велика кількість робіт присвячена їх дослідженню, але оскільки просторові задачі для тіл з тріщинами є досить складними, питання про визначення цих характеристик на даний час залишається недостатньо висвітленим. Ще більш складними і ще менше висвітленими є просторові задачі про тріщини в тілах, що володіють більш складними механічними властивостями, зокрема такими, як нелінійність. Тому дослідження і розв'язки таких просторових задач на даний час також є досить актуальними.

Всі роботи, що стосуються механіки руйнування для тіл з тріщинами, можна умовно поділити на три напрямки, зокрема: побудова аналітичних розв'язків у випадку канонічних меж, що стосуються тріщини і тіла; отримання гарантованих оцінок розв'язків або деяких його характеристик; розробка та реалізація числових (програмних) методів розв'язків. Отримати аналітичні розв'язки вдається лише для невеликої кількості просторових задач, що відповідають окремим конфігураціям тріщин, і, як правило, простим умовам навантаження, далеким від реальних умов експлуатації, про що згадано в працях С.М.Мхитаряна, Р.Л.Салганіка, В.Л.Рвачова, В.С.Проценка, М.М.Стадника та ін. Оскільки багаж аналітичних розв'язків не є достатньо великим, а деякі з них є дуже громіздкими і не дуже зручними для досліджень, останнім часом більше уваги приділяється другому і третьому напрямкам досліджень, що ми і намагалися зробити у проведених нами теоретично-експериментальних дослідженнях.

Якісні методи досліджень для отримання оцінок широко застосовуються в різних областях механіки (теорії пружності, кручення, для контактних задач, в теорії пластичності). В механіці руйнування цей напрям почав розвиватися у 80-х роках після появи праць Р.В.Гольдштейна та В.М.Ентова. В цій роботі були визначені теореми порівняння в задачі про плоскі тріщини нормального розриву в лінійно пружному просторі, і формулювалися наступним чином: 1) при збільшенні зусиль, що розкривають тріщину, її розкриття не спадає в кожній точці; 2) під впливом зусиль, що розкривають тріщину, у випадку розширення меж, які займає тріщина, її розкриття не спадає в кожній точці, а, відповідно, не спадають значення коефіцієнтів інтенсивності напружень в загальній частині контура, що обмежує ці межі.

Результати отримані із застосуванням принципу максимуму до змішаної крайової задачі для гармонійної в напівпросторі функції, до якої зводиться розглядувана задача на основі представлення Папковича-Нейбера. Отже можливим є отримання достатніх умов руйнування

і неруйнування тіла з тріщиною складної конфігурації шляхом аналізу пружно-деформованого стану тіла з тріщиною більш простої форми. У працях [17, 22] ці дослідження були продовжені, і теореми порівняння були поширені на випадок, коли існують знакозмінні нормальні навантаження, в результаті чого можуть відбуватися перекривання поверхонь тріщин. Доведення в цій роботі базувалось на порівнянні розв'язків варіаційних нерівностей. В роботах Р.В.Гольдштейна на основі методу послідовних наближень, теореми порівняння доведено для тріщини відриву, розміщеної в серединній площині достатньо товстого шару.

Доведені твердження у наведених вище роботах дають можливість порівнювати не лише розкриття обійманої та обіймаючої тріщин та коефіцієнти інтенсивності напружень в точках дотику обмежуючих їх контурів, але також і «об'єми» цих тріщин. Однак, отримані звідси оцінки «об'ємів» не є достатньо точними, через що були проведені спроби побудови інших оцінок «об'ємів», але суттєвих успіхів досягнуто не було. В одній з праць Р.В.Гольдштейна було висунуто припущення про справедливість ізопериметричної нерівності: у випадку однорідного навантаження «об'єм» тріщини, що займає довільні межі, не перевищує «об'єму» колової тріщини тієї ж площі, але це припущення авторам довести не вдалося. Цими твердженнями, по-суті, обмежуються наявні результати в межах побудови оцінок розв'язків просторових задач про тріщини. Наявність оцінок розв'язків значно спрощує дослідження задачі, а деколи і зовсім виключає необхідність її повного розв'язку. Тому практичний інтерес викликає як отримання нових оцінок у вже розглянутих задачах, так і розгляд методів побудови оцінок на більш широкий клас задач.

Розвиток якісних методів, звичайно ж, не виключає потреби в розробці числових (програмних) методів, оскільки є необхідним мати достатньо широкий набір еталонних розв'язків. Разом з тим, апіорні оцінки дозволяють контролювати правильність і точність наближених розв'язків.

Під час числових (програмних) розв'язків просторових задач для тіл з тріщинами розрізняються методи, при яких розв'язуються рівняння теорії пружності в усьому тривимірному тілі (методи кінцевих різниць, прямих та кінцевих елементів) і методи, при яких розв'язуються рівняння на границі тіла.

Найбільш поширеним на даний час є метод кінцевих елементів. Він є найбільш універсальним у застосуванні до широкого кола механічних задач. Цим методом знаходиться J -інтеграл, що має вигляд:

$$J = \oint_{\Gamma} \left[W dy - T_i \left(\frac{\delta U_1}{\delta x} \right) ds \right],$$

і для нелінійної пружності дорівнює інтенсивності вивільнення енергії G за Гріфіцом.

У процесі побудови програми доводиться мати справу з системами лінійних алгебраїчних

рівнянь високого порядку, що викликає деякі труднощі. Окрім того, в розв'язуваних задачах існують межі різкої зміни напружень та їх високий рівень, що, власне, стосується випадків наявності тріщин чи інших концентраторів напружень. Тут, виявляється, досить важко забезпечити задовільну точність.

Є невелика кількість праць, зокрема авторів W.D.Collins, P.D.Hilton та ін., в яких просторові задачі стосовно тріщин розв'язувались кінцево-різницевою методом та методом прямих, що базувалися на їх розподілі на дві змінні і розв'язувалася система звичайних диференціальних рівнянь стосовно третьої змінної. Але, і тут знову ж таки найбільш досконалим виявився метод кінцевих елементів, тут розроблено способи уточнення поля напружень біля країв тріщини, а саме: – згущення сітки, використання сингулярних елементів, використання зв'язку між коефіцієнтами інтенсивності напружень і швидкістю приросту енергії та ін.

Окрім вищезгаданого методу для розв'язку просторових задач стосовно тріщин в пружних тілах застосовувалися методи, в яких спочатку складаються інтегральні чи інтегро-диференціальні рівняння на межі тіла, а потім розв'язуються тим чи іншим способом. Існує декілька методів зведення рівнянь теорії пружності до рівнянь на поверхні тіла, зокрема найбільш поширеним є метод, що використовує тотожність Сомільяна, в якій зміщення всередині тіла виражаються через зміщення і напруження на межі, після чого здійснюється перехід до границі, коли послідовність внутрішніх точок сходиться до границі. Отримувані таким чином рівняння володіють тією перевагою, що на одиницю понижується розмірність задачі. Але під час розв'язання задач стосовно тріщини, виникають двосторонні поверхні, через що рівняння на межі тіла вироджуються. Але ці труднощі можна обійти з допомогою різних математичних прийомів, зокрема заміна тріщини тонким вирізом, використання особливостей конкретних задач, зокрема використання симетрії відносно площини тріщини та ін. Певні незручності пов'язані з тим, що в загальному випадку рівняння доводиться розв'язувати стосовно неплоских поверхонь тіла, які треба апроксимувати частинами простих поверхонь. Свого часу багато просторових задач механіки руйнування розв'язувалися шляхом обчислення вищезгаданих рівнянь авторами Р.В.Гольдштейном, В.М.Ентовым, А.А.Гріфіцом, В.В.Панасюком, М.Я.Леоновим, та ін. До того ж наявними є переваги методу граничних інтегральних рівнянь порівняно з методом кінцевих елементів, і ця перевага проявляється не тільки у зменшенні порядку задачі, а й у зменшенні часу розрахунку, зменшенні необхідного об'єму пам'яті та підвищенні точності. Трохи інший підхід для отримання інтегральних рівнянь на межі тіла, що базується на використанні компенсуючих (фальшивих) навантажень, був запропонований в роботі П.Д.Хілтона. Відповідні рівняння також застосовувалися під час розв'язків деяких просторових задач стосовно тріщин.

Зручними для дослідження і розв'язків виявляються інтегро-диференціальні рівняння, записані стосовно стрибків зміщень на поверхні тріщини. У випадку плоскої тріщини такі рівняння розглядалися в роботах Р.В.Гольдштейна.

Вищенаведені методи для програмного розрахунку мають певні особливості та недоліки, оскільки є досить громіздкими, тому вимагають забагато комп'ютерного часу і не завжди забезпечують необхідну точність, була проведена спроба створення менш універсального, але більш швидкодіючого, простого і надійного способу програмних обчислень і розрахунків. Такі способи відносяться до більш вузького класу задач, а деколи стосуються розв'язків конкретних задач, і при цьому дають більшу точність очікуваних результатів, що відтак підтверджується експериментальними та промисловими результатами досліджень.

В цьому напрямку є відомими роботи М.К.Кассі стосовно тріщин, перпендикулярних до межі півпростору, які виходять на неї, роботи стосовно методу розкладання за власними функціями для задач про тріщини в тілах скінченної товщини, роботи Р.В.Кієфера, П.Д.Хілтона, J.W.Hutchinson стосовно тріщин нормального розриву в безмежному просторі, контур яких має колові межі або напівпростір. Ці рівняння дають можливість розв'язати задачі стосовно тріщини з прямокутними, трикутними межами, а також задачі стосовно взаємодії двох еліптичних тріщин, розміщених в одній площині. Рішенням цих задач займалися М.М.Стадник, Є.І.Шифрін, Р.В.Гольдштейн та ін.

Отже, на даний час відсутні універсальні програми, які б забезпечували високу точність розв'язків різноманітних просторових задач стосовно тріщинозміцності матеріалів, хоча кількість різних прийомів розв'язку тих чи інших задач постійно зростає. Розробка нових та модифікація відомих методів розв'язків є необхідними для отримання достовірних результатів конкретних просторових задач, що викликає окремих інтерес, і, окрім того, дозволяє оцінювати достовірність під час розв'язання нових, складніших задач сьогодення.

Була проведена робота з розробки ефективних методів оцінок локальних та інтегральних характеристик розв'язків просторових задач стосовно тріщини в матеріалах зі складним механічними властивостями (врахування неоднорідності та нелінійності), побудова зручних у використанні, простих і в той же час зважених фізико-математичних формул для наближеного визначення досліджуваних величин, а також розробка ефективного обчислювального методу розв'язку просторових задач.

За основу вибиралась модель постановки задачі, яка передбачає вибір оцінки та наближених формул для визначення об'єму та коефіцієнтів інтенсивності напружень в задачі стосовно плоскої тріщини нормального розриву у нелінійному просторі. Розглядалися різні види рівнянь, до яких зводиться задача (гранична задача для гармонійної функції та псевдодифе-

ренціальне рівняння відносно стрибка нормального зміщення в площині знаходження тріщини), вводились досліджувані характеристики, проводилась оцінка енергії та об'єму тріщини зверху і знизу під час довільного навантаження. При цьому застосовувались методи отримання апріорних оцінок розв'язків крайових задач для сильно еліптичних псевдодиференціальних рівнянь. При цьому застосовувались відомі нерівності для мінімального власного числа відповідної крайової задачі для граничного псевдодиференціального рівняння (з його допомогою уточнюється оцінка енергії та об'єму тріщини під час довільного напруження) і об'єму тріщини у випадку неоднорідного напруження. Припущення стосовно справедливості другої нерівності було доведено окремо в праці Р.В.Гольдштейна. В роботі Р.Л.Салганіка було доведено зв'язок між параметричними та ізопараметричними нерівностями, які пов'язані оператором Лапласа. Схема доведень полягає в тому, що спершу будується функціональна залежність, екстремальними значеннями якої є досліджувана величина, а потім проводиться симетризація, в результаті якої значення функціональної залежності змінюються в один бік (зростає або спадає). Монотонність зміни функціональної залежності під час симетризації доводиться завдяки тому, що у функціональну залежність входять вирази, що виражаються оператором Лапласа і зв'язані з геометричними характеристиками межі, що описують використовувані функції. В розглядуваній нами задачі, завдяки високій еліптичності оператора, також вдається отримати функціональні залежності, екстремальними значеннями яких є мінімальне власне число оператора і об'єм тріщини. Через те, що досліджуване псевдопараметричне рівняння зв'язує граничні значення гармонічної у напівпросторі функції та її нормальної похідної, введені функціональні залежності перепишуються так, щоб вони включали інтеграли від функцій (або їх квадратів) і від форми, що визначається оператором Лапласа у напівпросторі. Після цього можна провести симетризацію, яка для функцій, що мають вкладені одна в одну не вироджені поверхні рівня, співпадає із симетризацією поверхонь рівня Штейнера.

Далі встановлюється оцінка мінімального вздовж контура тріщини коефіцієнта інтенсивності напружень зверху і максимального знизу через інтегральні характеристики розв'язків. Оцінка максимального коефіцієнта інтенсивності напружень знизу може бути достатньою умовою поширення тріщини. Зауважимо, що цю оцінку можна застосовувати і у тих випадках, коли у початкову тріщину неможна вписати тріщину досить великої площі і простої форми, чому й застосування принципу порівняння стає проблематичним. Доведення оцінок дає можливість представлення приросту енергії деформації під час певної зміни меж тріщини у двох випадках: з допомогою рівняння Ірвіна з безпосередньо визначення та рівняння Клапейрона. Такого типу оцінки можуть бути перенесені на випадок тріщини довільного розриву.

Об'єм тріщини оцінюється через інтегральну характеристику розв'язків рівняння Пуассона і величину площі, що її займає тріщина, для отримання цієї оцінки вводиться функціональна залежність, що залежить від меж тріщини.

Існують ще варіаційні методи, які однак мають свої труднощі в плані реалізації: а) якщо розглядати в якості базисних функцій такі, що володіють правильною асимптотикою на границі меж і мають ту властивість, що невелика їх кількість може досить добре апроксимувати розв'язки, з другого ж боку, важко визначити результат застосованого до них оператора, і відповідні скалярні добутки, необхідні для отримання системи лінійних алгебраїчних рівнянь стосовно коефіцієнтів розкладу розв'язків розглядуваного базису; б) а якщо вдається вибрати базис, для якого скалярні добутки можна обчислити, то, як за звичай, для хорошої апроксимації розв'язків доводиться вибирати багато елементів базису і розв'язувати системи високого порядку, до того ж виникають серйозні проблеми з визначенням коефіцієнтів інтенсивності напружень.

Вартим уваги є метод наближеного розв'язку, який дає можливість обійти згадані вище труднощі. Існують два різновиди цього методу, суть якого полягає у використанні двох систем базисних функцій. Одна з них містить функції, що володіють правильною асимптотикою на границі меж, а друга підбирається таким чином, щоб легко обчислювалися результати застосування оператора до її елементів. Через це стає можливим за допомогою малої кількості елементів першого базису легко обчислити матрицю системи рівнянь для визначення невідомих коефіцієнтів. Збіжність даного методу доведена в працях Є.І.Шифріна і є придатною для досить широкого класу задач.

Застосуванням теорем порівняння ізопериметричних нерівностей і їх властивостей для задач стосовно тріщин в неоднорідному матеріалі зі степеневу залежністю модуля Юнга від віддалі до площини розміщення тріщини з використанням принципу суперпозиції узагальнених змінних Н.Х.Арутюняна, для фізично нелінійних деформацій зі степеневу залежністю між інтенсивністю напружень і деформацією зсуву дали цікавий результат, механічний зміст якого полягає у тому, що в площині тріщини поза її межами діють лише розтягуючі нормальні зусилля.

Проведені нами розрахунки з використанням вищенаведених математичних моделей, дали можливість отримати змінні в часі графічні залежності, які в повному об'ємі характеризують процес зародження, розвитку і росту локальних та групових тріщин. Характер зміни графічних залежностей процесу тріщиностійкості для різних ділянок бурильної колони дуже різняться. Нами отримано інтегральні зміни в часі для двох ділянок: для тіла труби ОБТЗЖ і для ЗРЗ «галтельного типу», оскільки маючи великий об'єм експериментальних результатів досліджень натурних зразків цих елементів бу-

рильної колони, нас цікавила порівняльна характеристика цих результатів з результатами, отриманими з допомогою математично-комп'ютерного моделювання. Спостереження в динаміці за процесом розвитку і росту тріщини, дає можливість, змінюючи навантаження, керувати цим процесом, визначити межі максимального безаварійного часу роботи різьбового з'єднання з точністю до двадцяти чотирьох годин. Локальні тріщини по тілу труби ОБТЗЖ мають слабку динаміку.

Таким чином, з врахуванням вищенаведеного, можна зробити висновки.

1. Застосування комп'ютерних програм, які базуються на методах математичного аналізу із застосуванням різного класу інтегродиференціальних рівнянь, функцій, матриць повинно враховувати не повний спектр фізико-механічних величин, що давало б змогу в одній програмі розглядати довільний напрям задач, а варто обмежуватись вузьким спрямуванням програм, які дають більш точний результат, дають можливість, застосовуючи ті чи інші методи оцінки результатів, більш точно прогнозувати роботоздатність та надійність елементів конструкції бурильної колони, зокрема таких відповідальних її складових, як різьбові з'єднання.

2. Теореми порівняння, ізопериметричні нерівності пов'язані з приростом коефіцієнтів в асимптотичі розв'язків, дають можливість оцінювати величини потенціальних енергій, які накопичуються як в тілі труби, так і в різьбовому з'єднанні, а за ними давати оцінку коефіцієнтам інтенсивності напружень, і відповідно, прогнозувати довговічність елементів бурильної колони.

3. Враховуючи, що швидкість зміни енергії пов'язана зі зміною коефіцієнта інтенсивності напружень для зміцнених поверхонь, отримані програмні графічні залежності дають можливість за інтегральними характеристиками оцінити їх ресурс роботи (в добах).

4. Варіаційний метод є найбільш ефективним для комп'ютерних програм стосовно даного класу задач, в якому розглядається нелінійна пружна деформація елементів бурильної колони.

Література

- 1 Амельченко В.В. Решение нелинейных задач теории оболочек путем вариационных итераций / В.В. Амельченко, И.В. Неверов, В.В. Петров // Механика твердого тела. – К.: Наукова думка, 1989. – 254 с.
- 2 Амиро И.Я. Методы расчета оболочек / И.Я. Амиро, В.А. Заруцкий. – К.: Наукова думка, 1980. – Т. 2. – 367 с.
- 3 Амиро И.Я. Ребристые цилиндрические оболочки / И.Я. Амиро, В.А. Заруцкий, П.С. Поляков. – К.: Наукова думка, 1983. – 197 с.
- 4 Богнер Ф. Расчет цилиндрической оболочки методом дискретных элементов / Ф. Богнер, Р. Фокс, Л. М. Шмит // Наука и техника. – 1987. – №4. – С.170-175. – Серия: Сопротивление материалов и теория сооружений.

- 5 Ворович И.И. Пути развития проблемы устойчивости. / И.И. Ворович // Актуальные проблемы науки: Сборник трудов. – 1987. – № 13. – С.178-199.
- 6 Ворошко П.П. К построению разрешающих соотношений для задач теории упругости / П.П. Ворошко // Проблемы прочности: Сборник трудов. – 1987. – Т.10. – С.76-78.
- 7 Галлиев К.С. О построении универсальной матрицы жесткости / К.С. Галлиев, Л.А. Гордон, И.А. Розин // Известия ВНИИГ. – 1974. – Т.105. – С.174-188.
- 8 Галимов К.З. Уравнения равновесия теории упругости при конечных перемещениях / К.З. Галимов // Казань. Известия НИИКУ. – 1977. – Т.10. – С.226-249.
- 9 Галлагер Р. Методы получения матриц жесткости элементов; пер. с англ. / Р. Галлагер. – М.: Мир, 1984. – 428 с.
- 10 Гуляев В.И. Устойчивость периодических процессов в нелинейных механических системах / В.И. Гуляев, В.А. Баженов, П.П. Лизунов. – Львов: Вища школа, 1983. – 288 с.
- 11 Графтон О. Расчет осесимметрических оболочек методом прямого определения жесткости: пер. с англ. / О. Графтон, В. Строум. – М.: Мир, 1979. – 358 с.
- 12 Григоренко Я.М. Теория оболочек переменной жесткости. Методы расчета оболочек / Я.М. Григоренко, А.Т. Василенко, Н.Д. Панкратова. – К.: Наукова думка, 1981. – 544 с.
- 13 Гузь А.Н. Методы расчета оболочек / А.Н. Гузь. – К.: Наукова думка, 1980. – 635 с.
- 14 Зенкевич О. Метод конечных элементов в теории сооружений и в механике сплошных сред. / О. Зенкевич, И. Чанг. – М.: Недра, 1984. – 239 с.
- 15 Линберг Дж. Треугольный элемент высокой точности для цилиндрической оболочки: пер. с англ. / Дж. Линберг, К. Олсон. – М.: Мир, 1978. – 328 с.
- 16 Лисицын Б.М. Автоматизация решения пространственных задач теории упругости на основе матричной формы метода определяющих состояний. / Б.М. Лисицын // Прикладные задачи технической кибернетики. – К.: Наукова думка, 1982. – 380 с.
- 17 Гринченко В.Т. Растяжение упругого пространства, ослабленного кольцевой трещиной. / В.Т. Гринченко, А.Ф. Улитко // Прикладная механика. – 1985. – Т.2. – С.61-129.
- 18 Журавлев В.И. Контактная задача теории упругости для неоднородной среды и ее приложение к разрушению твердых тел / В.И. Журавлев // Теоретическая и прикладная механика: Сб. научно-технических трудов – 1987. – Т. 6. – С.40-54.
- 19 Парис П. Прикладные вопросы вязкости разрушения. Анализ напряженного состояния около трещин: пер. с англ. / П. Парис, Дж. Си. – М.: Мир, 1988. – 420 с.
- 20 Collins W.D. Some axially symmetric stress distributions in elastic solids containing penny-shaped cracks / Collins W.D. // Cracks in an infinite solid and a thick plate. – Proc. Roy. Soc., Series A. – 1978. – vol. 266. – p. 359-386.
- 21 Griffiths A.A. The theory of rupture and flow in solids. / Griffiths A.A. // Philosophical Transaction Royal Society of London. – Series A. – 234 – 1925 – p.163-198.
- 22 Gyekenyesi J.P. Three-dimensional elastic stress and displacement analysis of finite geometry solids containing cracks. / Gyekenyesi J.P., Mendelson A. // Inf. journal of fracture. – 1985. – vol. 11. – №3. – p. 409-429.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.03.12
Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*

Наука — виробництву

УДК 550.832

ЛІТОЛОГІЧНЕ ЕКСПРЕС-РОЗЧЛЕНУВАННЯ КАРБОНАТНО-ХЕМОГЕННОГО РОЗРІЗУ НАФТОГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

В.А. Мураста, О.М. Карпенко

Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
01601, м. Київ, вул.Володимирська, 64, e-mail: alexbrig@inbox.ru

Підвищення інформативності промислово-геофізичного комплексу шляхом залучення передових методів і технологій в геофізичних підприємствах на даний час проблематично, тому доцільно вдосконалювати або створювати нові, більш ефективні способи обробки і інтерпретації. Запропонований експресний спосіб літологічного розчленування розрізу свердловини суттєво відрізняється від традиційного, в якому виділяються за літологічними ознаками пласти за обмеженою кількістю ознак. Автори пропонують використовувати один із способів розпізнавання образів, який базується на використанні евклідової відстані у багатомірному просторі нормованих значень геофізичних параметрів гірських порід. Із залученням запропонованого авторами способу з'являється можливість достатньо об'єктивно, без втручання суб'єктивного фактора – геофізика-інтерпретатора – оцінити літологічну приналежність гірських порід у складному, з точки зору інтерпретації даних ГДС, карбонатно-хемогенному комплексі порід. Наведений у статті матеріал обробки геофізичних даних ілюструє інтерпретаційні можливості нового підходу щодо оцінки літологічної приналежності пластів гірських порід у межах міжсолевих відкладів за даними типового комплексу ГДС.

Ключові слова: геофізика, свердловина, товща, літологія, розчленування

Повышение информативности промышленно-геофизического комплекса путем привлечения передовых методов и технологий на геофизических предприятиях в настоящее время проблематично, поэтому целесообразно совершенствовать или создавать новые, более эффективные способы обработки и интерпретации. Предложенный экспрессный способ литологического расчленения разреза скважины существенно отличается от традиционного, в котором выделяются за литологическими признаками пласты по ограниченному числу признаков. Авторы предлагают использовать один из способов распознавания образов, основанный на использовании евклидоваго расстояния в многомерном пространстве нормированных значений геофизических параметров горных пород. С привлечением предложенного авторами способа появляется возможность достаточно объективно, без вмешательства субъективного фактора – геофизика-интерпретатора – оценить литологическую принадлежность горных пород в сложном, с точки зрения интерпретации данных ГИС, карбонатно-хемогенном комплексе пород. Предложенный в статье материал обработки геофизических данных иллюстрирует интерпретационные возможности нового подхода к оценке литологической принадлежности пластов горных пород в пределах межсолевых отложений по данным типового комплекса ГИС.

Ключевые слова: геофизика, скважина, толща, литология, расчленение.

The informative increase of well logging complex by involving the advanced methods and technologies at geophysical enterprises is currently very problematic. Therefore it is advisable to improve or create more efficient ways of data processing and interpretation. The proposed express method of lithological well section differentiation significantly differs from the traditional one according to which strata are segregated to the limited number of features.

The authors suggest applying one of the methods of image identification which is based on using Euclidian distance in multidimensional space of geophysical rock parameters standard values. Involving suggested by the authors method there appears the possibility of impartial assessment of rock lithologic belonging in a complicated carbonate-homogeneous rock complex, in the terms of well logging data interpretation without interference of such a subjective factor as a geophysicist-interpreter.

The material of well logging data interpretation, presented in the article, illustrates the interpretational abilities of the new approach which is concerned with the assessment of rock strata lithologic belonging within the intersalt deposits due to the well logging data standard complex.

Keywords: geophysics, well, stratum, lithology, differentiation.

Вступ. Літологічне розчленування розрізу є важливим кроком інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) для розв'язання задач промислової геофізики. Визначення приналежності пластів або товщ гірських порід до певних літологічних типів є важливим та необхідним етапом геологічної інтерпретації, за результатами якого виконується уточнення значень відповідних петрофізичних коефіцієнтів (густина скелету породи, інтервальний час пробігу пружної хвилі по скелету породи, поправочний коефіцієнт за водневий вміст породи та ін.) для визначення фільтраційно-емісійних параметрів гірських порід та формування інтерпретаційних моделей.

В більшості випадків у геологічних організаціях на обробку та інтерпретацію геолого-геофізичної документації виділяють лімітований час, за котрий потрібно виконати певний спектр робіт. Тому й виникає питання стосовно застосування швидкого та якісного методу обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин. Як правило, використовують стандартні підходи щодо виділення порід певних літотипів (за набором статистично обґрунтованих вирішальних правил) або заздалегідь встановлюють тип розрізу свердловини (теригенний, карбонатно-хемогенний, рідше – змішаний). Тут результат якісної інтерпретації цілком (або значною мірою) залежить від досвіду, інтуїції та кваліфікації геофізика-інтерпретатора.

Діагностика розрізів нафтових і газових свердловин з метою оцінки літологічної приналежності окремих пластів і товщ виконується, зазвичай, при комплексній інтерпретації промислово-геофізичних даних. Способи вирішення даного питання різноманітні та залежать від геологічних умов, наявності конкретної промислово-геофізичної інформації, результатів промислових досліджень, апріорних даних щодо наявності у розрізі певних літологічних типів порід, відомостей про типові промислово-геофізичні характеристики гірських порід розрізу, їх морфологічне відображення на каротажних діаграмах. Крім об'єктивних причин, котрі впливають на якість отриманих результатів з розчленування розрізу, як вже було наголошено, певну роль відіграє рівень кваліфікації інтерпретаторів та традиції інтерпретаційної служби.

Способи (методи) якісної геологічної інтерпретації даних ГДС залежно від наявності апріорної інформації можна поділити на декілька груп:

1. За відсутності геологічних та промислових даних (аналізів кернавого матеріалу, результатів випробувань пластів) по території, що вивчається, використовують теоретичні петрофізичні моделі та залежності між окремими геофізичними параметрами і геологічними характеристиками гірських порід.

2. У випадку отримання нових промислово-геологічних даних вказані моделі корегуються. Створюються нові залежності типу "керна-керна" або "керна-геофізика", інколи суто статистичного характеру, які не мають строгого теоре-

тичного обґрунтування. Такі залежності широко застосовуються в практиці геофізичних досліджень як на етапі оперативної інтерпретації, так і при визначенні підрахункових параметрів поклавів вуглеводнів за даними ГДС.

3. До спеціальних або нетрадиційних способів відносяться способи статистичної обробки геофізичної інформації - факторного, спектрального аналізу, розпізнавання образів т.ін.

На сьогоднішній день при інтерпретації результатів ГДС недостатньо використовуються способи розпізнавання образів, навіть за наявності значної додаткової промислово-геологічної інформації. Існують випадки, коли лише додаткові дані за результатами "нетрадиційної" статистичної обробки геофізичних даних дозволяють зробити остаточні правильні висновки про геологічну будову або колекторські характеристики гірських порід в розрізі нафтової або газової свердловини.

Постановка завдання. Завдання дослідження полягає у знаходженні підходів до розчленування розрізу свердловини на якісному рівні, що може застосовуватись в автоматизованому режимі.

З метою вирішення поставленого завдання було виконано дослідження міжсолових карбонатно-хемогенних нижньопермських відкладів середньої частини ДДЗ за даними комплексу геофізичних досліджень свердловин.

В основі розчленування розрізу на літологічні типи лежить диференціація петрофізичних характеристик кожного літотипу, що відмічаються на каротажних кривих. Для встановлення чіткої прив'язки зареєстрованих позначок на каротажних діаграмах стосовно певного літологічного типу порід використовувались дані петрографічного опису керна.

Для знаходження статистичних розподілів кожного геофізичного параметра відносно певного літологічного типу порід була створена навчальна база даних, у котру ввійшли результати лабораторних досліджень відібраного керна із інтервалів розрізів свердловин Копилівського газоконденсатного родовища загальною довжиною 245 м, що були зіставленні із попластово-апроксимованими значеннями геофізичних параметрів. Створена представницька колекція дала змогу визначити закон статистичного розподілу ймовірностей значень кожного геофізичного параметра відносно певного літологічного типу [5, 6]. Для формування вибіркової бази даних були обрані такі промислово-геофізичні параметри: ΔT – інтервальний час поздовжньої хвилі, $\ln(\rho_{\text{еф}}^{\text{БК}})$ – прологарифмовані значення питомого електричного опору, зареєстровані методом бокового каротажу $\rho_{\text{еф}}^{\text{БК}}$; $\Delta I\gamma$, $\Delta I\gamma$, $\Delta I\text{nn}$ – подвійний різницевий параметр відповідно природної радіоактивності порід за даними гамма-каротажу ГК, за даними нейтронного гамма-каротажу НГК і нейтрон-нейтронного каротажу ННК. На рис. 1-3 наведено приклади фактичного розподілу геофізичних параметрів окремих для літологічних типів гірських порід, апроксимовані розрахованими

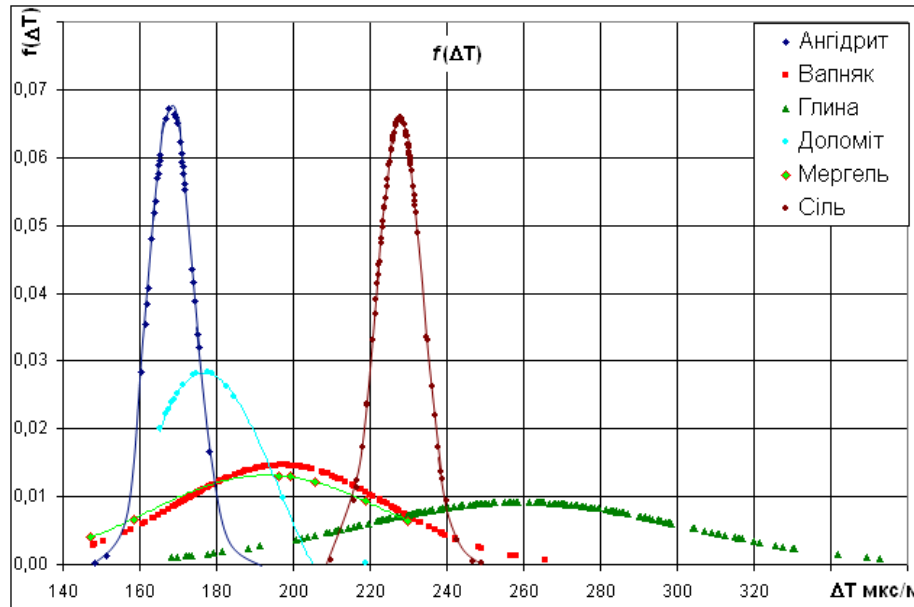


Рисунок 1 – Диференційні криві, що описують фактичні розподіли ймовірності значень параметра ΔT (інтервальний час пробігу пружної хвилі) для певних літотипів міжсольової карбонатно-хемогенної товщі

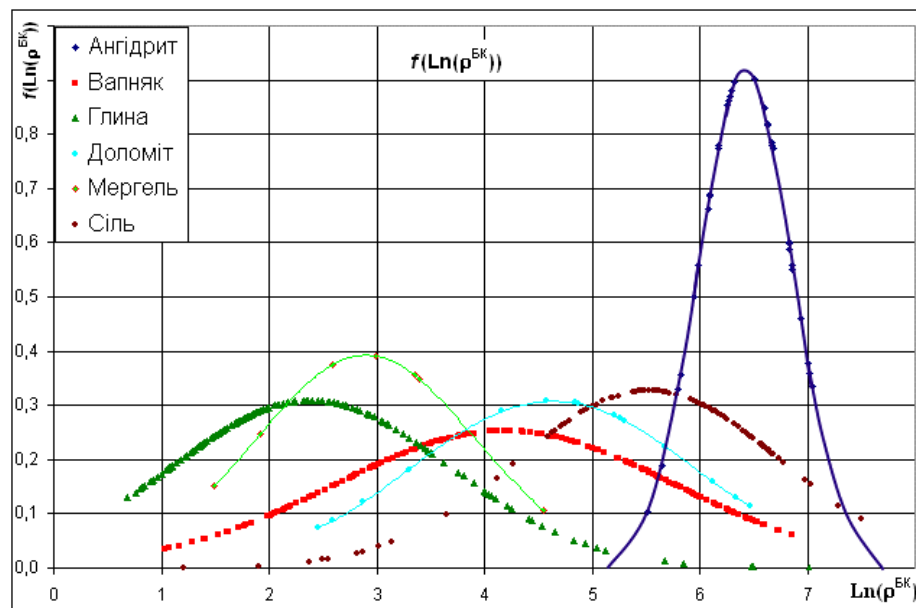


Рисунок 2 – Диференційні криві, що описують фактичні розподіли ймовірності прологарифмованих значень параметра $\text{Ln}(\rho^{\text{BK}})$ – ефективного питомого опору для певних літотипів міжсольової карбонатно-хемогенної товщі

диференційними кривими за встановленим теоретичним законом.

Розподіл кожного з наведених вище геофізичних параметрів відносно відомого літологічного типу, визначеного за допомогою візуального опису зернового матеріалу, підпорядковується нормальному теоретичному закону, розраховується за формулою [7]:

$$f(x) = \frac{e^{-\frac{(x_i - x_{\text{сер}})^2}{2 \cdot \sigma_x^2}}}{\sigma_x \cdot \sqrt{2\pi}}, \quad (1)$$

де: x_i – i -те значення геофізичного параметра, $x_{\text{сер}}$ – середнє значення геофізичного параметра для певного літологічного типу, σ_x – середнє квадратичне відхилення параметра в межах окремого літологічного типу гірської породи.

З наведених розподілів ймовірностей значень геофізичних параметрів видно, що літологічні типи карбонатно-хемогенного розрізу не завжди помітно диференціюються за окремими геофізичними параметрами. Тобто середні та середньоквадратичні відхилення розподілів параметрів майже не відрізняються для різних літотипів. Як відомо, перехід від одномірного

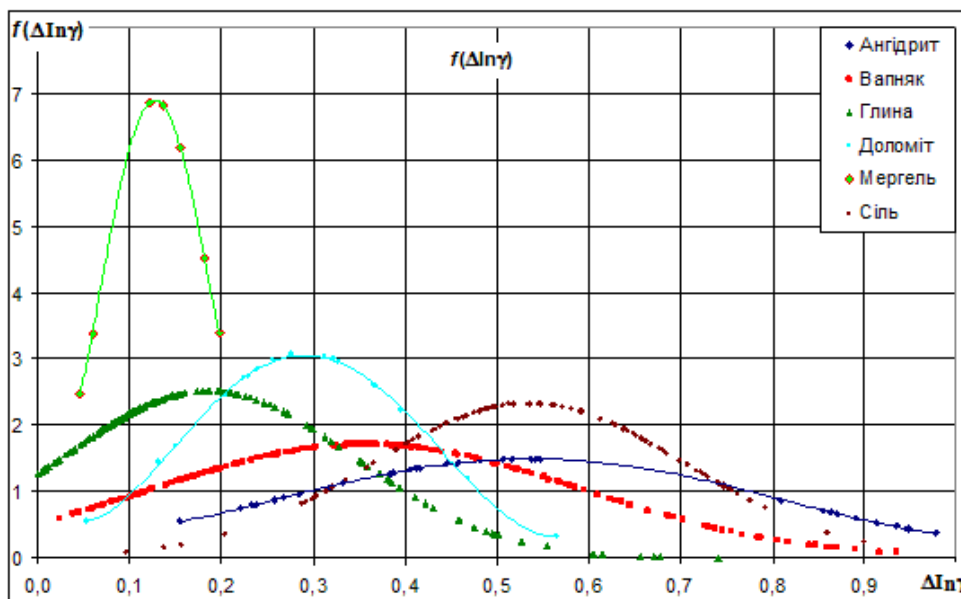


Рисунок 3 – Диференційні криві, що описують фактичні розподіли ймовірності значень подвійного різницевого параметра $\Delta In\gamma$ для певних літологічних типів міжсоляної карбонатно-хемогенної товщі

Таблиця 1 – Вагові коефіцієнти A_j геофізичних параметрів

Порода	ΔT , мкс/м	$\ln(\rho_{\text{еф}}^{\text{БК}})$	$\rho_{\text{еф}}^{\text{МКБ}}$, Ом·м	$\Delta I\gamma$	$\Delta In\gamma$	$\Delta Inn_{\text{мз}}^*$	$\Delta Inn_{\text{вз}}^{**}$
Ангідрит	0,26	0,29	0,05	0,15	0,07	0,11	0,07
Вапняк	0,22	0,10	0,20	0,12	0,12	0,12	0,12
Глина	0,25	0,05	0,02	0,40	0,08	0,10	0,10
Доломіт	0,22	0,05	0,27	0,12	0,10	0,12	0,12
Мергель	0,21	0,01	0,20	0,30	0,12	0,08	0,08
Кам'яна сіль	0,31	0,23	0,19	0,12	0,05	0,05	0,05

Примітка: $\Delta Inn_{\text{мз}}^*$ - значення подвійного різницевого параметра показів малого зонда нейтрон-нейтронного каротажу;
 $\Delta Inn_{\text{вз}}^{**}$ - значення подвійного різницевого параметра показів великого зонда нейтрон-нейтронного каротажу

простору вихідних даних до багатомірного - обраних геофізичних параметрів дає змогу суттєво підвищити якість розпізнавання образів. Тому нами здійснено спробу використати увесь масив даних задіяних геофізичних характеристик з метою покращення ефективності розчленування на літологічні типи порід розрізів свердловин.

Для поділу багатомірного масиву даних (параметрів) на певні літологічні типи використовувався підхід «найменшої нормованої евклідової відстані» $R(x)$ [6, 8]:

$$R(x) = \sqrt{\frac{\sum (1 - A_j)(x_{ij} - x_{\text{сеп.}j})^2}{\sigma_{x_j}^2}}, \quad (2)$$

де: x_{ij} - i -те значення j -го геофізичного параметра, $x_{\text{сеп}}$ - середнє значення j -го геофізичного параметра для певного літологічного типу, σ_{x_j} - середнє квадратичне відхилення j -го геофізичного параметра, A_j - ваговий коефіцієнт j -го геофізичного параметра.

Ваговий коефіцієнт A визначається дослідним шляхом і його значення контролювалось ступенем диференціації геофізичного параметра відносно інших обраних параметрів в межах певного літологічного типу породи. Для геологічного розрізу, представленого міжсоляним карбонатно-хемогенним типом, запропоновано значення вагових коефіцієнтів, наведених у табл. 1.

Середні значення та середні квадратичні відхилення розподілів ймовірностей геофізичних параметрів визначались для сформованих класів порід на основі зіставлення даних у вибірках «керна-геофізика» навчальної бази даних, макропису зразків порід та ув'язування кернових і каротажних даних по глибинах розрізів свердловин. Визначені статистичні параметри, що характеризують літологічний тип породи, наведені в табл. 2.

Таблиця 2 – Статистичні характеристики геофізичних параметрів для окремих літологічних типів порід

Порода		ΔT , мкс/м	$\ln(\rho_{\text{эф}}^{\text{БК}})$	$\Delta \gamma$	$\Delta \ln \gamma$	$\Delta \ln n_{\text{мз}}$	$\Delta \ln n_{\text{вз}}$
Ангідрит	M_x	168,1	6,4	0,1	0,8	0,83	0,86
	σ_x	5,9	0,4	0,034	0,3	0,3	0,3
Вапняк	M_x	197,2	4,2	0,2	0,6	0,63	0,65
	σ_x	27,3	1,6	0,2	0,2	0,3	0,2
Глина	M_x	259,1	2,4	0,75	0,2	0,1	0,1
	σ_x	43,4	0,8	0,25	0,2	0,07	0,1
Доломіт	M_x	176,9	4,6	0,2	0,8	0,82	0,82
	σ_x	14	1,3	0,2	0,1	0,2	0,3
Мергель	M_x	193,6	2,9	0,4	0,15	0,2	0,2
	σ_x	30,4	1	0,2	0,1	0,09	0,1
Кам'яна сіль	M_x	227,9	5,5	0,1	0,5	0,4	0,4
	σ_x	6,1	1,2	0,1	0,2	0,2	0,2

Примітка: M_x – середнє значення параметра, σ_x – середнє квадратичне відхилення.

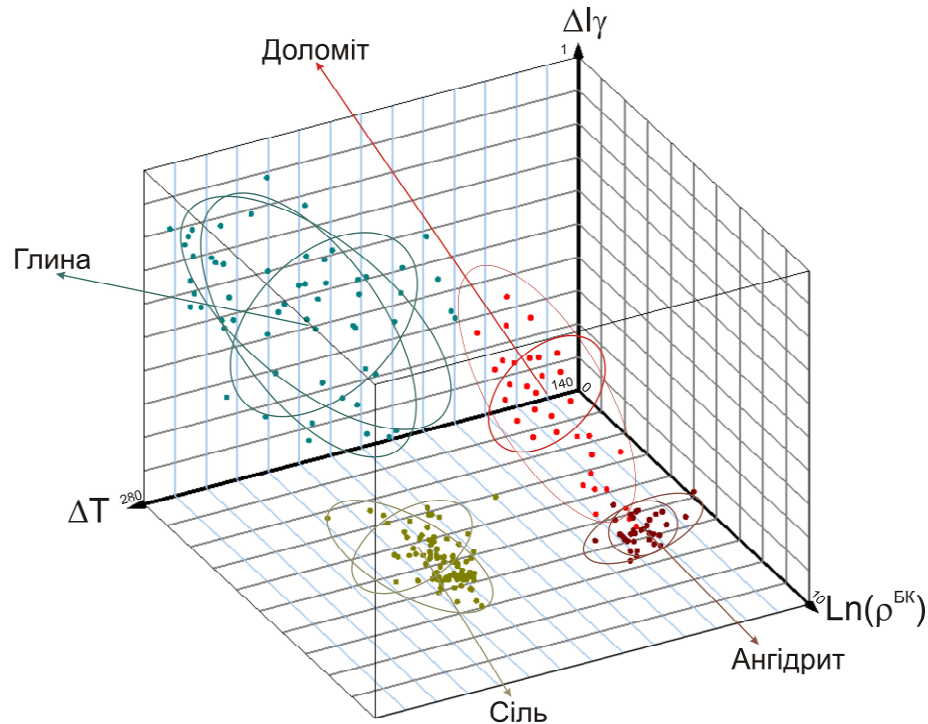


Рисунок 4 – Приклад виокремлення літологічних типів порід за даними трьох геофізичних параметрів

Були розраховані нормовані евклідові відстані від середніх значень геофізичних параметрів до кожної точки (спостереження) масиву. Точкам, що знаходились на мінімальній відстані в багатомірному просторі від середніх значень геофізичних параметрів, що характеризують певний літологічний тип, присвоювався індекс відповідного літологічного типу.

В просторовому уявленні багатомірного розподілу даних виділяються «хмарки» точок, що притаманні конкретній літології. На рис. 4 наведено приклад, як виділяються літологічні

типи порід у тримірному варіанті за трьома геофізичними параметрами.

З прикладу видно, що за трьома геофізичними параметрами указані літологічні типи достатньо чітко виділяються, але на графік не виносено повного масиву даних інших літологічних типів, тому що вони не так чітко виділяються за допомогою трьох геофізичних параметрів. Слід зауважити, що кожному виділеному пласту присвоюється індекс літологічного типу за допомогою n-мірного масиву даних геофізичних параметрів із задовільною вірогідністю [6].

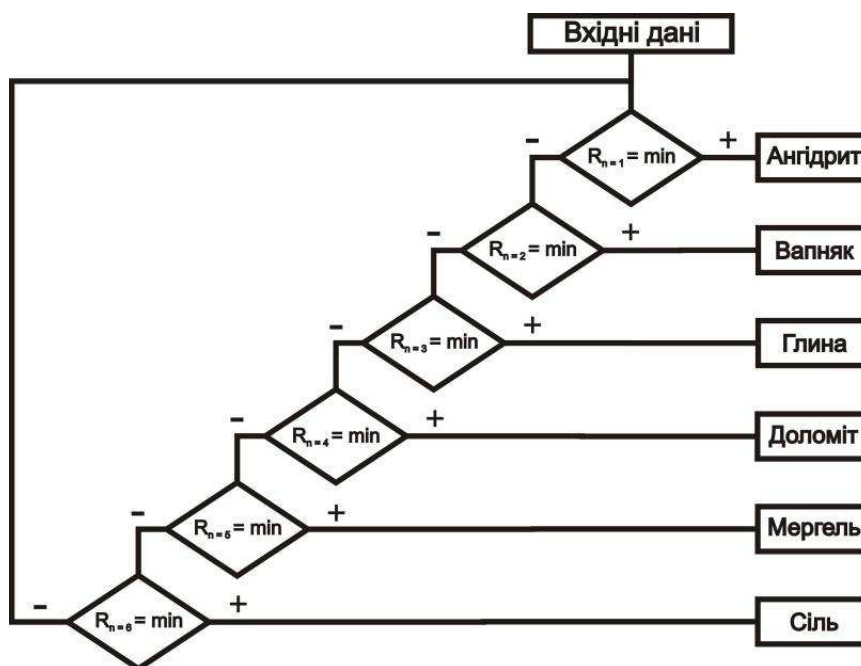


Рисунок 5 – Алгоритм визначення літологічного типу гірської породи за даними геофізичних досліджень свердловин

Алгоритм присвоєння літологічного індексу для точок, що мають найменшу нормовану евклідову відстань, від середніх значень геофізичних параметрів певного літологічного типу зображено на рис 5. На даному рисунку як вхідні дані застосовуються відомості про середні значення, значення середнього квадратичного відхилення кожного геофізичного параметра в межах певного літологічного типу. В розширеному вигляді нормована евклідова відстань розраховується, як:

$$R = \left\{ \frac{(1 - A_n) \cdot (\Delta T_i - \Delta T_{сепn})^2}{\sigma^2 \Delta T_n} + \frac{(1 - A_n) \cdot \left(\ln(\rho_{ef}^{BK})_i - \ln(\rho_{ef}^{BK})_{сепn} \right)^2}{\sigma^2 \ln(\rho_{ef}^{BK})_n} + \frac{(1 - A_n) \cdot (\Delta I\gamma_i - \Delta I\gamma_{сепn})^2}{\sigma^2 \Delta I\gamma_n} + \dots \right\}^{1/2}, \quad (3)$$

де n – індекс літологічного типу породи (табл. 3).

Таблиця 3 – Таблиця літологічних індексів

Індекс n	Літотип породи
1	Ангідрит
2	Вапняк
3	Глина
4	Доломіт
5	Мергель
6	Сіль

Після тестових випробувань розробленого алгоритму автоматичного розчленування було встановлено, що при застосування типового комплексу методів геофізичних досліджень для задачі літологічного розчленування на літотипи міжсольових відкладів карбону оптимально використовувати наступні вихідні дані [1, 4, 10]: $\ln(\rho_{ef}^{BK})$ – значення натурального логарифму ефективного питомого опору, визначені за методом БК; ρ_{ef}^{BK} – значення питомого ефективного опору, зареєстрованого методом бокового мікрокаротажу БМК; σ_{ef} – значення питомої ефективної електропровідності, вимірної методом індукційного каротажу ІК; ΔT – значення інтервального часу пробігу пружної хвилі; $\Delta \gamma$ – значення подвійного різницевого параметра інтенсивності експозиційної дози гамма-випромінювання гірської породи; $\Delta I\gamma$ – значення подвійного різницевого параметра інтенсивності вторинного гамма-випромінювання при НГК; ΔI_m – значення подвійного різницевого параметра інтенсивності нейтронного випромінювання, зареєстрованого методом ННК.

Приклад отриманого результату - літологічного розчленування розрізу свердловини в межах міжсольового карбонатно-хемогенного комплексу наведено на рис. 6.

Даний підхід автоматизованого розчленування розрізу може бути застосований на площах із аналогічним за генезисом розрізом такими, наприклад, є: Мар'янівська площа, Копилівське, Чутівське, Східно-Полтавське, Новоукраїнське, Староверівське, Мдведівське, Меліхівське, Машівське родовища вуглеводнів та ін.

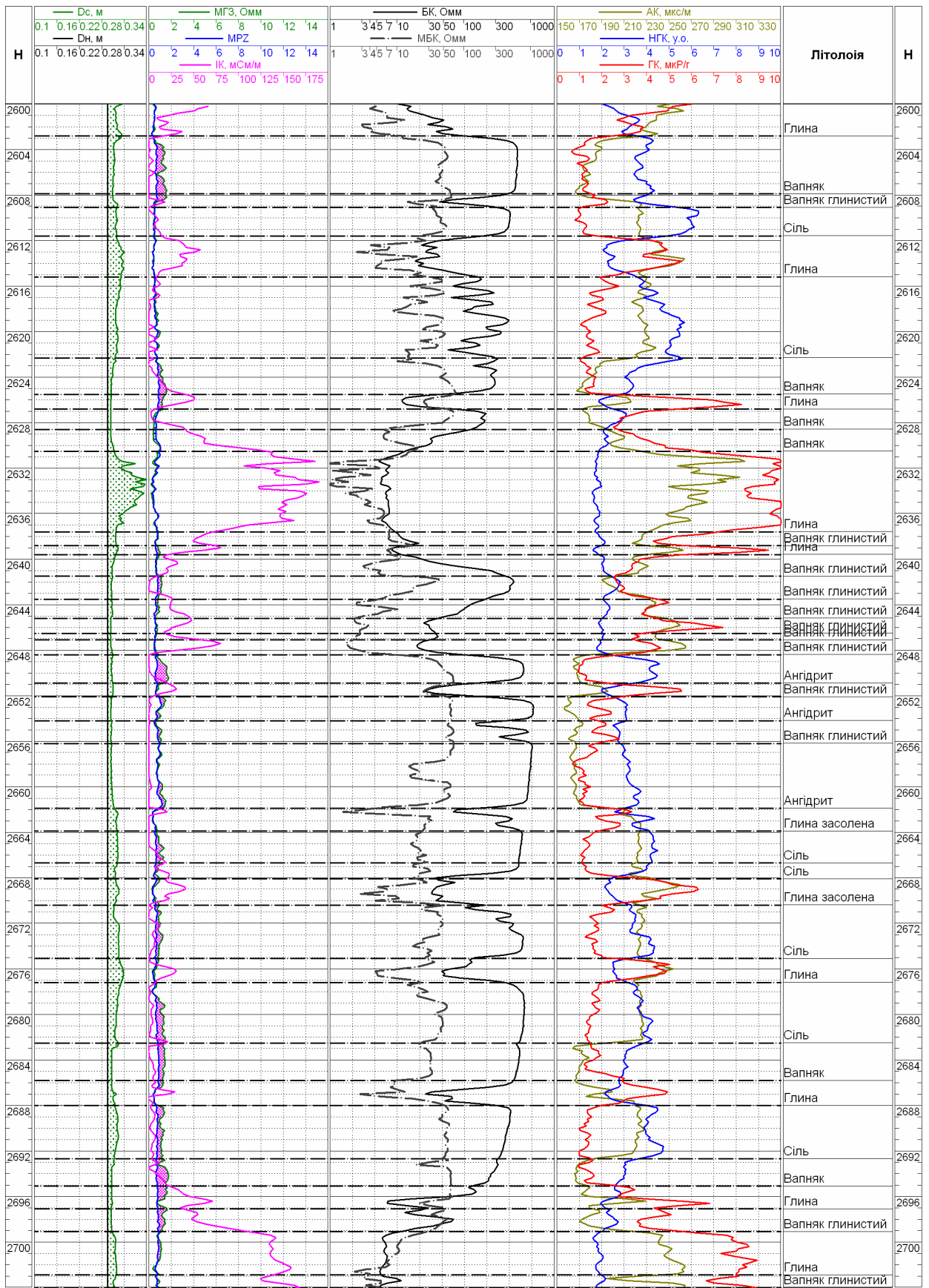


Рисунок 6 – Приклад результату автоматизованого літологічного розчленування розрізу на окремі літологічні типи за даними типового комплексу ГДС у міжсольовому карбонатно-хемогенному комплексі порід

Ефективність розчленування розрізів свердловин на літологічні типи з використанням наведеного способу достатньо висока. Основна перевага даного підходу – об'єктивність використання всього масиву геофізичної інформації за відсутності помилок суб'єктивного характеру. До отриманих результатів розчленування можна застосовувати різні прийоми та методики інтерпретації даних ГДС, залежно від встановленого літологічного типу порід.

Література

- 1 Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
- 2 Добрынин В.М. Петрофизика / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
- 3 Дэвис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии / Дж.С. Дэвис. – М.: Недра, 1990. – 185 с.
- 4 Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / С.С. Итенберг. – М.: Недра, 1972. – 312 с.
- 5 Каждан А.Б. Математические методы в геологии / А.Б. Каждан, О.И. Гуськов. – М.: Недра, 1990. – 251 с.

6 Лозинський О.Є. Математичні методи в нафтовій геології / О.Є. Лозинський, В.О. Лозинський, Б.Й. Маєвський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – Івано-Франківськ, 2008. – 276 с.

7 Жуков М.Н. Статистичний аналіз геологічних даних / М.Н. Жуков. – К.: ІСДО, 1995. – 552 с.

8 Родионов Д.А. Справочник по математическим методам в геологии / Д.А. Родионов, Р.И. Коган, В.А. Голубева. – М.: Недра, 1987. – 335 с.

9 Mascle J., Lohmann G.P., Moullade M. (Eds.), 1998. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results, Vol. 159 lithologic interpretation of downhole logging data from The-côte D'ivoire-Ghana transform margin: a statistical approach.

10 Doveton J.H., 1994. Geologic log analysis using computer methods // AAPG Computer applications in geology, №2. – P. 42-48.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.03.12*

*Рекомендована до друку професором
Федоришиним Д.Д.*

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА, НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ, ІСТОРІЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗВИТКУ ЯРОШІВСЬКОЇ СТРУКТУРИ У ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ ТА ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ НА НІЙ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

А.Я. Копчалоук

ПАТ „Укрнафта” НГВУ „Чернігівнафтогаз”, 17500 м. Прилуки, вул. Вокзальна 1,
e-mail: korchalyuk@i.ua

Детально висвітлена геологічна будова, історія геологічного розвитку та нафтоносність візейських утворень нижнього карбону Ярошівського низькоамплітудного підняття у Дніпровсько-Донецькій западині. Результати вивчення Ярошівської структури можуть бути використані для деталізації історії формування подібних структур у ДДЗ та для якісної оцінки перспектив нафтогазоносності нових, виявлених сейсмічними роботами, малоамплітудних піднять чи моноклінальних структурних форм обмежених розривами.

Ключові слова: нафтогазоносність, Ярошівська структура, родовище, продуктивний горизонт, малоамплітудне підняття, палеоструктурна схема.

Подробно освещено геологическое строение, история геологического развития и нефтеносность визейских образований нижнего карбона Ярошевского малоамплитудного поднятия в Днепро-Донецкой впадине. Результаты изучения Ярошевской структуры могут быть использованы для детализации истории формирования подобных структур в ДДЗ и для качественной оценки перспектив нефтегазоносности новых, выявленных сейсмическими работами, малоамплитудных поднятий или моноклиналиных структурных форм ограниченных разрывами.

Ключевые слова: нефтегазоносность, Ярошевская структура, месторождение, продуктивный горизонт, малоамплитудное поднятия, палеоструктурна схема.

In this paper geological structure, history of geological development and oil-bearing potential of Carboniferous Viséan formations of the Jaroshivka low-amplitude field in the Dnipro-Donetsk depression are studied. The results of the Jaroshivka field studies may be used for detailization of formation history of similar structures in the Dnipro-Donetsk depression and for the qualitative estimation of the prospects of oil- and gas-bearing potential of new low-amplitude uplifts or monocline structural forms limited by dislocations revealed in the course of seismic works.

Keywords: oil- and gas- potential bearing, the Yaroshivka structure, field, productive layer, low-amplitude uplift, palaeostructural scheme.

Вступ. Ярошівське родовище розміщене у Чернігівському нафтоносному районі, де відкрито 17 нафтових і 11 газоконденсатних родовищ. На його території добре виражені антиклінальні структури, уже вивчені глибоким бурінням, тому подальші пошуки вуглеводнів пов'язуються з низькоамплітудними підняттями та літологічно і тектонічно-екранованими пастками.

При виборі нових, виявлених сейсмічними роботами структур для подальших досліджень важливим є ступінь достовірності прогнозу оцінки їх нафтогазоносності. Для підвищення цієї достовірності пропонується здійснювати порівняння будови і петрофізичних характеристик нафтогазоперспективних комплексів з такими характеристиками на подібних добре вивчених структурах, нафтогазоносність яких доведена. Для цього вибрана Ярошівська структура (нафтове родовище), на якій пробурено 13 пошуково-розвідувальних і 18 експлуатаційних свердловин. Її геологічна модель підтверджена в процесі розробки і оперативним підрахунком запасів вуглеводнів. Вона може бути базовою при вивченні низькоамплітудних піднять такого типу у Дніпровсько-Донецькій западині.

Історія вивчення структури і родовища.

Ярошівська структура виявлена сейсмозвідкою в 1963 році. Впродовж 1971-1973 років вона була вивчена і підготовлена до глибокого буріння. У 1975 році при випробуванні свердловини 2 з відкладів верхньовізейського під'яруса (продуктивний горизонт В-15, інт. 3858-3891 м) отримано перший приплив нафти дебітом 134 м³/добу через діафрагму діаметром 5 мм.

На цей час на Ярошівському родовищі відкрито сім продуктивних горизонтів (В-15, В-17в, В-17н, В-18н, В-19н, В-21, В-26) з промисловими припливами нафти, а з чотирьох горизонтів (В-16в, В-19в, В-20, Т-1) отримані припливи нафти або нафти з водою, які не мають промислового значення.

В 1978 році на основі проекту укладеного інститутом „Укрдипродінафта” розпочалася пробна експлуатація Ярошівського родовища. За період пробної експлуатації були отримані відомості про дебіти нафти та води, газові фактори, фізико-хімічні властивості нафти і газу. По горизонту В-17 отримані відомості про характер зміни пластового та вибійного тиску. Одночасно продовжувалося глибоке розвідува-

льне буріння. За 1978-1981 рр. були пробурені розвідувальні свердловини 7, 10, 13, за результатами буріння яких розширилася уява про нафтогазоносність площі, геологічну будову родовища, балансові запаси нафти і газу.

В 1981 році інститутом „Укрдипроднаф-та” був укладений новий проект пробної експлуатації (ППЕ), який передбачав буріння в 1982-1985 рр. однієї випереджаючої, оціночно-експлуатаційної свердловини та однієї розвідувальної свердловини.

В тому ж 1981 році об'єднанням „Чернігів-нафтогазгеологія” був здійснений підрахунок запасів нафти та газу Ярошівського нафтового родовища, який розглянутий і затверджений в ДКЗ у 1982 році.

В 1992 році згаданим інститутом проведено детальний аналіз розробки родовища, який дав змогу виявити певні особливості розробки, підтвердити запаси ВВ на родовищі та рекомендувати до буріння ще 7 видобувних свердловин. Зараз (в процесі розробки) на родовищі додатково пробурено 9 експлуатаційних свердловин і накопичено достатній матеріал для складання нового проекту розробки.

Літолого-стратиграфічна характеристика. Геологічний розріз Ярошівської структури є типовим для Плісківсько-Лисогірського виступу докембрійського кристалічного фундаменту, на якому залягають вулканогенно-осадові породи девону та осадові відклади карбону, пермі і мезозой-кайнозою.

Девонський комплекс розкритий не повністю.

Найдревнішими є верхньофранські відклади, які представлені євланівсько-лівенською товщею, що складена сульфатно-карбонатними породами, інколи з прошарками мергелів та ангідритів. Повністю ці відклади свердловинами не пройдені. На сусідніх площах у розрізі франу присутні вулканогенні утворення. Розкрита товщина відкладів верхньофранського під'ярусу становить 536 м.

Нижньофаменський під'ярус (D_3fm_1) представлений задонсько-єлецькими теригенно-карбонатними породами – слюдистими польвошпат-кварцовими пісковиками, алевролітами та аргілітами, що перешаровуються та часто переходять в слюдисті алевроліти, а також щільними вапняками і мергелями. Товщина фаменського ярусу в розкритих свердловинами розрізах сягає 210-235 м.

Загальна товщина верхньодевонських утворень в розрізі родовища, вочевидь, перевищує 1500 м.

Кам'яновугільні породи залягають на розмитій поверхні девону. Вона представлена нижнім, середнім та верхнім відділами. Нижній відділ поділяється на турнейський, візейський та серпуховський яруси.

Турнейський ярус (C_1t) складений теригенними породами з прошарками карбонатних різновидів. Товщина турнейського ярусу в межах родовища складає 170-200 м.

Візейський ярус (C_1v) з неузгодженням залягає на турнейських і, місцями, девонських відкладах. Розріз візе поділяється на нижньовізейський та верхньовізейський під'яруси.

Нижньовізейські відклади представлені піщано-глинистою та карбонатно-глинистою товщами. В подошві піщано-глинистої товщі виділяється продуктивний горизонт В-26, який складений пісковиками аналогічними турнейським.

Відклади пізнього візе неузгоджено залягають на ранньовізейських утвореннях. Вони поділяються на дві літологічні товщі: нижню – глинисто-карбонатну з прошарками темно-сірих пісковиків і верхню – глинисто-алевритопіщану з прошарками вапняків. У верхньовізейському під'ярусі виділено ряд піщано-алевритових горизонтів (від В-15 до В-20), з якими пов'язані промислові скупчення нафти. Загальна товщина візейського комплексу порід складає 440-500 м.

Породи серпухівського ярусу (C_1s) залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Вони представлені глинистим розрізом з прошарками пісковиків і алевролітів, зрідка вапняків і вугілля. Товщина серпухівського ярусу на родовищі складає 107-127 м та збільшується до периферії підняття.

Середній карбон складений теригенно-карбонатними породами башкирського і московського ярусів, типовими для всієї ДДЗ. Вони розкриті усіма свердловинами, які пробурені в межах родовища.

Утворення башкирського ярусу (C_2b) неузгоджено залягають на породах нижнього карбону і поділяються на дві товщі: нижню (товщиною до 100 м) – карбонатно-глинисту і верхню – аргіліто-алевритопіщану. Нижня товща представлена, насамперед, пачкою органогенно-хемогенних вапняків відомою під назвою “башкирська плита”. Товщина її – до 230 м.

Верхня товща представлена піщано-алевритовими породами з прошарками аргілітів, зрідка – вапняків та вугілля. Товщина ярусу – 271-307 м.

Відклади московського віку (C_2m) узгоджено перекривають башкирські. Літологічно виражені пісковиками і алевролітами, що перешаровуються з аргілітами. Товщина – 235-271 м.

Пізнокам'яновугільні відклади представлені піщано-глинистою товщею (266-287 м).

Пермська система неузгоджено залягає на породах карбону. Вона складена глинисто-карбонатними та сульфатно-хемогенними утвореннями ранньої пермі (асельський ярус) – пісковиками, глинами, вапняками, доломітами, ангідритами. Товщина – 74-82 м.

Відклади тріасового періоду трансгресивно залягають на пермських і представлені нижнім за середнім відділами. Нижній відділ складений поліміктковими пісковиками та строкатобарвними глинами. Товщина – 264-290 м. Верхній відділ утворюють піщано-глинисті породи з прошарками мергелів. Товщина – 215-260 м.

Юрська система представлена середнім та верхнім відділами. Середній відділ (батський та байоський яруси) складений алевролітами і глинами товщиною 120-150 м, верхній (келовейський, оксфордський та кімеріджський яруси) – глинами сірими з прошарками пісковиків та мергелів. Товщина – 202 - 215 м.

Крейдова система представлена нижнім і верхнім відділами. Нижню крейду складають піщано-глинисті утворення товщиною 140-160 м. Верхня крейда (сеноманський, туронський, коньякський, сантонський, кампанський та маастрихтський яруси) за літолого-фаціальними ознаками поділяється на дві товщі: нижню – теригенну (сеноманський ярус) і верхню (решта розрізу). Нижня товща (до 40 м) складена кварцовими пісками і пісковиками; верхня – писальною крейдою та крейдоподібними мергелями. Загальна товщина пізньокрейдових відкладів - 490–530 м.

Палеогенові відклади кайнозойської групи залягають з кутовим неузгодженням на породах крейдової системи. Літологічно представлені здебільшого пухкими глауконіто-кварцовими пісками з прошарками глин. Товщина цих відкладів у розрізі родовища – від 280 до 320 м.

Розріз неогенового та четвертинного віків (товщина 56-73 м) представлений строкатими глинами, пісками та лесовидними суглинками [1].

Тектоніка. У тектонічному плані Ярошівська структура знаходиться в межах Плисківсько-Лисогірського виступу кристалічного фундаменту, в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини.

У відкладах нижнього карбону Ярошівська структура брахіантиклінальна, північно-західного простягання з порушеним розривами склепінням (рис. 1). У відкладах, що залягають вище (аж до юри), структура також простежується, але не так виразно (рис. 2, 3). Скиди північно-східного простягання, які утворюють вузький клиноподібний грабен шириною до 200 м, у візейському плані ділять підняття на два блоки: західний і східний. Розміри підняття по горизонту В-26 – $5,25 \times 3,25$ км при амплітуді підняття близько 165 м.

Західний блок має близьку до ізометричної форму і є вищим в порівнянні зі східним. Площа його по ізогіпсі -4325 м – $5,3$ км². Загальна площа пастки – $11,1$ км².

Східна частина структури відрізняється більш чіткою витягнутістю у південно-східному напрямку. Площа зануреного східного блоку по ізогіпсі -4350 м становить $5,6$ км².

Західний скид підсічений свердловиною 9 на глибині 3945 м (абсолютна позначка -3776,6 м, горизонт В-16_В) та свердловиною 23 на глибині 3861 м (абсолютна позначка -3689,5 м) і простежується від фундаменту до відкладів тріасового періоду.

В склепінній частині амплітуда скиду сягає 80 м, зменшуючись в бік крилових частин до 25 м.

Нафтоносність. На Ярошівському родовищі промислово продуктивними є сім горизонтів візейського ярусу: В-15, В-17_В, В-17_Н, В-18_Н, В-19_Н, В-21 та В-26 [1]. Непромислово припливи нафти, або нафти з водою отримано також з горизонтів В-16_В, В-19_В, В-20 і Т-1. Діапазон промислової нафтоносності складає 524 м (рис. 4).

Горизонт В-15 розкритий 25 свердловинами. За літологічною характеристикою він поділяється на три продуктивні пласти: В-15₁ – піщані алевроліти, В-15₂ – вапняки, В-15₃ – пісковики, алевроліти, В-15₁ продуктивний в свердловині 2, 11, в інших свердловинах він щільний. Ефективна його товщина – $0,8 - 2,0$ м.

Промислова нафтоносність горизонту В-15₂ встановлена в свердловинах 2 і 13. За результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) він продуктивний в свердловинах 11, 20, 24, 25, 14, а в свердловинах 7, 10, 9, 22, 27 – щільний.

Горизонт В-15₃ містить основну частину запасів родовища. Продуктивність його встановлено в свердловинах 2, 7, 10, 23, 24, 27, за ГДС та за керном – в свердловинах 11, 20, 22. Максимальні дебіти при випробуванні досягали 221 м³/добу через діафрагму діаметром 7 мм, газовий фактор – 44 м³/м³. В свердловинах 13, 25 горизонт заміщений щільними породами.

Положення ВНК для покладу згідно з результатами випробування і за даними ГДС прийнято єдиним для обох блоків – 3740 м.

Нафтовий поклад горизонту В-15 пластовий, склепінний, площа покладу – 4 км², висота – 60 м.

Горизонт В-17_В складений пісковиками і алевролітами. Промислово-продуктивний він у східному блоці. В св. 7 отримано приплив нафти дебітом $86,4$ м³/добу через діафрагму діаметром 5 мм. Газовий фактор – 68 м³/м³.

ВНК для східного блоку прийнято за даними випробування в св.7 на позначці - 3825. У західному блоці горизонт В-17_В продуктивний за ГДС в св. 22.

Горизонт В-17_Н представлений найбільш витриманими по площі пісковиками товщиною до 40 м. Промислова нафтоносність горизонту встановлена в західному блоці в свердловинах 9 і 20. Дебіт в свердловині 9 склав 228 м³/добу через штуцер діаметром 7 мм, газовий фактор – 29 м³/м³. Нафтонасичена товщина складає $5,6$ м. Дебіт у свердловині 20 – близько 60 м³/добу. За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах 9, 11, 20, 24. В свердловинах 22, 27 – щільний, в інших обводнений.

Структурні плани горизонтів В-17_Н і В-17_В досить близькі, а перемички, які їх розділяють, досить незначні за товщиною. Проте поклади розрізняються за типом і, можливо, режимами витіснення. В структурному відношенні поклади приурочені до брахіантиклінальної структури (по покрівлі горизонту В-17_В) розмірами $3,2 \times 2,0$ км по ізогіпсі -3810 м. ВНК знаходиться на позначці -3794 м в західному блоці і -3825 м – у східному.

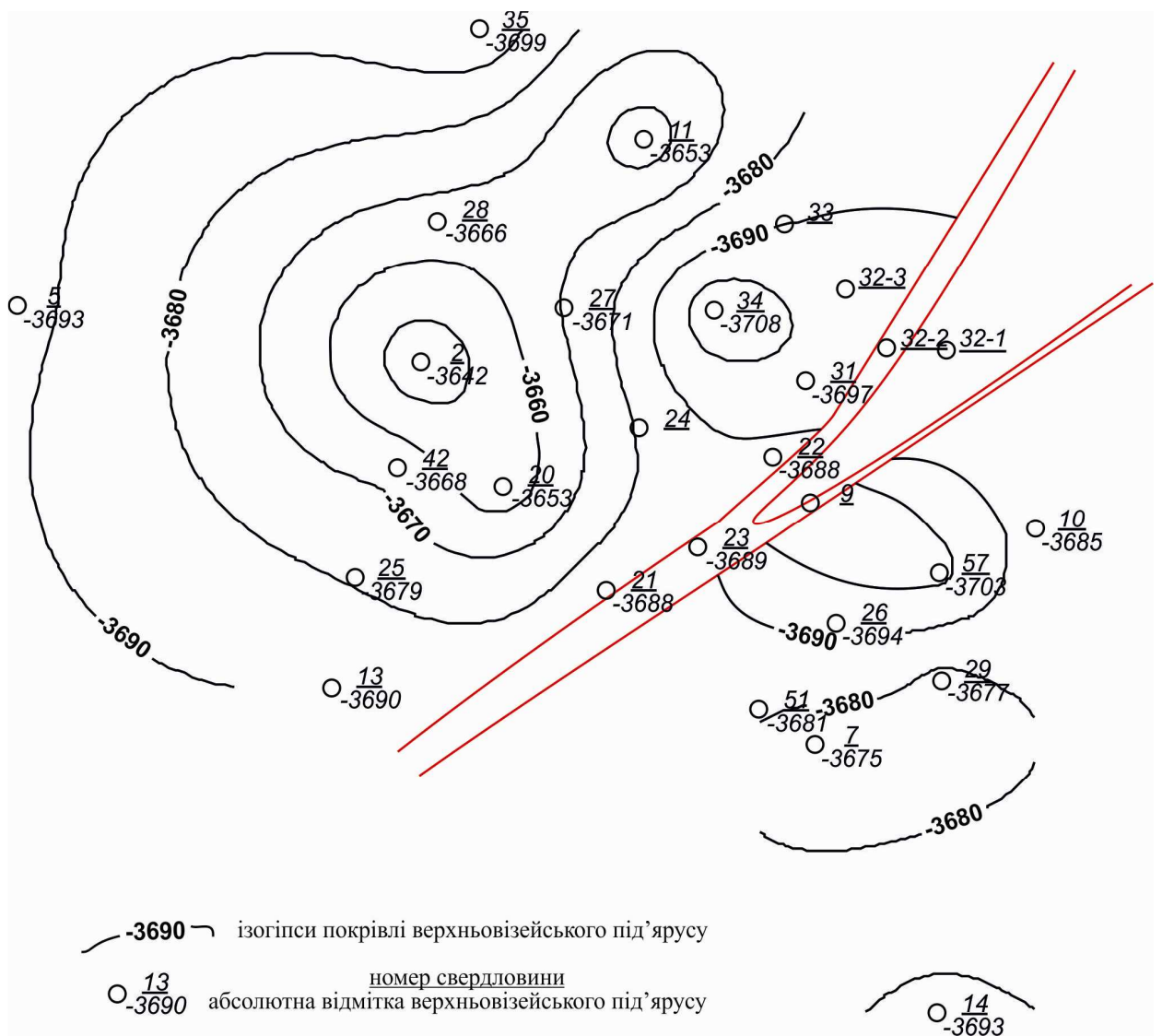


Рисунок 1 – Структурна схема покрівлі верхньовізейського під'ярусу

У зв'язку з локальними заміщеннями колектора поклад горизонту В-17_В встановлено тільки в межах трьох ділянок: в західному блоці в районі свердловин 22 і 9, у східному блоці – в районі свердловини 7. Загальна нафтонасичена площа нафтоносності складає 1,037 км², нафтонасичена товщина 1,6 – 4,7 м.

Поклад горизонту В-17_Н встановлений тільки в західному блоці. В склепінній частині (в інтервалі нафтонасичення між свердловинами 22 і 27) розвинута смуга щільних порід, яка ділить цей поклад на дві ділянки. Загальна нафтонасичена площа становить 0,764 км², товщина – 3,6 – 9,8 м.

Горизонт В-18_Н представлений пісковиками, нафтоносність якого доведено свердловиною 7 (східний блок), з якої одержано 76,7 м³/добу нафти через діафрагму діаметром 5 мм (газовий фактор 29 м³/м³). Поклад пластовий, тектонічно екранований.

Позначка ВНК -3915 м: нафтонасичена площа і середня ефективна товщина відповідно складають 0,78 км² і 7,5 м.

В західному блоці пласт продуктивний в свердловині 9 з початковим дебітом нафти 2,4 м³/добу через діафрагму діаметром 3 мм. За даними ГДС продуктивний в свердловинах 22 і 23. Площа нафтоносності 0,115 км², середня нафтонасичена товщина – 2,9 м. Позначка ВНК –3860 м.

Горизонт В-19_В представлений пісковиками. За даними ГДС в свердловині 7 нафтонасиченість їх складає 75%. Поклад в цьому горизонті пластовий, тектонічно екранований знаходиться тільки в східному блоці. ВНК відбивається на позначці -3936 м. Площа нафтоносності – 0,303 км², нафтонасичена товщина – 2–3 м.

Горизонт В-19_Н представлений пісковиками зі змінними колекторськими властивостями по площі і в розрізі. Він чітко поділяється на два самостійні горизонти В-19_{Н1} і В-19_{Н2}.

У свердловині 13 з горизонту В-19_{Н1} отримано нафту дебітом 23,6 м³/добу (газовий фактор 69,9 м³/м³) через діафрагму діаметром 5 мм, в свердловині 9 горизонт В-19_{Н1} випробувався разом з В-19_{Н2}. Дебіт нафти – 15,3 м³/добу.

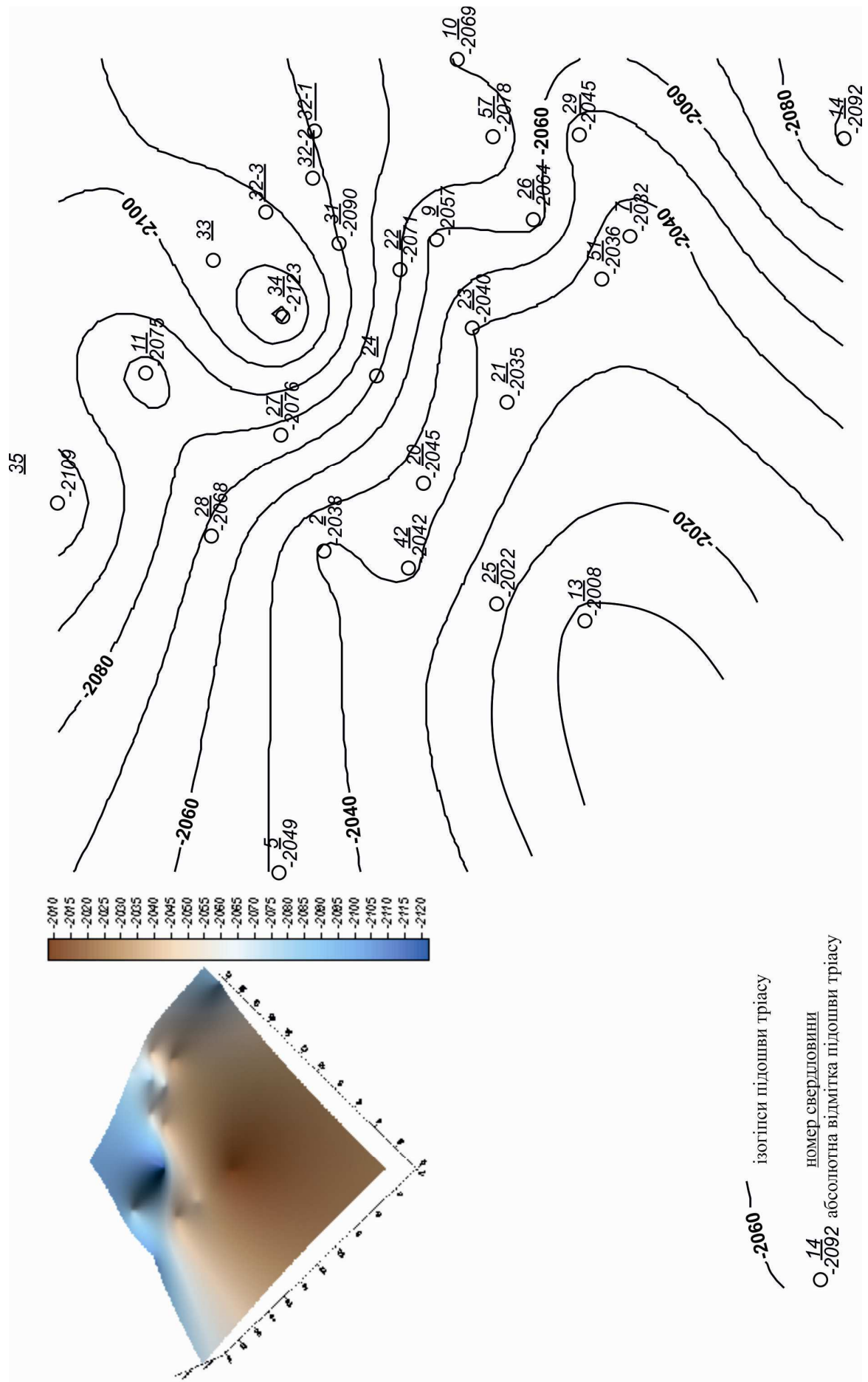


Рисунок 2 – Структурна схема підшоши тріасу

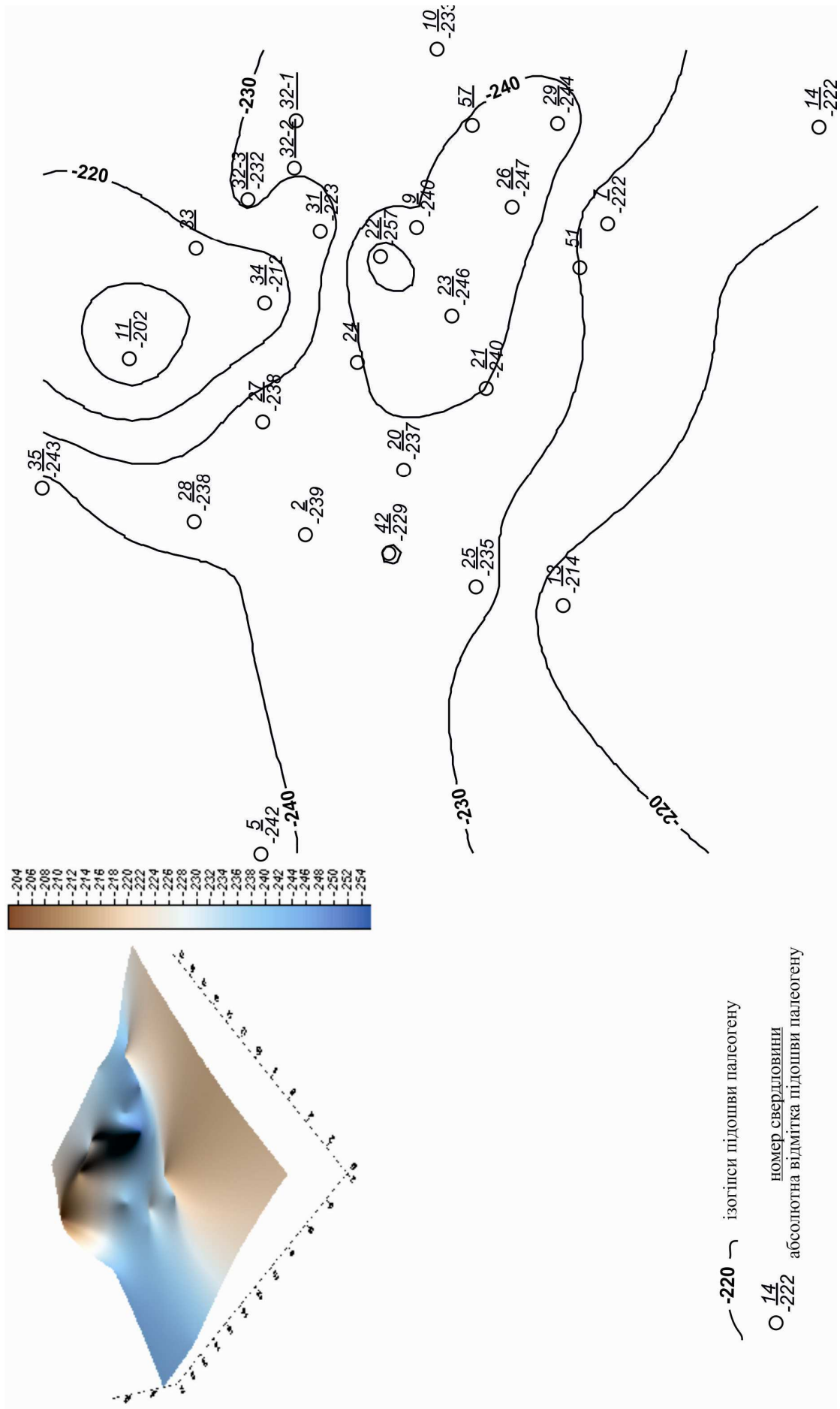


Рисунок 3 – Структурна схема підшоши палеогену

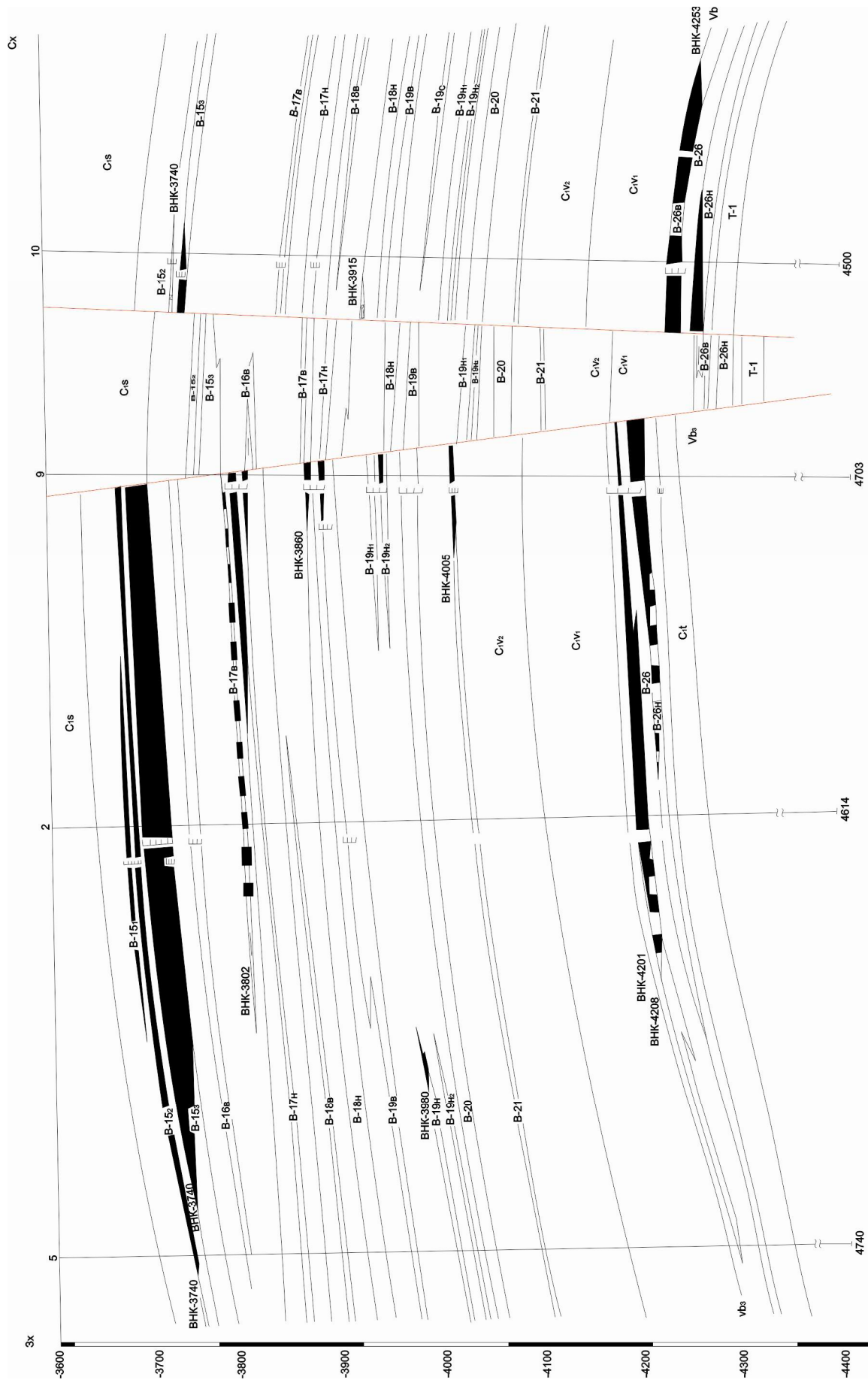


Рисунок 4 – Ярошівське родовище (геологічний розріз вздовж лінії свердловин: 5-2-9-10 Сv1)

В горизонті В-19_{Н1} у зв'язку з неоднорідністю колекторів виділяються дві ділянки нафтоносності: в районі свердловин 13 та в районі свердловин 9, 22. На першій ділянці поклад має літологічно-тектонічний тип екранування, в другій – склепінний, тектонічно екранований. Площа нафтоносності першої ділянки – 0,314 км², другої – 0,178 км², нафтонасичена товщина відповідно по ділянках 6,5 і 0,8 м.

ВНК в покладі першої ділянки відбивається на позначці - 3980 м, в другій – на позначці -3930 м. В східному блоці поклад в цьому горизонті не виявлено.

В горизонті В-19_{Н2} практично на цих же ділянках в західному блоці також виділяються два поклади аналогічного типу. Площа покладу першої ділянки – 0,471 км², другої ділянки – 0,094 км², нафтонасичена товщина відповідно – 5,8 і 1,7 м.

Цей горизонт продуктивний і в східному блоці. До нього приурочено пластовий, склепінний, тектонічно-екранований поклад. За даними ГДС він виділяється в свердловинах 7 і 10, де нафтонасиченість 0,63 і 0,58 і нафтонасичені товщини складають 2 і 1,5 м. Низькі значення цих параметрів ймовірно пов'язані з близьким розташуванням ВНК, який проходить на позначці -3993 м. В західному блоці на першій ділянці ВНК прийнято на позначці -3993 м, на другій ділянці – на позначці -3940 м.

Горизонт В-21 складений пісковиками з ефективною товщиною близько 3 м. Горизонт продуктивний в свердловині 9, з якої дебіт нафти складає 21,5 м³/добу (газовий фактор 14,6 м³/м³ через діафрагму діаметром 7 мм). За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах 20, 22, 23 і 24. Промислова розробка цього покладу проводилася в свердловині 20, з якої було видобуто 24,5 тис.т нафти, після чого вона повністю обводнилась.

Горизонт В-26 має складну будову і представлений чергуванням пачок і прошарків пісковиків, алевролітів і аргілітів, загальною товщиною 50 м, причому пісковики і алевроліти залягають переважно в покрівлі і в підшві горизонту. Ефективна товщина колекторів – 2,2-9,2 м.

Продуктивний горизонт В-26 випробувано в процесі розвідки в свердловинах 2, 9 (західний блок). Дебіти при випробуванні склали відповідно 69,4 м³/добу (газовий фактор 25,3 м³/добу через діафрагму діаметром 8 мм) і 5,2 м³/добу при динамічному рівні -1690 м і в свердловинах 10, 7 (східний блок) – дебіти відповідно – 3,2 м³/добу при динамічному рівні 922 м і 0,26 м³/добу при динамічному рівні -1976 м.

З 1994 року горизонт розробляється свердловинами 23, 24, 27. Крім того, за даними ГДС він нафтонасичений і в свердловинах 11, 13, 22, 20, 25. Завдяки наявності чітко виражених непроникних прошарків горизонт ділиться на два підгоризонти: В-26_Н і В-26_В.

По горизонту В-26_В в західному блоці ВНК відбивається на позначці -4208 м. Поклад – багатопластовий, літолого- і тектонічно екранований. Площа нафтоносності – 1,083 км², нафтонасичена товщина – 4,1 м.

В східному блоці поклад аналогічного типу. ВНК відбивається на позначці -4253 м. Площа нафтоносності – 1,412 км², нафтонасичена товщина – 3,6 м, висота покладу – 32 м.

По горизонту В-26_Н ВНК відбивається на тих же позначках, як і в горизонті В-26_В. Площа покладу в західному блоці 0,23 км², нафтонасичена товщина – 4,0 м. Площа покладу в східному блоці – 0,267 км², нафтонасичена товщина – 2,4 м [1].

Історія геологічного розвитку. Історія формування Ярошівської структури відстежена починаючи від пізнього візе, коли продуктивні горизонти уже відклались, і до передпалеогенового часу. Вона ілюструється палеоструктурними схемами поверхні верхньовізейського під'ярусу на передтріасовий та передпалеогеновий час (рис. 5, 6, 7), а також порівняльною палеогеографічною схемою цієї поверхні на кінець палеозою і на кінець мезозою за методикою Неймана В.Б. [2].

З наведених схем видно, що покрівля верхнього візе найбільш високе положення в північно-західному блоці займає в районі свердловини 2 і через сідловину – в районі свердловини 11 (рис. 1).

Що стосується сучасної гіпсометрії поверхні дотріасових відкладів (рис. 2) то вона характеризується загальним піднесенням в південно-західному спрямуванні, на тлі якого спостерігаються фалдування на ділянках свердловин 2, 11, 34, 23, 9, 22, 51, 26, 57, 29, 7. В сучасному структурному плані підшовні горизонти тріасу явно виражених антиклінальних структур не утворюють.

Сучасна гіпсометрія підшви відкладів палеогену ще більш вирівняна. Найвище її залягання фіксується на ділянці свердловини 11. Тобто, сучасні структурні моделі передтріасової, а тим більше передпалеогенової поверхонь не дають підстав для хоча би приблизного визначення структури візейських відкладів, а вказують лише на наявність на даній ділянці певних структурних ускладнень, які з глибиною можуть проявитися рельєфніше.

На палеоструктурній схемі поверхні верхньовізейського під'ярусу (рис. 5 та 7) видно, що до тріасового періоду у візейський відкладах не існувало замкнених структурних форм і вже подібними до сучасних вони стали в мезозої, а завершилося формування їх в палеоген-неоген-четвертинний час (рис. 6, 7)

З цього випливає висновок і про мезокайнозойський період формування покладів вуглеводнів на Ярошівському родовищі. Уточнення цього твердження вимагає подальших досліджень розвитку структури в мезозойський і кайнозойський час.

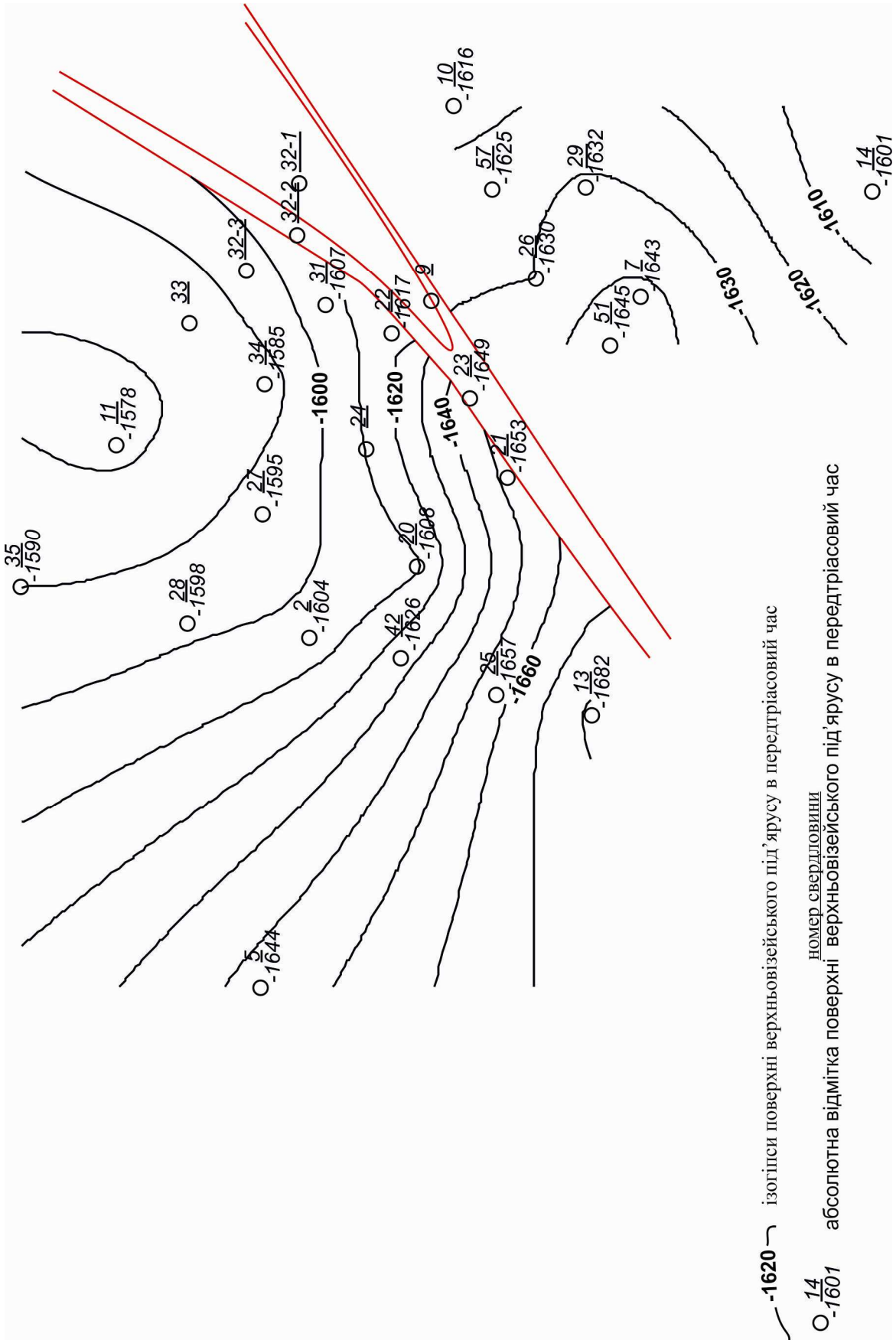


Рисунок 5 – Палеоструктурна схема поверхні верхньовізейського під'ярусу в передтріасовий час

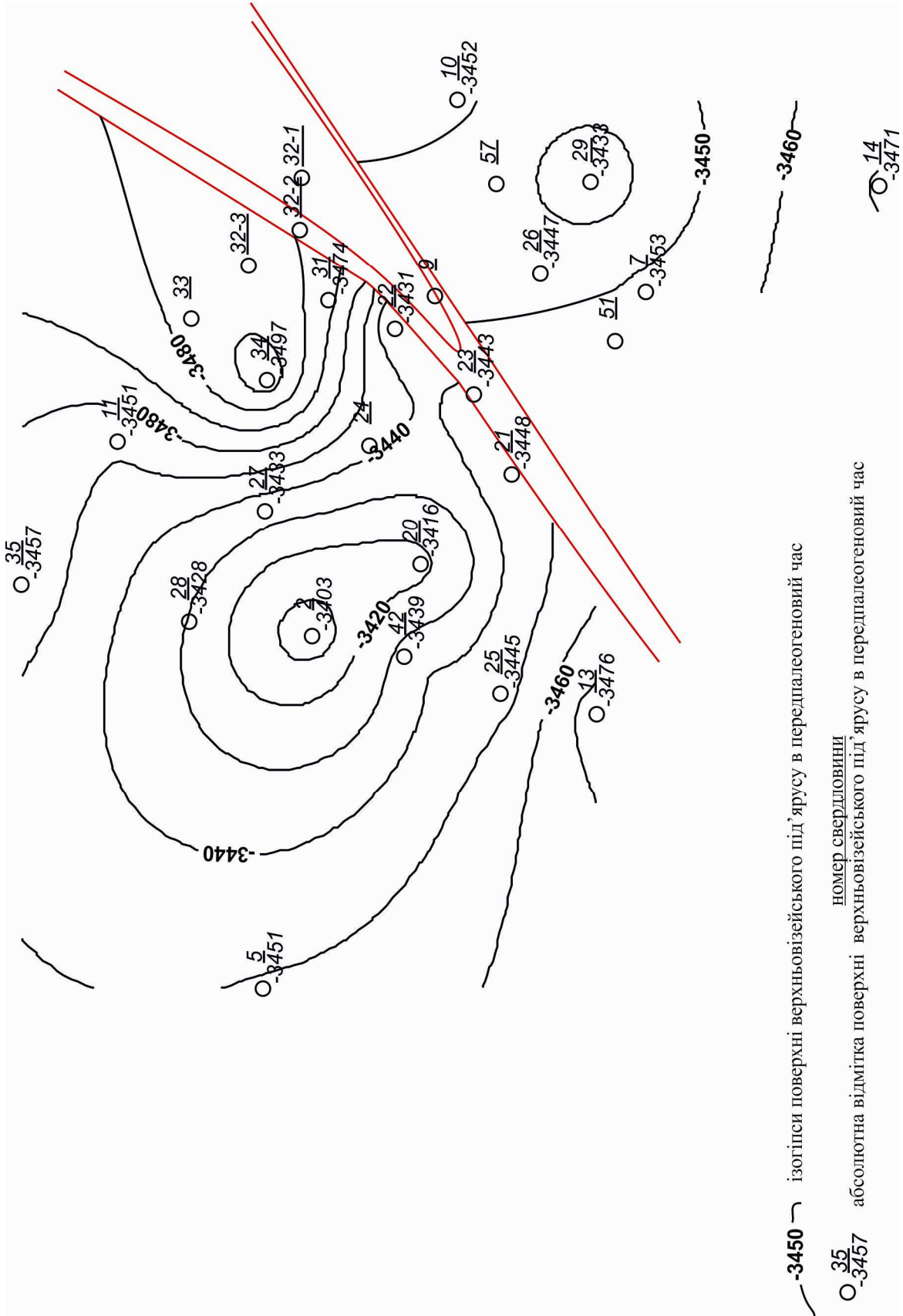


Рисунок 6 – Палеоструктурна схема поверхні верхньовізейського під'ярусу в передпалеогеновий час

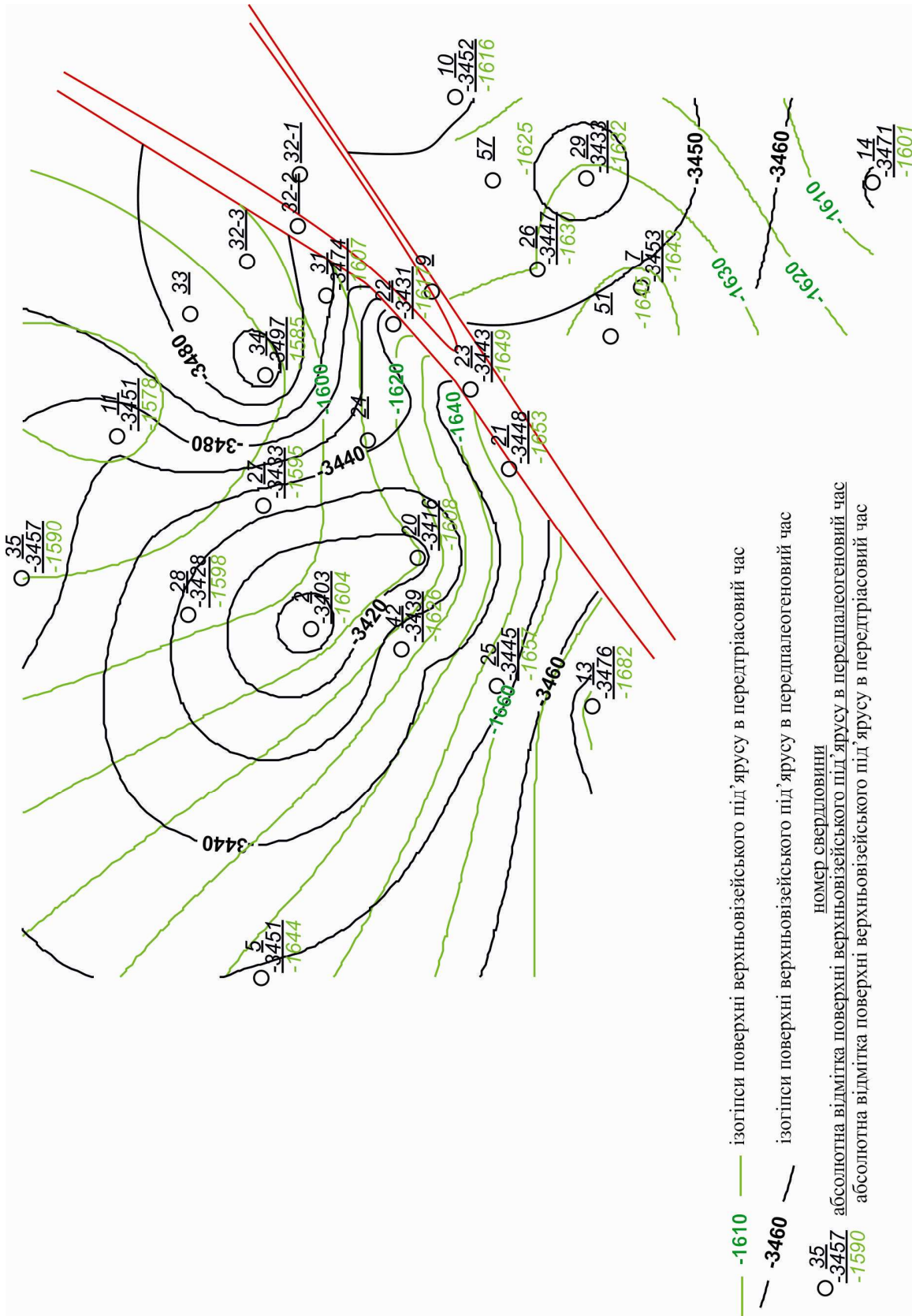


Рисунок 7 – Порівняльні палеоструктурні схеми поверхні верхньовізейського під'ярусу в передтріасовий час та поверхні верхньовізейського під'ярусу в передпалеогеновий час

Висновки. Для низькоамплітудних піднять структурні побудови по пермських, тріасових та мезозойських відкладах не можуть слугувати основою для постановки глибокого буріння на нижньокам'яновугільні горизонти. Вони можуть вказувати лише на ймовірну наявність складчастості і пасток для вуглеводнів на глибині, що повинно стимулювати проведення геофізичних досліджень для пошуку і підготовки глибинних об'єктів під глибоке пошукове буріння на нафту і газ.

На Ярошівському родовищі нафтові поклади сформувалися не раніше кінця мезозойської ери, а найімовірніше в кайнозойську еру.

Література

- 1 Атлас родовищ нафти і газу України. – Львів, 1998. – 494 с. – Том. 1.
- 2 Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. 3-е изд., перераб. и доп. / В.Б Нейман. – М.: Недра, 1984. – 80 с., ил.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
28.12.11
Рекомендована до друку професором
Іванишиним В.А.*

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ ВИДОБУВНОЇ СВЕРДЛОВИНИ В СИСТЕМІ З НАФТОВИМ ПОКЛАДОМ З МЕТОЮ ЇЇ ПРОЕКТУВАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ

В.С. Бойко, Б.М. Міщук, Т.С. Веклин

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nung.edu.ua*

Вивчено спільну узгоджену роботу фонтанної свердловини і нафтового покладу в часі у режимі розчиненого газу, що дає можливість розраховувати зміни в часі мінімального вибійного тиску фонтанування.

Запропоновано методику розрахунку умови спільної роботи нафтового покладу і видобувної свердловини у всіх режимах газліфтного фонтанування, виділено області неузгодженої та узгодженої роботи, причому узгоджена робота може бути стійкою і нестійкою, а тривалість газліфтного фонтанування можливе тільки за певного вибійного тиску, що й необхідно враховувати при проектуванні і запусканні свердловини в експлуатацію.

Ключові слова: узгоджена робота, свердловина, нафтовий поклад, тиск фонтанування.

Изучена обшая согласованная работа фонтанной скважины и нефтяной залежи во времени в режиме растворенного газа, что позволяет рассчитывать изменения во времени минимального забойного давления фонтанирования.

Предложена методика расчета условия совместной работы нефтяной залежи и добывающей скважины во всех режимах газлифтного фонтанирования, выделены области несогласованной и согласованной работы, причем согласованная работа может быть устойчивой и неустойчивой, а продолжительность газлифтного фонтанирования возможно только при определенном забойном давлении, что и необходимо учитывать при проектировании и пуске скважины в эксплуатацию.

Ключевые слова: согласованная работа, скважина, нефтяная залежь, давление фонтанирования.

The overall coordinated work of flowing well and oil deposit in action under the regime of dissolved gas was studied. This allows to calculate the time variation of the minimum bottom hole pressure of the blowout.

The technique of calculating the terms of the joint work of the oil reservoir and the production well in all in the regimes of gaslift flow was proposed, fields of coordinated and uncoordinated work were allocated. The coordinated work can be stable and unstable, and the duration of gaslift flow is only possible under certain bottomhole pressure which must be taken into consideration when designing and putting well into operation.

Keywords: coordinated work, well, oil pool, flowing pressure.

Фонтанний спосіб експлуатації нафтових свердловин базується на використанні природної пластової енергії і як природний спосіб є найраціональнішим. Тому продовження тривалого періоду фонтанування залишається актуальною задачею на кожному нафтовому родовищі. Одним із найбільш доступним напрямків продовження тривалості є узгодження роботи свердловини і покладу в часі протягом усього “життя” цих двох послідовних ланок системи видобування нафти. У кількісному аспекті таке узгодження у часі не знайшло належного висвітлення в літературі. В якісному аспекті механізм узгодження роботи відомий [1,2], а в роботі [3] розглядаються тільки два режими (оптимальний і максимальний), хоч замовчується питання щодо достатньої кількості пластового газу для фонтанування, так як він є в даному випадку характерною рисою пластової енергії. У нашій статті спільна робота нафтового покладу і свердловини кількісно узгоджується через вибійний тиск, оскільки, приплив флюїдів із пласта і підняття рідини у стовбурі свердловини відбувається за рахунок пластової енергії.

Внаслідок нерозривності газонафтового потоку в системі “поклад-свердловина” тривале фонтанування свердловини є можливим лише

за умови рівності витрат рідини, яка припливає із пласта ($Q_{пл}$), і рідини, котра піднімається на поверхню у стовбурі свердловини ($Q_{пнд}$), а тоді умову спільної узгодженої роботи покладу і свердловини записуємо так [2]:

$$Q_{пл} = Q_{пнд} = Q \quad (1)$$

Фільтрація рідини в покладі (в продуктивному пласті) відбувається за лінійним чи нелінійним законами. Причин порушення лінійного закону фільтрації можна назвати багато – інерційні сили, деформації тріщин пласта, виділення газу із нафти, підключення інших пропластків в роботу тощо. [2]. При цьому опуклі до осі дебіту індикаторні лінії пов'язуються з газонапірним, розчиненого газу, гравітаційним чи мішаними режимами роботи нафтового покладу. Тому з метою узагальнення аналізу припливу до видобуваної продукції з витратою $Q_{пл}$ у свердловину описуємо узагальненим степеневим рівнянням нелінійного закону фільтрації у вигляді [4] (індикаторна лінія):

$$Q_{пл} = K'_0 (p_{пл} - p_г)^n = Q_{пл}(p_г), \quad (2)$$

де: $p_{пл}$ – пластовий тиск (в околі свердловини, яка розглядається); $p_г$ – тиск на вибої свердловини під час її роботи (вибійний тиск);

n – показник режиму фільтрації ($1 \geq n \geq 0,5$); K'_0 – коефіцієнт пропорційності, а за $n=1$ – коефіцієнт продуктивності свердловини K_0 . Звідси випливає, що витрата рідини із пласта є функцією вибійного тиску p_e .

Фонтанна свердловина в разі газліфтного фонтанування (другий і третій типи фонтанування свердловини із початком виділення газу із нафти відповідно у стовбурі або в пласті) – це газорідинний піднімач, роботу якого можна описати такою функціональною залежністю (криві ліфтування) [2]:

$$Q_{nid} = Q_{nid}(V_0, p_1, p_2, L, d, \bar{\rho}, \bar{\mu}, \sigma), \quad (3)$$

де: V_0 – об'ємна витрата вільного газу в газліфтному піднімачі, яка необхідна для його роботи; p_1 – тиск біля башмака ліфтових труб; p_2 – гирловий тиск (тиск на виході із свердловини, який ув'язує роботу системи "поклад-свердловина" із системою збору і підготовки видобуваної продукції); L, d – довжина і внутрішній діаметр ліфтових труб; $\bar{\rho}, \bar{\mu}$ – відношення відповідно густин і динамічних коефіцієнтів в'язкості фаз газорідинної суміші; σ – поверхневий натяг на межі розподілу фаз.

Оскільки витрата вільного газу V_0 зумовлена витратою припливу рідини за рівнянням (2), оскільки газ вивільняється із нафти при зниженні в ній тиску, а тиск p_1 біля башмака пов'язаний із вибійним тиском p_e , наприклад, у свердловині другого типу формулою

$$p_e = p_n + (H - L)\rho g, \quad (4)$$

то маємо такі додаткові функціональні залежності:

$$V_0 = V_0[Q_{nl}(p_e)] = V_0(p_e); \quad (5)$$

$$p_1 = p_1(p_e), \quad (6)$$

де: p_n – тиск насичення нафти газом; H – глибина свердловини; ρ – густина рідини у свердловині; g – прискорення вільного падіння, причому у свердловинах другого типу $p_e = p_n$, $L \leq H$, при $L = H$ тиск $p_1 = p_e = p_n$, а у свердловинах третього типу $L = H$, $p_1 = p_e < p_n$.

Тоді за сталих інших параметрів для конкретної свердловини приходимо до функціональної залежності

$$Q_{nid} = Q_{nid}(p_e), \quad (7)$$

тобто через вибійний p_e тиск ув'язується робота покладу із роботою свердловини згідно із (1).

Розв'язком (коренем) рівняння (2) є шуканий вибійний тиск p_e . Спільне розв'язання рівнянь індикаторної лінії (2) і модифікованої (залежно від вибійного тиску стосовно фонтанної свердловини) кривої ліфтування (7) показано точки (чи точка) перетину ліній $Q_{nl}(p_e)$ і $Q_{nid}(p_e)$ характеризують спільну узгоджену роботу покладу і свердловини ($Q_{nl} = Q_{nid}$), а в решті випадків має місце неузгоджена робота ($Q_{nl} > Q_{nid}$ або $Q_{nl} < Q_{nid}$). Точці Н відповідає нестійка робота, оскільки найменші коливання вибійного тиску p_e спричиняють зриван-

ня фонтанування (точка 3), коли $Q_{nid} = 0$, або перехід роботи в точку С. Це легко усвідомити, узгодивши зміну вибійного тиску p_e зі зміною висоти динамічного рівня h_d рідини у свердловині ($p_e = h_d \rho g$), наприклад, для свердловини другого типу. Якщо $Q_{nl} > Q_{nid}$, то рідина, що припливає, накопичується у стовбурі, і зростає вибійний тиск p_e , а за $Q_{nl} < Q_{nid}$, навпаки, вибійний тиск p_e знижується. У такому розумінні точка С – це точка стійкої спільної узгодженої роботи пласта і піднімача.

Таким чином, тривале газліфтне фонтанування можливе тільки за однієї цілком певної значини вибійного тиску p_e . У разі зміни параметрів p_2, L, d точка С стійкої спільної узгодженої роботи переміщуватиметься вздовж індикаторної лінії $Q_{nl}(p_e)$ відповідно до їх зміни угору або вниз (параметри p_2, L, d ; технолог має змогу змінювати, наприклад, гирловий тиск за допомогою штуцера).

Проте за деякого поєднання цих параметрів, наприклад, за великої значини тиску на гирлі (p_2 , модифікована крива ліфтування $Q_{nid}(p_e)$ може не перетинатися з індикаторною лінією $Q_{nl}(p_e)$. Тоді фонтанування не відбуватиметься.

Модифікована крива ліфтування на рисунку 1 нарисована якісно. Її ніхто ще не розраховав. Будують графіки такої лінії або за лабораторними даними, або за даними промислового дослідження газліфтною (не фонтанною!) свердловини, або, в крайньому випадку, за трьома розрахунковими точками стосовно газліфтною свердловини (початок ліфтування, оптимальний і максимальний режими), використовуючи напівемпіричні формули О.П. Крилова [2]. Ми пропонуємо розрахункову методику побудови модифікованої кривої ліфтування стосовно фонтанної свердловини при газліфтному фонтануванні.

Методика розрахунку зводиться, в першу чергу, до побудови кривої розподілу тиску вздовж ліфтових труб газорідинного піднімача за одним із методів, описаних у монографії [5]. В основу методики покладено гідродинамічну модель руху газорідинної суміші у вигляді:

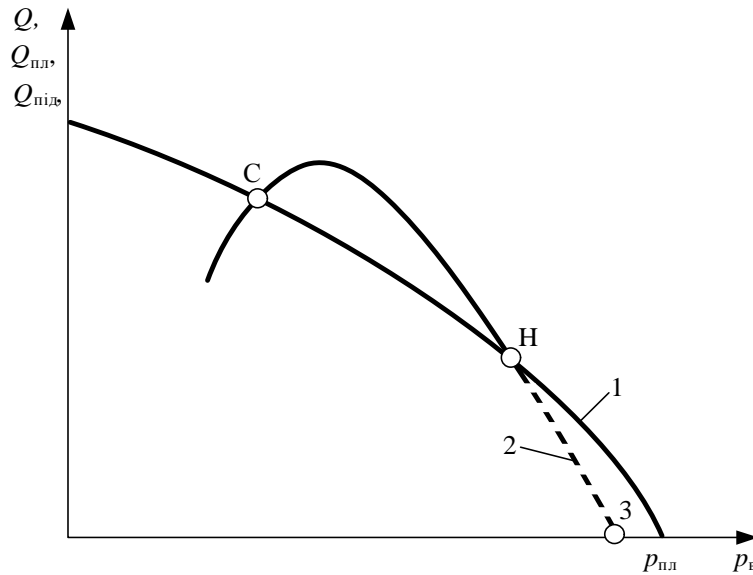
$$\varepsilon = \frac{1}{\rho_p g} \frac{dp}{dl} =$$

$$= \frac{\rho_c}{\rho_p} + \frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_m + \frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_{in}, \quad (8)$$

де: ε – загальний градієнт тиску, який виражено висотою стовпа рідини густиною ρ_p , що припадає на одиницю довжини труби; g – прискорення вільного падіння; ρ_c – густина газорід-

инної суміші; $\frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_m$ – градієнт тиску,

який зумовлений силами гідравлічного опору і виражений висотою стовпа рідини густиною ρ_p , що припадає на одиницю довжини труби;



1 – індикаторна лінія $Q_{пл}(p_в)$; 2 – модифікована крива ліфтування $Q_{під}(p_в)$;
 $p_{пл}$ – пластовий тиск

Рисунок 1 – Графік спільної роботи нафтового покладу і фонтанної свердловини при газліфтному фонтануванні

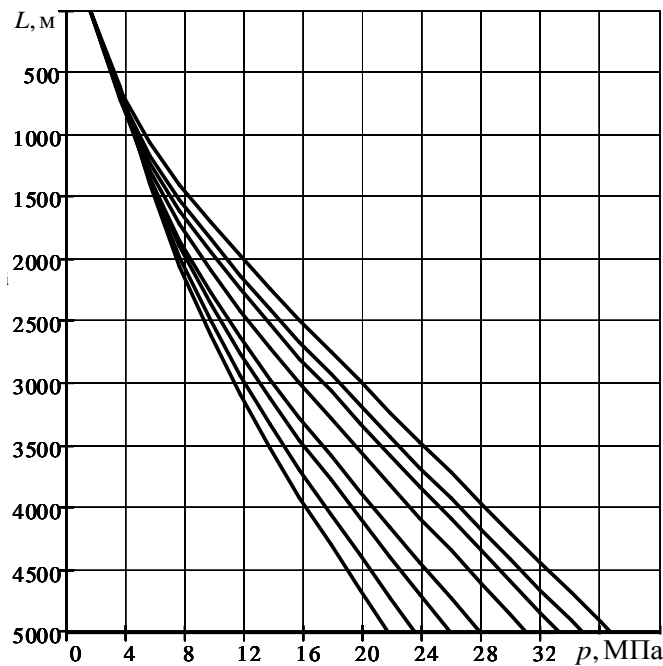


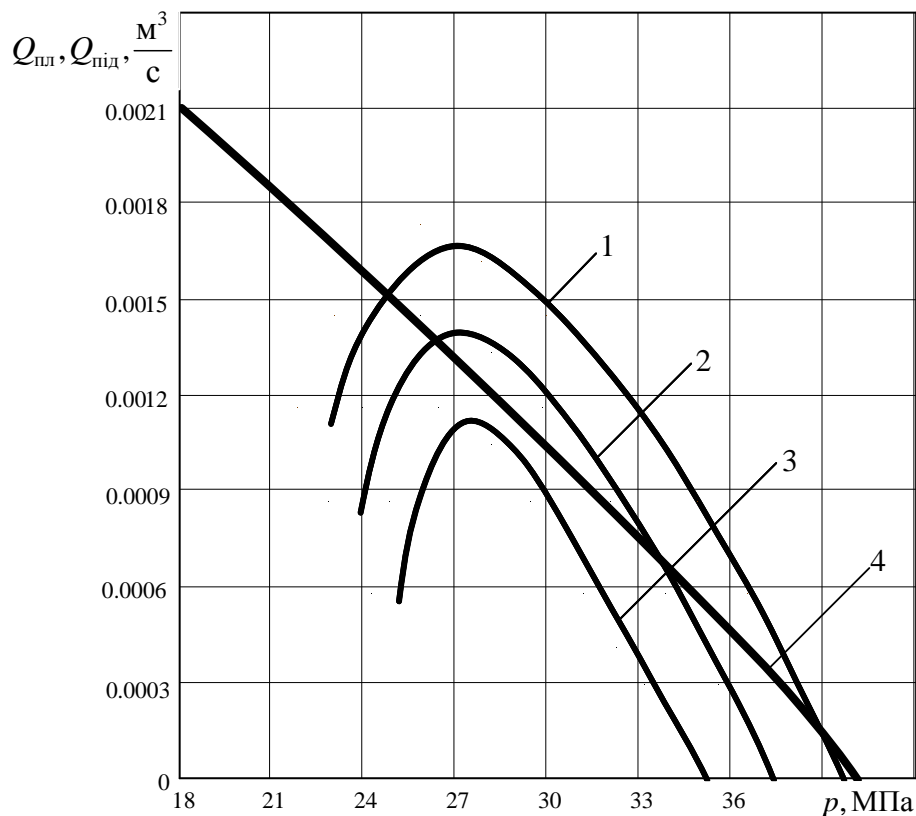
Рисунок 2 – Криві розподілу тиску $p(z)$ уздовж стовбура фонтанної свердловини

$\frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_{ин}$ – градієнт тиску, який зумовлений інерційними силами.

Усі складові цього рівняння є безрозмірними величинами, що полегшує розрахунки і узагальнення результатів дослідження.

У даній роботі для розрахунку розподілу тиску газорідинної суміші в піднімальних насосно-компресорних трубах та експлуатаційній колоні використано підмодель гомогенного (однорідного) руху, зокрема за методом Поеттманна-Карпентера [5].

Розрахунки ряду кривих розподілу тиску в ліфтових трубах виконуємо за принципом “згори-вниз” від гирлового тиску p_2 , задаючись цим тиском, витратою (дебітом) рідини Q та експлуатаційним газовим фактором. Інші характеристики флюїдів (нафти, газу, води), свердловини і режиму її роботи відомі. Для кожної кривої розподілу тиску задаємо одну конкретну витрату Q і одну значину газового фактора, а для побудови ряду кривих задаємо інші значини витрати Q і газового фактора, починаючи від найменших, і знаходимо невідомі тиски $p_в$, які відповідають заданим дебітам Q (рис. 2).



1,2,3 – криві ліфтування; 4 – індикаторна лінія

Рисунок 3 – Графік спільної роботи нафтового покладу і фонтанної свердловини при газліфтному фонтануванні

Для коректного розрахунку всю глибину L опускання (у вертикальних свердловинах – довжину) ліфтових труб розбиваємо під час розрахунку на ділянки (згори-вниз): а) руху газоводонафтової суміші (від тиску p_2 до тиску p_n насичення нафти газом); б) руху водонафтової (рідинної) суміші (чи тільки нафти в необводнених свердловинах). При цьому на першій ділянці розглядаємо рух у ліфтових (насосно-компресорних) трубах, а на другій – в експлуатаційній колоні, тобто глибина опускання ліфтових труб L рівна глибині рівня тиску насичення (як це слід забезпечувати, з технологічної точки зору у фонтанних свердловинах 2-го типу). Хоча можуть бути й інші випадки щодо довжини ліфтових труб, що нерідко зустрічається на практиці. Тоді на цих двох ділянках слід виділяти інтервали руху газоводонафтової суміші (суть методики від цього не змінюється).

Якщо у ході розрахунку кривої розподілу тиску $p(z)$ вздовж вертикальної координати z виявляється меншим або рівним тиску p_n , тобто $p(z) \leq p_n$, то ліфтові труби опускаємо до вибою свердловини, $L \cong H$, де H – глибина свердловини (у свердловинах 3-го типу). У свердловинах 3-го типу газ виділяється із нафти у стовбурі (як і у свердловинах 2-го типу), а також у вільному стані надходить у свердловину із покладу. Кількість вільного газу, що надходить із покладу, можна оцінити за формулою

закону Генрі (у покладі режим розчиненого газу розвивається не повністю, не в усьому об'ємі зони дренажу) або розрахувати за аналітичною методикою чи за методикою чисельного моделювання процесу розробки покладу.

Побудова кожної кривої розподілу тиску $p(z)$ завершується визначенням невідомого вибірного тиску p_b на глибині H , що відповідає заданому дебіту.

За сукупністю відповідних значин Q і p_b (знайдених для ряду кривих розподілу тиску) будемо криву ліфтування залежно від вибірного тиску p_b (аналогічно рис. 1). На цей графік накладаємо індикаторну лінію і встановлюємо можливість або відсутність (лінії не перетинаються) фонтанування. Це показано на рисунку 3.

Відтак задаємо іншу значину тиску p_2 і повторюємо розрахунки.

У разі потреби задаємо ще й іншу значину діаметра ліфтових труб.

Наведемо приклад розрахунку.

Для розрахунків нами прийнято: $H=5000$ м; $d=0,073$ м (зовнішній діаметр НКТ); $T_{пл}=390$ К (пластова температура); $\Gamma=100$ м³/м³ (газонасиченість пластової нафти); $\rho_n=860$ кг/м³ (густина розгазованої нафти нафти); $\rho_b=1100$ кг/м³ (густина пластової води); $n_b=0,3$ (об'ємна обводненість продукції); $p_{нас}=40$ МПа (тиск насичення нафти газом); $p_{пл}=43$ МПа (пластовий тиск); $p_{г1}=1,5$ МПа (гирловий тиск, крива 1);

$p_{r2}=1,0$ МПа (гирловий тиск, крива 2);
 $p_{r3}=0,5$ МПа (гирловий тиск, крива 3).

Криві розподілу тиску (рис. 2) побудовані при гирловому тиску $p_{r1}=1,5$ МПа, витраті Q та газовому факторі G_0 , які змінюються в межах відповідно $0-140$ м³/добу та $0-750$ м³/м³.

Таким чином, запропонована методика узгодженої роботи свердловини і пласта при газліфтному фонтануванні ($Q_{nl} = Q_{nid}$) оптимальна і тривала робота можлива лише в тому випадку, коли маємо спільне розв'язання рівнянь індикаторної лінії та модифікованої кривої ліфтування. Тоді отримуємо точки (чи точку) перетину ліній $Q_{nl}(p_e)$ і $Q_{nid}(p_e)$ (рис. 3). У свою чергу, тривале газліфтне фонтанування можливе тільки за однієї цілком певної значини вибійного тиску p_v .

Змінюючи параметри p_2 , L , d точка C стійкої спільної узгодженої роботи переміщуватиметься вздовж індикаторної лінії відповідно до їх зміни угору або вниз. На виробництві технолог має змогу змінювати, наприклад гирловий тиск за допомогою штуцера, що й дає змогу досягти узгодження роботи нафтового покладу і свердловини в часі за умов газліфтного фонтанування.

Література

1 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник для вищих навчальних закладів з грифом Міністерства освіти і науки України; 4-е доповнене видання / В.С. Бойко. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.

2 Підземна гідрогазомеханіка: 2-ге видання / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів: Априорі, 2007. – 452 с.

3 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – Москва: ФГУП Изд-во “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – 836 с.

4 Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: Підручник, для студентів ВНЗ / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 784 с. (52,77 умовн. друк. арк.)

5 Бойко В.С. Обводнення газових і нафтових свердловин / Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський; за ред. В.С. Бойка. – У 3-х томах, 4-х книгах. – Том 3. Особливості експлуатації свердловин. Книга друга. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 701 с. (37,98 умовн. друк. арк.).

Стаття надійшла до редакційної колегії
01.03.12

Рекомендована до друку професором
Тарком Я.Б.

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Я.С. Коцкулич, М.В. Сенюшкович, І.М. Ковбасюк, О.Б. Марцинків

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nung.edu.ua

Проблеми надійності кріплення свердловин стають актуальними у зв'язку зі зростанням глибин буріння, ускладненням геолого-технічних умов та збільшенням частки буріння похило-скерованих свердловин у загальному обсязі бурових робіт.

Проаналізовано основні причини виникнення ускладнень та аварій у процесі кріплення нафтових і газових свердловин. Досліджено умови виникнення негерметичності різьбових з'єднань обсадних труб. Для усунення цього ускладнення розроблено ефективно уцільнююче мастило УС-ОТ, яке полімеризується через певний час після нанесення його на різьбу.

Розраховано величини крутних моментів для згинчування різних типорозмірів різьбових з'єднань обсадних труб, що дасть змогу уникнути їх перевантаження та пошкодження з забезпеченням необхідного терміну експлуатації.

Обґрунтовано необхідність врахування навантажень, які виникають унаслідок плинності гірських порід, а також згинаючого моменту на викривлених ділянках свердловин під час розрахунку обсадних труб на міцність.

Ключові слова: обсадні труби, різьбові з'єднання, навантаження, герметичність, зім'яття, крутний момент

Проблеми надежности крепления скважин становятся актуальными в связи с увеличением глубин бурения, осложнением горно-геологических условий и ростом доли бурения наклонно-направленных скважин в общем объеме буровых работ.

Проанализированы главные причины возникновения осложнений и аварий при креплении нефтяных и газовых скважин. Исследованы условия возникновения негерметичности резьбовых соединений обсадных труб. Для устранения этого осложнения разработана эффективная уплотняющая смазка УС-ОТ, полимеризующаяся спустя некоторое время после нанесения ее на резьбу.

Рассчитаны величины крутящих моментов для свинчивания различных типоразмеров резьбовых соединений обсадных труб, что позволит избежать их перегрузок и нарушений с обеспечением необходимого срока эксплуатации.

Обоснована необходимость учета нагрузок, возникающих вследствие текучести горных пород, а также изгибающего момента на искривленных участках скважин при расчете обсадных труб на прочность.

Ключевые слова: обсадные трубы, резьбовые соединения, нагрузка, герметичность, смятие, крутящий момент.

Problems of well casing reliability become relevant because of increasing drilling depth, mining and geological conditions complication and growth of directional drilling use in general drilling operation scope.

The main causes of complications and collapsing while oil and gas well casing are analyzed. Reasons of threaded connections leakage are investigated, УС-ОТ effective dope, that polymerizes after a certain period of past its application on the thread is developed to solve this problem.

Torques for screwing different casing pipes thread connections are calculated, which would prevent their overweighting and damaging and would guarantee a necessary operation life.

The necessity of load consideration, that occurs in the appears result of rock flow and flexing moment on curved well sections while casing pipes durability calculation is reasoned.

Keywords: casing pipes, thread connections, load, leak resistance, collapse, torque

Вітчизняна та зарубіжна практика спорудження свердловин поставила перед фахівцями низку важливих проблем, до яких належить і забезпечення необхідного рівня надійності їх кріплення. Від цього показника залежить довговічність свердловини, тривалість її експлуатації та міжремонтних періодів, забезпечення вимог охорони надр та довкілля. Надійність кріплення визначається багатьма чинниками, з яких слід виділити відповідність конструкції свердловини геолого-технічним умовам буріння та її призначенню, обґрунтованість методик розрахунку обсадних колон на міцність, якість виготовлення обсадних труб та їх з'єднань, технологія кріплення.

Оскільки свердловина є довговічною капітальною спорудою, її конструкція має відповідати таким вимогам [1]:

– можливість створення умов для доведення свердловини до проектної глибини. Тому конструкція свердловини має передбачити можливість уникнення ускладнень в процесі буріння, а за необхідності – спуск додаткової проміжної колони;

– конструкція свердловини має бути міцною і забезпечувати герметичне розмежування всіх проникних пластів, розкритих свердловиною;

– конструкція свердловини має бути економічною;

– можливість вирішення геологічних та інших дослідних завдань в процесі буріння;

– запроєктовані режими експлуатації свердловини на всіх етапах розробки родовища мають бути реалізовані;

– необхідно суворо дотримуватися вимог законів з охорони надр та довкілля.

Вибір конструкції свердловини залежить від низки геологічних, технічних, технологічних, організаційних та економічних чинників, головними з яких слід вважати:

- призначення свердловини (розвідувальна, експлуатаційна на нафту або газ, нагнітальна та ін);

- проектна глибина свердловини;

- особливості геологічної будови родовища (наявність тектонічних порушень, соляних штоків, кількість продуктивних об'єктів та їх характеристика);

- ступінь вірогідності даних про геологічну будову родовища;

- характер зміни з глибиною коефіцієнтів аномальності пластових тисків та індексів тисків поглинання;

- хімічний склад і стан пластових флюїдів (крапельна рідина, газ, газорідинна суміш);

- місце розташування устя свердловини (на суші або в акваторії водного басейну);

- спосіб буріння і профіль свердловини;

- метод входження в продуктивний пласт;

- температурний режим в процесі буріння та експлуатації свердловини;

- дебіт і способи експлуатації свердловини на різних етапах розробки родовища;

- вимоги законів з охорони надр і довкілля;

- економічність та ряд інших.

Гірничо-геологічні фактори об'єктивні і здебільшого незмінні для певного родовища. Вони впливають на кількість обсадних колон, інтервали їх спуску, інтервали цементування та, частково, на діаметр обсадних колон і свердловини.

Наприклад, нестійкі породи повинні перекиватися обсадною колоною одразу ж після їх розкриття, оскільки вони здатні осипатися та обвалюватися, що значно ускладнює або унеможливує процес буріння. За наявності в розрізі пластів, схильних до поглинання промивальної рідини та до флюїдопроявів, їх необхідно розмежувати шляхом спуску обсадних колон і заповнення затрубного простору тампонажним розчином.

Підвищена схильність свердловини до викривлення пов'язана з негоризонтальністю залягання та частим чергуванням порід за твердістю. Це спричиняє перегини стовбура свердловини, утворення жолобів, які можуть стати причиною недопуску обсадних колон до проектної глибини. Крім того, в інтервалах похилих ділянок свердловини створюються умови для підвищеного одностороннього зношування проміжних колон бурильним інструментом при спуско-підіймальних операціях і його обертанні при роторному бурінні.

Очікуваний дебіт свердловини безпосередньо впливає на вибір діаметра експлуатаційної колони. При проектуванні конструкції газових та газоконденсатних свердловин необхідно враховувати їхні особливості, а саме:

- тиск газу на усті близький до тиску на вибої;

- низька в'язкість газу зумовлює його високу проникливість, тому до обсадних колон,

призначених для кріплення газових свердловин, висуваються підвищені вимоги щодо герметичності їх з'єднань та затрубного простору;

- раціональне використання пластової енергії вимагає зменшення її втрат на транспортування газу, тому діаметр експлуатаційних колон в газових свердловинах вибирають більшим, ніж у нафтових;

- коефіцієнт аномальності пластового тиску в газоносному пласті великої товщини змінюється з глибиною настільки суттєво, що в інтервалі його залягання можуть виникнути зони з несумісними умовами буріння.

Так, в пошукових свердловинах діаметр експлуатаційної колони залежить від необхідної кількості проміжних обсадних колон, включаючи резервні діаметри; від можливості проведення електрометричних робіт, відбору керна і випробування пластів. Для кріплення таких свердловин допускається використання експлуатаційних колон зменшеного діаметра (114 мм і менше).

В розвідувальних свердловинах конструкція має забезпечувати умови для випробування пластів і подальшої експлуатації промислових об'єктів. В експлуатаційних свердловинах зазори між стінкою свердловини та обсадною колоною вибираються меншими, ніж у розвідувальних свердловинах, що стає можливим внаслідок накопичення інформації про умови буріння. Діаметр експлуатаційної колони розраховується чи підбирається згідно з умовами експлуатації свердловини (вид флюїду, очікуваний дебіт, можливість проведення ремонтних робіт тощо).

Діаметр експлуатаційної колони нагнітальної свердловини залежить від тиску, при якому закачується робочий агент (вода, газ, повітря) в пласт і від приймальності пласта.

Отже при проектуванні конструкції свердловини в кінцевому варіанті необхідно виходити з умов досягнення максимальної швидкості буріння, мінімального обсягу робіт з кріплення, вибору мінімально допустимих зазорів між обсадними колонами і стінками свердловини, максимально можливого виходу колони, що спускається, з башмака попередньої, а також з умов мінімізації діаметра експлуатаційної колони. Тоді конструкція свердловини буде найекономічнішою.

Надійність кріплення свердловини залежить від багатьох чинників, з яких слід виділити: відповідність конструкції свердловини гірничо-геологічним умовам буріння та її призначенню, обґрунтованість методики розрахунку обсадних колон на міцність, конструктивні особливості і якість виготовлення обсадних труб та їх з'єднань, технологія кріплення та ряд інших [2].

Аналіз промислових даних з будівництва свердловин буровими підприємствами ДК "Укргазвидобування" та ПАТ "Укрнафта" свідчить, що за останні 10 років прийняті конструкції свердловин відповідають гірничо-геологічним умовам і забезпечують їх доведення до проектних глибин.

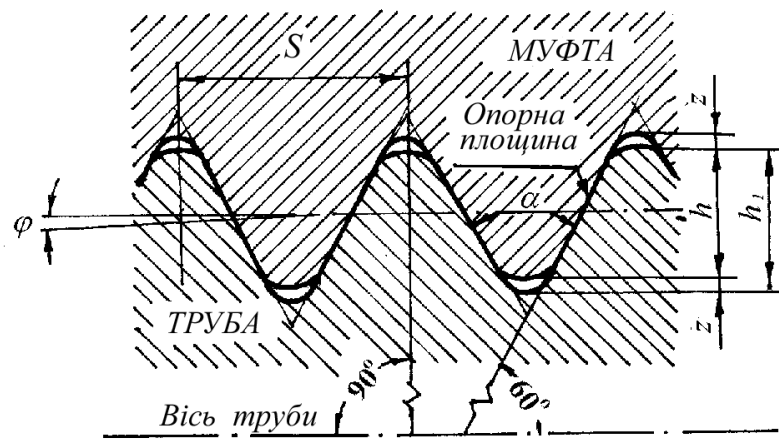


Рисунок 1 – Різьбове з'єднання з трикутним профілем

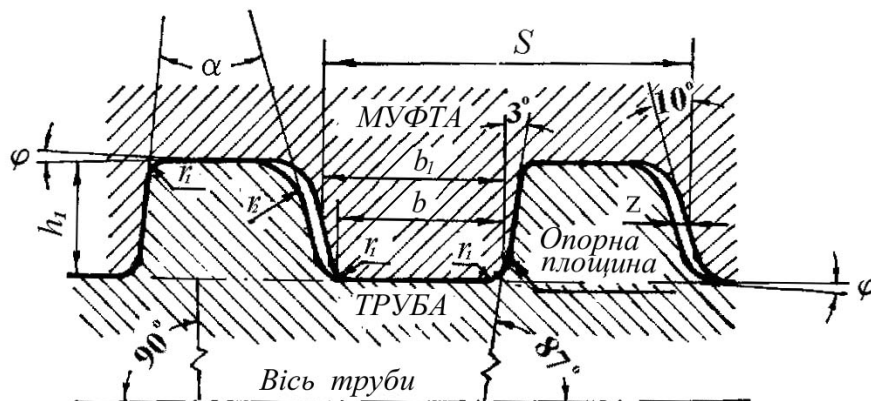


Рисунок 2 – Різьбове з'єднання з трапецієподібним профілем

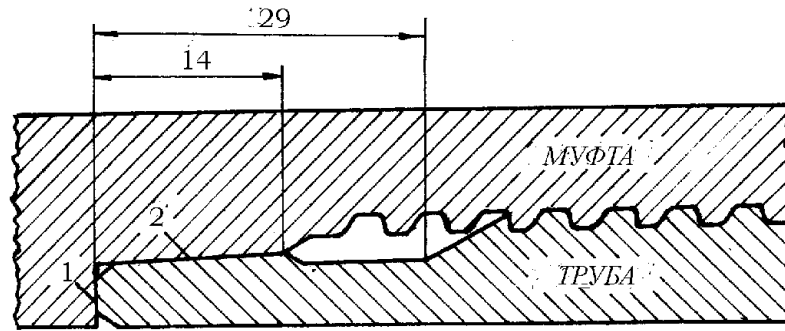
Перед спуском у свердловину обсадні труби шаблонують, різьбові з'єднання перевіряють різьбовими калібрами, згвинчування обсадних труб здійснюється з контролем величини крутного моменту із застосуванням гідравлічних ключів вітчизняного та зарубіжного (TS-135) виробництва. Для забезпечення герметичності різьбових з'єднань використовуються мастила ГС-1, ГС-5, Р2-МВП, УС-ОТ, стрічка ФУМ. Комплектування обсадних колон проводиться трубами з різьбовими з'єднаннями підвищеної герметичності і міцності типу ОТТГ і ОТТМ та трубами імпортного виробництва. Час на кріплення свердловин становить (13÷20)% від загального календарного часу на будівництво свердловин.

Незважаючи на застосування передових технологій кріплення свердловин та великий досвід роботи, цей процес супроводжується ускладненнями, які в окремих випадках спричиняють аварії. Найхарактернішими при кріпленні свердловин у ПАТ "Укрнафта" та БУ "Укрбургаз" є такі ускладнення, як недопущання обсадних колон до проектної глибини, недопідіймання цементного розчину за колоною, оголення башмака обсадної колони, залишення в колоні цементних стаканів висотою 100 м і більше, одностороннє цементування, зім'яття та розрив обсадних колон, порушення герметичності різьбових з'єднань.

Аналіз статистичних даних засвідчує, що із всіх аварій та ускладнень в процесі будівництва свердловин на ускладнення з обсадними колонами припадає (5÷7)%, а на їх усунення витрачається (10÷12)% від всього часу на ліквідацію аварії. Однак аварії з обсадними колонами є найскладнішими при будівництві та експлуатації свердловин. Вони не лише уповільнюють темпи будівництва свердловин, але нерідко стають причиною ліквідації практично закінчених і виведення з експлуатації вже діючих свердловин [3].

Конструктивно кінцеве з'єднання з різьбою трикутного профілю негерметичне, оскільки при спряженні різьб труби і муфти між вершинами і западинами витків утворюються серповидні зазори висотою 0,076 мм (рис. 1). Зазори зливаються в два наскрізні гвинтові канали, які з'єднують внутрішню порожнину труб із зовнішнім середовищем. Наприклад, для обсадних труб діаметром 146 мм площа поперечного перерізу одного каналу становить 0,045 мм², а довжина – 9,05 м.

Профіль трапецієподібної різьби також не забезпечує герметичності з'єднання, оскільки конструктивно передбачена наявність зазору між гранями витків, величина якого дорівнює різниці між шириною западини профілю і його вершини і становить 0,14 мм (рис. 2).



1 – торцеве упорне ущільнення; 2 – бокове кінцеве ущільнення

Рисунок 3 – Герметизуючі елементи з'єднань ОТТГ і ТБО

Тому безупорні різьбові з'єднання типу ОТТМ не забезпечують герметичності. Тільки з'єднання типу ОТТГ і ТБО, що мають упорні вузли, забезпечують їх герметичність (рис. 3).

Консистентні мастила, які найчастіше застосовуються при комплектуванні обсадних колон, не забезпечують герметичності з'єднання протягом тривалого часу. Теоретичні розрахунки показали, що мастило Р-2МВП витісняється водою через канал у різьбовому з'єднанні із середньою швидкістю 10,5 мм/с за критичного перепаду тиску (мінімально необхідний тиск, при якому можливий рух мастила). При такій швидкості на витіснення всього мастила з каналу різьбового з'єднання потрібно дещо більше 14 хв.

В реальних трубах розміри і форма каналів здебільшого значно відрізняються від розрахункових, що підтверджується експериментальними дослідженнями [4]. Мастило Р-2 МВП з різьбового з'єднання 146-мм обсадних труб витісняється вже через (4÷15) хв.

Слід зазначити, що стандартом передбачено при гідровипробуванні витримувати різьбове з'єднання під тиском протягом 10 с. За такий короткий проміжок часу можна виявити тільки явний брак, тому така перевірка не відповідає умовам експлуатації обсадних труб.

Враховуючи те, що витримувати під тиском протягом 15 хв. кожне муфтове з'єднання для перевірки герметичності на стендах трубопрокатних заводів нераціонально, необхідно знайти надійніші засоби підвищення їх герметичності.

Більшість ущільнюючих мастил, які використовують для герметизації різьбових з'єднань обсадних труб, малоефективні, особливо в газових свердловинах за високих тисків і температур. Враховуючи згадане, авторами розроблено ущільнююче мастило (УС-ОТ), яке полімеризується після спуску обсадної колони на проектну глибину [5]. До складу мастила входить: в'язуче (карбамідна смола у кількості 83-89,5%), наповнювачі (органофільний аеросил – 4-6% та графіт – 5-8%), розчинник (уайт-спирит, ацетон, бензин або ДП у кількості 0,5-1%), отверджувач (хлористий амоній – 1-2%). Термін полімеризації регулюється додаванням отверджувача з урахуванням температури на

вибої і часу спуску обсадної колони. Ущільнююче мастило УС-ОТ пройшло широкі промислові випробування при будівництві свердловин буровими підприємствами ПАТ “Укрнафта”, ВГО “Ямалнафтогазгеологія”, ВО “Сахалінморнафтогаз” та інших. Результати випробувань підтвердили високу ефективність і технологічність застосування мастила УС-ОТ в різних температурних умовах.

В [6] визначені основні експлуатаційні характеристики кінцевих різьбових з'єднань: міцність і герметичність під дією на обсадні труби навантажень, які можливі в свердловині в процесі кріплення та експлуатації. Згідно з чинним ГОСТ 632-80 за критерій якісного згвинчування прийнято умовний осьовий натяг, величина якого рекомендована з допустимими відхиленнями, в залежності від типу різьби. З ряду причин цей критерій неповноцінний, насамперед через відхилення геометричних параметрів різьби, неоднаковий стан згвинчуваних поверхонь, різні умови згвинчування.

В зарубіжній практиці згвинчування обсадних труб основним критерієм якісного згвинчування прийнято вважати крутний момент, величина якого регламентується в залежності від групи міцності металу труб, їх діаметра та товщини стінки. Однак величина крутного моменту для одного і того ж типорозміру труб залежить від багатьох показників, тому контроль якості згвинчування різьбових з'єднань повинен проводитись комплексно, тобто за величинами осьового натягу і крутного моменту.

Аналіз літературних джерел свідчить, що рекомендовані величини крутних моментів для однакових типорозмірів обсадних труб суттєво різняться між собою, що ставить під сумнів їх вірогідність. Причому деякі автори наводять величину крутного моменту залежно від товщини стінки та групи міцності сталі, інші тільки від товщини стінки, треті дають середні значення для певного діаметра труб. Деякі величини крутних моментів мають теоретичний характер, оскільки потребують перевірки площі контакту витків різьби труби і муфти, що не може бути прийнятним в виробничих умовах. Окремі автори штучно занижують величини крутних моментів, наближаючи їх до зарубіжних стандартів. Менші значення крутних моме-

Таблиця 1 – Рекомендовані значення крутних моментів згвинчування обсадних труб з трикутним профілем різьби

Номинальний діаметр труб, мм	Товщина стінок, мм	Крутний момент згвинчування (Н·м) для труб	
		з короткою різьбою	з подовженою різьбою
		М	М
140	6,2	3500	-
	7,0	3900	5000
	7,7	4300	5500
	9,2	5100	6600
	10,5	5900	7500
146	6,5	3800	-
	7,0	4200	5400
	7,7	4500	6000
	8,5	5000	6600
	9,5	5600	7400
	10,7	6300	8300
168	7,3	4500	5900
	8,0	5500	7200
	10,6	6600	8600
	12,1	7500	9800

нтів, рекомендовані стандартами АНІ, пояснюються підвищеними вимогами до величин допусків на виготовлення різьби.

Враховуючи, що реально осьовий натяг має плюсові і мінусові відхилення, рекомендовані величини крутних моментів знаходяться в широкому діапазоні.

Проведений аналіз вказує на протиріччя між підходами до визначення величини крутного моменту згвинчування обсадних труб та його залежності від різних чинників. Тому вивчення та вирішення цієї проблеми залишається актуальним завданням і сьогодні.

Методика розрахунку величини крутного моменту згвинчування обсадних труб залежить від профілям різьби [7]. Для визначення величини крутного моменту згвинчування рекомендуються формули, що базуються на розв'язку задачі Ламе

$$M = \frac{2\pi E f l D_{cp} \operatorname{tg} \varphi (D_{cp} - d)(D_m - D_{cp}) A}{D_m^2 - d^2}, \quad (1)$$

де: D_{cp} – діаметр різьби в середній площині; D_m – зовнішній діаметр муфти; d – зовнішній діаметр труби; E – модуль Юнга; f – коефіцієнт тертя; l – довжина різьби; A – розрахунковий осьовий натяг; $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс кута нахилу різьби, $\operatorname{tg}(\varphi) = 1/32$.

Розрахунки, виконані за формулою (1) для обсадних труб діаметром 146мм, дають результат, близький до 12000 Н·м. Очевидно, що розрахункові значення моментів згвинчування різьбових з'єднань обсадних труб в перерізі середньої частини зони згвинчування завищені. Це пояснюється тим, що під час розрахунку не враховано припасовування різьбового з'єднання в процесі згвинчування.

Для одержання точніших результатів слід врахувати зменшення натягу через припасовування. Для цього необхідно від величини розрахункового осьового натягу A відняти величину A_n , яку можна подати у вигляді $A_n = c \cdot A$, де величина c (коефіцієнт припасовування) змінюється в межах від 0,135 до 0,55. Тоді в формулу для розрахунку M_p замість величини A треба підставити еквівалентне значення осьового натягу A_3 , рівне $A - A_n$, чи, що те ж саме, $A(1 - c)$.

Підставивши значення A_3 в формулу(1) і спростивши її з певними припущеннями, одержимо

$$M = \pi \cdot E \cdot f \cdot l \cdot \delta \cdot A(1 - c) \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

де: δ – товщина стінки труби; c – коефіцієнт припасовування поверхонь різьби (у розрахунках прийнято $c = 0,5$).

Рекомендовані значення величин крутних моментів для обсадних труб окремих діаметрів з трикутним профілем різьби подані в таблиці 1.

Аналіз даних таблиці 1 свідчить, що величина крутного моменту згвинчування обсадних труб з трикутним профілем різьби суттєво залежить від товщини стінки труби (для максимальних товщин стінок труби величини момент на 68% перевищує цю величину для мінімальних товщин). Зазначене є наслідком збільшення жорсткості труби. Довжина різьби також впливає на величину моменту, і для подовженої різьби він на 28% більший, ніж для короткої. Слід зауважити, що величина крутного моменту згвинчування, необхідного для вибору пружного натягу, не залежить від групи міцності сталі.

При розрахунку величини крутного моменту згвинчування обсадних труб з трапецієподібним профілем різьби за оптимальну приймається його величина, визначена з умови вибору пружного діаметрального натягу та подолання сил тертя на з'єднаних поверхнях:

$$M_{кр} = \frac{\pi f A t g(\varphi)(1-c) E \delta_T \delta_m R_c l_p}{(R_m^2 \delta_T + R_T^2 \delta_m) f} \times \left(\frac{d_1^2 - d_6^2}{4 \cos(\alpha_1)} + b(d_1 + d_6) \right); \quad (3)$$

$$M_{кр} = \frac{1,15 \pi f A t g(\varphi)(1-c) E \delta_T \delta_m R_c}{(R_m^2 \delta_T + R_T^2 \delta_m)} \times \left\{ \frac{l_p - 0,029}{t} \left(\frac{d_1^2 - d_6^2}{4 \cos(\alpha_1)} + (d_1 + d_6) \right) + \frac{d_{yuc}^2 - d_m^2}{4} + d_2 l_{yuc} \right\}; \quad (4)$$

де: f – коефіцієнт тертя;

A – рекомендована величина осьового натягу, м;

$t g(\varphi)$ – тангенс кута нахилу різьби, $t g(\varphi) = 1/32$;

c – коефіцієнт припасовування різьби, $c = 0,5$;

E – модуль Юнга, $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па;

δ_T, δ_m – відповідно товщина стінки труби і муфти в основній площині різьби, м;

R_T і R_m – відповідно радіус серединної поверхні труби і муфти в основній площині різьби, м;

R_c – середній радіус різьби в основній її площині, м;

t – крок різьби, $t = 5,08 \cdot 10^{-3}$ м;

l_p – відстань від торця труби до основної площини різьби, м;

d_1 – діаметр вершини витків різьби труби в основній площині, м;

d_6 – внутрішній діаметр різьби в основній її площині, м;

d_{yuc} – діаметр конічної ущільнюючої розточки муфти, м;

d_m – діаметр упорного виступу муфти, м;

d_2 – діаметр ущільнюючого конічного пака труби, м;

l_{yuc} – довжина ущільнюючого конічного пака труби, м;

$\cos(\alpha_1)$ – кут нахилу опорної поверхні витків різьби, градус;

b – ширина вершини витка різьби, м.

Змінні величини визначають із співвідношень:

$$\begin{aligned} \delta_T &= \frac{d_6 - d + 2\delta}{2}; \\ \delta_M &= \frac{D_M - d_6}{2}; \\ R_T &= \frac{d_6 + d - 2\delta}{4}; \\ R_M &= \frac{D_M + d_6}{4}; \\ R_c &= \frac{d_6 + h}{2}, \end{aligned} \quad (5)$$

де: d – зовнішній діаметр обсадних труб, м; D_M – зовнішній діаметр муфти, м; δ – номінальна товщина стінки труби, м;

Величини крутного моменту для окремих діаметрів обсадних труб типу ОТТМ та ОТТГ подані в таблиці 2.

Аналізуючи дані таблиці 2, можна зробити такі висновки:

1) величина крутного моменту згвинчування суттєво залежить від осьового натягу і коливається в широких межах. При максимальному осьовому натягу величина крутного моменту на 54% більша, ніж при мінімальному для обсадних труб типу ОТТМ і на 50% – для труб типу ОТТГ. Тому для запобігання перевантаженню різьбових з'єднань в процесі згвинчування обсадних колон необхідно мати дані про величини їх осьового натягу;

2) із збільшенням товщини стінки труб величина крутного моменту зростає внаслідок зменшення її радіальної податливості. Тому для вибору пружного натягу необхідно створювати більший крутий момент;

3) для забезпечення міцності і герметичності різьбових з'єднань обсадних труб типу ОТТГ, при розрахунку величини крутного моменту згвинчування, треба враховувати як умову забезпечення вибору осьового натягу, так і щільності вузла герметичності;

4) величина крутного моменту згвинчування, необхідного для вибору пружного натягу, не залежить від групи міцності сталі.

5) при згвинчуванні обсадних труб слід здійснювати контроль, щоб максимальні значення крутного моменту не перевищували допустимих величин, особливо для труб малих діаметрів, виготовлених зі сталі групи міцності Д.

Аналізуючи характер та причини зім'яття обсадних колон на родовищах Прикарпаття, автори [8] дійшли висновку, що основною причиною зім'яття обсадних колон в інтервалах залягання плинних порід є нерівномірне навантаження на колону, яке спричиняє виникнення контактних тисків. Передумовою зім'яття обсадних колон у вказаних інтервалах є відсутність цементного каменя за колоною, наявність каверн та зосереджена дія на експлуатаційну колону з боку зім'ятої проміжної колони. Авторами [8] аналітично розв'язано задачу з ви-

Таблиця 2 – Величини крутних моментів згинчування обсадних труб залежно від осевого натягу

Діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм	ОТТМ			ОТТГ		
		Осьовий натяг, мм					
		A-3	A	A+3	A-2	A	A+2
		Крутний момент, Н·м					
140	7,0	3830	4870	5910	-	-	-
	7,7	4120	5240	6380	-	-	-
	9,2	4660	5920	7180	4740	5920	7070
	10,5	5040	6410	7780	5150	6420	7690
146	7,0	4300	5480	6650	-	-	-
	7,7	4590	5840	7090	-	-	-
	8,5	4970	6320	7670	5040	6300	7550
	9,5	5390	6860	8330	5480	6840	8170
168	10,7	5850	7440	9030	5940	7420	8900
	7,3	4740	6030	7320	-	-	-
	8,0	5110	6500	7890	-	-	-
	8,9	5550	7060	8570	5570	6960	8340
	10,6	6270	7970	9670	6290	7860	9420
	12,1	6800	8660	10500	6820	8520	10220

значення величини контактної тиску, який виникає при зазначеній схемі взаємодії обсадних колон. Розрахунки свідчать, що величина контактної тиску, який передається експлуатаційній колоні при зім'ятті проміжної, значно перевищує міцність труб. Тому опірність системи кріплення з двох концентрично розміщених колон зовнішньому тиску в плинних породах за відсутності тампонажного матеріалу між ними або низької його якості слід оцінювати за величиною тиску зім'яття зовнішньої колони.

На сьогодні при виконанні проектних розрахунків припускається, що механічні характеристики сталі обсадних труб, їх геометричні розміри, коефіцієнти запасу міцності, навантаження, що діють у свердловині, та властивості тампонажного каменю - сталі величини впродовж тривалого часу. Це призводить до того, що достовірність розрахунків знижується в міру збільшення терміну експлуатації свердловин, внаслідок чого чинні методики їх розрахунку на міцність не забезпечують безаварійної роботи свердловин. Через певний час окремі обсадні колони виходять з ладу, незважаючи на те, що всі розрахунки виконувались відповідно до вимог чинних нормативних документів. З промислової практики відомі випадки, коли обсадна колона, розрахована з достатнім запасом міцності, через певний період експлуатації виходить з ладу під дією різних видів навантажень. Одним з найпоширеніших видів пошкодження обсадних колон є їх деформування як рівномірним, так і нерівномірним зовнішнім тиском, який створюється оточуючим середовищем через певний час після початку експлуатації. Отже, запропоновані методи розрахунку обсадних колон справедливі тільки для початкового періоду експлуатації свердловин.

Із зазначеного вище можна зробити висновок, що пошкодження обсадних колон в різних

умовах може відбуватись за неоднакової тривалості дії навантаження (від декількох діб після тампонування колони до декількох десятків років після початку експлуатації свердловини), причому зовнішній тиск за обсадною колоною може бути як меншим, так і більшим за гірський тиск, а навантаження на обсадні труби може мати рівномірний або нерівномірний характер. Перелічені чинники, а також зміна властивостей металу обсадних труб і тампонажного каменю визначають довговічність кріплення нафтових і газових свердловин [9, 10].

Одним з перспективних шляхів нарощування обсягів видобутку вуглеводнів є буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Умови роботи обсадних колон у таких свердловинах складніші, ніж у вертикальних. Внаслідок дії згинаючих моментів під час викривлення обсадної колони виникають додаткові тангенціальні та нормальні напруження, які негативно впливають на міцність обсадних труб та герметичність різьбових з'єднань [11].

Сьогодні в нафтогазовій галузі України відсутній керівний документ з розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин. Чинною інструкцією даються рекомендації щодо розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин, однак ці рекомендації не достатньо обґрунтовані, особливо стосовно розрахунку обсадних труб з трапецієподібною різьбою типу ОТТМ і ОТТГ.

На підставі результатів теоретичних та експериментальних досліджень, проведених авторами [11], встановлено, що в різьбових з'єднаннях обсадних труб типу ОТТМ та ОТТГ переважаючий вплив на міцність мають нормальні напруження у разі їх згину.

Значення допустимого осевого розтягуючого навантаження для різьбового з'єднання з

урахуванням нормальної складової від згинального моменту, може бути знайдено з виразу

$$[G] = (G_{кр} - G_{32}) / n_3, \quad (6)$$

де: $G_{кр}$ – критичне навантаження для різьбового з'єднання під час дії осьової розтягуючої сили; G_{32} – додаткове осьове розтягуюче навантаження від дії згинаючого моменту; n_3 – коефіцієнт запасу міцності на розтяг.

Значення додаткових осьових розтягуючих навантажень на різьбові з'єднання внаслідок дії згинаючого моменту визначалися нами експериментально на зразках натурних обсадних труб. Дослідження проводились з обсадними трубами діаметром 146 мм, 168 мм та 219 мм при зміні інтенсивності викривлення їх осі від 0° до 7° на 10 метрів.

На підставі результатів експериментальних досліджень встановлено:

1 Значення додаткового осьового розтягуючого навантаження, яке виникає внаслідок дії згинаючого моменту в межах прийнятої інтенсивності викривлення, змінюється пропорційно до зміни інтенсивності викривлення поздовжньої осі обсадної труби

$$\Delta G_{32} = G_{32(m)} - G_{32(m-1)} \approx const, \quad (7)$$

де $G_{32(m)}$ і $G_{32(m-1)}$ – значення осьових розтягуючих навантажень, виміряних під час викривлення осі обсадної труби з інтенсивностями, що різняться між собою на 1°/10 м.

2 Для будь-якого типорозміру обсадних труб справедливе співвідношення

$$Z = \frac{\Delta G_{32,cr}}{G_{кр,cr}} \approx \frac{\Delta G_{32(1..m)}}{G_{кр(1..m)}}, \quad (8)$$

де $G_{32(1..m)}$ і $G_{кр(1..m)}$ – відповідно значення осьового розтягуючого навантаження від дії згинаючого моменту та критичне навантаження для труб з товщиною стінки від δ_1 до δ_m .

Середні значення цих навантажень обчислюють за формулами

$$\Delta G_{32,cr} = \sum \frac{\Delta G_{32i}}{m}; \quad G_{кр,cr} = \sum \frac{\Delta G_{крi}}{m}. \quad (9)$$

Скориставшись встановленими залежностями (8) і (9), можна записати вираз для визначення величини осьового розтягуючого навантаження внаслідок дії згинального моменту

$$G_{32} = Z \cdot i \cdot G_{кр}, \quad (10)$$

де i – інтенсивність викривлення обсадної труби, в градусах на 10 м.

Підставивши формулу (9) у формулу (7), одержимо розрахункову формулу для визначення допустимого розтягуючого навантаження, у якій враховується інтенсивність викривлення обсадної труби

$$[G] = \left[\frac{G_{кр}}{n_3} \right] (1 - Z \cdot i). \quad (11)$$

У процесі розрахунку різьбових з'єднань обсадних труб на розтяг від дії власної ваги в

інтервалі викривлення свердловини з інтенсивністю i труби підбирають, виходячи з умови

$$[G] \geq G, \quad (12)$$

де G – розтягуюче навантаження від ваги колони труб, які розташовані нижче за розглядуваний переріз.

З метою підвищення ефективності будівництва та надійності експлуатації свердловин, враховуючи складність гірничо-геологічних умов буріння, зростання глибин свердловин, збільшення частки буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин у загальному обсязі, високі пластові тиски й температури та інші чинники, концептуальні засади технології кріплення свердловин повинні визначатися з таких передумов:

– на стадії проектування конструкції свердловини в кінцевому варіанті потрібно виходити з умов досягнення максимальних темпів проводки свердловин та мінімального обсягу робіт з кріплення;

– для комплектування обсадних колон використовувати обсадні труби з високоміцними (ОТТМ), а для кріплення газових свердловин – високогерметичними з'єднаннями (ОТТГ, ТБО та ін.).

ВИСНОВКИ

1 На основі результатів теоретичних, лабораторних та промислових досліджень розроблено і впроваджено методики, технології і засоби підвищення герметичності різьбових з'єднань обсадних колон, що підтвердило їх високу ефективність та технологічність.

2 За даними теоретичних і стендових досліджень розроблені методики проектування обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин, кріплення інтервалів свердловин, складених плинними породами, впровадження яких забезпечує надійність і довговічність роботи свердловин.

3 Розроблені низькозатратні і високоефективні методи, технічні засоби і технології відновлення герметичності обсадних колон в процесі експлуатації свердловин.

4 Для попередження перевантаження різьбових з'єднань, згинчування обсадних труб необхідно проводити з контролем величини крутного моменту, щоб максимальні його значення не перевищували допустимих величин, особливо для труб малих діаметрів, виготовлених зі сталі групи міцності Д.

5 Кріплення свердловин обсадними трубами повинно проводитись з урахування відхилення осі свердловини від вертикалі. Умова міцності буде виконуватись у тому випадку, коли сумарні напруження від згинального моменту та осьової сили не перевищуватимуть напружень плинності.

6 При проектуванні свердловини у розрахунках використовується проектний радіус викривлення, який повинен бути уточнений перед кріпленням за результатами інклінометрії.

7 У разі просторового викривлення осі свердловини інтенсивність викривлення певної ділянки розраховують за величинами Zenітних та азимутальних кутів, виміряних при інклінометрії.

8 На підставі проведених досліджень розраховано величини додаткових навантажень на різьбові з'єднання від згинального моменту, у залежності від діаметра обсадних труб, товщини стінки та інтенсивності викривлення.

Розрахунок обсадних колон на міцність проводять з використанням запропонованої методики з урахуванням сили ваги колони труб та додаткового навантаження від згинального моменту.

Література

1 Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.

2 Коцкулич Я.С. Стан кріплення нафтогазових свердловин і шляхи його покращання / Я.С.Коцкулич, І.І. Витвицький // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. - №2. – С.41-44.

3 Коцкулич Я.С. Стан і перспективи підвищення надійності кріплення свердловин / Я.С. Коцкулич // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №5. – С.22-24.

4 Коцкулич Я.С. Резервы повышения надежности работы обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах / Я.С. Коцкулич // Техн., технол. и организация геол.-развед. работ. Обзор ВИЭМС МГП Геоинформмарк. – М. – 1991.

5 А.с. 1707978 СССР. Уплотнительная смазка для резьбовых соединений обсадных труб / Я.С. Коцкулич, Я.С. Билецкий, О.В. Тищенко, В.А. Зольников. – 22.09.91.

6 Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под общей ред. Сарояна А.Е. – М.: Недра, 1987. – 485 с.

7 Коцкулич Я.С. О выборе оптимальных значений крутящих моментов свинчивания обсадных труб / Я.С. Коцкулич, Я.С. Билецкий // Разведка и разработка нефт. и газ. месторождений. – 1987. – Вып. 24. – С. 56-57

8 Коцкулич Я.С. Оцінка величини контактного тиску при з'єднанні обсадних колон / Я.С.Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 2. – С.18-19.

9 Коцкулич Я.С. Про вплив геолого-технічних факторів на довговічність обсадних колон / Я.С.Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 4. – С.19-20.

10 Коцкулич Я.С. До попередження зм'яття обсадних колон внаслідок їх зношування / Я.С.Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Науково-технічний збірник. – 2001. – Т.2. – № 38. – С.48-53.

11 Коцкулич Я.С. Урахування згину під час розрахунку обсадних труб на міцність / Я.С.Коцкулич, М.В.Сенюшкович, О.В.Тищенко // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 3. – С. 30-31

Стаття надійшла до редакційної колегії

14.02.12

Рекомендована до друку професором

Черновим Б.О.

АНАЛІЗ ПРОБЛЕМ ТА ШЛЯХІВ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ І ГЕРМЕТИЧНОСТІ МУФТОВИХ З'ЄДНАНЬ ОБСАДНИХ КОЛОН

¹І.І. Палійчук, ¹В.Я. Васишин, ²П.В. Щеглюк, ²С.П. Рокецький

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 44277,
e-mail: public@nuing.edu.ua

²НГВУ "Долинанафтогаз" ВАТ "Укрнафта", 77503, Івано-Франківська обл.,
м. Долина, вул. Промислова 7, тел./факс: (03477) 95617

Проаналізовано працездатність муфтових з'єднань обсадних труб на основі промислових даних на підприємствах "Укрбургаз", "Укрнафта", "Долинанафтогаз". Часті випадки негерметичності цих з'єднань створюють складну проблему міжколонних тисків у свердловинах. Їх ліквідація вимагає додаткових витрат матеріальних коштів і трудових ресурсів. Одною з причин зниження міцності і герметичності муфтових з'єднань обсадних труб виявляється нарізання різьб на заводах-виробниках з відхиленнями, які зменшують натяг у з'єднанні. Виявлена тенденція до прихованого заниження натягу у різьбових з'єднаннях труб і муфт при повній відповідності їх геометричних параметрів стандарту. Сучасні методи забезпечення надійності і працездатності з'єднань обсадних колон спрямовані на підвищення їх міцності і герметичності конструктивно-технологічними методами або на відновлення їх працездатності у свердловині. Високогерметичні різьбові з'єднання з вбудованим ущільненням типу "метал-метал" мають найвищі технічні показники при кріпленні і експлуатації свердловин порівняно з іншими типами з'єднань, що існують на світовому ринку трубної продукції нафтогазового сортаменту. Це пов'язано зі зростанням обсягів похило-скерованого і горизонтального буріння та впровадженням нових технологій будівництва свердловин у складних гірничо-технологічних умовах. Висока ефективність цих з'єднань спонукає до пошуку шляхів удосконалення їх конструкцій з метою усунення виявлених практикою експлуатаційних вад. Тому підвищення надійності обсадних колон на основі удосконалення з'єднань з вузлами ущільнень є актуальним і перспективним завданням.

Ключові слова: обсадна труба, різьбове з'єднання, герметичність, відхилення, дефекти, вузол ущільнення.

Проанализирована работоспособность муфтовых соединений обсадных труб по промышленным данным предприятий "Укрбургаз", "Укрнефть", "Долинанафтогаз". Учащение случаев негерметичности этих соединений создают проблему межколонных давлений в скважинах. Их ликвидация требует дополнительных затрат материальных средств и трудовых ресурсов. Одной из причин снижения прочности и герметичности муфтовых соединений обсадных труб является нарезка резьбы на заводах-изготовителях с отклонениями, которые уменьшают натяги в соединениях. Выявлена тенденция к скрытому понижению натяга в резьбовых соединениях труб и муфт при полном соответствии их геометрических параметров стандарту. Современные методы обеспечения надежности и работоспособности соединений обсадных колон направлены на повышение их прочности и герметичности конструктивно-технологическими методами или на восстановление их работоспособности в скважине. Высокогерметичные резьбовые соединения со встроенным уплотнением типа "металл-металл" обладают высокими техническими показателями при креплении и эксплуатации скважин по сравнению с другими типами соединений и преобладают на мировом рынке трубной продукции нефтегазового сортамента. Это связано с ростом объемов наклонно-направленного и горизонтального бурения и внедрением новых технологий строительства скважин в сложных горно-технологических условиях. Высокая эффективность этих соединений побуждает к поиску путей совершенствования их конструкций для устранения выявленных практикой эксплуатационных недостатков. Поэтому повышение надежности обсадных колонн на основе усовершенствования соединений с узлами уплотнений является актуальной и перспективной задачей.

Ключевые слова: обсадная труба, резьбовое соединение, герметичность, отклонения, дефекты, узел уплотнения.

The analysis of the efficiency of casing string couplings connections was conducted on the basis of data from industrial enterprises "Ukrburgaz", "Ukrnafta", "Dolynanaftogaz". Frequent cases of leakage of these couplings create a complex problem of the internal pressures in the casing strings in wells. Their elimination requires additional spending of material and labour resources. It was discovered that one of the reasons for casing string couplings strength and leakproofness loss consists in the inaccurate thread cutting at the manufacturing plants which reduces connection tightness. It was discovered that there exists a trend toward implicit underestimation of tightness in the threaded connections of pipes and couplings, while their geometric parameters fully correspond to the standard. Modern methods of ensuring reliability and efficiency of casing string connections are aimed at increasing their strength and leakproofness applying design and engineering methods or at their efficiency restoration downhole. Gastight high threaded connections with integral seal of metal-metal type have the highest performance characteristics when cementing and operating the well in comparison with other types of connections in the world market of tubular goods. It is connected with the increase of directional and horizontal drilling and the introduction of new technologies of well construction in difficult mining and technological conditions. High effectiveness of these connections motivates to look for the ways of their design improvement in order to eliminate

operational problems revealed in practice. That is why improving casing reliability on the basis of enhancement of connections whit seal assemblies is a burning and perspective task.

Key words: casing string, threaded connection, leakproofness, deviations, defects, seal assembly.

Складність гірничо-технічних умов роботи обсадної колони нафтової чи газової свердловини може спричинювати ускладнення і аварії у процесі її спорудження та експлуатації. При цьому відбуваються роз'єднання муфт і труб, падіння секцій труб у свердловину, ускладнення при цементуванні та експлуатації обсадної колони, спричинені міжколонними та заколонними проявами і викидами. Через порушення працездатності різьбових з'єднань трапляється близько 90% з усіх аварій обсадних колон, з них 40% через втрату міцності різьби чи розрив труби у різьбі і 50% через негерметичність з'єднань [1].

Пошкодження обсадних колон складає 5-7% від усіх аварій у свердловинах, а на їх ліквідацію витрачається 10-12% загального аварійно-ремонтного часу, і частка цих витрат зростає зі збільшення глибини буріння [1]. 70% усіх ускладнень з обсадними трубами спричинені негерметичністю їх різьбових з'єднань. Особливо гостро виявляється втрата герметичності цих з'єднань при розвідці та розробці газових і газоконденсатних родовищ.

Вітчизняна і світова практика будівництва свердловин свідчить про значні матеріальні витрати, спричинені розладами різьбових з'єднань обсадних колон. Так, від травня 1978 р. до вересня 1979 р. у штаті Техас, США [2], споруджена надглибока свердловина Емма Лоу №2, яка була кріплена обсадними трубами на рекордну глибину 9028 м. При опусканні проміжної колони діаметром 339,7 мм ($13\frac{3}{8}$ ") і товщиною 11 мм на глибину 2998 м секція труб довжиною 1311 м впала у вибій внаслідок виривання труби з муфти. Ліквідувати аварію вдалося шляхом приєднання наступної секції обсадних труб з тією, що впала, безпосередньо у свердловині. Місце з'єднання загерметизували, після чого усю колону шаблонували долотами діаметрами 241,3 мм ($9\frac{1}{2}$ ") і 317,5 мм ($12\frac{1}{2}$ ").

Під час цементування цієї колони її нижня частина виявилась погано зацементованою через негерметичність різьбових з'єднань обсадних труб, про що свідчила дочасна поява тампонажного розчину на поверхні. Довелося розбурювати цементний корок, перфоровати колону у нижній частині і знову додатково її цементувати. Внаслідок аварії та ускладнень, спричинених недосягненням міцності і негерметичністю окремих різьбових з'єднань, на кріплення цієї свердловини було витрачено 35 діб (втричі більше запланованого) та 950 тис. дол. замість 717 тис. дол. [2], тобто витрати на 32,5% перевищили кошторисну вартість свердловини.

Аварійно-ремонтні роботи з відновлення свердловини завжди є надзвичайно витратними у зв'язку з їх складністю або неможливістю досягнення результату і виведенням свердловини з експлуатації. Тому важливим напрямком підвищення її надійності і безпеки будівництва та

експлуатації є удосконалення конструкції і технології виготовлення з'єднань обсадних труб.

Найчастіше втрата працездатності обсадної колони пов'язана з ненадійністю та розладами їх муфтових різьбових з'єднань, які виявляються у недосягненні їх необхідної міцності і герметичності. Причиною цього є технологічні відхилення у якості і точності виготовлення та згвинчування різьбових з'єднань, які неминучі у промислових умовах. Через це, навіть при повній відповідності геометричних параметрів до стандарту, у таких з'єднаннях виникає широке розсіювання силових параметрів взаємодії, які не витримують експлуатаційних навантажень на обсадну колону у свердловині.

Аналіз промислових даних

З метою оцінки надійності обсадних колон проведено аналіз даних про кріплення свердловин на бурових підприємствах БУ "Укрбургаз". Як правило, конструкції цих свердловин містять кондуктор діаметром 324 або 426 мм, проміжні колони діаметром 324 або 245 мм та експлуатаційні колони діаметрами 168x140 мм, у яких використовують муфтові з'єднання обсадних труб типу ОТТМ і ОТТГ [3].

Хоча підприємства БУ "Укрбургаз" застосовують сучасні технології і мають великий досвід роботи, під час кріплення свердловин виникали ускладнення з обсадними колонами (у 2005 році таких випадків було 10, у 2006 – 5, у 2007 – 7, у 2008 – 4, у 2009 – 1). Опускання експлуатаційної колони проводять на елеваторах. Муфтові з'єднання труб згвинчують гідравлічним ключем; при цьому контролюють крутний момент згвинчування. Незважаючи на це, мали місце випадки негерметичності різьбових з'єднань експлуатаційних колон.

Оскільки технологія згвинчування здебільшого витримується, то причиною негерметичності виявляється занижений натяг у з'єднаннях внаслідок граничних відхилень різьбових поверхонь муфти і труби. Як заходи з відновлення герметичності проводилось закачування суміші полімерів і крейди у затрубний простір свердловини. При цьому на ліквідування негерметичності витрачалось від 70 до 85 годин, а матеріальні витрати складали від 150 до 230 тисяч гривень.

Негерметичність з'єднань обсадних труб створює складну проблему міжколонних тисків (МКТ). Аналіз якості кріплення свердловин по ВАТ "Укрнафта" показав, що МКТ виникали у 33 % споруджених свердловин, і це не завжди залежало від умов конкретного нафтового чи газового родовища.

При кріпленні свердловин, розбурювання яких провело Прикарпатське УБР, у 19 свердловинах спостерігались міжколонні перетоки і газопрояви. За даними НГВУ "Долина нафтогаз" за 7 років такі прояви мали місце у 16-ти

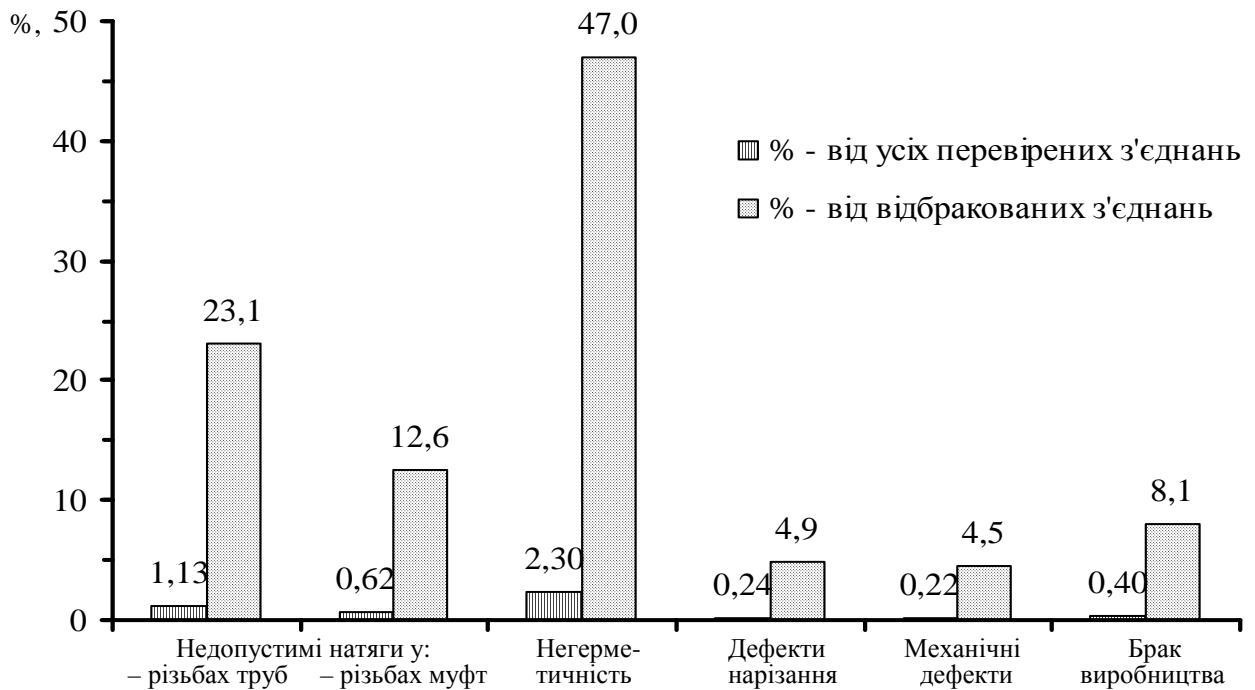


Рисунок 1 – Гістограма розподілу дефектів (%) з'єднань обсадних труб і муфт, перевірених у НГВУ "Долинанафтогаз" протягом 2004-2008 років

свердловинах Долинського та 3-ох Північно-Долинського родовищ, де відзначали МКТ від 30 до 58 атм (2,9...5,7 МПа). Для їх усунення у затрубний простір закачували високов'язкий розчин КМЦ з наповнювачами. Але три свердловини повністю відремонтувати не вдалося, тому їх переведено у дефектні зі спеціальним режимом експлуатації.

Проведено аналіз виникнення МКТ також на родовищах східного регіону по 20 свердловинах Полтавського та Охтирського нафтовидобувних управлінь ВАТ "Укрнафта". Протягом 2003-2009 років тут МКТ мали місце у 14 свердловинах.

Причинами міжколонних перетоків були:

- негерметичність різьбових з'єднань обсадних труб;
- порушення технології кріплення свердловини;
- порушення герметичності колонної головки;
- формування неякісного ізоляційного екрану за обсадною колоною.

Виникнення МКТ можливе і від поєднання вказаних чинників. Основною причиною проявів МКТ є негерметичність різьбових з'єднань, на яку впливає крутий момент згвинчування, типи різьби і мастила.

Для оцінки надійності та герметичності стандартних різьбових з'єднань обсадних труб на трубній базі нафтогазовидобувного управління "Долинанафтогаз" ВАТ "Укрнафта", м. Долина Івано-Франківської області, були проведені спостереження за перевіркою, опресуванням і відбракуванням обсадних труб та їх муфтових різьбових з'єднань, які надходили для спорудження свердловин Долинського нафтопромислового регіону у 2001-2010 роках.

Перевірку обсадних труб і муфт тут проводять відповідно до стандарту [3]. Контроль різьб здійснюють комплектом гладких і різьбових калібрів за осьовим натягом; опресування з'єднань труб і муфт – на гідравлічній випробувальній установці У-700 з максимальним тиском до 63 МПа. Якщо перевірені параметри обсадних труб, муфт чи їх з'єднань виходять за допустимі межі, встановлені стандартом, актом проводять їх відбракування.

Аналіз зібраних даних свідчить, що з усіх обсадних труб з муфтами, отриманих від заводів-виробників за останні 5 років, у середньому 4,9% підлягали відбракуванню. Встановлені такі фактичні види дефектів труб, муфт, їх різьб і з'єднань, що були причиною їх відбракування:

- недопустимі відхилення осьових натягів за різьбовими калібрами;
- негерметичність згвинчених з'єднань;
- дефекти заводського нарізання різьб (чорнота, переріз, злам витків);
- механічні пошкодження, отримані при транспортуванні (ум'ятини);
- брак трубного виробництва (тріщини, раковини, окалина, недопустима тонкостінність, різностінність, опуклість стінок, недостатня довжина труб, їх значна кривизна).

Найбільшу частку відбракувань складають негерметичні з'єднання, згвинчені на заводах-виробниках, та недопустимі натяги різьб, визначені за калібрами. Аналіз показав, що більшість цих натягів виходять за мінімально допустиму межу (рис. 1), тобто 1,75% (1,13+0,62) усіх з'єднань можуть бути згвинчені над свердловиною із заниженим натягом у різьбі, що загрожує втратою їх міцності, а понад 4% (1,75+2,30) можуть виявитись негерметичними.

Із заниженими натягами за калібрами були виготовлені 37,7% (23,1+12,6) різьб. Сумарна частка відбракувань через дефекти нарізки і натягів різьб, які є причиною негерметичності, складає 40,6% (37,7+4,9) з усіх відбракувань. Ці ж вади різьб є причиною негерметичності у такої ж частки відбракованих з'єднань, згвинчених на заводі, тобто у 19% (0,406×47) з них. Тому решта 28% (47-19) з'єднань мали інші причини негерметичності.

Відбраковані з'єднання розгвинчували для ремонту. Гладким калібром перевіряли різьби на розгвинчених і на вільних кінцях усіх труб. Перевірка виявила овальність конусів частини різьб. Це свідчить, що у таких з'єднань витки різьб не входили у контакт суцільно по усій гвинтовій поверхні, а мали дві діаметрально протилежні ділянки із зазором, який був видимий на просвіт між гладким калібром і вершинами різьби труб.

Підрахунками встановлено, що кількість труб, відбракованих через овальність різьб, здебільшого залежить від діаметра труб (рис. 2). У середньому з усіх обсадних труб за овальністю конусів різьб було відбраковано 14,8%.

Причиною зростання кількості труб з овальністю різьб є менша жорсткість їх стінок при більших діаметрах. Різьби нарізають на трубо-різних верстатах, де трубу затискають у 4-кулачковій планшайбі. Кулачки стискають трубу незалежно один від одного, а силу затиску не контролюють. Внаслідок цього тонка стінка труби отримує деформації у вигляді овальності.

Контроль заводських з'єднань, відбракованих як негерметичні, показав, що вони були згвинчені за стандартом (торець муфти і кінець різьби труби співпадали). Якщо не враховувати різьби з овальністю, то понад 13% (28-14,8)

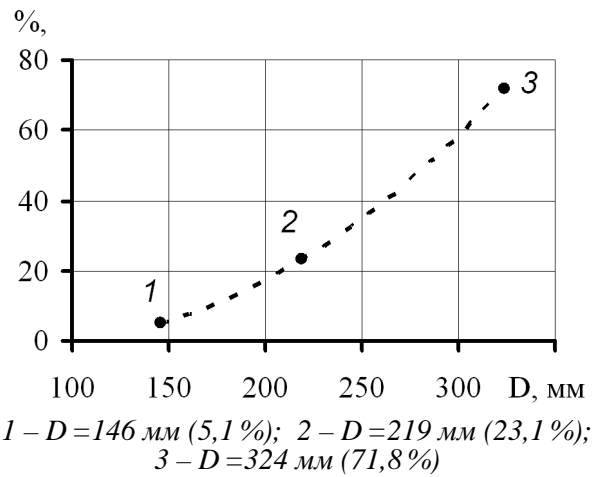


Рисунок 2 – Розподіл частки (%) труб, відбракованих через овальність різьб, залежно від діаметра D обсадних труб

негерметичних заводських з'єднань були згвинчені із заниженим крутним моментом, тобто необхідна їх міцність не була досягнута.

Для порівняння проведено аналіз дефектів обсадних труб, муфт і їх з'єднань, які були відбраковані раніше, у 2001-2004 роках. Динаміка змін розподілу їх дефектів, яка відбулась за останні 10 років, зображена на рис. 3. Зменшився відсоток відбракувань через недоліки трубо-прокатного виробництва і пошкодження при транспортуванні, що свідчить про підвищення якості цих технологічних процесів. За цей час не змінилась кількість дефектів нарізання (4,9%), а також збереглась пропорція між кількістю відбракувань різьб з недопустимими натягами – на 18 відбракованих різьб труб припадає 10 відбракованих різьб муфт (29,9:16,6=23,1:12,6). Це

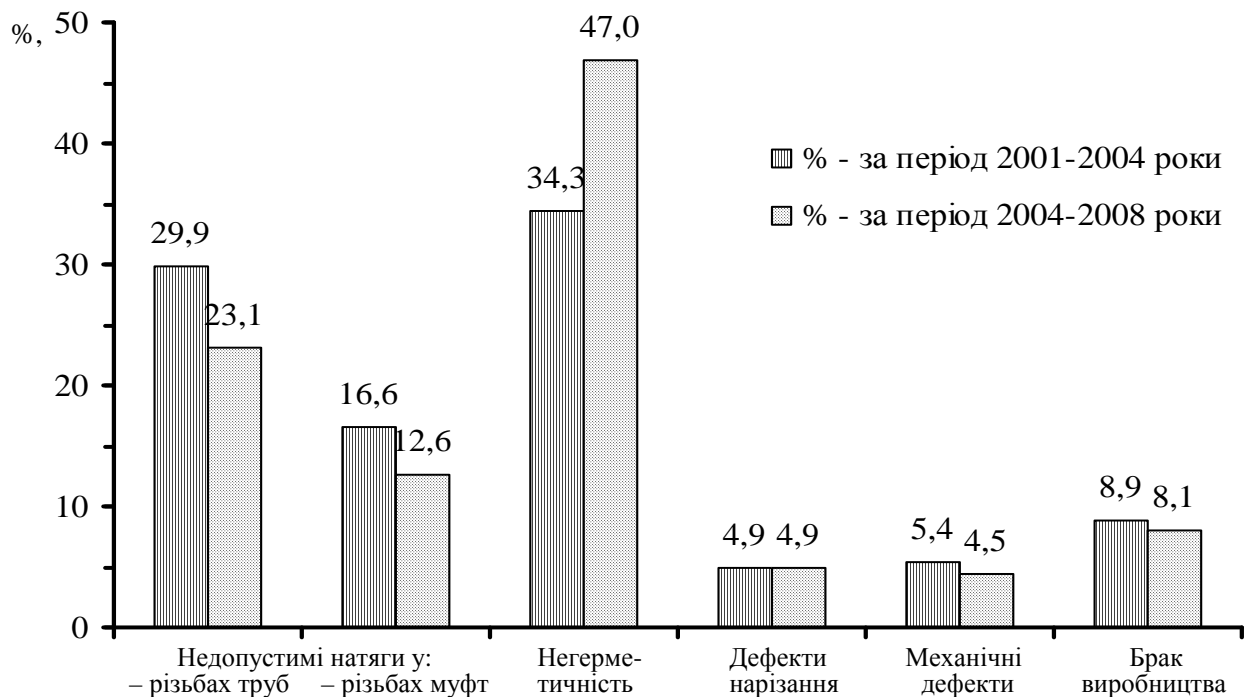


Рисунок 3 – Порівняльна гістограма динаміки змін розподілу дефектів (%) з'єднань обсадних труб і муфт, яка відбулась протягом 2001-2008 років

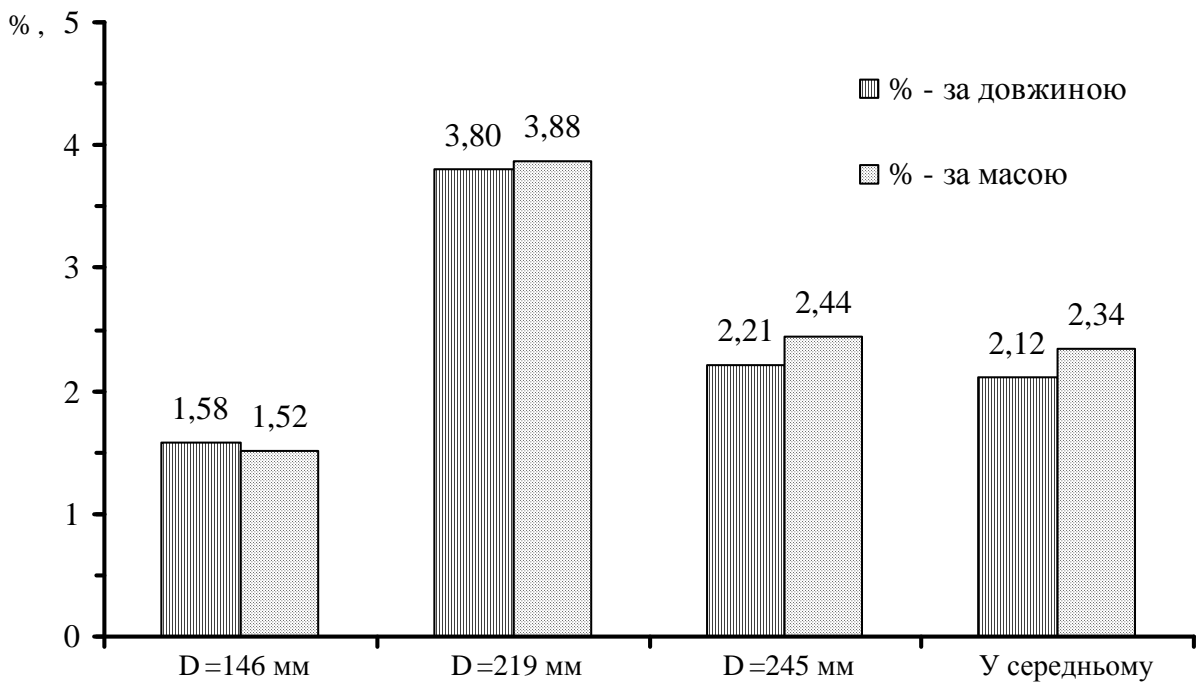


Рисунок 4 – Гістограми розподілу втрат від ремонту обсадних труб (%), проведеного у НГВУ "Долинанафтогаз" у 2005-2006 роках, залежно від їх діаметра D

свідчить про те, що на заводах-виробниках технологія нарізання різьб у муфтах і на трубах не змінилась.

Загальна кількість відбракувань через недопустимі натяги різьб зменшилась на 10,8%. Це зрозуміло, оскільки вимоги промислових споживачів до якості муфтових різьбових з'єднань обсадних труб зростають, а контроль різьб калібрами регламентується стандартом і є простим у здійсненні. Проте кількість негерметичних з'єднань зросла на 12,7%. Це означає, що підвищені вимоги до різьб виробники компенсують заниженням величин крутних моментів згвинчування. Нарізаючи різьби з мінімальними натягами, вони легко досягають вимоги стандарту, щоб торець муфти співпадав з кінцем різьби труби.

Таким чином, виявлено тенденцію до прихованого заниження міцності і герметичності різьбових з'єднань обсадних труб і муфт при повній відповідності їх геометричних параметрів до стандарту [1]. Останній не регламентує вимоги згвинчування із заданим крутним моментом; щодо цього розроблені лише рекомендації і вони не завжди дотримуються заводами-виробниками. Вимога, щоб торець муфти співпадав з кінцем різьби труби, є ненадійним критерієм працездатності з'єднання. Це вимагає пошуку нових технічних рішень для підвищення надійності та забезпечення міцності і герметичності цих з'єднань.

При можливості виправити брак, проводять ремонт з'єднань труб і муфт на токарній дільниці трубної бази. Оскільки більше 87% (100–8,1–4,5) відбракувань пов'язано з вадами різьб, то рішення про вид ремонту приймають після їх всебічного контролю і встановлення типу дефекта. Технологія ремонту така: дефект-

ний кінець труби відрізають, відтак нарізають нову різьбу і згвинчують з муфтою з натягом у відповідності до стандарту. Хоча такий ремонт і зменшує матеріальні втрати через відбракування обсадних труб і муфт, але він є нераціональним, бо спричинює значні власні витрати.

На рис. 4 відображено виробничі дані про втрати від ремонту обсадних труб. Вони свідчать, що, крім матеріальних витрат на виконання ремонту, щорічно втрачається від 1,5% до 4% обсадних труб за довжиною і масою залежно від їх діаметра (у середньому – до 2,5%). Враховуючи світове зростання цін на трубний прокат, постає завдання підвищити працездатність муфтових з'єднань обсадних труб конструкторсько-технологічними методами.

Шляхи підвищення працездатності муфтових різьбових з'єднань обсадних труб

Заходи для забезпечення надійності з'єднань обсадних колон проводять у двох напрямках – підвищення їх міцності і герметичності конструктивно-технологічними методами та відновлення їх працездатності у свердловині.

У першу чергу, важливим завданням є вірний вибір ущільнювальних мастил чи спеціальних герметиків, які повинні відповідати певним вимогам, зокрема, витримувати високі тиски і температури, дію агресивних середовищ. Герметизуючі матеріали залежать від типу різьбових з'єднань і умов їх експлуатації та мають широку номенклатуру. Продовжуються пошуки нових таких засобів для роботи у конкретних експлуатаційних умовах свердловин.

Підбір мастила, яке не витискається із зазорів різьби, ускладнений тим, що необхідне для цього збільшення в'язкості погіршує властивос-

ті змашення та умови згвинчування. Самотвердіюче мастило УС-1 ефективно застосовують у газових, газоконденсатних і нафтових свердловинах. Але ці мастила на полімеризаційній основі швидко густіють, підвищена вологість знижує їх адгезію з металом, вони вимагають збільшення крутного моменту на 40-60% при згвинчуванні і утворюють нерозбірні з'єднання.

Різьби герметизують також еластичною стрічкою ФУМ з фторопласту, який є нетоксичним, стійким до агресивних середовищ. Проте він втрачає свої властивості при температурі 200°C, а через слабку адгезію з металом відомі випадки послаблення з'єднань у свердловині.

Важливе значення у забезпеченні працездатності обсадної колони має вибір тампонажних розчинів і відповідного процесу цементування свердловини, для чого вироблено методику, перевірені практикою.

Найважливішим параметром герметичності муфтових з'єднань труб є пружний натяг у різьбі, який створює необхідний контактний тиск на її витках, більший за експлуатаційні тиски у свердловині.

Для створення необхідного пружного натягу у різьбових з'єднаннях розроблено багато рекомендацій з вибору крутного моменту згвинчування. Проте усі вони відрізняються, оскільки крутний момент залежить від міцності матеріалу, діаметра і товщини обсадних труб, типу різьби і герметиків [1]. Встановлено, що крутний момент треба збільшувати на 25 % для обсадних труб з товщиною стінки більше 12 мм внаслідок зменшення її радіальної податливості.

Для контролю крутних моментів промислові механічні ключі для згвинчування обсадних труб (універсальні, серії АКБ) оснащують моментомірами. На кафедрі буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ розроблено вимірювач крутного моменту ИМ-3 з діапазоном вимірювання до 19 кНм, який пройшов промислове випробування [1].

Крутний момент згвинчування суттєво залежить від допустимих відхилень осьового натягу. Різниця між величинами цих моментів при граничних значеннях натягу складає 54% для з'єднань ОТТМ та 50% – для ОТТГ [1]. Для з'єднань типу ОТТГ необхідно одночасно враховувати умову вибору осьового натягу у різьбі і забезпечення щільності вузла герметичності. Усе це потребує для кожного з'єднання вибору індивідуальної величини крутного моменту згвинчування, що залежить від очікуваного натягу, який можна визначити лише після заміру відхилень розмірів різьб муфти і труби.

Для герметизації різьбових з'єднань Т.Ю. Єрмоєнко, Д.Ю. Мочернюк, О.В. Тищенко, інші розробили способи металізації поверхонь різьб [4]. Їх суть полягає у нанесенні на різьбу шару м'якого металу, який заповнює впадини трикутного профілю. У процесі згвинчування вершини витків різьби заглиблюються у м'який метал, який за рахунок своєї пластичності заповнює зазори та нерівності на поверхнях різьби, чим створює металічне ущільнення.

Для цього застосували спеціальний електродуговий металізаційний апарат ЭМ-6 [4]. При плавленні двох алюмінієвих дротів у електродузі краплі металу підхоплювались струменем стисненого повітря, розпоршувались на дрібні частки і сильно вдарились до поверхні різьби. Для покращення їх зчеплення з основою муфти повільно обертали і нагрівали до 400°C.

Напилення алюмінію підвищує антикорозійну стійкість різьб у агресивних середовищах при високих температурах, тисках і глибинах. Дослідні і промислові випробування підтвердили надійність ущільнених м'яким металом різьбових з'єднань трикутного профілю, які залишались герметичними при граничних внутрішніх тисках, допустимих міцністю тіла труби [4].

Спосіб електродугового плавлення зумовив застосування алюмінієвого дроту як дешевого і недефіцитного, хоча хороші результати показали більш пластичні олово і свинець. Для створення електродуги необхідний генератор постійного струму з жорсткою характеристикою і низькою електромагнітною інерцією, що не вимагає джерела змінного струму. Стиснене повітря потребує ретельного очищення від вологи і масел. Для металізації внутрішніх різьб муфт необхідні спеціальні пристрої та устаткування [4].

Для досягнення абсолютної герметичності обсадних колон застосовують їх зварювання з різними конструкціями зварних з'єднань. Поряд з безумовними позитивними якостями практика зварювання обсадних труб виявила серйозні недоліки. Це нерозбірність з'єднань, додаткові пристрої для утримання колони над свердловиною, необхідність спеціального зварювального обладнання, складність підготовки і технології зварювання на промислі, додаткові механізми для знімання ґрату, необхідність дефектоскопії зварного шва. Навіть незначні віхилень від режиму зварювання призводять до утворення пор, тріщин, недоплавлення, що зменшує міцність з'єднання і може спричинити його розрив. Час з'єднання труб збільшується удвічі, що сповільнює будівництво і створює загрозу обвалювання стінок свердловини чи прихоплення обсадної колони.

При опусканні і встановленні обсадних труб у свердловині спостерігаються прояви послаблення і негерметичності різьбових з'єднань. Розроблено ряд способів усунення цього явища шляхом їх догвинчування. При згвинчуванні над свердловиною кожного різьбового з'єднання проводять кількарізвий цикл його навантаження вагою колони, розвантаження на клини і догвинчування. Цей метод є трудомістким та енерговитратним.

Після цементування застосовують також догвинчування усієї обсадної колони з устя свердловини. Цей спосіб є ефективним лише для частини колони, яка незацементована, тому що у цементному камені виникає значний опір тертя чи защемлення труб, що вимагає збільшення крутного моменту. При цьому теж необхідне кількарізове натягування колони, від чого зростають розтягуючі навантаження на з'єднання.

Розроблено пристрої, які опускають у свердловину для догвинчування обсадних труб внизу колони чи безпосередньо негерметичних різьбових з'єднань. Усі способи догвинчування виконують на обсадній колоні у свердловині, вони є технологічно складними, потребують додаткового спеціального обладнання та значних витрат часу.

Для ремонтно-ізоляційних робіт з ліквідації негерметичності обсадних колон розроблено цілий ряд різноманітних полімерних тампонажних матеріалів, які нагнітають у свердловину. Поширеними є композиції водяних розчинів фенолформальдегідних смол (ТСД-9, ТС-10, ФР-12), які використовують для герметизації зазорів різьбових з'єднань, заповнення тріщин і пор у цементному камені, коли застосування сумішей на основі мінеральних в'язучих не ефективне. Їх значними вадами є токсичність, висока вартість, велика чутливість до температури і відхилень у співвідношенні компонентів, властивості яких при зберіганні змінюються.

Тому використовують самотвердіючі глинисті розчини ОГР (тампонажні суміші на основі полімерних смол), у яких замість води застосовують буровий глинистий розчин. З цією ж метою інститутом ВНИИТнефть розроблені в'язко-пружні суміші ВУС на основі водяних розчинів поліакриламиду (ПАА) і гексарезорцинової смоли. Після конденсації ВУС перетворюється у пружну гелеподібну масу, яка утворює у пористої середовищі та у вузьких зазорах різьб непорушній непроникний екран.

Для ізоляційних робіт застосовують гідрофобний тампонажний матеріал ГТМ-3, розроблений інститутом ВНИИБТ. Він має пружно-еластичні та адгезійні властивості, стійкий до агресивних середовищ, не дає усадки, непроникний для газу, води і нафти при перепаді тисків до 25 МПа.

Згадані полімерні матеріали не можна застосувати при температурах, вищих за 80°C. Тому для ізоляційних робіт при 70°...110°C розроблені тампонажні рідини на основі фенолоспиртових і фенолошлакових композицій, які твердіють при температурі вище 65°C, а для високих температур (вище 140°C) застосовують кремнійорганічні сполуки – силани. Але усі ці рідини є високотоксичними і пожежонебезпечними.

В УкрНДГаз розроблені нові полімерні рідини та суміші з твердими дрібнодисперсними частинками, які закачують у затрубний простір, де вони заповнюють і тампонує зазори різьбових з'єднань та тріщини і пори цементного каменю. Ізоляційні заходи проводять уже після газопроявів, що призводить до невиправдано високих перевитрат цих матеріалів.

Для ліквідації пошкоджень обсадної колони розроблено метод її ремонту сталевими пластирами у свердловині. Його застосовують для перекриття і зміцнення ділянок колони з пошкодженням стінок (тріщини, корозія, спрацювання) та її негерметичних з'єднань. Поздовжньо гофровану тонкостінну трубу опускають до проблемної ділянки і розширюють спеціальним

інструментом – дорном, до розтискання стінок колони. При цьому між пластирем і стінкою виникає контактний тиск, який разом із герметиком на пластирі забезпечує відновлення герметичності. Ефективність цього методу обмежується необхідністю цілого комплексу спеціального обладнання та технологічною складністю і трудомісткістю його проведення.

Найвищі технічні показники при кріпленні та експлуатації свердловин мають високогерметичні різьбові з'єднання з вузлом ущільнення типу "метал-метал". Вони показали високу ефективність у складних гірничо-геологічних умовах та в похило-скерованих і горизонтальних свердловинах. Проте промислова практика виявила їх окремі експлуатаційні вади. Тому підвищення міцності і герметичності обсадних колон на основі удосконалення з'єднань з вбудованим вузлом ущільнення є актуальною і перспективною задачею.

Високогерметичні різьбові з'єднання набули широкого застосування у світовій промисловій практиці. Розвиток їх модифікацій, наприклад, у Росії, утворив окремий клас "Преміум" з'єднань труб з металічними ущільненнями.

Конструкція високогерметичних з'єднань, як правило, включає конічні різьби трапецієвидного профілю, ущільнення типу метал-метал і упорні торці. Високоміцні різьби типу ОТТМ і поширеного у світі типу Buttress (відповідно до стандартів Американського нафтового інституту API 5CT і API 5B), передбачають посадку по внутрішньому чи зовнішньому діаметру при згвинчуванні. Завдяки упорній грані витка вони витримують набагато більші осьові та згинальні навантаження, ніж трикутні різьби. Проте конструктивно ці різьби не виконують ущільнювальної функції.

Герметизація вказаних з'єднань відбувається завдяки вбудованому ущільненню. Принцип його роботи полягає у тому, що при згвинчуванні різьби зовнішня ніпельна поверхня труби входить з радіальним натягом у внутрішню поверхню муфти і на площі їх контакту виникають напруження стискання. Ущільнюючі поверхні можуть мати таку форму: внутрішня – конус, циліндр; зовнішня – конус або опукла (сфера, бочкоподібна). Крім ОТТГ, спряження конус-конус мають ущільнення фірми Hydril (США): CTS, CTS-4, RB, FJ, Super FJ, FJ-40, EU, Tripleseal; фірми Societe Valurec (Франція): VAM, VAM AF, VAM AT-AF, New VAM; фірми Nippon Steel (Японія) NS-CC та інші. Опукла форма ніпеля у таких ущільнень, як Extreme Line, Tenaris Blue, Antares MS, BDS, NK-3SB тощо. В ущільненнях KS Bear, FOX у спряження входять випукла і увігнута поверхні. В ущільненнях фірми Atlas Bredford (США) TS-4S, Jj-4S, FL-4S, Jj-3SS розміщені тефлонові кільця [5].

Основною функцією упорних торців є обмеження згвинчування і досягнення точного осьового позиціонування поверхонь різьби і ущільнення із заданими натягами. Торці бувають плоскі або у формі зворотного конуса. Збільшенням моменту згвинчування досягають кон-

тактичних напружень на цих торцях. Проте значні осьові розтяги, на які розраховані з'єднання "Преміум", зменшують торцьову взаємодію або розкривають стик. Однак, у разі завищення напружень можливий розлад торцьових ущільнень у викривлених свердловинах. Розгерметизація виникає внаслідок пластичних деформацій стискання торців при згині колони на викривлених ділянках та їх розведення на ділянках прямих чи з іншим напрямом кривизни.

Виготовлення з'єднань з ущільненням метал-метал пов'язане з рядом високих технологічних умов. Поряд з ускладненою конструкцією вони вимагають підвищеної точності нарізання та взаємного розміщення ущільнюючих, різьбових та упорних поверхонь. Це необхідно для їх одночасної узгодженої взаємодії і досягнення заданих натягів у з'єднанні, оскільки натяги у різьбі і в ущільненні суттєво впливають один на одного. При їх заниженні не досягається міцність у різьбі чи герметичність в ущільненні, при їх завищенні виникають задири та адгезія контактних поверхонь при згвинчуванні.

Такі з'єднання чутливі до недотримання встановлених крутих моментів, особливо до їх перевищення. В умовах традиційного використання на промислах для згвинчування обсадних труб ключів з високими робочими зусиллями для бурильних труб виникають пластичні деформації упорних поверхонь різьб і торців цих з'єднань. Це відчутно знижує рівень їх міцності на розтяг. Саме у місцях пластичних деформацій у першу чергу проходить корозійне руйнування металу за наявності агресивних компонентів у свердловині.

У похило-скерованих і горизонтальних свердловинах найбільш ефективні ущільнення з опуклою поверхнею ніпеля. Але таке спряження має меншу площу контакту, вимагає більшого радіального натягу і досягає високих контактних напружень. Швидке настання пластичних деформацій, крім корозії, веде до відхилень форми поверхонь, зменшення натягу, порушення герметичності, погіршення умов повторного згвинчування.

Висновки

Високогерметичні різьбові з'єднання з вбудованим ущільненням типу "метал-метал" мають найвищі технічні показники при кріпленні і експлуатації свердловин порівнянно з іншими типами з'єднань на світовому ринку трубної продукції нафтогазового сортаменту. Це пов'язано зі зростанням обсягів похило-скерованого і горизонтального буріння та впровадженням нових технологій будівництва свердловин у складних гірничо-технологічних умовах. Висока ефективність цих з'єднань спонукає шукати шляхи удосконалення їх конструкцій для усунення виявлених практикою експлуатаційних вад. Тому підвищення надійності обсадних колон на основі удосконалення з'єднань з ущільнюючими вузлами є актуальним і перспективним завданням.

Література

- 1 Коцкулич Я.С. Стан і перспективи підвищення надійності кріплення свердловин / Я.С. Коцкулич // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 22–24.
- 2 Серенко И.А. Бурение на нефть и газ в США: Обзорная информация / И.А. Серенко, Н.А. Сидоров, О.А. Сурикова и др. // Нефтяная промышленность. – 1983. – Вып. 16 (55) – 104 с. – Серия: Бурение.
- 3 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия: ГОСТ 632–80. – М.: Изд-во стандартов, 1980. – 66 с.
- 4 Еременко Т.Е. Герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных и газовых скважин / Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюк, А.В. Тищенко. – К.: Техника, 1967. – 170 с.
- 5 Анализ научных и практических решений заканчивания скважин: У 2-х книгах / С.И. Иванов, А.И. Булатов и др. – М.: Недра, 2004. – Книга 1 – 334 с.; Книга 2 – 266 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
06.03.12*

*Рекомендована до друку професором
Копєсєм Б.В.*

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПОЛИПРОПИЛЕНГЛИКОЛЯ ПРИ ОСУШКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.Н. Гурбанов

Институт «НИПИнефтегаз», Азербайджан, Аз.1012, г.Баку, Зардаби 88а,
тел. (99412) 4307219, e-mail: direktor@sokar.az

Статья посвящена совершенствованию технологии добытки, збору, і підготовки природних і попутних газів до транспортування в умовах морських нафтогазових родовищ.

Багаторічний досвід експлуатації установок комплексної підготовки газу показав, що неякісна його обробка на промислах пов'язана з відсутністю надійних, сучасних технологічних процесів, а також високо-ефективних доступних абсорбентів для осушування і очищення газу та інгібіторів для запобігання утворенню гідратів.

Наведено результати фізико-хімічних і технологічних показників розробленого нового абсорбенту на основі місцевих нафтохімічних продуктів. Також наведені результати промислових випробувань запропонованого абсорбенту як осушувача природного газу.

На підставі результатів впровадження поліпропіленгліколю для осушення газу вибрано оптимальний склад абсорбенту та технологічний режим роботи установки осушення газу.

Ключові слова: абсорбент, газоконденсат, гідрат, регенерація, поліпропіленгліколь

Статья посвящена усовершенствованию технологии добытки, сбора, и подготовки природных и попутных газов к транспорту в условиях морских нефтегазовых месторождений.

Многолетний опыт эксплуатации установок комплексной подготовки газа показал, что некачественная его обработка на промыслах происходит из-за отсутствия надежных, современных технологических процессов, а также высокоэффективных доступных абсорбентов для осушки и очистки газа и ингибиторов для предотвращения образования гидратов.

Приведены результаты физико-химических и технологических показателей разработанного нового абсорбента на основе местных нефтехимических продуктов. Также приведены результаты промышленных испытаний предложенного абсорбента в качестве осушителя природного газа.

На основании результатов внедрения полипропиленгликоля для осушки газа выбран оптимальный состав абсорбента и технологический режим работы установки осушки газа.

Ключевые слова: абсорбент, газоконденсат, гидрат, регенерація, поліпропіленгліколь

The article describes the improvement of the technology of production, recovery and treatment of natural and associated gas for transportation under offshore oil and gas field.

Long-term experience of synthetic gas dreadingment production showed, that its false processing occurs because of the lack of reliable and modern technological processes and high-performance efficient accessible absorbents for gas dehumidification and treating and inhibitors for hydrants formation prevention.

The results of physical and chemical and technological figures of developed new absorbent on the base of local petrochemical products are shown in the article. Also the results of industrial tests of offered absorbent fs the dehumidification of natural gas, were shown.

On the base of the results of the absorbent optimal composition and technological mode of gas dehumidification plant operation is chosen monopropylene glycol oligomers application for gas dehumidification.

Keywords: absorbent, rying, regeneration, gascondensate, hydrate, polipropyleneqlikol.

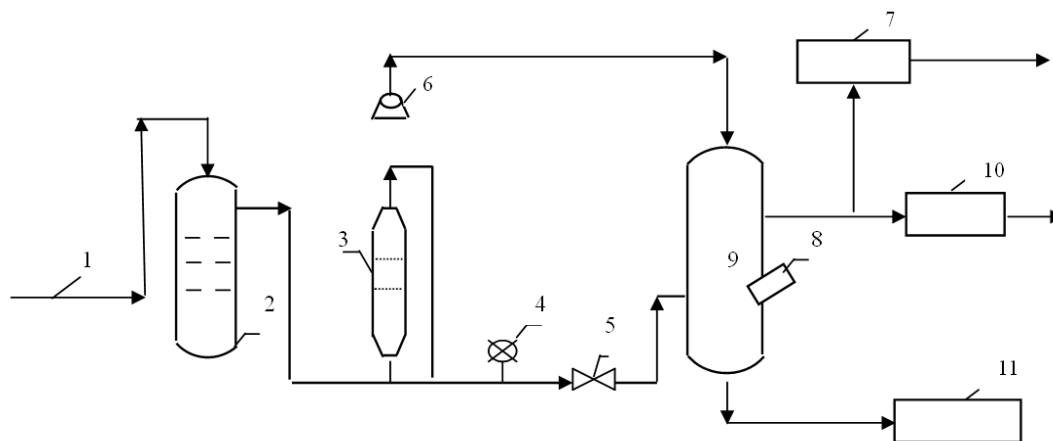
Интенсивное развитие газовой промышленности в Республике с введением в эксплуатацию крупных морских газоконденсатных месторождений требует создания новых технологических процессов, а также эффективных сорбентов для качественной обработки природного газа с целью подготовки его к транспортировке. Опыт эксплуатации установок комплексной подготовки газа показал, что некачественная его обработка на промыслах происходит из-за отсутствия надежных, современных технологических процессов и высокоэффективных доступных абсорбентов для осушки и очистки газа, а также ингибиторов для предотвращения образования гидратов.

На большинстве нефтегазовых и газоконденсатных месторождений для осушки газа применяются в основном гликоли [1,2].

До недавнего времени для осушки природного и компримированного газа на нефтегазодобывающих промыслах Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики (ГНКАР), в частности, широко применялся триэтиленгликоль (ТЭГ).

Триэтиленгликоль, являясь хорошим абсорбентом, имеет ряд технологических и технических недостатков: сложность регенерации водных растворов, повышенная вязкость и температура замерзания, высокая стоимость, токсичность, дефицитность (в основном, закупается за рубежом, что требует больших валютных затрат, а доставка его на промысел создает большие трудности).

Поэтому возникла необходимость в исследовании и поиске, связанном с разработкой нового, доступного и эффективного абсорбента на базе производимых в республике продуктов



1 - кислотосодержащий газ, 2 - барбатар, 3 - ротаметр, 4 - манометр, 5 - регулирующий вентиль, 6 - насос для подачи абсорбента, 7 - влагомер "Байкал-3", 8 - место для термометра, 9 - абсорбер, 10 - хроматограф ЛХМ, 11 - емкость насыщенного абсорбента

Рисунок 1 – Схема лабораторной установки по осушке природного газа

нефтехимического синтеза, а также промышленном его испытании и внедрение для осушки природного газа взамен импортного триэтиленгликоля.

С целью разработки нового абсорбента были исследованы образцы различных реагентов, доставленных из химических заводов Республики.

На основании проведенных предварительных исследований установлено, что наиболее эффективным из имеющихся реагентов является полипропиленгликоль [3]. Основным технологическим показателем процесса подготовки газа является температура точки росы осушаемого газа. С целью определения осушающей способности полипропиленгликоля проведен ряд лабораторных исследований.

Используемый в эксперименте природный газ имел следующий компонентный состав, масс: CH_4 – 93,00; C_2H_6 – 2,50; C_3H_8 – 2,04; C_4H_{10} – 1,46; C_5H_{12} – 0,5; CO_2 – 0,5%. Сопоставлены результаты исследования МПГ с традиционными абсорбентами ДЭГ и ТЭГ.

В процессе промышленной обработки газа большие технологические осложнения возникают при наличии в его составе агрессивных примесей (H_2S , CO_2 , РСЩ), минеральных солей приводящих к образованию гидратов, коррозии промышленного оборудования, отложению солей в отдельных узлах промышленного оборудования и установок комплексной подготовки газа.

Для очистки природных и нефтяных газов от кислых компонентов, а также осушки его от влаги в мировой практике широкое распространение получил абсорбционный способ с использованием жидких поглотителей.

В зависимости от состава извлекаемых поглотителем компонентов, процессы условно разделены на следующие группы:

– физическая абсорбция: извлечение кислых компонентов из газа осуществляется за счет органических поглотителей. Этот способ позволяет произвести комплексную очистку

газа от сероводорода и серосодержащих органических соединений хемосорбция и основывается на химическом взаимодействии поглощаемых компонентов с поглотителями. Однако при этом не достигается требуемая степень очистки газа от кислых компонентов;

– смешанные абсорбенты используются для комплексной очистки и осушки газа от кислых компонентов и влаги.

С целью повышения качества подготовки и надежности транспортировки газа на морских газоконденсатных месторождениях, отвечающих требованиям отраслевого стандарта, требуется разработка новых высокоэффективных, экологически чистых абсорбентов для одновременной осушки газа и предотвращения образования гидратов в системе промышленной подготовки и транспортировки природного газа [4].

Для разработки нового состава абсорбента нами были исследованы физико-химические свойства серии реагентов, производимых химической отраслью Республики. Результаты предварительных исследований показали, что наиболее эффективными являются химические реагенты на основе полипропиленгликоля (ППГ) следующего состава: % масс.

Полипропиленгликоль (ППГ)	– 99,0
Алкан ДЕ-202	– 0,6
Вода	– 0,4

В результате эксперимента были определены следующие физико-химические показатели абсорбента:

Плотность, 293К, кг/м ³	– 1022-1046
Вязкость при 293К, мм ² /с	– 28-30
Температура застывания, К	– 213-208
Температура кипения	– 463-468
pH	– 6,8-7,0

На лабораторной установке (рис. 1) исследована степень осушки природного газа использованием предложенного состава абсорбента.

В ходе исследования выявлено, что предложенный абсорбент обладает хорошей влагопоглотительной способностью к отношению влаги и необходимо провести его промышленное испытание.

Анализ результатов экспериментальных данных показывает, что при смешении компонентов, составляющих новый абсорбент, возникает синергетический эффект, благодаря которому при использовании разработанного состава абсорбента достигается высокая степень осушки природного газа от влаги.

На основе анализа результатов проведенных исследований был выбран оптимальный состав абсорбента. Установлено, что предложенный абсорбент полностью обеспечивает соответствие качества газа требованиям отраслевого стандарта.

Выявлено, что присутствие в составе абсорбента олигомеров полипропиленгликоля благотворно влияет на процесс: улучшается контакт между абсорбентом и газом и интенсифицируется регенерация насыщенного абсорбента.

На основании положительных результатов проведенных исследований выбраны основные физико-химические, технологические показатели и оптимальное соотношение компонентов, входящих в состав абсорбента.

Промышленные испытания предложенного состава абсорбента для осушки природного газа, подаваемого в транспортную систему, проводились на действующей промышленной установке в НГДУ «Гум адасы».

Технологическая схема промышленной установки осушки газа показана на рисунке 2; Производительность установки – 1,0 млн.м³ газа/ сутки.

Для проведения испытаний согласно схеме, установка была заполнена 15 тоннами нового абсорбента; газ из компрессорной станции под давлением 2,0 и 3,0 МПа, при температуре 288-293К поступает в сепаратор первой ступени (С-1), где происходит грубая сепарация газа от капельной жидкости и механических примесей. Далее газ поступает в абсорбер (А), где производится окончательная осушка газа. Для осушки газа в абсорбер через дозаторный насос под давлением 3,5 МПа подается осушитель полипропиленгликоля в количестве 15-17 кг на 1000 м³ газа. После контакта с газом, насыщенный влагой абсорбент, проходя через теплообменники, встречается с регенерированным абсорбентом, в результате чего происходит теплообмен. Далее насыщенный абсорбент собирается в емкости, откуда, проходя через угольный и механический фильтры, поступает в блок регенерации (БР).

После этого регенерированный абсорбент подается в абсорбер, и процесс повторяется. Осушенный газ под давлением 2,6 МПа направляется в газовый коллектор и далее – по прямому назначению.

В ходе испытания были определены следующие параметры процесса: давление, температура газа, производительность установки,

температура регенерации, количество абсорбента, впрыскиваемого в газовый поток, концентрация регенерированного и насыщенного абсорбента, точка росы осушенного газа и др.

Результаты промышленного испытания ППГ на установке осушки газа в НГДУ "Гум адасы" приведены в таблице 1.

Результаты использования ППГ в системе промышленной подготовки газа показали, что за время испытания никаких технологических осложнений в работе установки не наблюдалось.

Определены общие потери абсорбента в технологической системе осушки газа. За время испытаний установлено, что общие потери нового абсорбента во всех режимах работы установки составили 40 -70 г / 1000м³ газа.

Следует отметить, что до ввода установки осушки газа в эксплуатацию при подготовке газа в НГДУ перед подачей его в магистральный газопровод с целью предотвращения гидратообразования на отдельных участках технологических линий в поток газа впрыскивался метанол, который из-за отсутствия установок регенерации полностью терялся, что приводило к потере большого количества ценного химреагента. На основании промышленных испытаний олигомеров ППГ на установке осушки газа в НГДУ "Гум адасы" был определен следующий технологический режим:

Концентрация регенерированного абсорбента, % (масс.)	– 96 - 98
Концентрация абсорбента, насыщенного водяными парами, % (масс.)	– 93 - 95
Температура регенерации абсорбента, К	– 408-418
Температура контакта газ-абсорбент, К	– 293-308
Количества абсорбента, впрыскиваемого в поток газа, кг/1000м ³	– 15

Результаты проведенных опытно-промышленных испытаний также показали, что полипропиленгликоль является экономичным, эффективным, экологически чистым абсорбентом и не создает трудностей в технологии осушки газа. На основе положительных результатов испытаний олигомеры полипропиленгликоля рекомендованы для широкого внедрения на промыслах нефтегазодобывающих управлений Производственного Объединения «Азнефть», в качестве нового абсорбента для осушки газа.

Выводы

Технико-экономический эффект, получаемый при применении нового абсорбента для осушки газа, по сравнению с существующими абсорбентами достигается вследствие:

- рационального использования природных ресурсов республики и сохранения экологии региона;
- снижения себестоимости подготавливаемого газа и исключения закупки абсорбента за рубежом.

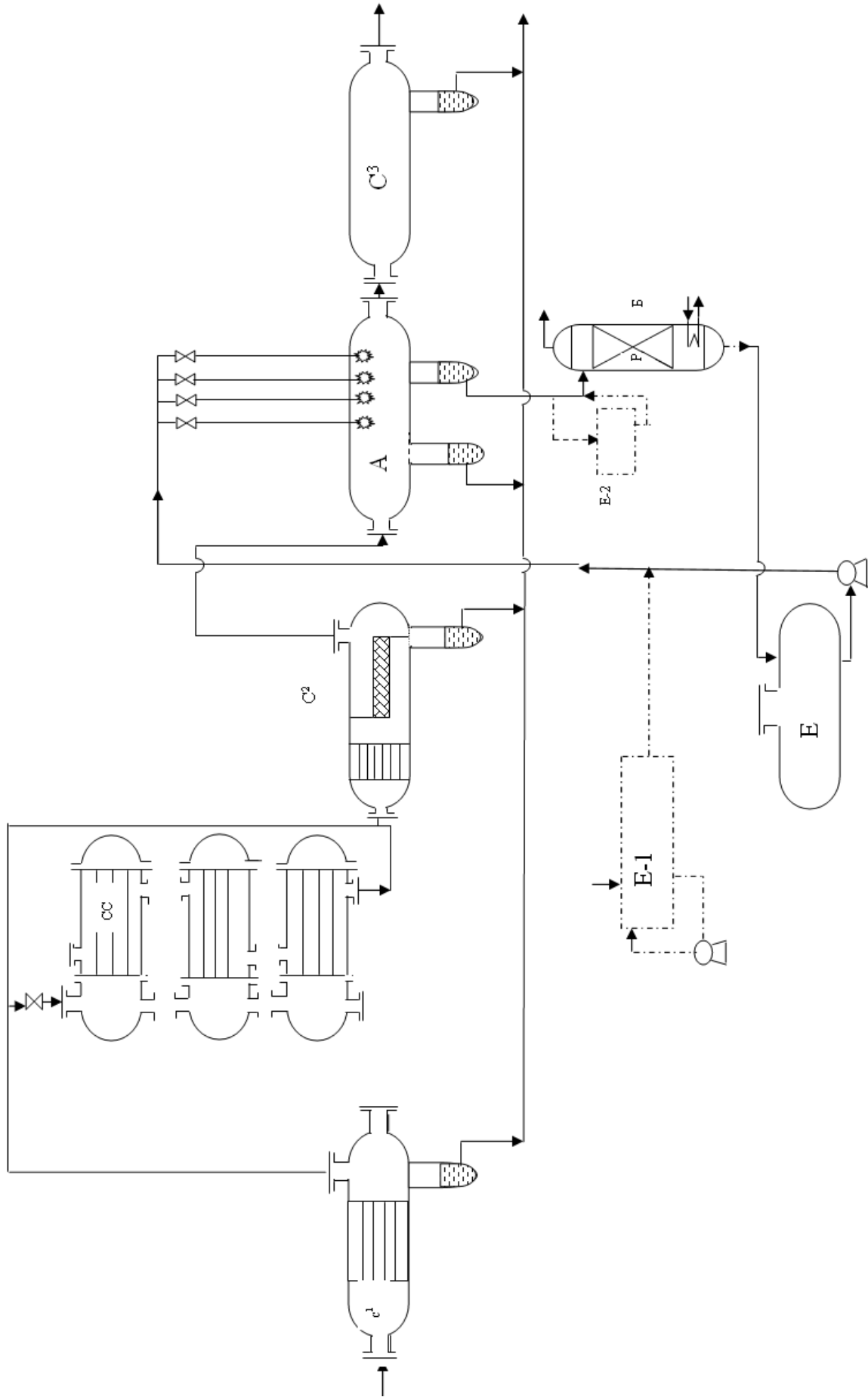


Рисунок 2 – Технологическая схема установки осушки газа в НГДУ "Гум адасы"

Таблиця 1 – Результати введення нового абсорбента поліпропіленгліколя на установці осушки газу в НГДУ "Гум адасы"

№ п/п	Производительность установки по газу, млн.м ³ /сут	Давление газа на входе в абсорбер, МПа	Температура газа, поступающего на осушку, К	Температура регенерации абсорбента, К	Концентрация абсорбента, %		Температура точки росы осушенного газа, К	Количество абсорбента, впрыскиваемого в поток газа, кг/ 1000м ³
					насыщенного	регенерированного		
1	0,90	4,6	304	413	95	97	268	15
2	0,86	4,5	304	413	95	97	268	15
3	0,90	5,0	304	418	95	97	268	15
4	0,90	5,0	304	418	95	97	265	15
5	0,88	5,0	304	413	94	97	266	15
6	0,90	5,0	307	418	94	97	266	15
7	0,88	5,0	307	418	94	97	266	15
8	0,90	5,0	304	418	94	97	266	15
9	0,90	5,0	304	418	95	97	266	15
10	0,90	5,0	304	418	95	97	266	15

Результаты промышленных и экспериментальных исследований показали, что применение физические смешанных абсорбентов является важным направлением разработки, технологии и выбора газопромыслового оборудования для внедрения нового состава абсорбента с целью осушки газа.

Литература

1 Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. – М.: Недра, 1986. – 260 с.
 2 Макагон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю. Ф. Макагон. – М.: Недра, 1985. – 232 с.

3 Гурбанов А.Н. Выбор и исследование нового ингибитора для подготовки газа к транспорту // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №7. – С. 56-63.
 4 Гурбанов А.Н. Разработка нового абсорбента в качестве осушителя и ингибитора гидратообразования природного газа в системе добычи и обработки / А.Н.Гурбанов // Нефть и газ Украины. – №8. – С. 57-60.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
 12.01.12
 Рекомендована до друку професором
 Грудзом В.Я.*

ДОСЛІДЖЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТУРБОКОМПРЕСОРІВ НА РЕЖИМАХ ПУСКУ ТА ЗУПИНКИ ДИЗЕЛЬНИХ ДВИГУНІВ НАФТОГАЗОВОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ТРАНСПОРТУ ТА БУРОВИХ УСТАНОВОК

С.І. Криштопа, Л.І. Криштопа, С.В. Мисюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42351,
e-mail: retes@mail.ru

Стаття присвячена теоретичному та експериментальному дослідженню експлуатаційних режимів роботи дизельних двигунів з турбокомпресорами нафтогазового технологічного транспорту і бурових установок. Доведена актуальність питання та проаналізовано недоліки, існуючої на даний момент нормативно-технічної документації провідних виробників дизельних двигунів з турбокомпресорами нафтогазового технологічного транспорту і бурових установок. В матеріалах статті аналізується експлуатаційні режими роботи дизельних двигунів з турбокомпресорами нафтогазового технологічного транспорту і бурових установок при низьких температурах навколишнього середовища. Проведені експериментальні та теоретичні дослідження величини тиску моторного масла перед турбокомпресором і витрати моторного масла через підшипники турбокомпресора. Запропоновані заходи, які дозволяють запобігти передчасному виходу з ладу дизельних двигунів з турбокомпресорами нафтогазового технологічного транспорту і бурових установок при низьких температурах навколишнього середовища.

Ключові слова: дизельні двигуни, турбокомпресори, нафтогазовий технологічний транспорт, бурові установки

Статья посвящена теоретическим и экспериментальным исследованиям эксплуатационных режимов работы дизельных двигателей с турбокомпрессорами нефтегазового технологического транспорта и буровых установок. Доказана актуальность вопроса и проанализированы недостатки существующей в данный момент нормативно-технической документации ведущих производителей дизельных двигателей с турбокомпрессорами нефтегазового технологического транспорта и буровых установок. В материалах статьи анализируются эксплуатационные режимы работы дизельных двигателей с турбокомпрессорами нефтегазового технологического транспорта и буровых установок при низких температурах окружающей среды. Проведены экспериментальные и теоретические исследования величины давления моторного масла перед турбокомпрессором и расхода моторного масла через подшипники турбокомпрессора при пуске двигателя. Определены температуры деталей турбокомпрессоров при остановке дизельных двигателей после разных нагрузок. Предложены мероприятия, которые предотвратят преждевременный выход из строя дизельных двигателей с турбокомпрессорами нефтегазового технологического транспорта и буровых установок.

Ключевые слова: дизельные двигатели, турбокомпрессоры, нефтегазовый технологический транспорт, буровые установки

The article is devoted to theoretical and experimental researches of operating office hours of diesel engines with turbocompressors of oil and gas technological transport and drilling units. Actuality of question is proved and the lacks of existent presently normal-technical documentations on exploitation of of leading producers of diesel engines with turbocompressors of oil and gas technological transport and drilling units are analysed. In materials of the article operating office hours of diesel engines turbocompressors of oil and gas technological transport and drilling units at low ambient temperatures is analyzed. Researches of size of pressure of motor oil before turbocompressor and expense of motor oil through bearings of turbocompressor during starting of engine are conducted. The temperatures of details of turbocompressors in case of stopping of diesel engines after different loadings are certain. Experimental and theoretical researches of size of pressure of agile oil before turbocompressor and expense of agile oil through bearings of turbocompressor are conducted. Measures which will prevent premature death diesel engines with turbocompressors of oil and gas technological transport and drilling units are offered.

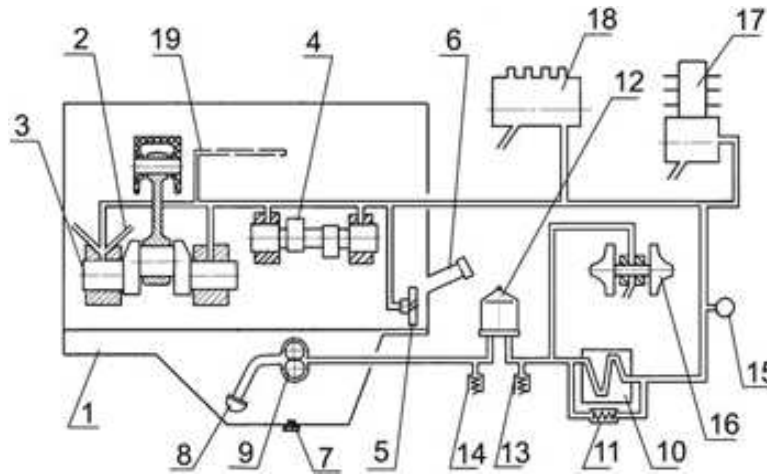
Keywords: diesel engines, turbocompressors, oil and gas technological transport, drilling units

Сучасний стан нафтогазової промисловості України пов'язаний з постійним збільшенням енергооснащеності галузі. Функціонування нафтогазового технологічного транспорту, буріння свердловин та інші технологічні процеси вимагають постійного збільшення потужності силових установок.

Для збільшення літрової потужності дизельних двигунів з одночасним забезпеченням високої економічності в нафтогазовій галузі в даний час широко використовуються дизельні двигуни з турбонаддувом повітря, наприклад, 6 ЧН 21/21 (в бурових установках ЗД86-1),

В2-500ТК-С4 (в НБО-Д), ЯМЗ-238 та КамАЗ-740 (в багатьох установках нафтогазового технологічного транспорту). Тому збільшення ресурсу та надійності турбокомпресорів таких двигунів є актуальним завданням для фахівців нафтогазової галузі. Одними з найнесприятливіших експлуатаційних режимів роботи дизельного двигуна з турбокомпресором є режими пуску при низьких (нижче 0°C) температурах та зупинки двигуна.

Дослідження режимів пуску дизельного двигуна з турбокомпресором.



1 – картер для оливи, 2 – форсунки охолодження поршнів, 3 – вал колінчастий, 4 – вал розподільний, 5 – шестерня проміжна, 6 – горловина оливозаливна, 7 – пробка оливного картера, 8 – оливоприймач, 9 – насос оливний, 10 – радіатор оливний, 11 – клапан радіаторний редуційний, 12 – відцентровий оливний фільтр, 13 – клапан зливний, 14 – клапан запобіжний, 15 – давач тиску, 16 – турбокомпресор, 17 – компресор, 18 – паливний насос високого тиску, 19 – оливний канал осі коромисел

Рисунок 1 – Будова систем мащення та наддуву повітря дизельного двигуна ЯМЗ-238

В умовах пуску дизельного двигуна має місце значна затримка надходження моторної оливи до підшипників турбокомпресора, обумовлена гідравлічним опором трубопроводів на лінії всмоктування оливного насоса і на лінії нагнітання оливи підвищеної в'язкості. Затримка надходження моторної оливи призводить до зміни гідродинамічних умов роботи підшипників турбокомпресорів, тому при порушенні режиму прогрівання дизельного двигуна після пуску можлива відмова турбокомпресорів.

Несприятливі моменти, які супутні пуску дизельних двигунів з турбокомпресорами при несприятливих для експлуатації температурах навколишнього середовища, на даний час недостатньо враховані в рекомендаціях з експлуатації дизельних двигунів, які використовуються, в тому числі, в нафтогазовому технологічному транспорті.

Наприклад, Ярославський моторний завод рекомендує обмежувати частоту обертання колінчастого вала дизельного двигуна з турбокомпресором під час його прогрівання. В технічній документації фірми Каммінс зазначено, що під час прогрівання не допускається різке підвищення частоти обертання колінчастого вала дизельного двигуна з турбокомпресором. Фірма Катерпіллер рекомендує обмежувати навантаження на двигун з турбокомпресором під час його прогрівання. Тобто, рекомендації мають занадто загальний характер.

Тому, завданням проведених досліджень було встановити, як залежить надійність роботи турбокомпресора від експлуатаційних режимів роботи дизельного двигуна та його технічного стану. Експериментальні дослідження проводились узимку 2010-2011 року на дизельному двигуні з турбокомпресором ЯМЗ-238, який використовується в багатьох установках нафтогазового технологічного транспорту.

Будова системи мащення цього двигуна зображена на рис. 1. Моторна олива з піддону дизельного двигуна через сітчастий оливоприймач засмоктується шестеренчастим двохсекційним насосом і через повнопотоковий сітчастий фільтр грубого очищення оливи поступає до головного оливного каналу. В корпусі фільтра встановлений перепускний клапан. Коли різниця тиску до і після фільтра досягає 0,18-0,23 МПа, то клапан відкривається. Після чого частина неочищеної оливи подається безпосередньо в оливну магістраль.

Таке підвищення тиску може відбутися при засміченому фільтрі і при великій в'язкості оливи, наприклад, при пуску дизельного двигуна в холодну пору року. З оливного каналу по отворах в блоці циліндрів олива подається до пар тертя двигуна. Під тиском змащуються: корінні і шатунні підшипники колінчастого вала, підшипник у верхній головці шатуна, підшипники кулачкового вала механізму газорозподілу, підшипник проміжної шестерні привода оливного насоса, вісь коромисла, паливний насос високого тиску, регулятор, поршневий компресор. З головного каналу частина оливи (близько 10%) подається до відцентрового фільтра очищення оливи. З відцентрового фільтра очищення далі олива зливається в піддон.

У корпус підшипників турбокомпресора олива поступає з головного оливного каналу крізь спеціальний фільтр з паперовим фільтруючим елементом. Тонкість фільтрації оливи сягає приблизно 30 мкм. З турбокомпресора олива зливається в піддон двигуна.

Радіаторна секція оливного насоса подає оливу тільки в радіатор охолодження. З радіатора охолоджена олива також зливається в піддон. Особливістю систем мащення дизельних двигунів з турбонагнітачами є, здебільшого, наявність фільтра перед турбокомпресором.

Турбокомпресор є найвіддаленішою від оливного насоса точкою мащення. Ця обставина вимагає дотримання певних умов запуску і прогрівання дизельного двигуна з турбокомпресором, особливо при негативних температурах навколишнього середовища. Основними показниками системи мащення, які впливають на ресурс турбокомпресора, є величина тиску моторної оливи перед турбокомпресором та витрата моторної оливи через підшипники турбокомпресора.

Тиск P моторної оливи перед турбокомпресором можна визначити за формулою

$$P = P_n(1 - \Psi) \frac{\rho_o \mu_o}{2} \alpha_g R^2, \quad (1)$$

де: P_n – тиск оливного насоса,
 Ψ – коефіцієнт гідравлічних втрат,
 ρ_o – густина моторної оливи,
 μ_o – в'язкість моторної оливи,
 α_g – коефіцієнт витрати моторної оливи,
 R – радіус оливного каналу перед турбокомпресором.

Витрата V моторної оливи через підшипники турбокомпресора знаходиться за залежністю

$$V = 2\alpha F_c \sqrt{\frac{2P}{\rho_o}}, \quad (2)$$

де: F_c – площа перерізу оливного каналу перед турбокомпресором.

Для визначення часу затримки надходження оливи до підшипників турбокомпресора та часу підняття тиску до рівня, встановленого нормативно-технічною документацією, були проведені дослідження за типових для України зимових температур. Пуски дизельного двигуна проводились за температур мінус 5, мінус 10 та мінус 15°C та різними станами фільтруючих елементів фільтра турбокомпресора. Випробування проводили в однакових умовах на оливі М8Г₂. Визначення тиску в корпусі вузла підшипників і різних точках системи мащення двигунів, проводили цифровим давачем тиску. Давач тиску підключався до електронного мотор-тестера. Температуру оливи вимірювали хромель-капельними термопарами. Витрата моторної оливи через корпус підшипників турбокомпресора визначалась об'ємним методом.

Згідно нормативно-технічної документації, для забезпечення нормальної роботи підшипників турбокомпресора, мінімально необхідне значення тиску в корпусі підшипників повинно складати 0,15 МПа, а при пуску необхідно забезпечити витрату оливи через підшипники в діапазоні 150—200 мл за хвилину на оборотах холостого ходу, що відповідає тиску перед турбокомпресором 0,1-0,15 МПа.

Як свідчать досліді, при пуску дизельного двигуна з новим (чистим) оливним фільтром за температури мінус 5°C олива до місця відбору з головного каналу до фільтра турбокомпресора надходить через 4-5 секунд, за температури мінус

10°C олива до турбокомпресора надходить через 7-8 секунд, за температури мінус 15°C олива до турбокомпресора надходить приблизно через 10-12 секунд.

Затримка надходження оливи до підшипників турбокомпресора для різних станів оливного фільтра дизельного двигуна за температури мінус 10°C за вказаних вище умов складає: при установленні нового елемента — 7-8 секунд; при установленні забрудненого елемента, який відпрацював на дизельному двигуні 200 мотогодин — 23-25 секунд; при установці сильно забрудненого елемента, який відпрацював на дизельному двигуні 400 мотогодин — 60-70 секунд.

Підняття тиску перед турбокомпресором до 0,15 МПа при різних станах оливного фільтра дизельного двигуна при температурі мінус 10°C за вказаних вище умов складає: при установці нового елемента — 14-15 секунд; при установці забрудненого елемента, який відпрацював на дизелі 200 мотогодин — 60-65 секунд; при установці сильно забрудненого елемента, який відпрацював на двигуні 400 мотогодин — близько двох хвилин.

Таким чином, в процесі проведення досліджень були виявлені умови, що дозволяють запускати дизельний двигун при негативній температурі, не погіршуючи працездатності вузла підшипників турбокомпресора. Перед пуском дизельного двигуна, який обслуговувався згідно регламенту та, відповідно, з чистим оливним фільтром турбокомпресора після тривалої (6-8 годин та більше) зупинки або заміни моторної оливи, необхідно запобігти передчасному запуску двигуна. Для цього необхідно встановити скобу рейки паливного насоса високого тиску в положення вимкненої подачі палива. Далі, протягом кількох секунд необхідно провертати стартером колінчастий вал без запуску двигуна. Цей час, в залежності від температури навколишнього середовища, повинен складати:

- при температурі мінус 5°C – 5 секунд,
- при температурі мінус 10°C – 8 секунд,
- при температурі мінус 15°C – 12 секунд.

При цьому необхідно переконатись за показами манометра на контрольно-вимірювальному щитку установки, що після прокрутки колінчастого вала дизельного двигуна в холостому режимі з'явився тиск оливи в системі мащення та в головному оливному каналі турбокомпресора. За появи тиску можна пускати двигун.

Експлуатація турбокомпресорного дизельного двигуна з істотно забрудненим оливним фільтром за низьких температур навколишнього середовища неприпустима. Для появи оливи в каналах турбокомпресора необхідно крутити колінчастий вал дизельного двигуна занадто довго, що призведе до виходу з ладу стартера або суттєвого зменшення його ресурсу. Як варіант, можливе використання додаткового оливного насоса попередньої підкачки оливи з електричним або ручним приводом.

При зупинці дизельного двигуна та, відповідно, вала турбокомпресора в порожнині корпусу підшипників залишається невелика кількість оливи. Цієї кількості оливи достатньо щоб усунути ймовірність пошкодження втулок протягом часу збільшення тиску перед турбокомпресором двигуна, якщо частота обертання колінчастого вала дизеля не перевищує оборотів холостого ходу. За цих умов роботи турбокомпресора не буде змін в поверхнях тертя вузла підшипників. Таким чином, після пуску дизель повинен працювати на режимі холостого ходу за частоти обертання не вище 700-800 об/хв, до появи стабільного тиску оливи перед турбокомпресором в діапазоні 0,1-0,15 МПа:

- за наявності нового фільтруючого елемента — 15 секунд;

- за наявності дуже забрудненого фільтруючого елемента — близько двох хвилин.

Витрата моторної оливи через підшипники турбокомпресора в початковий момент роботи дизельного двигуна після встановлення нового фільтруючого елемента та за температури мінус 10°C за вказаних вище умов складає всього 50 мл за хвилину. У міру збільшення частоти обертання ротора різко зростає пропускна спроможність підшипників і при частотах обертання 20-30 тисяч обертів на хвилину, що відповідає режиму максимального крутного моменту дизельного двигуна; витрата оливи складає вже близько 450 мл за хвилину, що відповідає тиску перед турбокомпресором менше 0,05 МПа.

Така недостатня подача оливи при високій частоті обертання ротора турбокомпресора призводить до втрати стійкості оливного шару у вузлі підшипників, і відповідно, до контакту поверхонь тертя. При огляді деталей вузла підшипників було виявлено пошкодження поверхонь у місці контактування. При тривалому контакті поверхонь спочатку з'являються мікропошкодження, які фіксуються за допомогою мікроскопу.

Далі, особливо за наявності в оливі абразивних частинок, виникають подряпини. Накопичення мікропошкоджень та подряпин призводить до якісних змін в роботі зв'язаних поверхонь вузла підшипників і, зрештою, до відмови вузла підшипників турбокомпресора при провертанні підшипника відносно корпусу. Наведена модель відмови підшипників турбокомпресора підтверджується і даними експлуатації. При розбиранні такого турбокомпресора характерним є сліди бронзи на валу ротора, втрата рухомості кілець турбінного ущільнення і підвищене нагароутворення. При роботі дизельного двигуна з таким дефектом візуалізується синій дим на випуску та підтікання моторної оливи крізь з'єднання після турбінного колеса турбокомпресора.

Дослідження режимів зупинки дизельного двигуна з турбокомпресором.

Температурні умови роботи вузла підшипників турбокомпресора визначаються, в основному, частотою обертання ротора турбокомпресора, витратою і температурою моторної

оливи і залежать від температури газів перед турбіною. Висока температура відпрацьованих газів, яка властива турбокомпресорам, обумовлює наявність двох інтенсивних потоків тепла у вузлі підшипників турбокомпресора. Один з них розповсюджується по корпусних деталях, а інший — через колесо турбіни по валу ротора. Таким чином, подача масла до підшипників турбокомпресора повинна забезпечувати створення надійного оливного шару в зазорах підшипників, а також і відведення тепла, що надходить вказаними тепловими потоками.

Дослідження, проведені на дизельному двигуні ЯМЗ-238, дозволили оцінити характер зміни температури моторної оливи і окремих точок корпусу підшипників залежно від частоти обертання ротора турбокомпресора, температури газів і витрати моторної оливи.

З результатів досліджень випливає, що зміна частоти обертання ротора турбокомпресора від 30 до 60 тис. об/хв за постійної температури газів на вході в турбіну (на рівні 650°C) істотно позначається на зміні температури корпусу підшипників турбокомпресора. Збільшення температури пов'язано із збільшенням інтенсивності тертя при підвищенні частоти обертання ротора. Певне зниження температури корпусу турбіни на цих режимах пояснюється зменшенням тепловіддачі від газів при зменшенні частоти обертання ротора через зменшення густини і швидкості газів в газозбірнику турбіни.

Зміна температури газів від 300 до 700°C при постійній частоті обертання ротора на рівні 60 тис. об./хв. підвищує температуру в області кілець ущільнювачів на 50°C. Це призводить до підвищення температури моторної оливи на зливі з вузла підшипників на 20°C, причому найбільше значення температури моторної оливи підвищується до 120°C.

Істотний вплив на працездатність вузла підшипників можуть також роботи різкі зупинки дизеля. Дослідження впливу таких зупинок на тепловий стан деталей вузла підшипників полягає у визначенні температур цих деталей після вимкнення подачі палива.

Розподіл температур у момент зупинки дизельного двигуна, що працював під навантаженням при повній подачі палива та після роботи на оборотах холостого ходу наведений в табл. 1.

Через 3-4 хвилини після зупинки дизельного двигуна на режимі повної подачі палива температура вала і корпусу підшипників з боку турбіни сягає близько 320°C, а над кільцями ущільнювачів — 400°C. Біля підшипників з боку компресора температура підвищується меншою мірою і до 10-й хвилині сягає 200°C.

При такому температурному стані вузла підшипників турбокомпресора відбувається закоксування кілець ущільнювачів, втрата рухливості і, як наслідок, протікання моторної оливи через турбіну. Наявність кольорів "побежалості" на деталях ротора турбокомпресора свідчить про їх перегрівання і зменшення надійності роботи.

Таблиця 1 – Розподіл температур при зупинці дизельного двигуна, що працював під навантаженням та після роботи на оборотах холостого ходу

Час, хв.	Температура після зупинки дизельного двигуна, °С	
	на режимі номінальних обертів колінчастого вала	на режимі обертів холостого ходу
0	124	115
1	238	157
2	285	170
3	317	175
4	325	178
5	332	180
6	337	179
7	326	175
8	316	172
9	306	169
10	297	167

При зупинці дизельного двигуна після п'ятихвилинної роботи його на оборотах холостого ходу рівень температур деталей турбокомпресора менше майже в два рази, оскільки за цей час температура корпусу і колеса турбіни, від яких підводиться тепло в корпус підшипників і вал ротора, значно зменшуються.

Так, на п'ятій хвилині після роботи дизеля на оборотах холостого ходу температура моторної оливи на підшипниках з боку турбіни складає 114-117°С, а температура корпусу над ущільнюючими кільцями — 173-175°С. При зупинці дизеля з такого режиму температура вала турбокомпресора з боку турбіни підвищується лише до 190°С, а над кільцями ущільнювачів — до 210°С.

На номінальному режимі роботи дизельного двигуна температура гумових кілець ущільнювачів з боку компресора досягає 140°С. Для виготовлення кілець ущільнювачів використовується гума на основі каучуку. Пружні властивості цієї гуми зберігаються в інтервалі температур від -30°С до +130°С. При тривалій роботі при температурі 130°С кільця, виготовлені з такої гуми, втрачають пружність, грубіють, тріскаються і деформуються, а отже, втрачають свої ущільнюючі властивості. В цих місцях починається підтікання моторної оливи, особливо при роботі дизеля на режимах холостого ходу із забрудненим повітряним фільтром.

Найбільш швидко втрата пружних властивостей кілець спостерігається при роботі дизеля на режимах з різко вираженою температурною циклічністю. Це має місце при роботі дизельного двигуна, наприклад, при спуско-піднімальних операціях бурових установок та агрегатів для ремонту свердловин.

При зупинці дизеля, що працював під навантаженням при повній подачі палива, відбувається спочатку пониження температури гумового кільця ущільнювача, а потім знов під-

вищення його температуру. Наведені дані свідчать про те, що для надійної роботи вузла підшипників турбокомпресора дизель з турбонаддувом необхідно зупиняти лише після 3-5 хвилин роботи на оборотах холостого ходу.

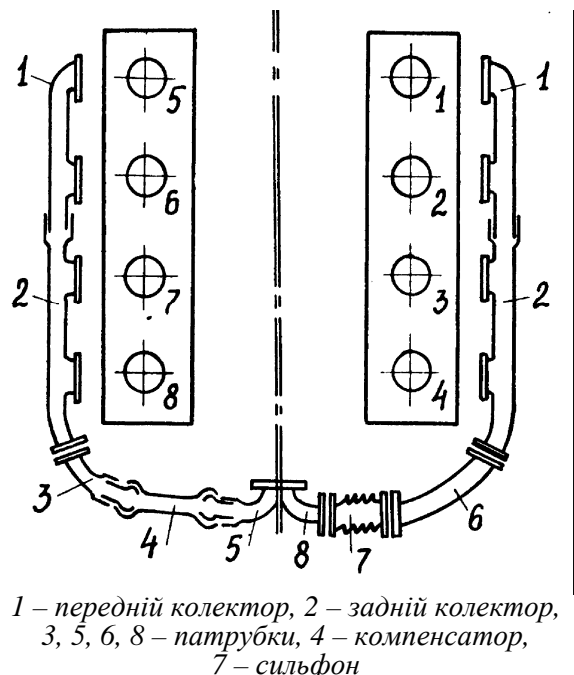
Дослідження роботи дизельного двигуна з турбокомпресором при розгерметизації системи наддуву.

При експлуатації дизеля з наддувом деякі дефекти, що мають місце і для дизельного двигуна без наддуву, викликають якісно інші наслідки, що призводить до відмови. Наприклад, послаблення кріплення випускного колектора, майже нешкідливе для дизеля без наддуву, призводить до миттєвого падіння тиску наддуву. Це, у свою чергу, викликає погіршення тягових властивостей дизельного двигуна з турбокомпресором.

Зменшується вагове наповнення циліндрів повітрям, підвищується температура газів в циліндрі, випускному трубопроводі, що викликає підвищення термічної напруженості деталей циліндропоршневої групи та турбокомпресора, які викликають його відмови. Через підвищення тиску і температури газів дефекти в системі впуску і випуску для дизеля з наддувом можуть бути частіше, ніж для безнаддувного дизельного двигуна. В експлуатації досить часто спостерігаються випадки ослаблення кріплення впускної і випускної систем двигуна на ділянці від головки циліндра до турбокомпресора.

Мають місце прогар азбостальних прокладок, втрата пружності гумових прокладок, що призводить до розгерметизації системи наддуву і відмов турбокомпресора.

Особливості конструкції випускної системи дизельного двигуна ЯМЗ-238 з турбокомпресором зображені на рис. 2.



1 – передній колектор, 2 – задній колектор, 3, 5, 6, 8 – патрубки, 4 – компенсатор, 7 – сиффон

Рисунок 2 – Будова випускної системи дизельного двигуна ЯМЗ-238 з турбокомпресором

Випуск газів з чотирьох циліндрів одного блоку здійснюється в один випускний колектор. Випускний колектор складається з двох частин. Передній колектор 1 відлитий з сірого чавуну СЧ 15-32 і не піддається термообробці. Задній колектор 2, виготовлений із спеціального чавуну такого ж хімічного складу, з якого відливається корпус турбіни. При збиранні дизеля передній колектор вкладається в розточку заднього колектора із зазором.

Далі випускні гази через патрубок 3, компенсатор 4 і патрубок 5 поступають в корпус турбіни. З'єднання чавунних патрубків 3 і 5 з компенсатором 4 втулкового типу. Передній і задній колектори кріпляться до головки циліндрів болтами. Болти (по два на кожний фланець) зварного типу. Гайка із сталі 40Х накрутається на один кінець шпильки і по торцю приварюється зваркою. Для ущільнення газового стику між фланцем колектора і головкою циліндра встановлюється прокладка з азбостального полотна з металевою окантовкою або прокладка з листової сталі, яка кріпиться болтовим з'єднанням.

Це болтове з'єднання працює в дуже жорстких умовах. На нього діє істотна вібрація і температура відпрацьованих газів, яка сягає 700°C. При цьому максимальна температура випускного колектора сягає 450°C, втулки під болт — 360°C, а болта — 350°C. Різниця температур по товщині фланця колектора складає 65°C, а температура болтів кріплення одного фланця до головки циліндрів відрізняється майже на 100°C.

При такому великому градієнті температур відбувається викривлення фланців. Непаралельність фланців випускного колектора, навіть при невеликому моторесурсі 500—1000 мото-годин, може сягати 0,2-0,3 мм. При нагріванні колектора відбувається і його видовження, що перевищує 1 мм.

При затягуванні болтового з'єднання створюється тертя між дотичними поверхнями деталей, причому завдяки тертю, усувається відносно поперечне переміщення деталей в площині, яка перпендикулярна осі болта. Отже, якщо до з'єднання буде прикладене в поперечному напрямі динамічне навантаження, то між контактуючими поверхнями виникне невелике бічне ковзання. Наявність податливого елемента в болтовому з'єднанні, яким є прокладка, зменшує зусилля стиснення деталей, а, значить, і тертя між витками різьби при усадці прокладки.

Тертя під головкою болта зменшується в результаті бічного ковзання колектора. Тому, при усадці азбостальної прокладки відбувається ослаблення затягування болта, а під дією вібрації і повне його вивертання. Збільшення первинного затягування болта не усуває ослаблення кріплення випускного колектора, а лише відтягує час відмови. При циклічній деформації колектора відбувається згин стрижня болта, що зменшує тертя під головкою болта і послаблює болтове з'єднання. При цьому можливий обрив болта.

При нагріванні деталей випускної системи відбувається їх теплове розширення. У випадку установа турбокомпресора позаду двигуна над маховиком, переміщення фланця патрубка, що підводить гази до турбіни, може досягати 3-4 мм. Такі великі деформації викликають поломки кронштейна турбокомпресора, обрив кріпильних з'єднань, розворот корпуса турбіни тощо. З цієї причини відносно довгі випускні системи виконуються розрізними. Наприклад, на дизельних двигунах В2 та ЯМЗ між заднім колектором і корпусом турбіни встановлюється сполучна втулка-компенсатор, що дозволяє компенсувати неспіввісність деталей і теплові деформації. Але при цьому виникає інша проблема — герметичності рухомого втулкового з'єднання та необхідності усунення витoku газу.

Витоки газу крізь втулкові з'єднання при роботі дизеля на оборотах холостого ходу при невеликому навантаженні не призводить до відчутних погіршень техніко-економічних показників дизельного двигуна з турбокомпресором, оскільки такі режими роботи характеризуються достатньо високим значенням коефіцієнта надлишку повітря $\alpha > 2$.

При роботі дизельного двигуна по зовнішній швидкісній характеристиці (при повній подачі палива) значення коефіцієнта надлишку повітря $\alpha = 1,4-1,9$, а температура випускних газів перед турбіною досягає 700°C. На цих режимах роботи витік газу крізь втулкові з'єднання неприпустимий, оскільки це знижує тиск наддуву і призводить до погіршення техніко-економічних показників дизельного двигуна з турбокомпресором. Зменшення зазору у втулковому з'єднанні усуває витік газу, проте за високої температури газів (понад 600-700°C) відбувається заклинювання з'єднання, втрачається його рухливість.

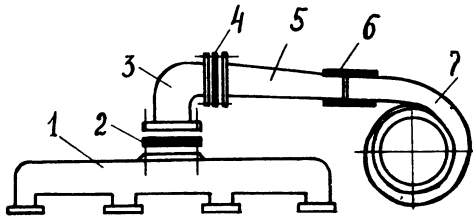
Втулке з'єднання, зібране із зазором 0,05 мм, нероботоздатне, оскільки відбувається його заклинювання, що утрудняє, а іноді і робить неможливим його розбирання. Необхідно виконувати втулке з'єднання із зазором не меншим 0,1 мм. Додаткова установка бандажа на шарнірне з'єднання компенсатора у вигляді зовнішнього кільця, зварюваного встик, підвищує надійність шарнірного з'єднання.

Розгерметизація системи впуску обумовлена послабленням болтових з'єднань, втратою пружних властивостей гумових прокладок, недостатньою міцністю сполучного шланга. Унаслідок більш низьких (в порівнянні з деталями випускної системи) температур деталей системи впуску, послаблення болтового з'єднання тут досить рідкісне явище, яке повністю можна віднести до розряду виробничої відмови. Розгерметизація системи впускання викликана, в основному, втратою пружних властивостей гумових прокладок, розтріскуванням, затвердінням і ослабленням і розшаруванням з'єднувального трубопроводу.

При роботі дизеля максимальна температура внутрішньої поверхні шланга на 20°C нижча температури наддувного повітря і досягає 100-110°C на номінальному режимі. По товщи-

ні шланга температура неоднакова, зовнішня поверхня на 20°C менше, ніж внутрішня. В результаті низької термостійкості гумових шарів, високої температури повітря, що перевищує допустиму для даного матеріалу, відбувається розтріскування і розшарування шланга. Такий дефект відбувається вже після 500-600 мотогодин роботи.

Конструктивне рішення більшості технічних проблем завжди є компромісним між ефективністю, вартістю і трудомісткістю виготовлення. Виключити витік газу у випускній системі пропонується іншим шляхом, як це показано на рис. 3.



1 – впускний колектор, 2 – еластична прокладка, 3, 5 – патрубки, 4 – жорстка прокладка, 6 – трубопровід, 7 – корпус турбокомпресора

Рисунок 3 – Будова модернізованої випускної системи дизельного двигуна ЯМЗ-238 з турбокомпресором

Турбокомпресор на дизельному двигуні встановлений так, що вісь ротора перпендикулярна до осі колінчастого валу або турбокомпресор встановлений упоперек дизеля. Колектор впуску 1 є загальним для 4 циліндрів одного блоку. Відливається він з алюмінієвого сплаву АЛ-4. Колектори кріпляться до болта гайками М10Х 1,25 по дві на кожний фланець. Під кожний фланець встановлюється паронитова прокладка 4 завтовшки 1,2 мм. Всередину колектора впуску кожного блоку подається повітря від турбокомпресора 7 через сполучний патрубок 5. Цей патрубок також алюмінієвий.

Стик між фланцями колекторів і патрубка ущільнює гумова прокладка 2 завтовшки $6\pm 0,3$ мм. Прокладка виготовляється з гуми на основі каучуку. До сполучного патрубка 3 через гумову прокладку 4 під'єднується патрубок 5. Патрубок 5 з'єднується з корпусом компресора 7 трубопроводом 6. Товщина стінки трубопроводу – 5 мм. Шланг у розрізі має два тканинні прошарки, розділені гумою. Шланг кріпиться двома стрічковими стягнутими хомутами. За технічних умов шланг буде зберігати працездатність в інтервалі температур від мінус 55 до плюс 70°C протягом 10000 мотогодин.

Функції компенсатора у випускній системі буде виконувати сильфон 7, виконаний з гофрованої неіржавіючої сталі. До корпусу турбіни і патрубка 6 сильфон кріпиться трьома болтами. Ресурс сильфона визначається, в основному, якістю зварного з'єднання екрану. При неякісного зварювання під дією вібрацій зварний шов може розтріскуватися, а при великих неспіввідношеннях деталей екран може торкатися

гофри. У результаті утворюється прогар сильфона і розгерметизація системи випуску. Сильфон виконаний із сталі завтовшки 0,2 мм, тому неприпустимі удари і інші механічні дії, оскільки це призводить до його пошкодження. Для зменшення гідравлічного опору і захисту зовнішньої гофрованої поверхні від прогорання всередину сильфона необхідно встановити екран з гладкої труби.

Таким чином, проведені експериментальні і теоретичні дослідження та надані рекомендації дозволять суттєво збільшити ресурс та надійність роботи дизельних двигунів з турбонаддувом повітря бурових установок та установок нафтогазового технологічного транспорту.

Література

- 1 Римеров Д.С. Двигатели буровых установок / Д.С.Римеров, М.Б. Астафьев. – М.: Недра, 1986.
- 2 Дизель В2. Описание и руководство по эксплуатации. – М.: Энергомашэкспорт, 1985. – 251 с.
- 3 Колчин А.И. Расчет автомобильных и тракторных двигателей: учеб. пособие для вузов / А.И.Колчин, В.П. Демидов. – М.: Высш. школа, 1980. – 400 с.
- 4 Губертус Гюнтер Диагностика дизельных двигателей с турбонаддувом. / Гюнтер Губертус. – М.: ЗАО „КЖИ „За рулем”, 2004. – 176 с.
- 5 Греков Л.В.Топливная аппаратура дизелей с турбонаддувом и электронным управлением / Л.В. Греков. – М.: Легион-Автодата, 2003. – 176 с.
- 6 Ильский А.Л. Расчет и конструирование бурового оборудования: учеб. пособие для вузов. / А.Л. Ильский, Ю.В.Миронов, А.Г. Чернобильский. – М.: Недра, 1985. – 452 с.
- 7 Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. / Р.А. Баграмов. – М.: Недра, 1988. – 501 с.
- 8 Вырубов Д.Н. Двигатели внутреннего сгорания: Теория поршневых и комбинированных двигателей: учебник для вузов / Д.Н. Вырубов, Н.А. Иващенко, В.И. Ивин и др.; под ред. А.С. Орлина, М.Г. Круглова. – М.: Машиностроение, 1983. – 372 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.12.11
Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.

ОСОБЛИВОСТІ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ ПОЛІЕТИЛЕНОВИХ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ ІЗ УРАХУВАННЯМ ЇХ ЕНЕРГОВИТРАТНОСТІ

А.І. Ксенич, М.Д. Середюк, І.І. Височанський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: tzn g @ p u n g . e d u . u a

Запропоновано метод коригування проектних параметрів поліетиленових газопроводів низького та середнього тиску з урахуванням їх фактичної енерговитратності за результатами експериментів. В основу методу покладено можливість укладання послідовно труб різного діаметра – частину ділянки із труб з проектним внутрішнім діаметром, решту – із труб з найближчим меншим стандартним діаметром за умови забезпечення необхідної пропускної здатності системи. Шляхом комп'ютерного моделювання досліджено можливі зміни проектних параметрів поліетиленових газопроводів для всього сортаменту труб за різного завантаження газових мереж. Результати оформлено у вигляді графічних та аналітичних залежностей частки довжини поліетиленової труби із найближчим меншим стандартним внутрішнім діаметром від гідравлічного нахилу для різних стандартних діаметрів труб. Очікуваний економічний ефект від використання запропонованого методу в середньому становить: для газових мереж низького тиску – 280 грн., для одноступеневих систем газопостачання середнього тиску – 520 грн на кожні 100 м газових мереж.

Ключові слова: газові мережі населених пунктів, низький тиск, середній тиск, поліетиленові труби, гідравлічний розрахунок.

Предложен метод коррекции проектных параметров полиэтиленовых газопроводов низкого и среднего давления с учетом фактических затрат энергии по результатам экспериментов. Метод позволяет осуществлять последовательную укладку труб разного диаметра - части участка из труб с проектным внутренним диаметром, остальной части - из труб с ближайшим меньшим стандартным диаметром при условии обеспечения необходимой пропускной способности системы. С помощью математического моделирования исследованы возможные изменения проектных параметров полиэтиленовых газопроводов для всего сортамента труб при различной загрузке газовых сетей. Результаты оформлены в виде графических и аналитических зависимостей части длины полиэтиленовой трубы с ближайшим меньшим стандартным диаметром от гидравлического уклона для различных стандартных диаметров труб. Ожидаемый экономический эффект от использования предложенного метода в среднем составляет: для газовых сетей низкого давления – 280 грн., для одноступенчатых систем газоснабжения среднего давления – 520 грн на каждые 100 м газовых сетей.

Ключевые слова: газовые сети населенных пунктов, низкое давление, среднее давление, полиэтиленовые трубы, гидравлический расчет.

It is presented the method of the project parameters adjusting of polyethylene low and medium pressure gas pipelines taking into account their actual energy consumption on the basis of the experiments results. The method is based on the possibility of successive laying of different diameters pipes, namely, pipes with the project inner diameter and pipes with the nearest smaller standard diameter on condition of the full throughput preserving of the system. The possible changes in the project parameters of the polyethylene gas pipelines for the whole range of pipes under the different gas networks loading are investigated by means of computer modeling. The results are presented in graphical and analytical dependences of the quotient of the polyethylene pipe length with the nearest smaller standard inner diameter on the hydraulic tilt for the different standard pipes diameters. The expected economic effect of the presented method is on average for the low pressure gas networks 280 грн., for the single-level medium pressure gas supply systems – 520 грн. per 100m of gas networks.

Keywords: gas networks of settlements, low pressure, medium pressure, polyethylene pipelines, hydraulic calculation.

Технологічне проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів вимагають надійного прогнозування пропускної здатності та енерговитратності газових мереж високого, середнього та низького тиску. Враховуючи сучасні тенденції до ускладнення структури газових мереж, широкого використання поліетиленових газопроводів та погіршення умов прокладання газопроводів, забезпечення достовірних результатів гідравлічних розрахунків є актуальним питанням.

Методики гідравлічного розрахунку газових мереж, які рекомендовані чинними нормативними документами [1], базуються на низ-

ці припущень, основними з яких є: фізичні властивості газу беруться за нормальних умов, витрата газу зводиться до нормальних умов, температура газу приймається рівною 0°C, коефіцієнт гідравлічного опору при турбулентному режимі незалежно від зони тертя і матеріалу труб обчислюється за формулою Альтшуля, не враховуються втрати енергії на подолання різниці геодезичних позначок точок траси. Зазначені припущення погіршують точність прогнозування пропускної здатності та енерговитратності газових мереж, що здорожує проекти газифікації населених пунктів, ускладнює експлуатацію системи газопостачання, а в деяких

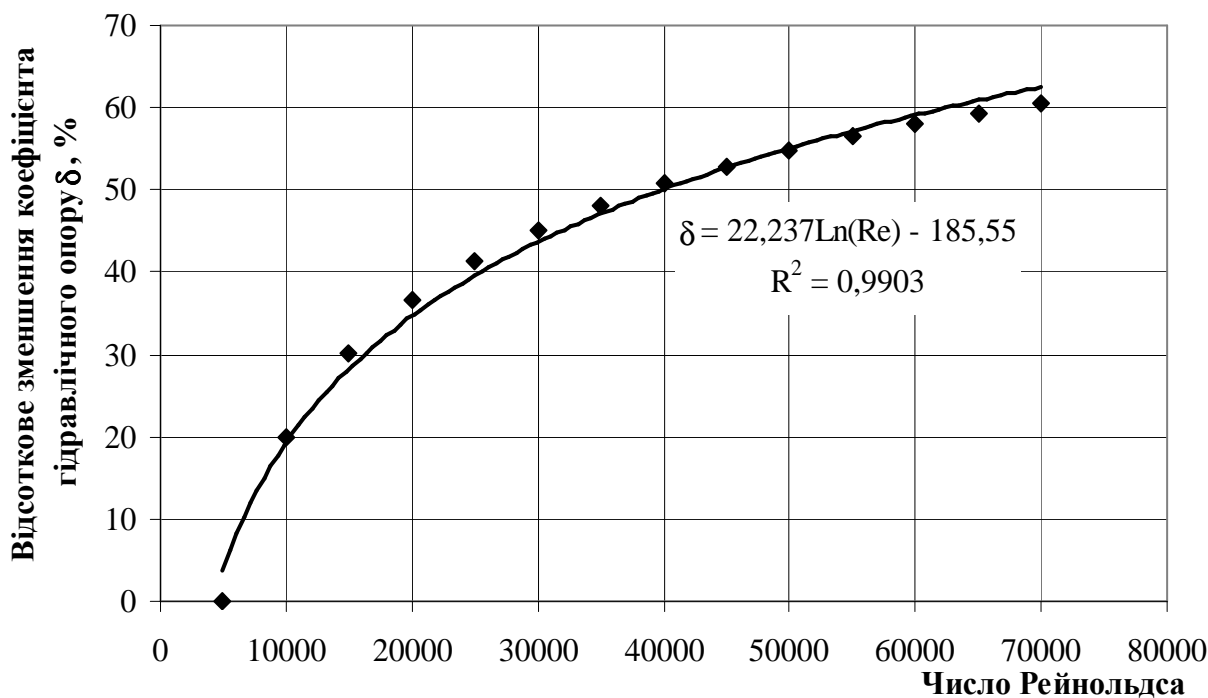


Рисунок 1 – Залежність відносного зменшення коефіцієнта гідравлічного опору поліетиленового газопроводу низького тиску від числа Рейнольдса для турбулентного режиму в зоні гідравлічно гладких труб

випадках може призвести до виникнення аварійних ситуацій.

У роботах [2, 3] нами доведена необхідність урахування впливу профілю траси на пропускну здатність і загальну енерговитратність газових мереж низького тиску довільної структури та запропоновано математичні моделі для урахування зазначеного чинника. Одержані результати стосуються як сталевих, так і поліетиленових газових мереж. У роботі [4] за результатами експериментальних досліджень нами запропоновані математичні моделі для коефіцієнта гідравлічного опору поліетиленових газових мереж низького і середнього тиску для різних режимів руху у повному діапазоні зміни витрат газу. Для практичного використання одержані математичні моделі доцільно закласти в уточнені методики гідравлічного розрахунку газових мереж. Це дасть можливість підвищити якість виконання проектних та експлуатаційних розрахунків систем газопостачання населених пунктів.

При проектуванні системи газопостачання населеного пункту, а також при реконструкції та ремонті виникає необхідність визначати необхідні діаметри ділянок газових мереж. Від правильного вибору діаметрів газопроводів залежить ефективність та економічність системи розподілу газу, а також витрати на її реалізацію.

Виконані нами теоретичні та експериментальні дослідження засвідчили, що методами розрахунку, розробленими для сталевих газових мереж, неможливо адекватно спрогнозувати пропускну здатність та гідравлічну енерговитратність поліетиленових газових мереж. У

результаті виявлення особливостей газодинамічних процесів в поліетиленових газопроводах нами одержані формули для коефіцієнта гідравлічного опору при різних режимах руху газу. Використання зазначених залежностей дає змогу науково обґрунтувати вибір необхідних діаметрів поліетиленових газопроводів.

Порівняємо між собою значення коефіцієнта гідравлічного опору поліетиленових газових мереж низького тиску, знайдені за методикою, яка рекомендована чинним нормативним документом [1], та обчислені за одержаною нами формулою [4]). Порівняння проведемо для діапазону зміни чисел Рейнольдса в газових мережах населеного пункту від 5000 до 70000. Відносне зменшення коефіцієнта гідравлічного опору поліетиленового газопроводу низького тиску δ_λ у відсотках залежно від числа Рейнольдса можна подати у вигляді графіка (рис. 1). Математична обробка за допомогою Microsoft Excel показала, що дана графічна залежність з достовірністю 99 % може бути описана такою логарифмічною функцією

$$\delta_\lambda = 185,55 - 22,237 \cdot \ln Re . \quad (1)$$

Формула (1) дає змогу прогнозувати відносне зменшення коефіцієнта гідравлічного опору поліетиленового газопроводу низького тиску (порівняно зі значенням за нормативною методикою) за умови сталого числа Рейнольдса для турбулентного режиму в зоні гідравлічно гладких труб.

Однак на практиці зазначений критерій завантаження ділянки газової мережі практично не використовується. Ступінь завантаження ділянки газової мережі низького тиску характе-

ризується енергетичним параметром - гідравлічним нахилом.

$$I = \frac{\Delta P}{l}, \quad (2)$$

де: ΔP – втрати тиску від тертя на ділянці газової мережі;

l – геометрична довжина ділянки.

Визначимо, на скільки можуть бути змінені проектні параметри ділянки поліетиленової газової мережі низького тиску, якщо замість нормативної методики застосовувати одержані нами залежності. За умову порівняння варіантів вибираємо рівність значення гідравлічного нахилу.

За нормативною методикою у разі турбулентному режиму руху газу гідравлічний нахил так пов'язаний із необхідним внутрішнім діаметром ділянки газопроводу низького тиску D_1 :

$$I = 69 \left(\frac{k_e}{D_1} + 1922 \frac{v_n D_1}{Q_n} \right)^{0,25} \frac{\rho_n Q_n^2}{D_1^5}, \quad (3)$$

де: k_e – абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні поліетиленових труб, $k_e = 0,01$ см [1];

v_n, ρ_n – кінематична в'язкість і густина газу за нормальних умов;

Q_n – витрата газу за нормальних умов.

У зв'язку із тим, що фактична гідравлічна енерговитратність поліетиленових труб менша за нормативну, той самий гідравлічний нахил буде забезпечений при меншому значенні внутрішнього діаметра ділянки D_k .

За методикою, що пропонується, гідравлічний нахил може бути виражений через внутрішній діаметр D_k

$$I = \beta_T \frac{Q^{2-m} v^m}{D_k^{5-m}}, \quad (4)$$

де: β_T – комплекс величин, значення якого залежить від режиму руху газу;

$$\beta_T = \frac{8A\rho}{4^m \pi^{2-m}}, \quad (5)$$

Q – витрата газу на ділянці за умов газових мереж;

ρ – густина газу на ділянці за умов газових мереж;

A, m – коефіцієнти режиму руху в узагальненій моделі Лейбензона для коефіцієнта гідравлічного опору.

Із одержаної нами формули для коефіцієнта гідравлічного опору [4] маємо

$$A = 4,21; \quad m = 0,552.$$

Спільне розв'язання системи рівнянь (3) і (4) дає змогу для кожного стандартного значення внутрішнього діаметра поліетиленового газопроводу низького тиску D_1 визначити витрату газу та скориговане значення внутрішнього діаметра D_k , які відповідають заданому значенню гідравлічного нахилу.

У газопостачанні населених пунктів України використовується сортамент поліетиленових труб низького тиску, для яких зовнішні діаметри, товщина стінки, а, отже, і внутрішні діаметри відповідають ДБН В.2.5-41:2009. Скориговане значення внутрішнього діаметра труби D_k зазвичай не співпадає зі стандартним. Тому для забезпечення певного значення гідравлічного нахилу можна передбачити укладання послідовно труб різного діаметра – частину із труб з базовим внутрішнім діаметром D_1 , решту – із труб з найближчим меншим стандартним значенням внутрішнього діаметра $D_2 < D_k$.

Із рівняння балансу енергії маємо

$$\frac{l}{D_k^{5-m}} = \frac{l-x}{D_1^{5-m}} + \frac{x}{D_2^{5-m}}, \quad (6)$$

де: l – довжина ділянки поліетиленового газопроводу;

x – довжина труби з найближчим меншим до базового стандартним значенням внутрішнього діаметра.

Уведемо поняття відносної довжини поліетиленової труби із найближчим меншим стандартним внутрішнім діаметром

$$\delta_l = \frac{x}{l}. \quad (7)$$

У результаті спільного розв'язування рівняння (6) і (7) одержуємо формулу для визначення відносної довжини ділянки δ_l

$$\delta_l = \frac{(D_1^{5-m} - D_k^{5-m})}{(D_1^{5-m} - D_2^{5-m})} \cdot \left(\frac{D_2}{D_k} \right)^{5-m}. \quad (8)$$

Описана вище методика розрахунку реалізована в комп'ютерній програмі KORN, яка написана на мові програмування Visual Basic в середовищі Microsoft Excel. За допомогою зазначеної програми виконані дослідження можливих змін проектних параметрів поліетиленових газопроводів низького тиску з урахуванням їх фактичної гідравлічної енерговитратності. Розглянутий набір базових стандартних зовнішніх діаметрів від 50 мм до 160 мм. Дослідження проведені для різного завантаження газових мереж низького тиску у діапазоні гідравлічних нахилів від 0,4 Па/м до 3 Па/м.

На рисунку 2 наведено графічні залежності відносного зменшення внутрішнього діаметра поліетиленового газопроводу низького тиску від гідравлічного нахилу, а також результати їх математичного моделювання.

Результати досліджень оформляємо також у вигляді графічних залежностей частки довжини поліетиленової труби низького тиску із найближчим меншим стандартним внутрішнім діаметром від гідравлічного нахилу для різних базових внутрішніх діаметрів труб (рис. 3). Використовуючи Microsoft Excel, виконуємо математичне моделювання одержаних графічних залежностей. У результаті отримуємо, що з достовірністю апроксимації 99 % графічні залеж-

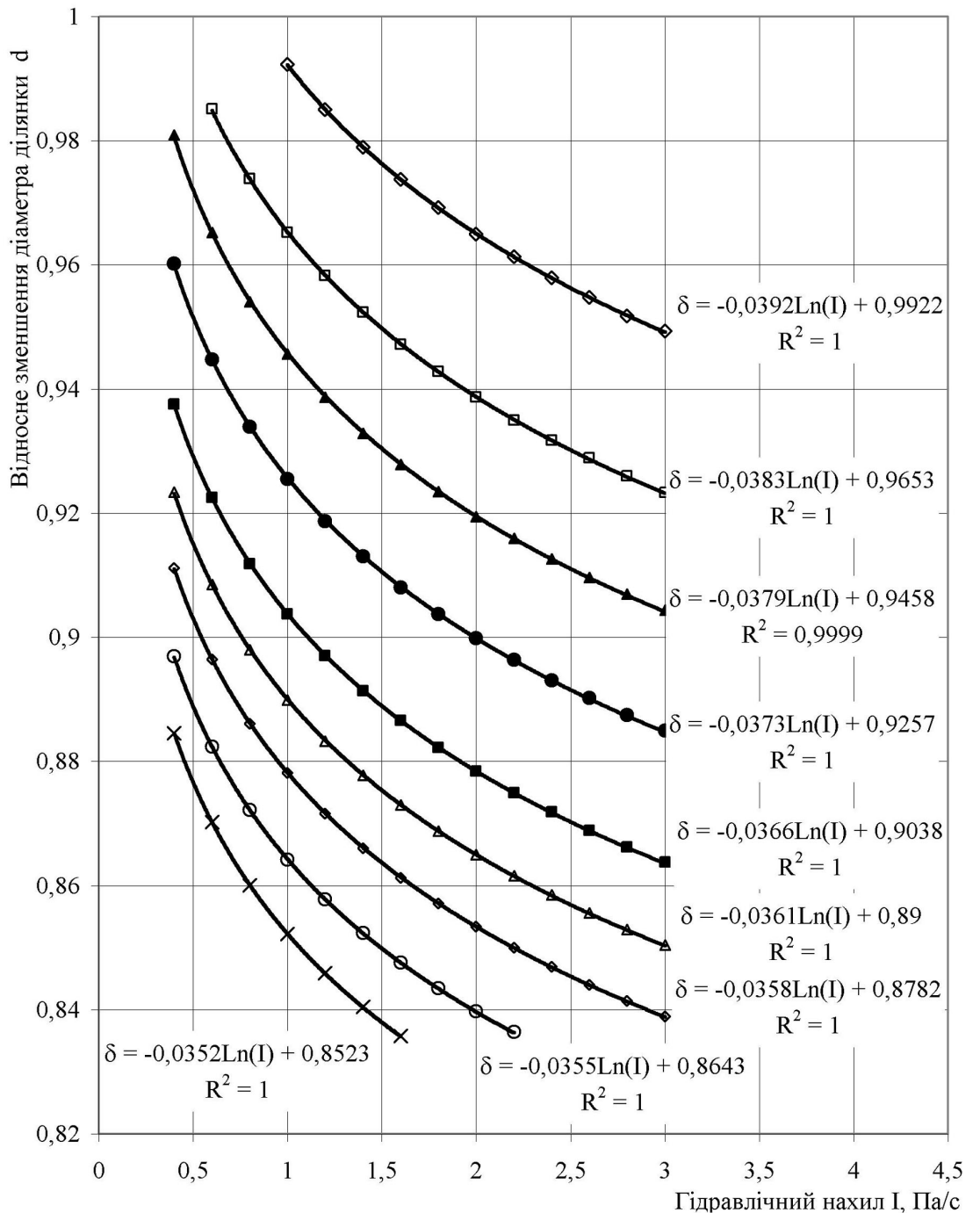


Рисунок 2 – Залежність відносного зменшення необхідного внутрішнього діаметра поліетиленового газопроводу низького тиску від гідравлічного нахилу

ності можна описати такими логарифмічними функціями:

для діаметра 125x7,1 мм за умови $0,4 < I < 1,3$

$$\delta_l = 0,3714 \cdot \text{Ln}(I) + 0,883; \quad (9)$$

для діаметра 110x6,3 мм за умови $0,4 < I < 3$

$$\delta_l = 0,2026 \cdot \text{Ln}(I) + 0,399; \quad (10)$$

для діаметра 90x5,2 мм за умови $0,4 < I < 3$

$$\delta_l = 0,2123 \cdot \text{Ln}(I) + 0,339; \quad (11)$$

для діаметра 75x4,3 мм за умови $0,4 < I < 3$

$$\delta_l = 0,2039 \cdot \text{Ln}(I) + 0,250; \quad (12)$$

для діаметра 63x3,6 мм за умови $0,6 < I < 3$

$$\delta_l = 0,1231 \cdot \text{Ln}(I) + 0,096; \quad (13)$$

для діаметра 50x2,9 мм за умови $1 < I < 3$

$$\delta_l = 0,0714 \cdot \text{Ln}(I) + 0,011. \quad (14)$$

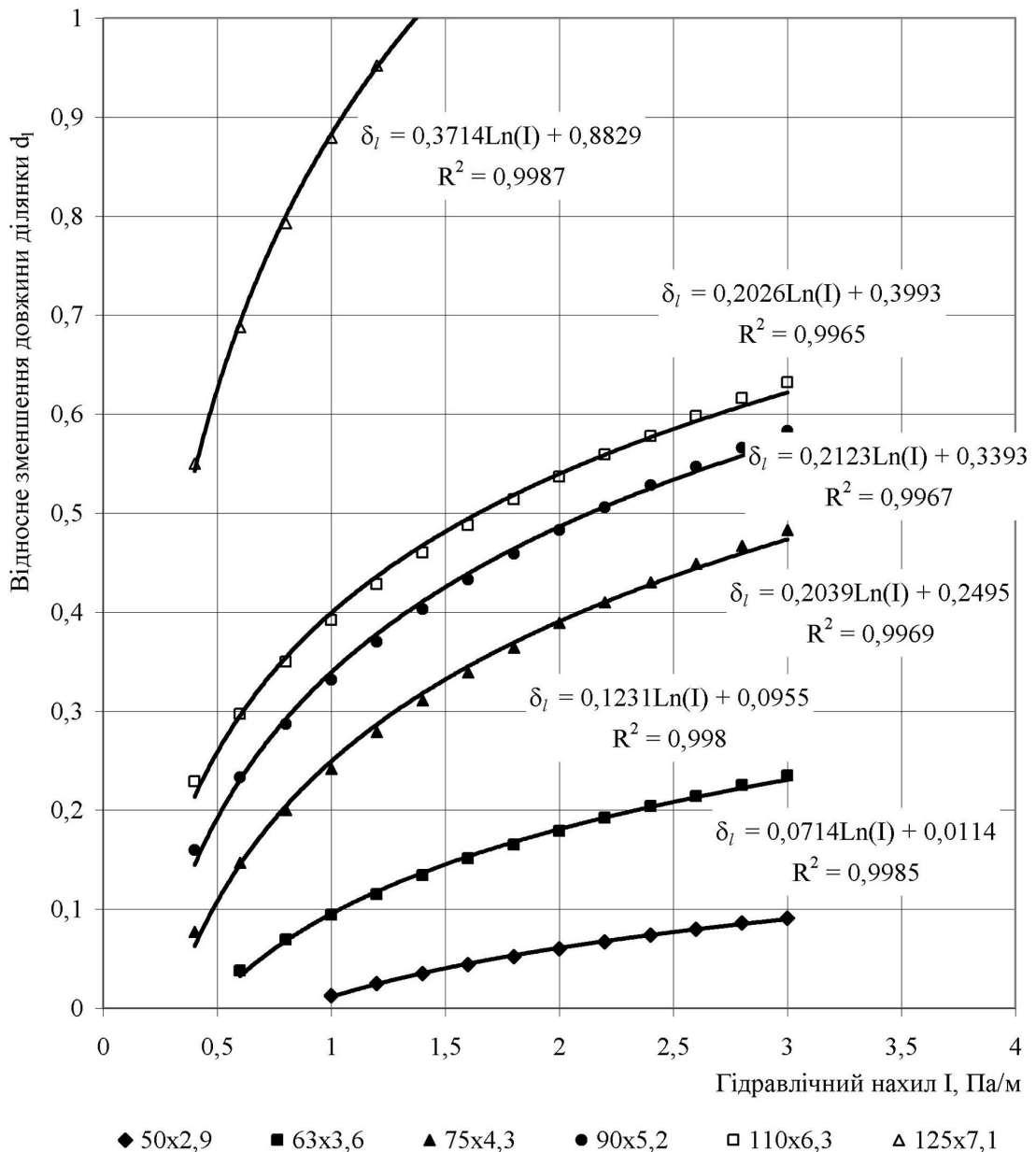


Рисунок 3 – Залежність частки довжини поліетиленової труби низького тиску із найближчим меншим стандартним діаметром від гідравлічного нахилу для різних базових внутрішніх діаметрів труб

Результати досліджень засвідчили, що за певних умов за рахунок зменшення гідравлічного опору можна частково передбачити укладання не найближчого, а наступного меншого стандартного значення внутрішнього діаметра поліетиленового газопроводу низького тиску.

Формули (9)-(14) дають можливість скоригувати у менший бік проектні діаметри ділянок газових мереж систем газопостачання населених пунктів. Зменшення діаметрів призводить до зменшення вартості будівництва газових мереж. Для виконання техніко-економічних розрахунків опишемо у вигляді графіків вартість одного метра поліетиленової труби низького і середнього тиску як функцію внутрішнього діаметра (рисунок 4).

Використовуючи Microsoft Excel, виконуємо математичне моделювання графічної залеж-

ності. У результаті отримуємо, що з достовірністю апроксимації 99% залежність вартості 1 м поліетиленової труби низького і середнього тиску від її внутрішнього діаметра можна описати такою поліноміальною функцією:

$$S = -0,733 + 0,860D + 0,786D^2 + 0,00142D^3, \text{ грн./м.} \quad (15)$$

В останні роки при газифікації сільських населених пунктів почали широко використовувати одноступеневі системи розподілу газу, що складаються із складної системи поліетиленових газопроводів середнього тиску. Для безпосереднього подавання газу низького тиску побутовим споживачам у таких системах використовуються комбіновані будинкові регулятори тиску. Розрахункові витрати газу у таких системах розподілу відносно невеликі, тому

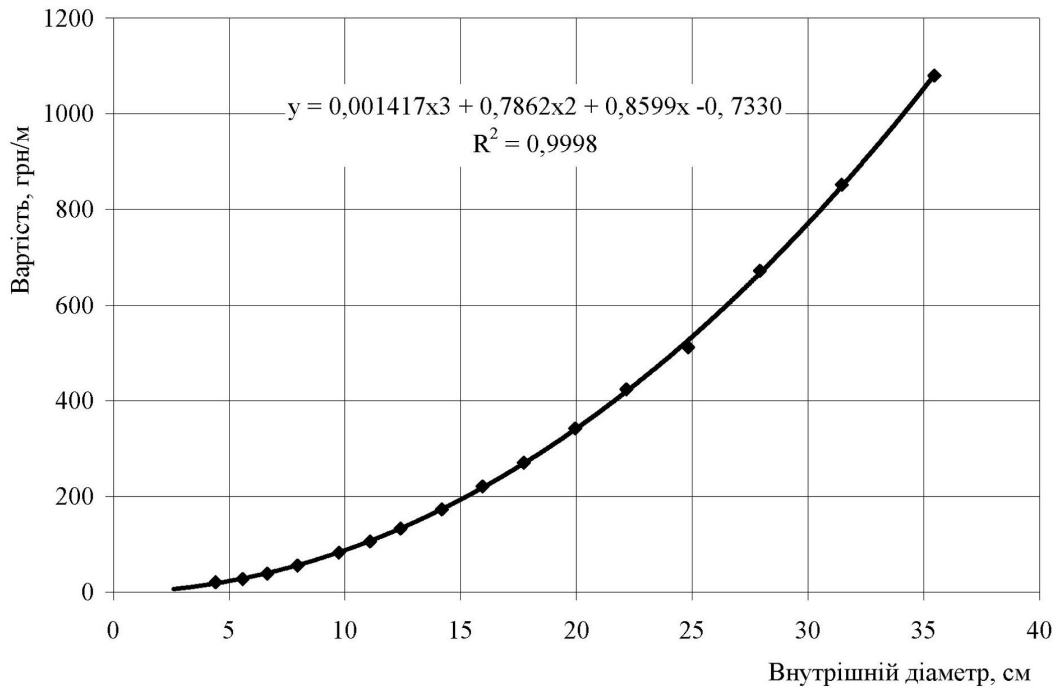


Рисунок 4 – Залежність вартості одного метра поліетиленової труби низького і середнього тиску від внутрішнього діаметра

числа Рейнольдса для ділянок зазвичай не перевищують 60000-70000.

За зазначених умов для оцінювання гідравлічної енерговитратності поліетиленового газопроводу середнього тиску можна застосовувати формулу для коефіцієнта гідравлічного опору, наведену у роботі [4].

На відміну від газових мереж низького тиску, величина завантаження ділянки мережі середнього тиску характеризується енергетичним параметром A

$$A = \frac{P_1^2 - P_2^2}{l}, \quad (16)$$

де P_1, P_2 – абсолютний тиск газу на початку і у кінці ділянки газової мережі відповідно.

Визначимо, на скільки можуть бути змінні проектні параметри ділянки поліетиленової газової мережі середнього тиску, якщо замість нормативної методики розрахунку застосовувати одержані нами залежності для коефіцієнта гідравлічного опору. За критерій порівняння варіантів вибираємо рівність значення параметра A .

За нормативною методикою у разі турбулентного режиму руху газу гідравлічний нахил так пов'язаний із необхідним внутрішнім діаметром ділянки газопроводу середнього низького тиску D_1 [1]

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{l} = 1,54 \cdot 10^{-5} \left(\frac{k_e}{D_1} + 1922 \frac{\nu_n D_1}{Q_n} \right)^{0,25} \frac{\rho_n Q_n^2}{D_1^5}. \quad (17)$$

У зв'язку із тим, що фактична гідравлічна енерговитратність поліетиленових труб менша за нормативну, таке ж значення параметра A буде забезпечене за меншого значення внутрішнього діаметра ділянки D_k .

За методикою розрахунку, що пропонується, параметр A може бути так виражений через внутрішній діаметр поліетиленової труби середнього тиску D_k :

$$Q = 0,03585 D_k^{2,5} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\lambda z \Delta T l}}, \quad (18)$$

де: z – коефіцієнт стисливості газу;
 Δ – відносна густина газу за повітрям;
 T – середня температура газу на ділянці.

Спільне розв'язання системи рівнянь (17) і (18) дає змогу для кожного стандартного значення внутрішнього діаметра поліетиленового газопроводу середнього тиску D_1 визначити витрату газу та скориговане значення внутрішнього діаметра D_k , які відповідають певному значенню параметра A .

Згідно з ДБН В.2.5-41:2009 сортамент поліетиленових труб середнього тиску співпадає із сортаментом труб низького тиску. Скориговане значення внутрішнього діаметра труби D_k зазвичай не співпадає зі стандартним. Тому для забезпечення певного значення параметра A можна передбачити укладання послідовно труб різного діаметра – частину із труб з базовим внутрішнім діаметром D_1 , решту – із труб з найближчим меншим стандартним значенням внутрішнього діаметра $D_2 < D_k$.

Оскільки газові мережі середнього тиску одноступеневих систем розподілу газу в сільських населених пунктах працюють в зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму, то рівняння балансу енергії буде мати вигляд (6). За формулою (7) можна знайти частку довжини поліетиленової труби середнього тиску із най-

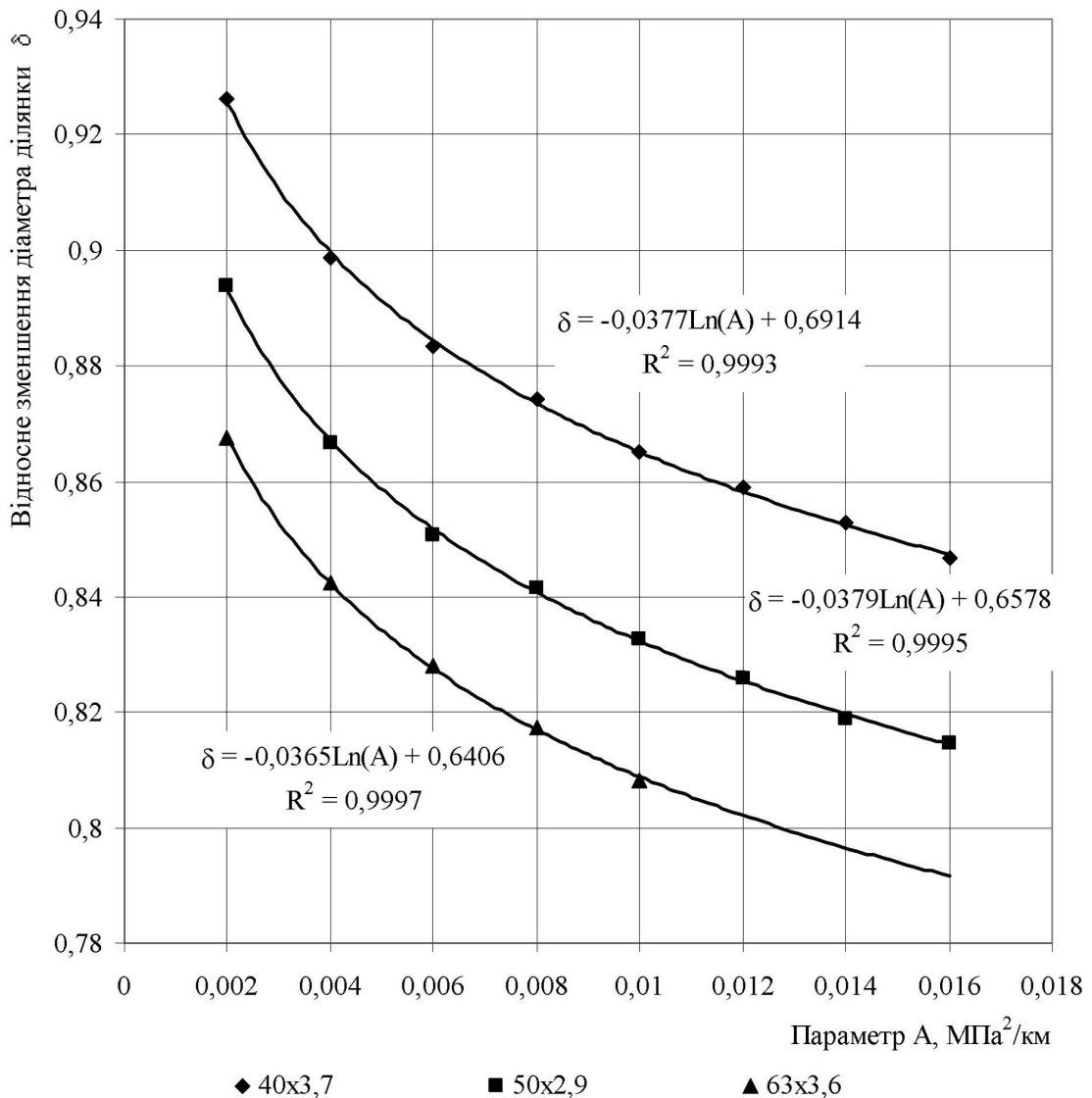


Рисунок 5 – Залежність відносного зменшення необхідного внутрішнього діаметра поліетиленового газопроводу середнього тиску від величини параметра A

ближчим меншим стандартним внутрішнім діаметром δ_i .

Описана вище методика розрахунку реалізована в комп'ютерній програмі KORS, яка написана на мові програмування Visual Basic в середовищі Microsoft Excel. За зазначеною програмою виконані дослідження можливих змін проектних параметрів поліетиленових газопроводів середнього тиску з урахуванням їх фактичної гідравлічної енерговитратності. Розглянутий набір базових стандартних зовнішніх діаметрів від 40 до 63 мм, які найбільше застосовуються в одноступеневих системах газопостачання сіл. Дослідження проведені для різного завантаження газових мереж середнього тиску у діапазоні значень параметра A від $0,2 \cdot 10^{-2}$ (МПа)²/км до $1,6 \cdot 10^{-2}$ (МПа)²/км.

На рисунку 5 наведені графічні залежності відносного зменшення внутрішнього діаметра поліетиленового газопроводу середнього тиску від величини параметра A , а також результати їх математичного моделювання.

Результати досліджень оформляємо також у вигляді графічних залежностей частки довжини поліетиленової труби із найближчим меншим стандартним внутрішнім діаметром від величини параметра A для різних базових внутрішніх діаметрів труб (рис. 6). Використовуючи Microsoft Excel, виконуємо математичне моделювання одержаних графічних залежностей.

У результаті отримуємо, що з достовірністю апроксимації 99 % графічні залежності частки довжини газопроводу із найближчим меншим стандартним діаметром поліетиленової труби середнього тиску від величини параметра A можна описати такими логарифмічними функціями:

для діаметра 63x3,6 мм за умови $0,2 < A < 1,6$

$$\delta_i = 0,235 \cdot \ln A + 1,935; \quad (19)$$

для діаметра 50x2,9 мм за умови $0,2 < A < 1,6$

$$\delta_i = 0,189 \cdot \ln A + 1,398; \quad (20)$$

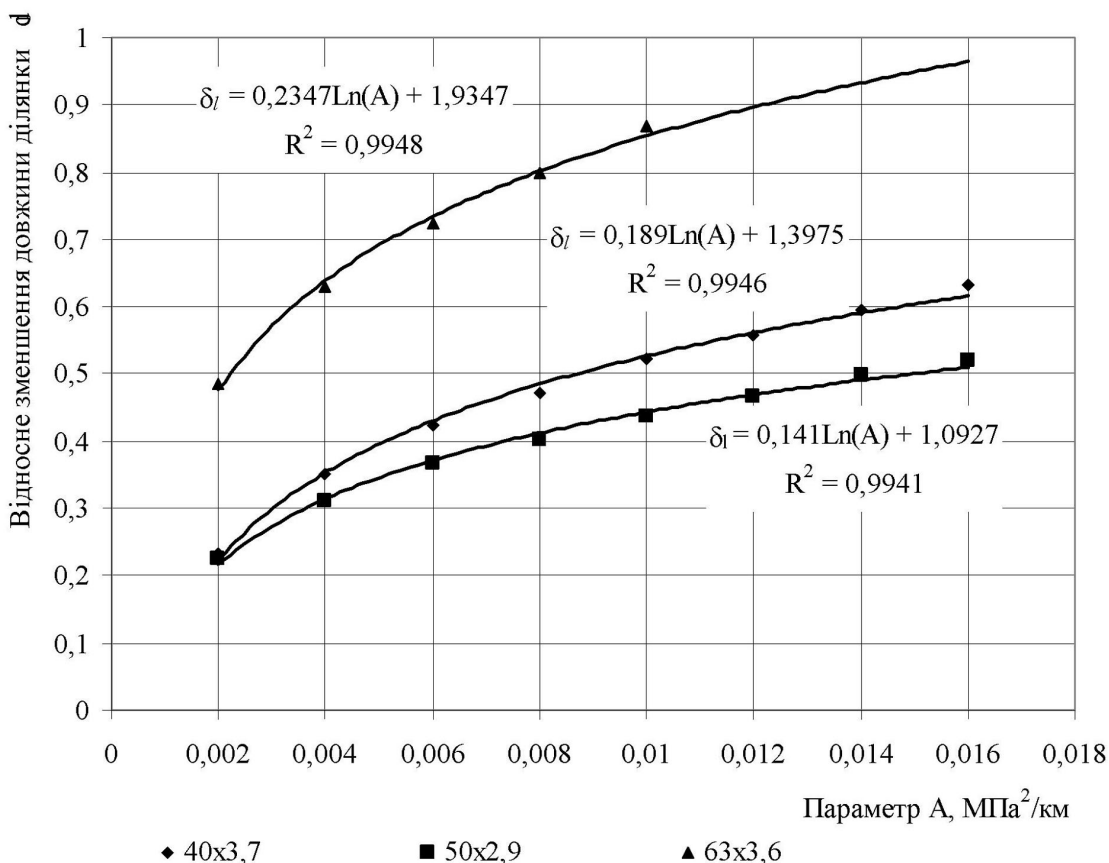


Рисунок 6 – Залежність відносної довжини ділянки з найближчим меншим внутрішнім діаметром поліетиленового газопроводу середнього тиску від величини параметра A

для діаметра 40x3,7 мм за умови $0,2 < A < 1,6$

$$\delta_l = 0,141 \cdot \ln A + 1,093. \quad (21)$$

Формули (19)-(21) дають можливість скоригувати у менший бік проектні діаметри ділянок газових мереж середнього тиску одноступеневих систем газопостачання населених пунктів. Зменшення діаметрів призводить до зменшення вартості будівництва газових мереж. Для виконання техніко-економічних розрахунків може бути використана залежність вартості 1 м поліетиленової труби низького і середнього тиску від внутрішнього діаметра згідно із формулою (15).

Виконана апробація запропонованих методів шляхом визначення необхідних діаметрів газових мереж населених пунктів. Розрахунки показали, що для газових мереж низького тиску економія коштів на придбання поліетиленових труб в середньому становить 280 грн. на кожні 100 м. Для одноступеневих систем газопостачання середнього тиску економія коштів становить в середньому 520 грн. на кожні 100 м газових мереж. Слід зазначити, що зменшення діаметра труби призводить також до зменшення вартості запірної арматури і з'єднувальних деталей, зменшує затрати в будівельно-монтажні роботи тощо. Тому економічний ефект більш точного оцінювання гідравлічної енерговитратності поліетиленових газопроводів буде значно більший за вказаний вище.

Література

- 1 Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди: ДБН В.2.5-20:2001. – Офіц. вид. – К.: Держнаглядохоронпраці України, 2001. – 286 с. – (Державні будівельні норми України).
- 2 Ксеніч А.І. Урахування впливу профілю траси на результати гідравлічних розрахунків газових мереж населених пунктів / А.І. Ксеніч, М.Д. Середюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – №1(34). – С. 138–143.
- 3 Середюк М.Д. Використання барометричної формули для врахування впливу профілю траси на результати гідравлічного розрахунку газових мереж / М.Д. Середюк, А.І. Ксеніч // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2010. – № 3(25). – С. 97–101.
- 4 Ксеніч А.І. Результати експериментальних досліджень гідравлічної енерговитратності поліетиленових газопроводів низького тиску / А.І. Ксеніч, М.Д. Середюк // Нафтогазова енергетика. – 2011. – №2(15). – С.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.02.12

Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.

Історія нафтогазової науки і техніки

УДК 622.24

ДОНЕЦЬ КІМ ГРИГОРОВИЧ — ВИДАТНИЙ ВЧЕНИЙ В НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

І.Ф. Коциур, Л.В. Возняк

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (3422) 40098;
e-mail: gidro@nung.edu.ua*

Автори розповідають про життєвий шлях та наукові досягнення відомого вченого в нафтогазовій галузі, досвідченого педагога, прекрасної людини – Донця Кіма Григоровича.

Ключові слова: газорідний ежектор, нафтогазопровід, нафтогазова промисловість

Авторы рассказывают о жизненном пути и научных достижениях известного ученого нефтегазовой отрасли, опытного преподавателя, прекрасного человека – Донца Кима Григорьевича

Ключевые слова: газожидкостный эжектор, нефтегазопровод, нефтегазовая промышленность

The authors tell about the life and scientific achievements of the famous scientist in the oil and gas industry, wonderful person – Donets Kim Grygorovych

Keywords: gas-liquied ejector, oil and gas pipeline, oil and gas industry

У грудні цього року виповнилося б вісімдесят відомому вченому, професору Донцю Кіму Григоровичу. Тому нам хотілося б розповісти насамперед студентській молоді, молодим вченим, майбутнім спеціалістам в нафтогазовій галузі про основні віхи наукової та педагогічної діяльності Кіма Григоровича.

Народився майбутній вчений 6 грудня 1932 року в місті Ніжині Чернігівської області в сім'ї службовця. В дитинстві довелося йому пережити важкі воєнні та повоєнні роки, що відбулися на долі кожної людини нашої держави, яка жила в цей складний час. У 1946 році родина Донців переїжджає до Львова, визволеного від німецької окупації. У 1950 році Кім Григорович закінчує Львівську середню школу. Перед молодим юнаком відкриваються різні шляхи ... Який же з них обрати? Куди піти вчитися?

П'ятдесяті повоєнні роки... Інтенсивний розвиток нафтової і газової промисловості України пов'язаний з відкриттям значних запасів нафтових і газових покладів у районі Дніпрівсько-Донецької западини, на Прикарпатті та в Причорноморсько-Кримській газоносній області. Здібна, освідчена молодь прагне випробувати свої сили у нафтогазовій справі, здобути фах, який потім використати для збереження

енергетичної безпеки держави. Серед них і Кім Григорович.

Протягом 1950-1955 років він навчався на гірничопромисловому факультеті Львівського політехнічного інституту і здобув кваліфікацію інженера-механіка за спеціальністю «Машини і обладнання нафтових і газових промислів».

Завдяки своїм природним здібностям та невтомній праці він з відзнакою закінчив Львівський політехнічний інститут у 1955 році і був направлений на роботу у нафтопромислове управління «Первомайскнефть» (селище Отрадний Куйбишевської області). Початок його трудової діяльності був типовим для випускників гірничопромислового факультету у п'ятдесяті роки: з робітничої професії. Спочатку працював дизелістом, потім змінним інженером, старшим інженером відділу капітального будівництва. Талановитий молодий інженер постійно удосконалював свої знання, вносив рацпропозиції і мріяв серйозно зайнятися науковою роботою.

В 1958 році К. Донець повертається до Львівського політехнічного інституту, де працює старшим лаборантом кафедри «Машини і обладнання нафтових і газових промислів».

В 1961 році Кім Григорович поступив до цільової аспірантури Московського інституту



нафтохімічної і газової промисловості імені І.М.Губкіна на спеціальність «Проектування і експлуатація нафтогазопроводів, газових сховищ і нафтобаз». Його науковим керівником був видатний вчений в нафтогазовій галузі Чернікін В.І.

Активна наукова діяльність Кіма Григоровича співпала з бурхливим розвитком та формуванням магістральної трубопровідної системи країни як однієї з основних галузей паливно-енергетичного комплексу. Це значною мірою визначило широке коло наукових інтересів Донця Кіма Григоровича.

Кім Григорович завжди намагався доводити результати наукових досліджень до практичної реалізації. Результатом цих досліджень став успішний захист кандидатської дисертації на тему «Дослідження роботи нафтопродуктопроводів в період розриву суцільності потоку біля перевалу».

Після закінчення аспірантури в 1964 році працював молодшим науковим співробітником Московського інституту нафтохімічної та газової промисловості імені І.М.Губкіна, а відтак був направлений до Івано-Франківського філіалу Львівського політехнічного інституту, де працював на посадах асистента кафедри нафтогазопроводів, газосховищ і нафтобаз, старшим викладачем, доцентом кафедри нафтового обладнання.

В 1967 році на базі філіалу Львівського політехнічного інституту був створений Івано-Франківський інститут нафти і газу. З 1965 року Кім Григорович працював на викладацьких посадах, віддаючи всі сили вихованню молодого покоління. Він проводив велику наукову та методичну роботу, за що у 1969 році Донцю К.Г. присвоєно вчене звання доцента по кафедрі нафтового обладнання. З цього часу все його життя, творча енергія присвячені рідному вузу.

П'ять років свого життя Кім Григорович віддав керівництву кафедри нафтового обладнання. Ним було створено повне методичне забезпечення навчальних дисциплін «Насоси і компресори», розроблено унікальні лабораторні установки для кафедри нафтового обладнання, які донині використовуються в навчальному процесі.

З 1978 року Кім Григорович — доцент кафедри нафтогазової гідромеханіки, з 1993 — професор. Протягом усіх років педагогічної та наукової діяльності Кім Григорович постійно читав лекції з основних дисциплін кафедри. Керував курсовим проектуванням. Він володів досконало лекторською майстерністю. Умів викликати та підтримати інтерес до проблеми, яка розглядалася на лекції.

Донець К.Г. зробив суттєвий внесок у дослідження і розроблення насосно-ежекторних установок для нафтогазової промисловості.

Створені ним установки для утилізації низько-напірного попутного газу успішно впроваджені на 15 родовищах, зокрема, в НГВУ «Кінель-нафта», «Нижневартовська нафта», «Надвірна-нафтогаз». Також розроблена і впроваджена автоматизована ежекторна установка для відбору газу з резервуарних парків.

Дослідні зразки розроблених під керівництвом Донця К.Г. ежекторів демонструвались на ВДНГ СРСР та УРСР та отримали медалі і дипломи. Ним опубліковано більше 100 наукових праць та отримано понад 20 винаходів, більшість з яких впроваджена в промисловість. За успіхи в роботі Донець К.Г. неодноразово нагороджувався грамотами, дипломами, медалями.

Окрім наукової роботи, Кім Григорович багато уваги віддавав навчально-методичній та виховній роботі. Основним методом виховання як аспірантів, наукових співробітників, так і студентів був особистий приклад вченого. В усі періоди свого життя він читав лекції, вів практичні та лабораторні заняття, постійно удосконалюючи їх. У своїх лекціях він постійно наводив приклади з практики, вчив студентів приймати сміливі технічні рішення.

В 1992 році захистив докторську дисертацію на тему «Наукові і технічні основи створення гідроприводних струминних установок для об'єктів нафтогазовидобутку».

Основний науковий напрямок досліджень – розробка засобів транспортування газорідинних сумішей, чому присвячені його кандидатська та докторська дисертації та три кандидатські дисертації захищені за його керівництвом, а саме:

– «Розробка насосно-ежекторних агрегатів для утилізації низькопотенціальних природних і нафтових газів» Рошака Й.І. (1983 р.);

– «Підвищення ефективності насосно-ежекторних установок для утилізації нафтових газів» Городівського О.В. (1986 р.);

– «Розробка самодіючого тарільчатого клапана для поршневих газоперекачувальних агрегатів» Бараненка В.І. (1984 р.).

Донець К.Г. був кваліфікованим педагогом, на високому науково-методичному рівні проводив всі заняття зі студентами. Був принциповим, вимогливим до себе і до студентів, користувався заслуженим авторитетом в колективі університету, в студентському середовищі.

За час роботи на кафедрі нафтогазової гідромеханіки ним було створено повне методичне забезпечення навчальних дисциплін «Гідравліка», «Гідравліка і гідравлічні машини», «Гідравліка і гідропривод».

Кім Григорович активно залучав студентську молодь та молодих інженерів до наукової роботи. Мав спільні публікації з студентами, неодноразово студенти за його керівництва займали призові місця на Всесоюзних та Республіканських конкурсах, нагороджувалися грамотами МВ і ССО СРСР та УРСР.

Професор Донець К.Г. – видатний учений і спеціаліст у нафтогазовій галузі. Інтелігент з великої букви, що зробив неоціненний внесок у встановлення та розвиток галузевої науки, прекрасний педагог, який підготував не одне поко-

ління висококваліфікованих спеціалістів, назажди залишиться яскравим прикладом вченого-дослідника, активного і мудрого наставника і вчителя. Його наукові праці та навчальні посібники були і залишаться настільними книгами не лише для спеціалістів нафтогазового обладнання, але і для багатотисячної студентської аудиторії майбутніх бакалаврів і магістрів з нафтогазової справи.

За сімейними обставинами в 2000 році Донець К.Г. звільнився з університету і переїхав до Російської Федерації. Ще протягом семи років він працював професором кафедри загальноінженерних дисциплін Волгоградського філіалу Південно-Російського державного університету економіки і сервісу. За його керівництвом для цього вузу розроблено та створено 13 лабораторних установок і 5 демонстраційних моделей. У 2005 році рішенням Міністерства освіти Російської федерації Донцю К.Г. присвоєно вчене звання професора кафедри гідропневмоавтоматики і гідроприводу.

З 2000 по 2001 рр. Кім Григорович виконував обов'язки декана загальнотехнічного факультету.

Був членом спеціалізованої ради КР.212.313.4. Він вніс значний вклад в розвиток матеріальної бази вузу. Ним було створено методичне забезпечення з курсу «Механіка рідин і газу». В Російській Федерації Донець К.Г. продовжував наукові дослідження в одному з перспективних напрямків з підвищення ефективності очищення питної води методом озонування, в якій процес насичення води газом інтенсифікується за допомогою газово-рідинного ежектора.

На роботі і в товаристві з друзями Кім Григорович поєднував у собі педантизм і азарт. Він захоплювався класичною літературою, прекрасно грав в шахи, любив виїжджати з друзями на природу.

Кім Григорович — турботливий чоловік та батько. Довгі роки родинного життя поділяла з ним його дружина Сафонова Тамара Яківна, яка з початку утворення кафедри нафтогазової гідромеханіки (1976 рік) працювала асистентом, а з 1985 року — асистентом кафедри охорони праці та охорони навколишнього середовища Івано-Франківського інституту нафти і газу.

Син Олег закінчив Івано-Франківський інститут нафти і газу за спеціальністю «Газонафтопроводи, газонафтоосховища», зараз проживає в Івано-Франківську, займається бізнесом. Дочка Ольга — економіст за освітою, працює в Москві.

Кіма Григоровича поважали усі, хто його знав. Величезна працездатність, ерудиція, вимогливість до себе поєднувалися в ньому з доброзичливим ставленням до оточуючих.

23 січня 2012 року Донця Кіма Григоровича не стало.

Пам'ять про Кіма Григоровича – визначного вченого у нафтогазовій галузі, досвідченого педагога, прекрасної людини назавжди збережеться в серцях близьких, колег та учнів.