

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 681.2:532.64

ДЕЯКІ НАПРЯМКИ СТАБІЛІЗАЦІЇ ВИДОБУТКУ НАФТИ В УКРАЇНІ

І.М. Купер

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: ivankuper@ukr.net*

Охарактеризовано основні нафтогазопромислові регіони України та сучасний стан нафтовидобутку. Охарактеризовано нафтогазовидобувний комплекс, наведено основні організаційні причини, що призводять до кризового стану галузі та окреслено основні напрямки стабілізації видобутку нафти.

Ключові слова: ресурси, запаси, нафтогазовидобувні регіони, розробка родовищ, нафтовіддача, стабілізація видобутку.

Дана характеристика основных нефтегазопромисловых регионов Украины и состояние добычи нефти и газа на современном этапе. Охарактеризован нефтегазопромисловый комплекс, показаны основные организационные причины, приводящие отрасль к кризисному состоянию, и намечены основные направления стабилизации добычи углеводородов.

Ключевые слова: ресурсы, запасы, нефтегазодобывающие регионы, разработка месторождений, нефтеотдача, стабилизация добычи.

The main oil-and-gas field regions of Ukraine and modern state of oil production are characterized. The oil-and-gas producing complex is designated, the main organizational reasons that lead to crisis of the whole industry are provided, and the major ways of oil production stabilization are described.

Keywords: resources, reserves, oil-and-gas producing regions, field development, oil recovery, production stabilization.

Питання про заміну основних енергоносіїв (нафти, газу і вугілля) на альтернативні дискутується впродовж останніх десяти років. Проте, на думку багатьох спеціалістів, потреба економіки в нафті і газі залишиться на високому рівні, доки не будуть зроблені важливі наукові відкриття в галузі альтернативних джерел палива.

Україна є нафтовою державою, яка займає четверте місце в Європі за запасами вуглеводнів. Виникає очевидне запитання, чому наша держава не може забезпечити себе нафтою і газом власного видобутку. Першою причиною цього є слабкий розвиток нафтогазовидобувної галузі через недостатнє фінансування на проведення геологорозвідувальних робіт. Через брак коштів неможливо примножувати розвідкою і залучати ресурси, якими наділила нас природа. Друга причина – невиконання власниками спецдозволів на надрокористування своїх обов'язків перед державою стосовно забезпечення належного ведення розробки родовищ.

На території України виділено три нафтогазовидобувні регіони: Західний (Карпатський), східний (Дніпровсько-Донецький) і південний (Причорноморсько-Кримський). Видобуток нафти і газу в Україні здебільшого пов'язаний з двома першими згаданими регіонами і, зважаючи на політичні обставини сьогодення, ситуація з південним регіоном, на жаль, ближчим часом не зміниться. Більшість родовищ мають складну геологічну будову з важковидобувними запасами, що вимагає особливого підходу до їх розробки. Так, нафтові родовища Карпатського регіону, яких тут є більше ніж газових, характеризуються багатопластовістю, значною товщиною (до 600 м) продуктивного розрізу, низькими коефіцієнтами пористості (7-15%) та проникності $((0,1-20) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2)$, мінливістю порід в горизонтальному і вертикальному напрямках, багатьма порушеннями та екранованістю (як тектонічною, так і літологічною), відсутністю в більшості випадків активних законтурних вод. Зазвичай пластовий тиск родовищ

близький до тиску насичення нафти газом, а пластова температура близька до температури кристалізації парафіну. Отже, енергія розчиненого в нафті газу часто є єдиним джерелом енергії розробки, тому її слід раціонально використовувати [1, 2]. У Карпатському регіоні, де нафту видобувають впродовж двох з половиною століть, виділяють два багатопластових резервуари – олігоценовий і еоцен-палеогеновий. В олігоценовому покладі міститься близько 70% розвіданих запасів нафти, а в еоцен-палеогеновому – близько 90 % розвіданих запасів газу в регіоні. Глибина залягання родовищ – від декількох сотень метрів до понад 10 тисяч метрів. За своїм складом і властивостями нафти тут високосмолисті (до 30%), парафіністі (до 15%), із значним вмістом легких вуглеводнів і порівняно невеликим вмістом сірки і асфальтенів (за винятком Коханівського, Орховецького і ще декількох родовищ). Середній вміст асфальтенів і сірки в нафті на родовищах регіону складає від сотих частин до 1-2 %. Густина пластової нафти – 578-778 кг/м³, в'язкість – 0,375-3,5 мПа·с.

У Східному регіоні родовища характеризуються ще більшою різноманітністю геологічних умов залягання. Коефіцієнт пористості деяких нафтових родовищ сягає 20-23 %, проникності – 1 мкм². Товщини продуктивних горизонтів незначні і складають 2-3 метри. Нафтові родовища здебільшого мають газові шапки і підшовні води. Із збільшенням глибини залягання спостерігається тенденція до збільшення газоконденсатних родовищ в порівнянні з нафтовими. Також тут спостерігається зростання фільтраційно-емісійних характеристик з глибиною залягання пласта. Тиск насичення нафти газом значно вищий від пластового. Родовища Східного регіону часто розбиті на блоки, що розмежовані значними тектонічними порушеннями.

Причорноморсько-Кримська нафтогазонасна провінція (Південний регіон) характеризується незначною глибиною залягання та високою в'язкістю нафти.

На державному балансі корисних копалин запаси та перспективні ресурси нафти, газу та конденсату в Україні обліковуються в кількості 2,3 млрд. тонн умовного палива, в тому числі запаси промислових категорій складають 1,4 млрд. тонн умовного палива. Всього в Україні налічується близько 390 родовищ нафти і газу, більша частина яких є комплексними. Із цих родовищ тільки 16 великих, 18 середніх, 23 невеликих та решта – дрібні. Більшість родовищ характеризуються ускладненими геологічними умовами експлуатації.

Пік відкриття нових родовищ в світі припадає на 70-ті роки минулого сторіччя. Однак внаслідок переходу розробки родовищ в четверту, завершальну стадію видобуток почав різко спадати. Спадний період настає приблизно через 25 років після початку розробки родовища. Для утримування рівнів видобутку необхідно постійно нарощувати запаси вуглеводнів шляхом ведення пошукових і геологорозвіду-

вальних робіт, а враховуючи те, що ступінь вивченості надр щороку зростає, резерви стабілізації видобутку слід шукати в залученні інноваційних технологій, підвищенні нафтогазоконденсатовилучення у вже вивчених об'єктах.

Максимальний рівень видобутку нафти в Україні припадає на 1972 рік (14,4 млн. т), а газу – на 1975 рік (68,3 млрд. м³).

Основними компаніями, якими здійснюється видобуток вуглеводнів, є ПАТ «Укргазвидобування» (розробляє 137 родовищ), ПАТ «Укрнафта» (розробляє 90 родовищ) і ДАК «Чорноморнафтогаз» (має ліценції на видобуток вуглеводнів з 10 родовищ). Загалом цими трьома компаніями розробляється 235 нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. Ці підприємства забезпечують понад 90 % видобутку нафти, газового конденсату та природного газу в Україні. В 2014 році ними проводилися геологорозвідувальні роботи на 50 площах і родовищах у нафтогазонасних регіонах України. В результаті за останній рік відкрито 2 нові родовища: Ольшичне нафтове родовище в Луганській області та Малокринківське газове родовище в Харківській області.

Видобуток вуглеводнів в Україні щорічно неухильно спадає. Однією з причин цього є виснаження основних запасів, оскільки більшість розвіданих великих родовищ в Україні перебувають на завершальній стадії розробки. Окрім того, за останні десятиріччя не відкрито жодного великого родовища. Починаючи з 1994 року відбувається зменшення асигнувань на геологорозвідку, і на сьогодні геологорозвідувальне буріння в Україні практично припинено.

Також слід відзначити, що в переліку об'єктів, що підготовлені до глибокого буріння, немає жодного, на якому можна було б очікувати відкриття великого за запасами родовища.

Всього з надр України вилучено близько 360 млн. т нафти і 1,8 трлн. м³ газу. Це становить приблизно чверть від початкових ресурсів. Тому Україна має достатній ресурсний потенціал для забезпечення себе власними енергоносіями.

Крім об'єктивних причин такого непривабливого стану нафтогазовидобувної галузі, існують суб'єктивні та організаційні причини. До них слід віднести наступне.

Часто власники ліцензій (дозволів) на надкористування, отримали їх за умови, що будуть виконуватися всі необхідні заходи з розбурювання родовищ і технічному забезпеченні видобутку, однак не виконують зобов'язань, які були окреслені в ліцензійних угодах. Віддаючи в користування надра, держава очікує раціональної їх розробки, тобто відповідного рівня видобутку, який здійснюється з максимальним коефіцієнтом вуглеводневилучення в найкоротші терміни. Натомість в більшості випадків маємо жалюгідне технічне забезпечення процесів видобутку, а про обіцяне розбурювання родовищ швидко забувають. Це часто відбувається під акомпанемент проектантів, які у подальших проектних документах

на розробку родовищ повинні були б проектувати заходи з підвищення нафтовилучення, але не роблять цього, бо виконують ці роботи під пильним наглядом власників ліцензій, які дбають про те, щоб в жодному разі у проєкт не потрапило щось високовартісне, або те, ефект від якого потрібно очікувати декілька років. Слід зазначити, що практично всі сучасні методи підвищення нафтовилучення – довготривалі процеси, і ефект від їх впровадження настає через значний період часу (від декількох до десятків років). У зв'язку із мінливістю політичної ситуації в Україні та й існування певних ризиків, власник ліцензії не витрачає кошти на це. Тому в Україні склалася ситуація, при якій серйозно не впроваджується жодний метод підвищення вуглеводневідачі. Крім того, у більшості родовищ не ведеться навіть належного підтримування пластового тиску, через це ми практично нищимо родовища, залишаючи невиробленою велику кількість вуглеводнів, видобути які після такої розробки буде практично неможливо. Особливо великі втрати спостерігаються внаслідок мають місце при випаданні конденсату в пласті при зниженні пластового тиску до нижчого від тиску випадання конденсату в газоконденсатних родовищах. У світі широко застосовуються методи підтримування пластового тиску, методи підвищення нафтовилучення та сайклінг-процес, які дають змогу значно підвищити компонентовилучення з пласта. За оцінками спеціалістів капітальні вкладення в методи підвищення вуглеводневідачі світовими видобувними компаніями на сучасному етапі становить близько 5 млрд. доларів США на рік. На даний момент налічується декілька сотень різноманітних інноваційних технологій, які широко застосовуються в нафтогазовидобувній галузі світу і їх розвиток не припиняється.

З метою підвищення економічної ефективності весь період розробки родовищ поділяють на три етапи.

Перший етап – це етап розробки родовищ з використанням тільки пластової енергії, а саме напору крайових вод і газової шапки, пружних сил розчиненого в нафті газу, гравітаційних сил. З практичного досвіду при таких режимах досягається в середньому до 5-15% нафтовилучення. Решта запасів залишаються невиробленими. Тому дуже важливим є другий етап штучного підтримування пластового тиску (ПТТ). Це дає можливість довести нафтовилучення до 20% і більше.

На третьому етапі розробки родовищ застосовують вторинні і третинні методи підвищення нафтовилучення, з використанням яких нафтовилучення зростає до рівня 35-75%. Вторинні методи базуються на модернізації заводнення.

Із числа третинних методів підвищення нафтовилучення, незважаючи на їх численність, у світовій практиці нафтовидобутку найчастіше використовують такі, як витиснення нафти газом (діоксидом вуглецю, азотом, повітрям); фізико-хімічні методи в т.ч. закачування

поверхнево-активних речовин, лугів, полімерів, розчинів сірчаної кислоти, теплові (закачування теплоносіїв), буріння горизонтальних свердловин з проведенням масованого гідравлічного розриву пласта.

На превеликий жаль практично розробка українських родовищ проводиться переважно на першому етапі. Переходити до другого і третього етапів особливих прагнень практично не спостерігається. В Україні методи підвищення нафтовилучення впроваджуються тільки на декількох родовищах і то, як правило, на їх дослідних ділянках.

Результатом такого зволікання є розвиток незворотних процесів, які призводять до значних втрат вуглеводнів.

Мало уваги приділяється виснаженням та так званім «закинутим» родовищам. Нами проведено дослідження, які вказують на те, що родовища у своїй більшості не припинили процесу свого формування [3]. Тобто, родовища, запаси яких вичерпуються, за певний період часу знову поповнюються. Тому, слід звернути увагу на такі родовища і в жодному разі в якому разі не ліквідувати видобувні свердловини, а тільки за необхідності проводити їх консервацію, бо через деякий час можна відновлювати їх роботу.

Причиною низького рівня розвитку галузі є також те, що влада під тиском сил, зацікавлених у імпорті ресурсів, часто не сприяє, а гальмує розвиток вітчизняної нафтогазової сфери.

Слід зазначити також, що наукова спільнота у своїй більшості не володіє достовірною інформацією про стан нафтогазової промисловості внаслідок її непрозорості. Тому, вплив науки на виробництво значно зменшився. Відсутня (майже всюди) наукова тематика, за винятком галузевих інститутів, які, в основному, займаються регламентним та технічним забезпеченням виробничих процесів.

Навряд чи можна говорити про збільшення видобутку вуглеводнів в Україні на сучасному етапі. Головна задача сьогодення – спинити його падіння і стабілізувати.

Збільшення рентних платежів за користування надрами не є, на нашу думку, правильним вирішенням в умовах галузі, яка знаходиться у кризовому стані. Першочерговими організаційними заходами у стабілізації видобутку нафти і газу вбачаємо наступні:

1. У першу чергу, слід переглянути діяльність усіх нафтогазовидобувних підприємств на відповідність виконання ними вимог щодо розробки родовищ, зазначених в ліцензійних угодах (дозволах на надрокористування). Особливу увагу слід звернути на розбурювання родовищ та впровадження заходів з підвищення вуглеводневилучення, а також заходів з дорозвідки родовищ, які в більшості випадків не виконуються. За невиконання ліцензійних угод та проєктних рішень слід накладати на надрокористувачів відповідні санкції, аж до позбавлення ліцензій на надрокористування. Таким чином, змусити надрокористувачів вкладати

гроші у галузь, а не тільки отримувати величезні прибутки нічого не вкладаючи.

2. Провести роботи з паспортизації «закинутих» та виснажених родовищ і розробити проекти на відновлення їх експлуатації. До «закинутих» родовищ відносимо ті, які довготривало не розробляються через певні причини (незначні підтвержені запаси, відсутність під'їзних шляхів, ліній електропередач тощо). Виснажені – це ті родовища, які розроблялися довготривалий період і вважаються такими, з яких повністю вичерпані вуглеводні.

3. Визначити першочергові площі, що підлягають пошуковому і розвідувальному бурінню з метою зацікавлення інвесторів, у т.ч. і зарубіжних. Таких площ в Україні намічено геологами предостатньо. Необхідно їх детально проаналізувати і вибрати найперспективніші.

4. Зобов'язати власників дозволів на надкористування забезпечити технічне відновлення існуючого фонду експлуатаційних свердловин, що перебувають у довготривалому простоюванні. Часто свердловини простоюючого фонду, який утворився в результаті різноманітних технічних причин (наприклад аварій), безпідставно переводять в контрольні або п'єзометричні, або взагалі консервують чи ліквідовують. Такі свердловини можна відновлювати, наприклад, шляхом забурювання бокових стовбурів, як це роблять в Білорусії. Часто свердловини простоюють через банальну відсутність запчастин або довготривале очікування капітального чи підземного ремонту.

5. Ввести в практику проектування розробки родовищ обов'язкові заходи з підтримування пластового тиску та досягненню максимальних коефіцієнтів вуглеводне вилучення з використанням сучасних методів підвищення нафтогазоконденсатовилучення. Новітні прогресивні технології не будуть впроваджуватися, якщо вони відсутні у проектних документах на розробку родовищ.

6. Залучити до вирішення виробничих проблем не тільки галузеві інститути, а й широкий науковий потенціал України, в тому числі і університетів.

Це тільки першочергові заходи, які не потребують капітальних вкладень, і які можна здійснювати негайно. Це дасть можливість спинити падіння видобутку та в подальшому стабілізувати видобуток нафти і газу в Україні і поступово перейти до його нарощування з впровадженням вторинних і третинних методів підвищення вуглеводневилучення та залученням нових розвіданих природних ресурсів.

Література

1. Купер І.М. Рациональне використання енергії розчиненого газу на завершальній стадії розробки родовищ / І.М.Купер, В.Д.Михайлюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – Вип. 43 (т. 2). – С. 143-151.

2. Патент №83905 України, МПК E21B 43/16, E21B 43/20. Спосіб розробки нафтового покладу / Купер І.М., Михайлюк В.Д.; заявл. 16.10.2006; опубл. 25.04.2008, Бюл. №8.

3. Купер І.М. До проблеми розробки виснажених родовищ // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 5. – С. 28-29.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.08.15*

*Рекомендована до друку
професором Кондратом Р.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Рудим М.І.*

*(відділ нафтовідачі та інтенсифікації
видобутку нафти НДПІ ПАТ «Укрнафта»,
м. Івано-Франківськ)*

МОДЕЛЮВАННЯ – ОДНА З ОСНОВНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ІНЖЕНЕРНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ НА ЕТАПІ СТАЛОГО РОЗВИТКУ

О.М. Карпаш, М.О. Карпаш, І.В. Восвідко

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42432,
e-mail: karpush@nuing.edu.ua

Головним завданням підготовки інженерів у технічних університетах є, окрім надання глибоких теоретичних знань і професійних навичок, розвиток здатності спеціаліста до творчого потенціалу. Тому однією зі складових у реалізації даного завдання є спонукання майбутнього інженера до самостійного мислення та моделювання різних видів технологій.

Моделювання, як і експеримент, відноситься до основних технологій наукової та інженерної діяльності і поділяється на фізичне, геометричне, комп'ютерне та математичне.

У даній статті докладніше розглядаються математичні моделі і математичне моделювання як опис об'єкта з допомогою математичної мови.

Ключові слова: творчий потенціал, моделі, моделювання, мислення, експеримент.

Главным заданием в подготовке инженеров технических университетов, кроме предоставления глубоких теоретических знаний и профессиональных навыков, является развитие способности специалиста к творческому потенциалу. Поэтому одной из составляющих в реализации данного задания является склонение будущего инженера к самостоятельному мышлению и моделированию различных видов технологий.

Моделирование, как и эксперимент, относится к одной из основных технологий научной и инженерной деятельности и подразделяется на физическое, геометрическое, компьютерное и математическое.

В этой статье внимание уделено математическим моделям и математическому моделированию как описанию объекта с помощью математического языка.

Ключевые слова: творческий потенциал, модели, моделирование, мышление, эксперимент.

The main objective of engineers' training in technical universities, in addition to deep theoretical knowledge and professional skills, is the development of the specialist ability to creativity. Therefore, one of the components in realization of this task consists in encouraging of future engineers to independent thinking and simulation of different types of technologies.

Simulation, as well as experiment, refers to the core technologies of research and engineering activities. It can be of different kinds, including physical, geometrical, computer, and mathematical simulation.

This article deals in more detail with mathematical models and mathematical simulation as the object description with the help of the mathematical language.

Key words: creativity, models, simulation, thinking, experiment.

Третя технологічна революція, яка відбувається у світі, і реалізація Україною стратегії сталого розвитку ставлять нові виклики перед інженерним корпусом і вимагають нових підходів до їх підготовки. Змінюється зміст, предмет, засоби, способи і технологія інженерної діяльності [1, 2, 3].

Метою даної публікації є розгляд особливостей інженерної діяльності на сучасному етапі розвитку суспільства, в тому числі і її технології. Щоб детально розглядати технологію інженерної діяльності та інженерної роботи бажано мати їх опис. Мусимо констатувати, що єдиного описання, інваріантного у відношенні до різних видів інженерії – проектуванню, діагностики, дослідженням, керуванню технікою і технологічними процесами, немає і, напевно, не може бути.

Проте загальний опис процедур, притаманних для основних видів інженерної діяльності, можна зробити. Власне, ці процедури закладені в поняття інженерного мислення тому, що діяльність інженера – це **діяльність мислення**.

Узагальнена схема інженерної діяльності складається з наступних основних компонентів:

1. **Мета.** Формулюючи мету, ми відповідаємо на питання заради чого створюється ТО (технічний об'єкт) – об'єкт діяльності, і задумуються (плануються) роботи, необхідні для цього.

2. **Засоби.** Це те, чим потрібно володіти, щоб виконувати необхідну для створення ТО роботу.

3. **Продукт** – це те, що конкретно буде одержано в результаті виконаної роботи.

4. **Вихідний об'єкт** – перше уявлення про продукт, його вигляд, заготовка, тобто те, що повинно перетворитись у продукт.

5. **Процес діяльності**, в якому суб'єкти діяльності, зокрема й інженери, реалізують мету діяльності відносно об'єкта діяльності. Цей компонент включає в себе те, що у сукупності визначає хто і як (з допомогою яких конкретних процедур, операцій, дій і в якій послідовності і взаємозв'язку) повинен формувати (виготовляти, створювати) продукт діяльності, який відповідає поставленій меті [4].

Центральне місце серед цих процедур, як би це незвично не виглядало, займає моделювання.

Моделювання поряд з експериментом відноситься до основних технологій наукової та інженерної діяльності. Володіти цією технологією повинен і інженер-дослідник, і інженер-конструктор, і інженер-технолог, і інженер-менеджер.

Варто зазначити, що моделювання присутнє практично в усіх видах творчої діяльності людей різних напрямків – дослідників, виробників, підприємців, політиків, військових, лікарів, криміналістів, творчих працівників. Взагалі, важко назвати ту науку, ту галузь знань, де б не займалися моделюванням.

У зв'язку з цим курс методології інженерної діяльності повинен містити докладний розгляд моделювання як ключовий розділ.

Нам належить відповісти на наступні питання:

- *Що таке модель і звідки виникає потреба у використанні моделей?*

- *Які моделі бувають?*

- *Як будуються (створюються) моделі?*

- *У чому полягає математичне моделювання та його можливість для застосування в інжинірингу і в науці?*

- *Що можливо і що не можливо створити шляхом моделювання, як використовуються моделі в проектуванні і конструюванні, виробництві, діагностиці і технічному обслуговуванні ТО, організації і керуванні діяльністю?*

Прагнучи, перш за все, узагальнити уявлення студентів про математичне моделювання, що склалися в процесі навчання, ми одночасно маємо бути зацікавлені в розвитку у них більш широкого погляду на моделювання, розуміння його значущості й ефективності в усіх аспектах діяльності. У тому числі – в пошуку правильних рішень, що стосуються організації діяльності і керування нею, взаємодії з колегами, партнерами, керівництвом, досягнення поставленої мети там, де переважають суб'єктивні чинники людських відносин, психології, цінностей орієнтації, які не піддаються формалізації.

Яку б роботу не виконував інженер, він, здебільшого, **стикається з проблемними ситуаціями і шукає вихід із них.**

Усвідомлення людиною ситуації, в якій вона знаходиться, підштовхує її на пошук відповідей на наступні питання:

- Яку мету потрібно досягти і яка її актуальність, тобто наскільки це необхідно якраз на даний момент?

- Що заважає цьому, тобто в чому проблема?

- Що потрібно для усунення перепон?

Проблемна ситуація породжує проблеми і виникає з протиріччя між потребою, що виникла, і наявними засобами для її адекватного задоволення. Не буде перебільшенням сказати, що **проблемні ситуації – це середовище існування інженерного мислення, той світ, в якому це мислення себе знаходить.**

І, як наслідок, адекватне моделювання проблемних ситуацій, пов'язаних зі створенням і використанням за призначенням технічних об'єктів, і пошук виходів із них – є одним із

ключових моментів у технології інженерної діяльності.

Розглянемо один, на наш погляд, дуже повчальний приклад.

Менеджери нової офісної будівлі, приміщення якої були орендовані різними компаніями, зіткнулися з незадоволенням працівників цих компаній у зв'язку тим, що їм потрібно довго стояти в черзі на ліфт, коли вони приходять на роботу. І через це вони починають робочий день роздратованими.

На спеціально скликаній з цього питання технічній нараді було запропоновано чимало конкретних інженерних рішень проблеми. Хтось запропонував компаніям розпочинати робочий день у різний час, щоб розвантажити ліфт, хтось – збільшити швидкість ліфтів, хтось – змінити організацію руху ліфтів: щоб одні зупинялися на парних поверхах, другі – на непарних. Озвучувалися і радикальніші пропозиції.

Але було прийнято і виявилось ефективним інше. Його автор виходив із того, що черги за існуючого планування будівлі є неминучими, і насправді пропозиція полягала в тому, щоб очікування ліфта не було обтяжливим. А для цього він рекомендував у ліфтовому холі повісити великі дзеркала, встановити телевізійні монітори з показом сюжетів, які заспокоюють нерви, знімають стрес, періодично влаштовувати художні виставки та ін. У підсумку проблему було усунено.

Відомо, що діяльність інженера – це зовсім не робота на одинці. Вона здійснюється в суто часових рамках на визначеному робочому місці, у постійних робочих контактах з колегами, службовцями вищого і нижчого рангів, працівниками суміжних служб і підрозділів. Відповідно, володіння технологією інженерної роботи – це не тільки вміння аналізувати і проектувати, конструювати і розраховувати, діагностувати і програмувати. Це і вміння працювати з колегами в команді, і здатність бачити «поле роботи», розуміти свою роль, своє місце в загальній системі діяльності відповідного структурного підрозділу, підприємства, компанії загалом.

Дуже характерним, на наш погляд, є вислів знаменитого фізика, лорда Уільяма Кельвіна: **«Зрозуміти явище – значить побудувати його модель».**

Саме слово модель має латинські коріння: словом “*modelus*” на латині позначають речі, подібні у будь-якому відношенні між собою.

Насправді, поняття моделі є набагато ширшим. В його основі лежить уявлення про аналогію.

У перекладі з грецької **аналогія** – це відповідність, яка фіксується людською свідомістю, збіг, схожість у будь-чому двох або декілька об'єктів (систем, ситуацій, явищ, процесів, характеристик), які дають можливість знання про одне використовувати для міркувань про інше чи інших [4].

Визначимо **поняття моделі** так:

Якщо якийсь об'єкт X володіє властивостями (характеристиками, атрибутами,

параметрами), у визначеному змісті подібними з тими, що є в об'єкта Y , і за рахунок цього низку міркувань про об'єкт X можна перенести з якоюсь достовірністю на об'єкт Y (тобто вважати справедливими як для X , так і для Y), то об'єкт X може бути моделлю об'єкта Y .

У дійсності, роль моделей у діяльності людей і ширша, і більш фундаментальна. Зокрема, наукове пізнання світу є не що інше, як відображення різних явищ, процесів, закономірностей адекватними моделями.

Можна вказати безліч випадків, пише у своїй книзі «Етюди про гуманітаризацію освіти» академік А.Х. Мірзаджанзаде – «коли термін «**моделювання**» застосовується як синонім пізнання, гносеологічного відображення» [5].

Але моделі і моделювання є фундаментом не тільки наукового пізнання. Їх можна розглядати і як певний тип моделі світу. Це так само відноситься і до літератури, театру, образотворчого мистецтва.

Об'єкти X і Y можуть мати як **однакову, так і різну природу**. Вони можуть бути **матеріальними або інформаційними, реальними й ідеальними (абстрактними)**.

Наприклад, існує жіноча професія топ-моделі. Всесвітньо відомі топ-моделі Клаудія Шифер, Сінді Кроуфорд, Наомі Кемпбелл.

Резонно запитати, моделями чого чи кого ці жінки є?

На це запитання можна дати таку відповідь: їх зовнішність відображає у суспільстві (вірніше його деякої частини) *уявлення* про жіночу красу.

У даному випадку вихідний **об'єкт абстрактний (ідеальний)** – уявлення (думка) людей, а **модель** – зовсім **реальна**, як можна сказати, з плоті і крові.

Протилежний приклад: такі **абстрактні (ідеальні) об'єкти** як матеріальна точка, пряма, абсолютно чорне тіло є **моделями реальних процесів**: фізичних тіл, променя світла, особливостей його поглинання і т.п.

Не менше ніж модель відома і професія модельєра. **Модельєр** – це спеціаліст зі створення моделей одягу, взуття. Що таке модель одягу? Це або ескіз, малюнок (інформаційний об'єкт), або єдиний взірць окремого виду одягу (матеріальний об'єкт), який не обов'язково призначений для конкретної людини, а який втілює в себе уявлення про деяку бажану властивість одягу (абстрактний об'єкт). Не обов'язково модний. Наприклад, модель форми рятувальника або лікаря більше відображає зручність, раціональність з функціональної точки зору.

Знайдеться мало людей, які не знають, що таке **фоторобот**. Взагалі, це також визначений тип моделі (інформаційної) реальної людини, яка знаходиться в розшуку (не обов'язково злочинець).

Персонаж літературного твору – художній образ (літературний типаж), так чи інакше моделює людей, які зустрічаються в реальному житті.

У ливарному виробництві працюють спеціалісти різних професій, зокрема і **модельники**. Їх функцією є виготовлення модельного комплекту, який представляє частину ливарного оснащення, до якого входять технологічні пристосування, необхідні для одержання у формі відбитку **моделі відливу**.

Коли і оригінал, і модель – **матеріальні об'єкти**, моделювання визначається як **фізичне**.

Частим випадком фізичного моделювання є **геометричне моделювання**.

Теоретичною базою **фізичного моделювання** є *теорія подібності і розмірності*, і, зокрема, знаменита теорема Піфагора.

Особливим типом моделей є **феноменологічні** моделі, тобто моделі, сконструйовані таким чином, що вони відображають експериментальні факти, але не за рахунок проникнення в сутність моделювальних явищ, об'єктів, процесів, що залишаються для дослідника чорними ящиками. Пояснимо це на прикладах.

Розповсюдження електромагнітних хвиль також пов'язували з існуванням деякої субстанції, яку називали ефіром. Нічого спільного з реальністю це, як було доведено з часом, не мало, але моделі, створювані з припущенням існування ефіру, приносили практичну користь, з їх допомогою здійснювали інженерні розрахунки [4].

До феноменологічної можна віднести і відому планетарну модель атому, запропоновану М. Бором. У цій моделі автор уподібнив електрони з матеріальними частинами, що рухаються навколо ядра орбітами, подібними з планетарними орбітами. Перехід електрона з орбіти на орбіту пов'язувався з поглинанням фотона.

Окремий вид моделей становлять **моделі складних систем**. Складна система містить значне число елементів, зв'язки яких між собою характеризуються великою різноманітністю. Властивостями складної системи є цілісність, членування, ієрархічність, багатоаспектність.

До **складних систем** переважно відносять крупні технологічні, виробничі, енергетичні, транспортні (комунікаційні), соціальні, оборонні комплекси, наприклад, такі, як нафтові родовища, промислові підприємства, телефонну мережу, систему нафтогазопроводів, житлово-комунальну систему, систему швидкої медичної допомоги, систему освіти, систему протиповітряної оборони.

Процеси функціонування складних систем, переважно, нелінійні та інколи зумовлені впливом випадкових і невизначених чинників (обставин).

Зокрема, вимірюванням складності системи може бути число її можливих станів або число ступенів свободи. При цьому складною буде система з таким числом складностей, яке велике з точки зору наявних у дослідника засобів опису й аналізу її поведінки. Тобто, **складна система – це та система, яка не піддається такому спрощенню, за якого знімається проблема її багатовимірності, нелінійності, стохастичності**.

Поряд із поняттям складної системи вживається і поняття складного процесу. Зокрема, складним процесом є знешування, тому що воно залежить від значного числа чинників. Це характеристики контактуючих поверхонь, зокрема, жорсткуватість, яка є випадковою функцією, що залежить від матеріалу деталі, способу оброблення поверхні, до якого входять термооброблення, параметри змащування, що залежать від навколишнього середовища, це діючі на поверхнях контакту напруги, відносна швидкість зміщення поверхонь, яка змінюється випадковим чином і т.п.

Математичні моделі складних систем (процесів) мають, здебільшого, ідентифікаційний характер. Це означає, що деякі елементи моделі (структура, параметри) визначаються за експериментальними даними, що характеризують поведінку оригіналу.

Знедавна ввійшли у вжиток такі поняття як віртуальна реальність, віртуальний світ. Це також моделі, які і раніше використовувались у комп'ютерних тренажерах.

У **соціальной психології** до окремого індивідууму чи групи широко використовують поняття моделі поведінки і розуміють при цьому сукупність типових реакцій і вчинків людей в окремих ситуаціях. У підручниках з менеджменту і маркетингу докладно аналізуються різні моделі поведінки партнерів з переговорів, клієнтів, споживачів [4].

В астрологічних гороскопах також фігурують **моделі поведінки людей**, які позначаються назвами відповідних знаків зодіаку.

Коли про людину говорять, що вона сангвінік, холерик, флегматик чи меланхолік, то мова йде про відповідність деяких властивостей її особистості одній зі вказаних моделей темпераменту – сангвінік, флегматик, холерик, меланхолік.

Також у наше життя ввійшли і стали повсякденними соціологічні опитування. Те, що соціологи в результаті одержують, є **моделями**, тобто **моделями суспільної думки**, пріоритетів і переваг у будь-яких сферах побуту, за групами населення, регіонів і т.п.

Будь-які знання про об'єкт, будь-які судження формулюються, передаються і сприймаються людьми з допомогою деякої мови (природної, наукової, математичної, мови жестів), у більш широкому розумінні – з допомогою певної знакової системи. Наука, яка вивчає теорію побудови знакових систем, що використовуються у спілкуванні людей і їх діяльності для обміну інформації, – **називається семіотикою**. (*Семіотика, або семіологія (від грец. $\sigma\mu\epsilon\iota\omega\tau\iota\kappa\acute{o}\varsigma$ — такий, що має ознаки від грец. $\sigma\mu\epsilon\iota\acute{o}\nu$ — знак, ознака, грец. $\sigma\eta\mu\alpha$ — знак) — наука, яка досліджує способи передачі інформації, властивості знаків і знакових систем в людському суспільстві (головним чином, природні та штучні мови, а також деякі явища культури, системи міфів, ритуалів), природні (комунікація у тваринному світі) або в самій людині (зорове та слухове сприйняття тощо).*

Іншими словами, семіотика — це теорія знаків і знакових систем)[6].

Якщо використовується повсякденна мова, то таку модель називають **вербальною (тобто словесною), якщо математична – математичною моделлю**.

Варто зазначити, що повсякденну мову люди сприймають, принаймні, у двох варіантах: у вигляді усної чи письмової мови. Клинопис давніх шумерів, сучасне буквенне чи ієрогліфове письмо – знакові моделі усної мови.

Знакові моделі, в яких знаки мають деяку схожість з оригіналом (наскальні зображення звірів, зроблені прашурами, піктограми, що широко використовуються в сучасному світі як вказівники), – називаються **іконічними**.

Одним із вражаючих досягнень у галузі інформаційних технологій є створення комп'ютерних програм – перекладачів іноземних мов, в основі яких є **модель «зміст – текст»**. У процесі побудови такої моделі вихідними є такі ідеї: володіння мовою проявляється у здібності того, хто говорить, виразити потрібний зміст значення з допомогою відповідного тексту, а в того, хто слухає, – в умінні вибрати з тексту вміщений у ньому зміст; під час комп'ютерного перекладу з мови на мову зміст, закодований у вхідній мові, підлягає декодуванню і фіксації, а потім кодуванню у вихідній мові. У зв'язку з цим проблеми комп'ютерного перекладу і наукового описання мов, тобто побудови її моделі, співпадають.

Кажучи, що знак чи знакова конструкція, яка позначає дещо, розглядаються як моделі цього дещо, тобто стверджуючи, що знак – це модель, або зворотне справедливе не завжди.

Взірці, що формуються нашою свідомістю (чи формуються у нашій свідомості) – це ідеальні моделі, що не мають знакового втілення. У зв'язку з цим, згадаємо про такі властивості моделей, як **ізоморфізм і гомоморфізм**.

Ізоморфізм — це дуже загальне поняття, яке використовується в різних розділах математики. Тобто, якщо задані дві математичні структури одного виду (групи, кільця, модулі, поля, векторні простори), то взаємно-однозначне відображення (бієкція) елементів однієї математичної структури на іншу, що зберігатиме структуру, є ізоморфізмом.

Гомоморфізм – означає однозначну відповідність, але не взаємну. Наприклад, географічні чи топографічні карти визначеної місцевості, що відрізняються масштабом. На карті більшого масштабу є все, що є на карті малого масштабу, але на другій частина деталей, що є на першій, відсутня.

Інженерна діяльність, як це було визначено нами, пов'язана зі створенням і використанням за призначенням технічних об'єктів (технічних систем). Сучасні технічні системи – це людино-машинні системи. Тобто ці системи функціонують у визначеному середовищі, взаємодіють з ним і керуються людиною (безпосередньо чи через якийсь об'єкт), безперервно чи у визначені моменти. Тому, коли мова йде про моделі технічних систем (ТС), потрібно

розуміти відображення в них і керуючих впливів.

Ці впливи здійснюються як результат прийняття відповідного рішення. Тому в модель ТС визначеним чином може вбудовуватися модель вибору і модель прийняття рішень з керування цими впливами.

Докладніше. Моделюючи процес буріння свердловини, можна обмежитися описом того, як руйнується порода під час її взаємодії з породоруйнівним інструментом – долотом залежно від властивостей породи, геометрії долота, швидкості його обертання й осьового навантаження, створюваного буровою колоною. Можна одночасно моделювати і як пробурена порода виноситься на поверхню буровим розчином. Але автоматизовану систему керування буріння неможливо побудувати, не маючи опису впливу на цей процес дій буровика. А це значить, що потрібно побудувати модель прийняття буровиком рішень, зумовлених одержаною ним інформацією про процес буріння.

Отже, моделлю об'єкта можуть бути його образ у свідомості людини, текст, креслення, піктограма, макет, геометрично подібний об'єкт, що його описує, але зменшений чи збільшений, об'єкт іншої фізичної природи, схема, графік, таблиця, формула, система рівнянь, алгоритм та ін.

Реальний об'єкт (система, процес) володіє значною кількістю властивостей, характеристик і тільки незначна частина з них відображається в моделі. У кресленні – топологія, у схемі – структура, у графіку – динаміка, у рейтинговій таблиці – переваги, що склалися в соціальному середовищі. У цьому змісті модель завжди простіша за моделюючий об'єкт (оригінал). Недаремно говорять: думка висловлена є неправдою. (Неправда в тому відношенні, що словами неможливо точно передати думки, почуття і т.п.).

Усі багатообразності моделей пропонуються звести до трьох основних типів:

а) **матеріальні** (фізичні) моделі (це іграшки, ляльки, макети, топ-моделі);

б) **інформаційні, чи семіотичні** моделі – моделі, представлені з допомогою тієї чи іншої знакової системи (це і вербальні, і математичні моделі, і креслення, і схеми);

в) **уявні** моделі (образи, уявлення, що формуються свідомістю).

Окрім того, що модель і оригінал можуть мати різну фізичну природу, вони можуть не співпадати в часі. **Модель навіть може існувати раніше, ніж оригінал:** мета як образ продукту діяльності, тобто вихідна його модель, що йому передує [4].

Математичні моделі і математичне моделювання

Побудова формальних описів (моделей) об'єктів, явищ, процесів, що вивчаються різними науками, – це предмет логіки і математики. Логіка, відповідно до філософських визначень [7], це вчення про те, як правильно думати, і включає в себе вчення про поняття, визначення, судження, висновки, доведення.

Коли у нас є можливість вводити для визначення різних понять, виразів, зв'язків між ними (граматичних, синтаксичних, семантичних) символи, знаки і, керуючись встановленими логікою нормами, ми використовуємо (оперуємо) цими символами для формулювання описів об'єктів, їх поведінки і так далі, фактично переходимо на мову математики.

Опис об'єкта з допомогою математичної мови називають **математичною моделлю об'єкта**.

Універсальність і ефективність, зокрема об'єктивність, компактність, точність та ясність математичної мови зробили **математичне моделювання однією з основних технологій наукової та інженерної діяльності**.

Класифікувати математичні моделі можливо різними способами. Наприклад, за тими властивостями ТО (аспектами моделювання), які вони відображають. В цьому випадку розрізняють геометричні, топологічні, **динамічні, логічні** та тому подібні моделі.

Математичні моделі можуть бути символічними і чисельними. Під час використання символічних моделей оперують не значеннями вхідних, вихідних і внутрішніх параметрів ТО, а їх символічним позначеннями (ідентифікаторами). Чисельні моделі можуть бути аналітичними, тобто їх можна представити у вигляді формул, змінними в яких є визначені параметри і характеристики ТО, чи алгоритмічними, в яких зв'язок цих параметрів і характеристик виражено неявно у вигляді алгоритму моделювання. За характером використовуваного під час побудови моделі математичного апарата розрізняють моделі лінгвістичні, нечіткі, дискретні, стохастичні і т.п. Студентам в університеті необхідно вивчати математику в такому обсязі, в якому б вони:

1) **розуміли**, наскільки ефективна математична мова для об'єктивного і чіткого опису найрізноманітніших процесів і явищ, окремих об'єктів і складних систем;

2) **освоїли** логіку доведених міркувань;

3) **розуміли**, як складаються математичні моделі, як перевіряється їх адекватність, яка технологія цієї діяльності, навчитися застосовувати її до об'єктів, процесів, систем, що є складовою предметної галузі їх майбутньої професійної діяльності;

4) **навчилися** користуватися математичними моделями, працювали з ними, зокрема, розв'язували з використанням аналітичних і чисельних методів рівняння, якщо математична модель є рівнянням чи системою рівнянь, і аналізували розв'язок;

5) **уміли** правильно інтерпретувати результати математичного моделювання, адекватно перевели їх на мову своєї професійної діяльності.

Математична модель – це формальний об'єкт. Його дослідження, аналіз математичними засобами дає можливість за законами формальної логіки робити висновки, які трансформуються у твердження, що стосуються властивостей, характеристик, поведінки оригіналу.

Проте не всі явища, процеси, ситуації так легко формалізуються, як ті, що розглядалися на уроках математики. Знайти підхід до формалізації опису складних систем з істотним впливом людського чинника – це і сьогодні головна проблема їх наукового аналізу і проектування. Будь-якої теорії тут немає. Ймовірно, побудувати її сьогодні неможливо тому, що поки достовірно не встановлені фундаментальні закони природи, які керуються поведінкою вказаних систем.

Окрім того, існують практичні обмеження на складність об'єктів, що моделюються, пов'язані з тими інструментами, якими ми володіємо у сфері виявлення формальних наслідків із формальних описів ситуацій, процесів і явищ. Сукупність цих інструментів і є тим, що називають «математикою». Якими б не були розвиненими ці інструменти, існують процеси і системи настільки складні, зокрема, процеси життєдіяльності суспільства, що вони на даний момент не піддаються вивченню математичними методами.

Але це не означає, що ці об'єкти непізнані. Ідеологи нового напрямку в менеджменті, який називається «психоінжиніринг», пишуть, що ця інженерна технологія проектування, створення і керування колективною свідомістю базується на математичному моделюванні свідомості. Зокрема, дві моделі – індивідуальної свідомості і колективної свідомості – виникають як два окремих випадки проявлення абстрактної свідомості.

Моделювання має два чітко розрізнені завдання:

1) створення моделей (modeling);

2) встановлення властивостей систем на основі аналізу їх моделей (simulation).

Ось тут і виникають чисто математичні проблеми. Головні з них – висока розмірність і нелінійність. І те і інше суттєво ускладнює можливість відображення результатів дослідження моделі аналітичними виразами.

Щоб вирішити дані проблеми, здебільшого, потрібно шукати шляхи спрощення вихідної моделі, знаходити способи її дослідження доступними засобами без значних збитків для адекватності.

Одним із таких способів дослідження математичних моделей складних систем є комп'ютерне імітаційне моделювання.

Тому **математичне моделювання** включає поряд з побудовою математичної моделі **розроблення обчислювального алгоритму** його дослідження на комп'ютері (який визначається, наприклад, вибраним чисельним методом) і відповідною комп'ютерною програмою.

Нагадаємо, що в інжинірингу мета, яку потрібно досягти в процесі моделювання об'єкта, завжди пов'язана з **необхідністю приймати рішення**. Це може бути проектне рішення, що стосується структури, параметрів, конструкції об'єкта, умов і норм експлуатації, програми випробувань і т.п. Здебільшого, проектне рішення потрібно вибрати з декількох варіантів, тому за логікою розвитку математичного моде-

лювання модель об'єкта повинна доповнюватися моделлю прийняття рішення так, щоб обчислювальний алгоритм і програма дали можливість оцінювати можливі варіанти рішень за критеріями, що визначаються даною моделлю.

Таким чином, виявлено, що на етапі сталого розвитку суспільства, моделювання є однією з основних технологій інженерної діяльності і це положення необхідно враховувати при викладанні практично всіх інженерних дисциплін в університетах.

Література

1. Карпаш М. Вища Інженерна освіта в умовах сталого розвитку суспільства [Текст] / Карпаш М., Крижанівський Є., Карпаш О. // Вища освіта України: Теоретичний та науково-методичний часопис. – 2014. – № 2 (53). – С.55-60. – ISSN 2078-1015.
2. Карпаш М.О. Вища інженерна освіта фахівців нафтогазового комплексу в умовах сталого енергетичного розвитку [Текст] / Карпаш М.О. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – Вип. 3(52). – С.190-194. - ISSN 1993 – 9973.
3. Карпаш М.О. Трансформація інженерної діяльності в умовах сталого розвитку [Текст] / Карпаш М.О. // Нафтогазова енергетика. – 2014. – Вип. 2 (22). – С.105-109. – ISSN 1993 – 9868.
4. Карпаш О.М. Інженерна діяльність в умовах сталого розвитку: навчальний посібник / Карпаш О.М., Шейнбаум В.С., Карпаш М.О. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 285 с. – ISBN 978-966-694-210-7.
5. Мирзаджанзаде А.Х. Етюди о гуманизации образования. – Баку, 1993.
- 6 <http://ru.wikipedia.org/wiki/Семиотика>
7. Философский энциклопедический словарь. – М.: ИНФРА-М, 1997. – 2003 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
03.09.15*

*Рекомендована до друку
професором **Мойшишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Петришиним І.С.**
(ДП «Івано-Франківськстандартметрологія»,
м. Івано-Франківськ)*

Техніка і технології

УДК 622.24.058

КІНЕМАТИЧНІ ПЕРЕДАВАЛЬНІ ФУНКЦІЇ КОЛОНИ БУРИЛЬНИХ ТА НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ

М.В. Лисканич, І.І. Чудик, Я.С. Гридзжук, Л.Р. Юрич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727159,
e-mail: jaroslav.gridzhuk@gmail.com

Для оперативної та об'єктивної оцінки динамічного напруженого стану елементів трубних колон нафтогазового сортаменту необхідно мати достатньо точні дані про кінематичні параметри коливань їх перерізів, переважна більшість яких знаходиться на великих відстанях від гирла свердловини. Обладнати перерізи, які перебувають в епіцентрах вібраційних навантажень, спеціальними давачами вібрації технічно складно, а іноді практично неможливо. Характерними для розрахунку колон є перерізи, в яких знаходяться різьбові з'єднання труб як найбільш "уразливі" їх елементи. Через це актуальною є проблема оцінки рівня вібрації в характерних перерізах колони труб за параметрами коливань певної її частини.

У стислій формі подано спосіб розрахунку, запропоновано аналітичні залежності для визначення передавальних функцій бурильних колон та колон насосно-компресорних труб.

Ключові слова: вібрація, віброшвидкість, колона бурильних труб, колона насосно-компресорних труб, передавальна функція.

Для оперативной и объективной оценки динамического напряженного состояния элементов трубных колонн нефтегазового сортамента необходимо владеть достаточно точными данными о кинематических параметрах колебаний их сечений, подавляющее большинство которых находится на больших расстояниях от устья скважины. Оборудовать сечения, находящиеся в эпицентрах вибрационных нагрузок, специальными датчиками вибрации технически сложно, а иногда практически невозможно. Характерными для расчета колонн являются сечения с резьбовыми соединениями труб, являющимися наиболее "уязвимыми" их элементами. Поэтому актуальной является проблема оценки уровня вибрации в характерных сечениях колонны труб за параметрами колебаний некоторой ее части.

В краткой форме представлен способ расчета, предложены аналитические зависимости для определения передаточных функций бурильных колонн и колонн насосно-компрессорных труб.

Ключевые слова: вибрация, виброскорость, колонна бурильных труб, колонна насосно-компрессорных труб, передаточная функция.

Quick and objective evaluation of dynamic stress state of the oil and gas pipe string components requires accurate data on kinematic parameters of their cross section vibrations, most of which are at a long distance from the well head. It is technically difficult and sometimes practically impossible to equip cross section areas in the epicentre of vibration loads with the help of the special vibration pickups. The pipe string mechanical design is based on cross sections, the most "vulnerable" components of which are threaded pipe joints. It is very important to evaluate the vibration level in the pipe string cross section areas according to the vibration parameters of one of its components.

The authors provided brief description of the calculation method and developed analytic dependences to identify transfer functions of drilling and tubing strings.

Keywords: vibration, vibration speed, drilling string, tubing string, transfer function.

Вступ

Конструкція сучасного нафтогазового обладнання вимагає безперервного розвитку в напрямі збільшення його потужності надійності та довговічності, що при одночасному нама-

ганні зменшення металоемності та габаритів призводить до високої динамічної навантаженості окремих елементів обладнання. На даний час накопичено певний досвід створення методів експериментального та аналітичного дослідження динамічних властивостей машин і ме-

ханізмів нафтогазового обладнання, який базується на вивченні та аналізі вібрацій лінійних та нелінійних механічних коливальних систем з позиції теорії випадкових процесів. Результати окремих досліджень динамічних явищ у нелінійних механічних коливальних системах із зосередженими масами, вказують на низку особливостей процесів у них, які вдається пояснити лише на базі точних чи наближених аналітичних розв'язків. Отримання таких розв'язків, попри їх важливе як теоретичне, так і прикладне значення, для загальної випадку є складним і до кінця поки що невіршеним завданням. Подібні проблеми мають місце і для нелінійних систем із розподіленими параметрами. Особливо актуальними серед них для сьогодення є ті, які характеризуються складовою швидкості поздовжнього руху (трубопроводи, вздовж яких протікає рідина, бурильні колони, колони насосно-компресорних труб (НКТ), канатні витяги тощо). Навіть лінійні аналоги таких систем не допускають застосування для побудови розв'язків класичних методів Фур'є та Д'Аламбера. Тому через відсутність загальних підходів до дослідження динамічних процесів у континуальних системах вказаного типу динамічні явища у них розглядалися лише для окремих випадків за певних (не завжди фізично обґрунтованих) припущень. У зв'язку з викладеним ґрунтовний аналіз вказаних систем має важливе теоретичне і прикладне значення.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Дослідження нелінійних коливальних і хвильових явищ у пружних конструкціях [1] при дії різного роду збурень (силових, інерційних, кінематичних) складає одну із класичних проблем теоретичної та прикладної механіки. Актуальні та важливі з практичної точки зору задачі розглянуто у роботах Ahmadiah P., Demeio L., Ghayesh M.II., Metrikine A.V., Salenger G., Santee E. Основною проблемою аналізу динаміки нелінійних систем на сучасному етапі досліджень у прикладній теорії коливань є відповідність математичної моделі системи її реальному прототипу. На жаль, відомі дотепер методи моделювання та аналізу перехідних процесів у нелінійних динамічних системах не дають змоги в загальному випадку ефективно розв'язати цю проблему через складність математичного апарату. Кожна із важливих загальних технічних задач, для якої не вдається побудувати точний чи наближений аналітичний розв'язок, вимагає, зазвичай, забезпечення умов коректності розв'язку та застосування в подальшому того чи іншого чисельного методу її розв'язання [2]. Після обґрунтування коректності розв'язку питання вибору чисельного методу є принциповим лише з точки зору ефективності самого методу. Якісні методи дослідження математичних моделей складних нелінійних динамічних систем різної структури започатковано в останні десятиліття у роботах Глазатова С.М., Лавренюка С.П., Ліонса Ж.Л.,

Самойленка А.М., Clark H.R., Kuttler K.L., Rosenberg R.M. та ін.

Складність динамічного аналізу бурильної колони, чи колони насосно-компресорних труб (НКТ) як довгомірних механічних систем полягає в неможливості точного аналітичного дослідження (навіть незначної їхньої частини), оскільки динаміка, як правило, описується системами диференціальних (чи диференціально-алгебраїчних рівнянь), які загалом є нелінійними. Аналітичний розв'язок таких рівнянь одержати досить складно, а в деяких випадках майже неможливо [3, 4]. З іншого боку, саме складання рівнянь, що описують коливальні процеси бурильної колони з великим числом степенів вільності, є дуже непростою процедурою. Це пов'язано з ускладненням виразів для кінематичних залежностей, що визначають положення, швидкості та пришвидшення елементів колон зі збільшенням довжини кінематичних ланцюгів. Крім того, постійний ріст вимог до якості проектування колон бурильних та насосно-компресорних труб спонукає до побудови ускладнених динамічних моделей [4]. По-перше, це викликає збільшення числа степенів вільності і, відповідно, призводить до згаданих вище проблем. По-друге, уточнюються і ускладнюються математичні моделі розрахунку сил взаємодії між трубами колон. Тому, в силу описаних вище причин, можливості суто аналітичних методів дослідження динаміки трубних колон нафтогазового сортаменту різко обмежені, тож в сучасних умовах для розв'язання таких задач слід застосовувати спеціалізоване програмне забезпечення.

Під час буріння свердловини компоновка низу бурильної колони (КНБК) сприймає найбільші динамічні навантаження і зазнає найбільш інтенсивних вібрацій [5]. В процесі поглиблення свердловини КНБК постійно віддаляється від гирла, тому довжина бурильної колони, якою поширюється вібрація, постійно збільшується. Поступово із збільшенням довжини колони, її ваги, сил інерції та змінних сил тертя, зумовлених роботою шарошкового долота на нерівному вибої низько – та високочастотні коливання бурильної колони будуть змінюватися по її довжині впродовж різних проміжків часу. Перелічені вище особливості та результати експериментів [6] підтверджують те, що динамічні параметри бурильної колони, зокрема віброшвидкості її елементів, на різних глибинах є різними.

Отримані у роботі [7] результати експериментальних досліджень динаміки ліфтових колон представляють практичний інтерес, оскільки їх можна використати для вирішення конкретних задач, пов'язаних з визначенням кінематичних параметрів руху довільного перерізу таких колон. Шляхом віброметрії проведено експериментальне визначення максимальних вібропереміщень, віброшвидкостей та віброприскорень поперечних перерізів ліфтової колони під час відбору та під час закачування газу через свердловину № 241, а також під час заповнення сховища газом через свердловину № 34

Таблиця 1 – Технічні параметри компоновок бурильного інструменту та режимні параметри буріння

Свердловина	Компоновка	Навантаження на долото, кН	Частота обертання долота, об/хв	Густина бурового розчину, кг/м ³
Труханівська-1 (вибій 1985м)	БТØ140-816 м; ОБТØ203-144 м; маховик Ø240 - 12,2 м; КЛС-1,1 м; маховик Ø240 - 13,2 м; перехідник 0,4 м; долото СЗГВ Ø295,3	240	60	1300
Кудрявська-2 (вибій 2268м)	БТØ140-1396 м; БТØ127-661 м; БТØ140-50 м; перехідник-0,4 м; ОБТØ203-151 м; КЛС-1,5 м; ОБТØ203-8,3 м; амортизатор НАБ-240; долото STAS Ø295,3	200	60	1250
Пасічна-903 (вибій 3294м)	БТØ140-2643 м; ОБТØ203-7,4 м; ВУК-170; ОБТØ203-143 м; долото Ø205,9	200	60	1300
Сагайдак -52 (вибій 4580м)	БТØ140-4301 м; ОБТØ178-141 м; ВУК-170; ОБТØ178-138 м; долото Ø205,9	180	60	1200
Яблунівська-344 (вибій 5990м, зенітний кут 19град)	БТØ140-2350 м; БТØ127-1452 м; ОБТØ178-7,5 м; КЛСØ292-1,5 м; ОБТØ203-180 м; вибійний двигун Д2Ø195 - 5,8 м; долото СГАУ Ø295,3	150	60	1200

(БТ) – бурильна труба; (ОБТ) – обважнена бурильна труба; (КЛС) – калібратор стовбура

на Більче-Волицько-Угерському підземному сховищі газу (ПСГ) філії УМГ “Львівтрансгаз”. За результатами експериментальних досліджень, наведених в [7] встановлено, що із зростанням глибини розташування давачів, загалом, амплітуди вібропереміщень, віброшвидкостей і віброприскорень збільшуються.

Висвітлення проблеми і основні результати досліджень

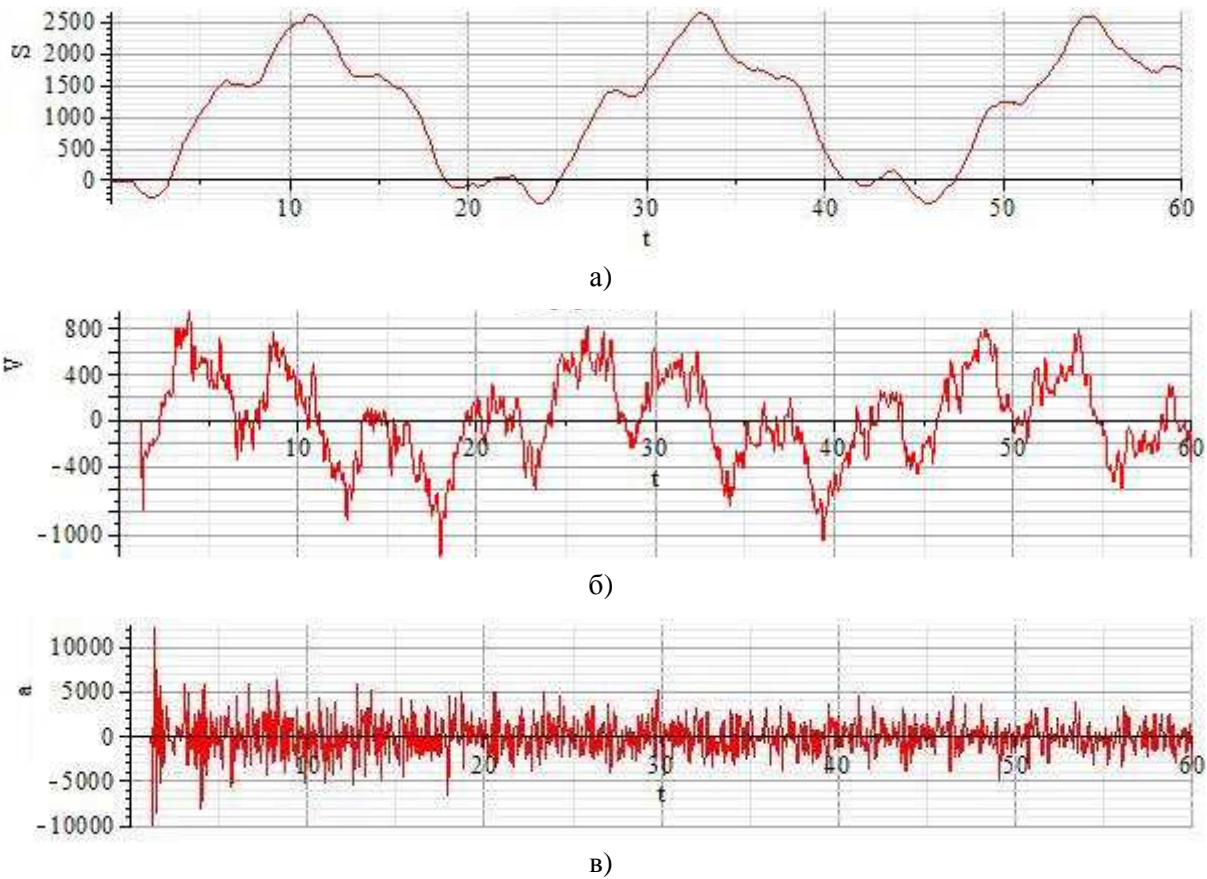
Використовуючи бурильну колону, чи колону НКТ як механічний канал зв'язку гирла свердловини з її вибоєм, можна встановити модельну залежність між кінематичними параметрами коливань верхніх та нижніх перерізів колони шляхом дослідження коливальних процесів, що відбуваються в елементах колони. Зазначимо, що як механічний канал зв'язку колони бурильних труб широко використовується телесистемами відомих фірм США, таких як “Сперрі Сан”, “Сперрі Ресерч” та “Експлорейшен Ресерч” [8].

Як величину, яка просто і досить повно характеризує вібраційний стан колон труб нафтогазового сортаменту, згідно [9] можна використовувати середньоквадратичне значення віброшвидкості у динамічному діапазоні частот від 1 до 1000 Гц. Можливим поясненням цього емпіричного правила є відповідність визначеного рівня швидкості визначеному рівню енергії, так що низькочастотні і високочастотні складові

досліджуваного процесу з позиції енергії коливань мають ідентичні значення.

Кількісно та якісно оцінити віброшвидкість довільного перерізу колони бурильних чи насосно-компресорних труб можна за встановленою залежністю між вібрацією елементів відповідно “верху” та “низу” колони. Залежність між віброшвидкістю елементів “верху” та “низу” колони можна виразити за допомогою спеціальної передавальної характеристики – кінематичної передавальної функції [10]. Згідно теорії автоматичного регулювання [11], передавальна функція – це така функція, яка описує перехідний процес в механічній системі і встановлює взаємозв'язок між її вхідним та вихідним сигналом.

Вхідним та вихідним сигналом механічної системи можуть бути часові залежності кінематичного параметру коливань поперечного перерізу відповідно нижньої та верхньої частини колони. Використовуючи технічні параметри компоновок бурильних інструментів, режимні параметри буріння, наведених у таблиці 1, та методику теоретичних досліджень [12], шляхом моделювання отримано часові залежності вібропереміщень, віброшвидкостей і віброприскорень повздовжніх коливань поперечних перерізів бурильних колон п'яти компоновок. Часові залежності кінематичних характеристик отримано для перерізів, що розташовувались кожні 250 м по всій довжині колони.



а) – зміщення (10^{-5} м); б) – швидкість (10^{-5} м/с); в) – пришвидшення (10^{-3} м/с²)

Рисунок 1 – Часові залежності кінематичних характеристик поєздовжніх коливань поперечного перерізу бурильної колони (свердловина Труханівська-1, глибина розміщення перерізу 74 м)

Як видно з рисунків 1 і 2, амплітуди параметрів поєздовжніх коливань поперечних перерізів бурильної колони поблизу вибою є більшими за параметри поєздовжніх коливань поперечних перерізів, розташованих біля гирла. З отриманих законів зміни осьової швидкості для кожного розрахункового перерізу в середовищі Microsoft Excel визначено середнє значення швидкості $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3, \dots, \bar{V}_n$. Передавальну функцію для довільного n -го перерізу бурильної колони визначено за таким співвідношенням:

$$w_n = \frac{\bar{V}_n}{\bar{V}_1} \quad (1)$$

де \bar{V}_1 – середнє значення віброшвидкості поперечного перерізу першої (ведучої) труби;

\bar{V}_n – середнє значення віброшвидкості n -го поперечного перерізу колони.

Отримані значення передавальних функцій для п'яти компоновок бурильного інструменту довжиною від 2000 до 5000 м зведені в таблиці 2. На рисунку 3 наведено графічні залежності отриманих передавальних функцій від довжини бурильних колон. Щоб отримати аналітичний вираз для розрахунку передавальних функцій, проведено апроксимацію даних таблиці 3 у вигляді поліноміальних рівнянь шостого степеня.

За результатами апроксимації встановлено такі емпіричні залежності для числового розрахунку передавальних функцій бурильних колон довжиною:

до 2000 м (компоновка № 1):

$$w = -3 \cdot 10^{-5} \lambda^6 + 0,0012 \lambda^5 - 0,0171 \lambda^4 + 0,1101 \lambda^3 - 0,3092 \lambda^2 + 0,3913 \lambda + 0,8232, \quad (2)$$

де $\lambda = L/\delta$ – безрозмірний коефіцієнт;

L – відстань від вертлюга (ведучої труби) до перерізу бурильної колони, який розглядається, м;

$\delta = 250$ м – крок розрахунку;

до 2750 м (компоновка № 2):

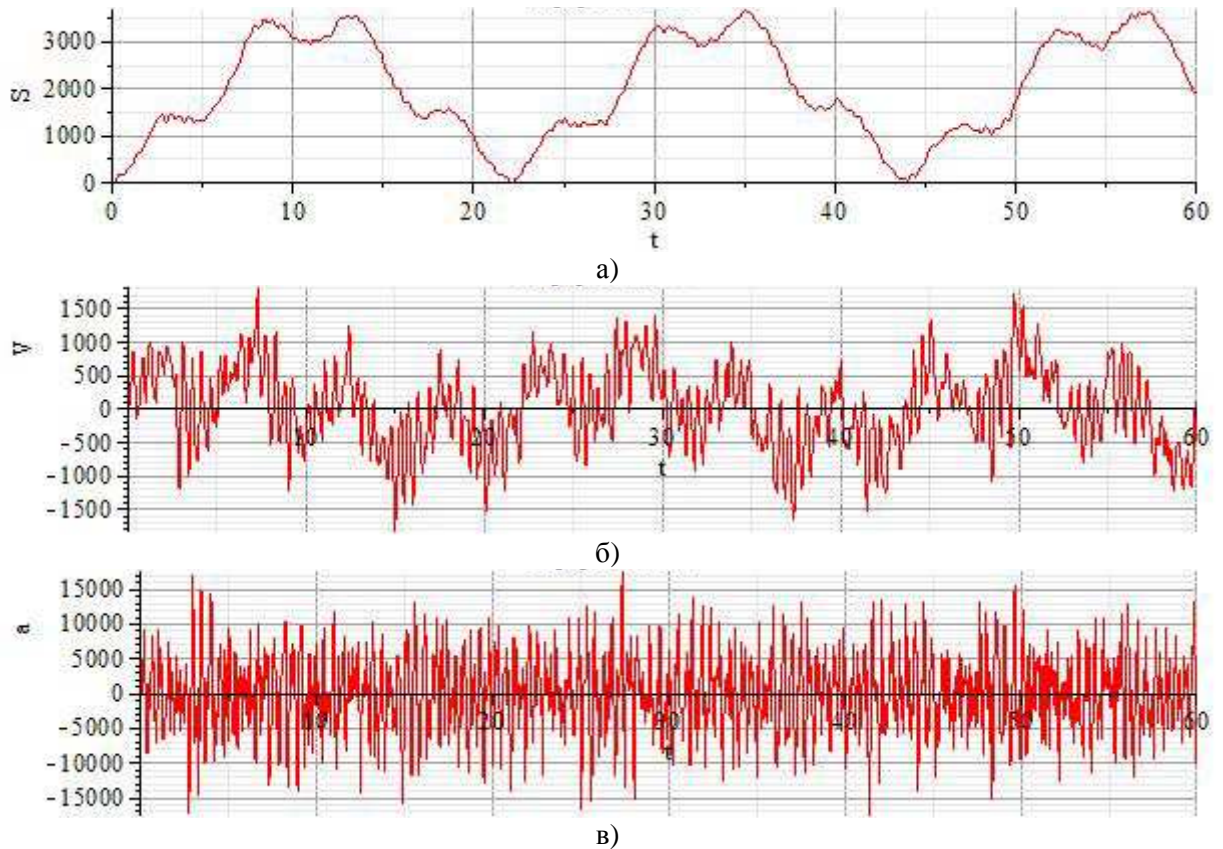
$$w = -2 \cdot 10^{-5} \lambda^6 + 0,0008 \lambda^5 - 0,0121 \lambda^4 + 0,0859 \lambda^3 - 0,2777 \lambda^2 + 0,3993 \lambda + 0,8028; \quad (3)$$

до 3500 м (компоновка № 3):

$$w = -10^{-5} \lambda^6 + 0,0004 \lambda^5 - 0,0073 \lambda^4 + 0,0584 \lambda^3 - 0,2252 \lambda^2 + 0,3935 \lambda + 0,7731; \quad (4)$$

до 4250 м (компоновка № 4):

$$w = -4 \cdot 10^{-6} \lambda^6 + 0,0002 \lambda^5 - 0,004 \lambda^4 + 0,0386 \lambda^3 - 0,1764 \lambda^2 + 0,3583 \lambda + 0,7695; \quad (5)$$



а) – зміщення (10^{-5} м); б) – швидкість (10^{-5} м/с); в) – пришвидшення (10^{-3} м/с²)

Рисунок 2 – Часові залежності кінематичних характеристик поєздовжніх коливань поперечного перерізу бурильної колони (свердловина Труханівська-1, глибина розміщення перерізу 1980 м)

Таблиця 2 – Результати розрахунку кінематичних передавальних функцій поєздовжніх коливань бурильних колон

Відстань від вертлюга (ведучої труби) до перерізу L , м	Компонувки бурильних колон на свердловинах				
	№1	№2	№3	№4	№5
	Труханівська-1	Кудрявська-2	Пасічна-903	Сагайдак-52	Яблунівська-344
10	1	1	1	1	1
250	1,009	1,005	1,004	1,003	1,002
500	1,036	1,022	1,016	1,011	1,009
750	1,084	1,051	1,037	1,025	1,020
1000	1,158	1,093	1,068	1,045	1,037
1250	1,266	1,152	1,109	1,073	1,058
1500	1,424	1,232	1,164	1,107	1,086
1750	1,660	1,340	1,235	1,151	1,120
2000	1,813	1,485	1,326	1,205	1,161
2250	–	1,687	1,444	1,272	1,202
2500	–	1,977	1,599	1,354	1,242
2750	–	2,157	1,809	1,456	1,311
3000	–	–	2,195	1,584	1,405
3250	–	–	2,578	1,738	1,545
3500	–	–	2,748	2,015	1,550
3750	–	–	–	2,450	1,607
4000	–	–	–	2,900	1,809
4250	–	–	–	3,134	1,907
4500	–	–	–	–	2,051
4750	–	–	–	–	2,202
5000	–	–	–	–	2,294

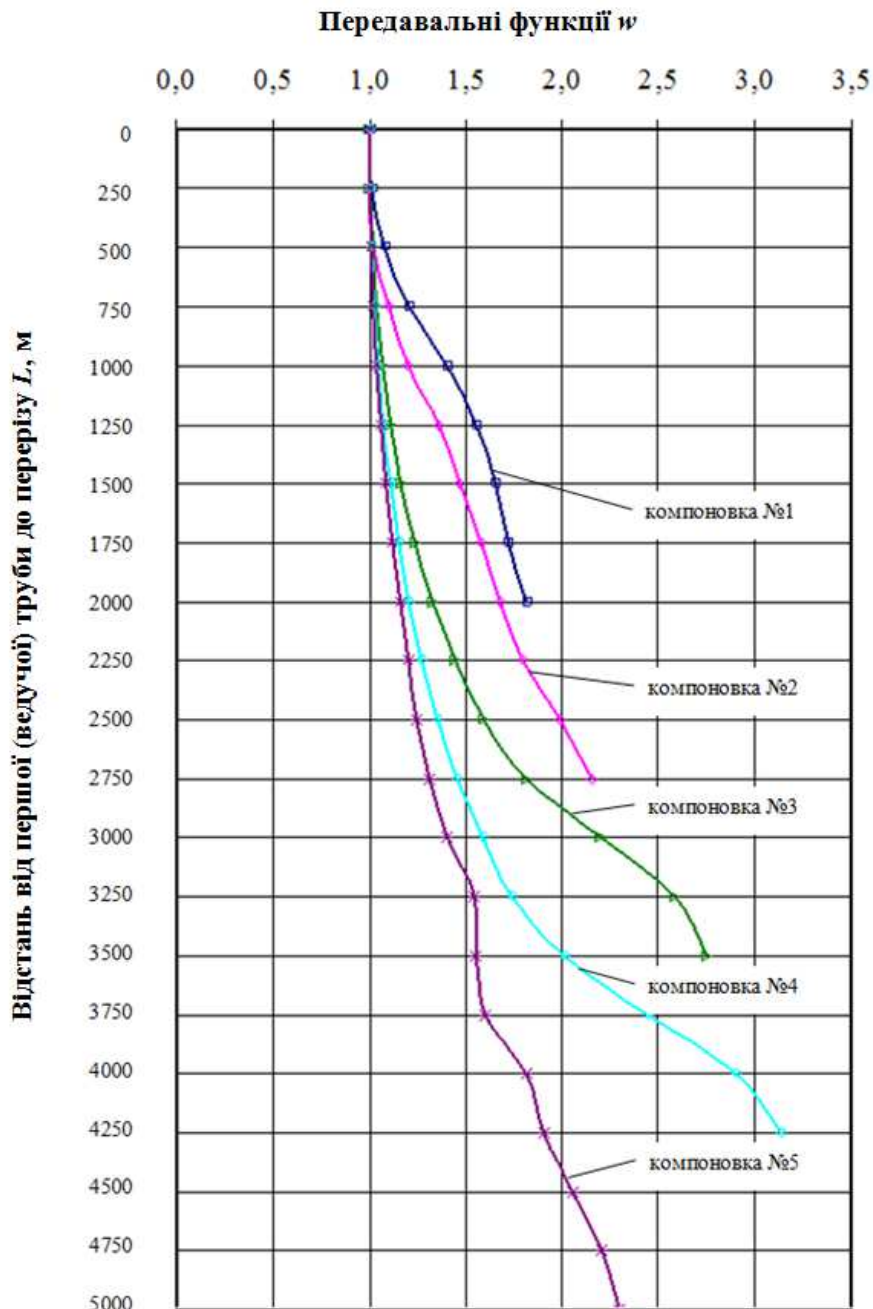


Рисунок 3 – Кінематичні передавальні функції для бурильних колон

до 5000 м (компоновка № 5):

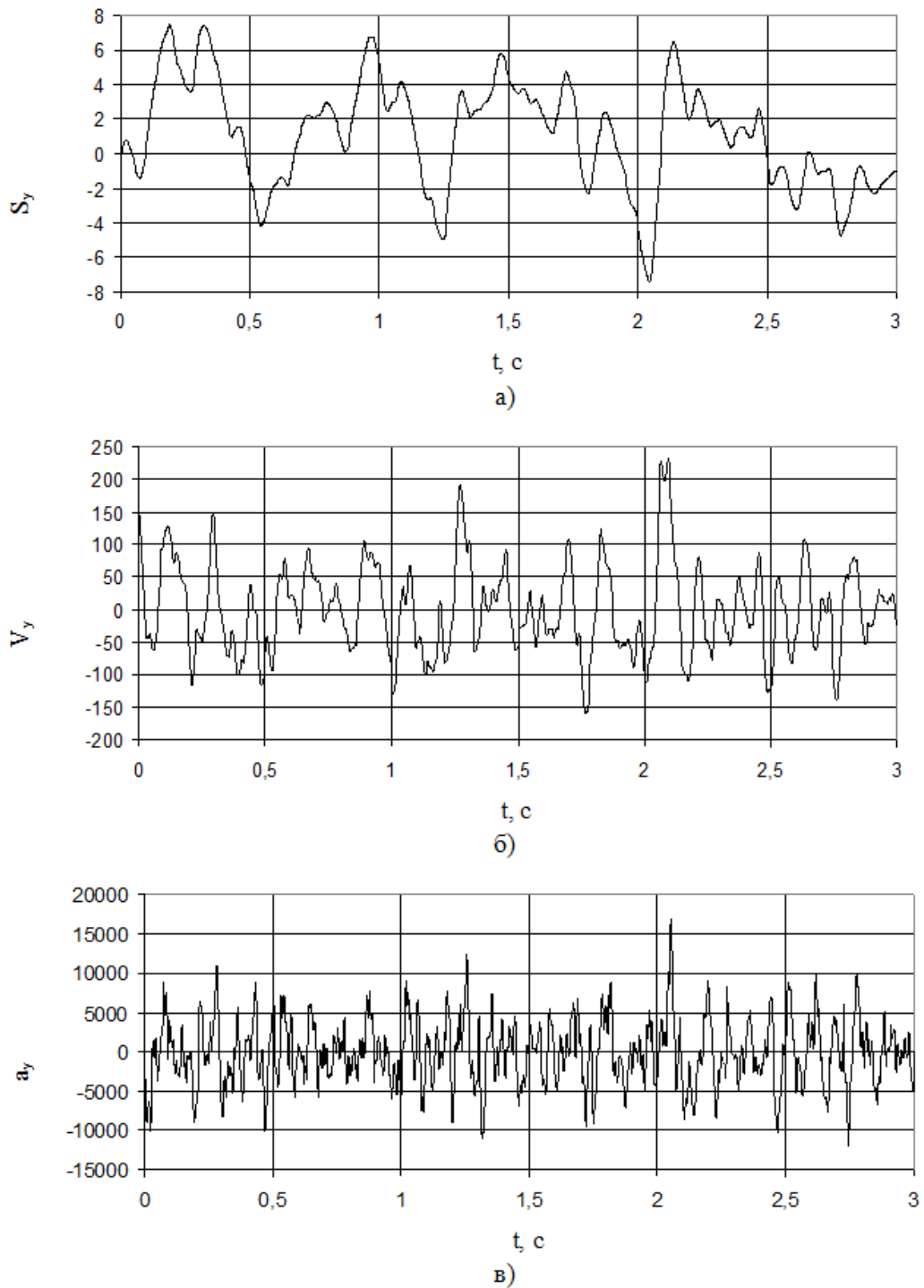
$$w = -2 \cdot 10^{-7} \lambda^6 + 10^{-5} \lambda^5 - 0,0003 \lambda^4 + 0,0039 \lambda^3 - 0,0197 \lambda^2 + 0,0481 \lambda + 0,9638. \quad (6)$$

Результати експериментальних досліджень, наведених у [7] показують, що існує загальна тенденція до збільшення амплітуд вібрацій при переході від верхніх труб колони НКТ до нижніх. Почергове зростання та спадання функцій (рис. 3) свідчить про те, що на амплітуди вібрацій суттєво впливає взаємодія ліфтової колони з обсадною, що обумовлена криволінійністю осі свердловини та її відхиленням від вертикалі. Часові залежності кінематичних характеристик отримано для перерізів, що розташовувались кожні 100 м по всій довжині колони.

Більші амплітуди вібрацій одержані для режиму відбору газу, менші – для режимів закачування. У випадку інтенсивних вібрацій ліфтової колони основну участь у динамічному процесі бере її нижня частина. Аналогічно як і для бурильної колони, для колони НКТ (табл. 3), використовуючи результати роботи [7] за формулою (1) отримано числові значення передавальних функцій (табл. 4).

За результатами апроксимації встановлені такі емпіричні залежності для числового розрахунку передавальних функцій колон НКТ: для свердловини № 241 в режимі відбору газу:

$$w = -10^{-13} \lambda^5 + 3 \cdot 10^{-10} \lambda^4 - 3 \cdot 10^{-7} \lambda^3 + 0,000 \lambda^2 - 0,017 \lambda + 1,434; \quad (7)$$



а) – проекція відхилення (мм); б) – проекція швидкості (мм/с);
в) – проекція пришвидшення (мм/с²)

Рисунок 4 – Часові залежності кінематичних характеристик поперечних коливань поперечного перерізу ліфтової колони в процесі відбору газу (свердловина № 241, глибина розміщення перерізу 1035 м)

де $\lambda = L/\delta$ – безрозмірний коефіцієнт;

L – відстань від першої труби біля гирла свердловини до перерізу колони НКТ, який розглядається, м;

$\delta = 100$ м;

для свердловини №241 в режимі закачування газу:

$$w = 2 \cdot 10^{-12} \lambda^5 - 2 \cdot 10^{-9} \lambda^4 + \cdot 10^{-6} \lambda^3 - 0,000 \lambda^2 + 0,034 \lambda + 0,101; \quad (8)$$

для свердловини №34 в режимі закачування газу:

$$w = 7 \cdot 10^{-12} \lambda^5 - 8 \cdot 10^{-9} \lambda^4 + 4 \cdot 10^{-6} \lambda^3 - 0,001 \lambda^2 + 0,114 \lambda - 1,775. \quad (9)$$

Таблиця 3 – Технічні параметри колони насосно-компресорних труб газових свердловин № 241 та № 34 Більче-Волицького-Угерського ПСГ

№ свердловини	Інтервал перфорації, м	Тип технологічного процесу	Розмір НКТ, м×мм
241	997–1064	відбір газу	1039×114
241	997–1064	закачування газу	1039×114
34	972–1038	закачування газу	1025×114

Таблиця 4 – Результати розрахунку кінематичних передавальних функцій поперечних коливань колон НКТ

Відстань від першої труби біля гирла до перерізу L , м	Свердловина та тип технологічного процесу		
	№241 відбір газу	№241 закачування газу	№34 закачування газу
35	1,00	1,00	1,00
135	0,27	1,23	2,78
235	1,30	0,92	1,38
335	1,19	0,57	1,71
435	1,05	0,84	5,49
535	0,92	0,77	2,35
635	1,57	0,90	1,85
735	0,38	1,47	2,24
835	1,81	1,14	2,70
935	4,97	2,80	5,69
1035	10,82	2,29	1,65

Як видно з рисунків 4 і 5, залежності передавальних функцій трубних колон від їх довжини не є монотонними. Таку особливість можна пояснити наступним чином. Поширюючись від низу по тілу бурильної труби чи НКТ, як по однорідному середовищу, механічні хвилі натрапляють на своєрідні "перешкоди" – різьбові з'єднання. При цьому відомо [6], що більша частина хвилі, яка "пройшла" крізь таку "перешкоду", поширюється далі по колоні вгору, а менша частина – відбивається назад. В першому випадку відбита хвиля збільшує амплітуду падаючої хвилі, а в другому – зменшує її. Оскільки ми маємо справу не з одинарною відбитою хвилею, а нескінченним рядом відбивань, то "падаючі" та "відбиті" хвилі певним чином збільшують або зменшують амплітуду коливань. Немонотонний характер зміни передавальних функцій для колони НКТ в процесі відбору чи закачування газу відбувається внаслідок ударних явищ, викликаних взаємодією її нижньої частини з обсадною колоною; для бурильної колони – внаслідок притискання та інтенсивного тертя її нижньої частини до стінок свердловини.

За відомих значень кінематичних передавальних функцій колон бурильних чи насосно-компресорних труб у відповідності із (1) можна визначити числове значення швидкості коливань чи їх часову залежність для довільного перерізу:

$$\bar{V}_n = w_n \cdot \bar{V}_1. \quad (10)$$

Висновки

Наукова новизна роботи полягає в тому, що вперше встановлено кінематичний зв'язок між швидкістю коливань перерізу колони бурильних і насосно-компресорних труб, що знаходиться поблизу гирла свердловини та довільних перерізів колони, які знаходяться на глибині. Отримана сукупність аналітичних залежностей в подальшому дасть можливість отримати розв'язок низки прикладних задач, пов'язаних з визначенням внутрішніх сил та моментів в перерізах бурильних та насосно-компресорних труб, а також сил взаємодії трубних колон із обсадною колоною; оптимізацією параметрів пружних ліній трубних колон; розробкою практичних рекомендацій щодо удосконалення конструкцій компоновок самих колон та технології буріння свердловин, відбору і закачування газу у газосховища. Практична цінність роботи полягає в тому, що встановлені емпіричні залежності дають змогу визначити швидкість коливань елемента колони на потрібній глибині. Такий спосіб дослідження може бути досить ефективним при визначенні динамічних навантажень та спричинених ними втомних напружень, що виникають в різьбових з'єднаннях труб, які, як свідчить практика, є найбільш уразливими місцями як бурильної колони, так і колони НКТ. Встановлені емпіричні залежності можуть служити своєрідною теоретичною основою для системного дослідження нелінійних коливань трубних колон при різних технологі-

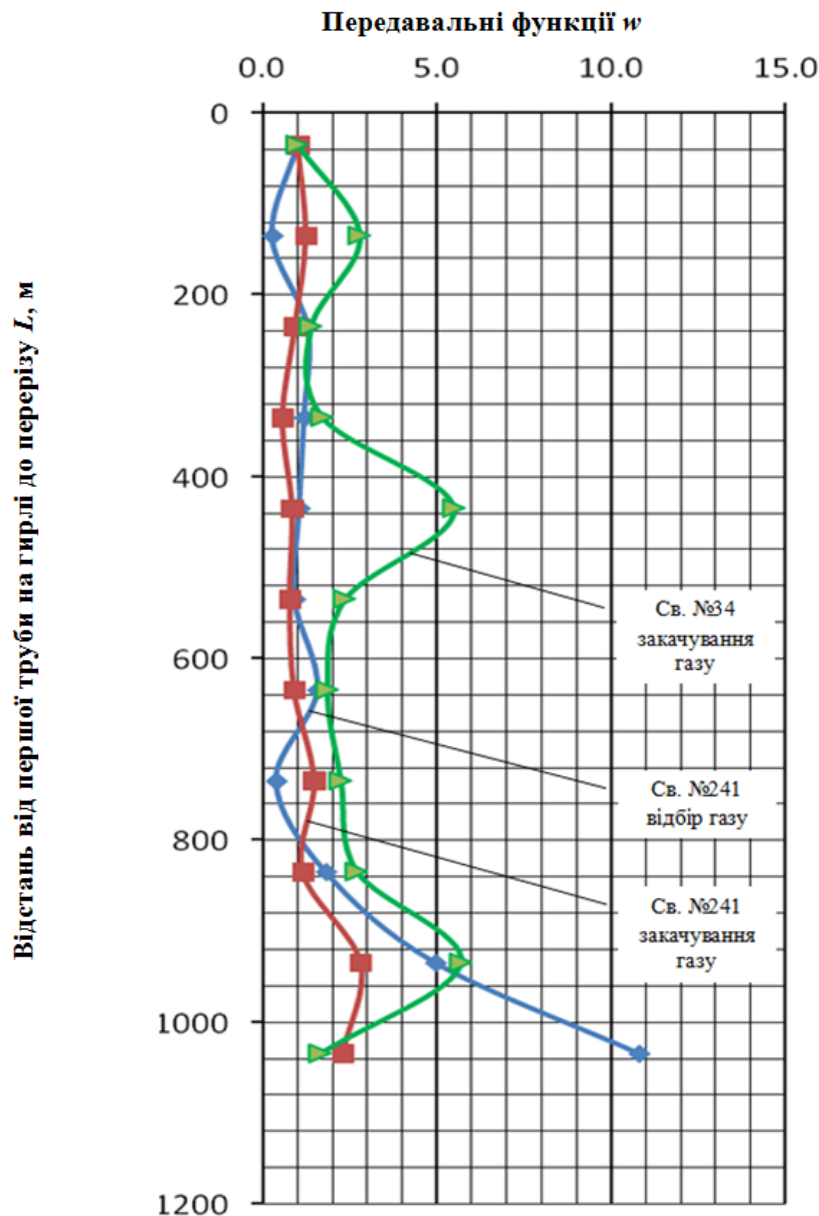


Рисунок 5 – Кінематичні передавальні функції для колон НКТ

чних режимах, а також проведення розрахунків елементів колон на міцність та довговічність.

Література

- 1 Голосков Е.Г. Нестационарные колебания деформируемых систем / Е.Г. Голосков, А.П. Филиппов. – Киев: Наукова думка, 1977. – 339 с.
- 2 Pukach P. Ya. On the unboundedness of a solution of the mixed problem for nonlinear evolution equation at a finite time / P.Ya. Pukach // Nonlinear Oscillations. – 2012. – Vol. 14, Is. 3. – P. 369-378.
- 3 Советов В.Я. Моделирование систем: Практикум / В.Я. Советов. – М.: Высшая школа, 2003. – 295 с.
- 4 Рыжиков Ю.И. Имитационное моделирование / Ю.И. Рыжиков. – М.: Логос, 2003. – 357 с.
- 5 Огородников П.И. Вибросостояние буровой колонны в процессе углубления скважины / П.И. Огородников, Н.А. Реймерс. – Ивано-Франковск, ИФИНГ, 1986. – Деп. в УкрНИИНТИ, 14.07.86. – 11с.
- 6 Балицкий В.П. Экспериментальные исследования высокочастотных продольных колебаний буровой колонны / В.П. Балицкий // РНТС “Машины и нефтяное оборудование”. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – №11. – С.9-11.
- 7 Савула С. Ф. Экспериментальні дослідження динаміки ліфтових колон підземного сховища газу / С.Ф. Савула, Є.В. Харченко, А.О. Кичма // машинознавство. – 2006. – № 6. – С. 30-34.
- 8 Способ передачи информации по колонне буровых труб и устройство для его осуществления. Патент №3837223. США, МКИ Е 21в, 47/12, № 363.784: заявл. 24.05.1973; опубл. 24.09.1974, том 926, №4.

9 Добрынин С.А. Методы автоматизированного исследования вибрации машин. Справочник / С.А. Добрынин, М.С. Фельдман, Г.И. Фирсов. – М.: Машиностроение, 1987. – 224 с.

10 Кадымов Я.Б. К вопросу аппроксимации передаточной функции колонны бурильных труб / Я.Б. Кадымов, Б.И. Иовнович // Нефть и газ. – 1977. – № 2. – С. 81-84.

11 Пантелеев А.В. Теория управления в примерах и задачах / А.В. Пантелеев, А.С. Бортакровский. – М.: Высшая школа, 2003. – 583с.

12 Гриджук Я.С. Моделювання поздовжніх коливань бурильної колони в середовищі MapleSim / Я.С. Гриджук // Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобудуванні: X Міжнародна науково-технічна конференція "Вібрації в техніці та технологіях", 11-13 жовтня 2011р.: Укр. міжвід. наук.-тех. зб. – Львів, 2011. – № 45 – С. 31-37.

Стаття надійшла до редакційної колегії
21.08.15

Рекомендована до друку
професором Івасівим В.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Григорашем В.В.
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКІСНИХ КОНСТРУКТОРСЬКИХ ПОКАЗНИКІВ ЦЕМЕНТОВАНИХ ЦАПФ ЛАП ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛІТ НА ЕТАПАХ ПІДГОТОВКИ ЇХ ВИГОТОВЛЕННЯ

Р.С.Яким¹, Ю.Д.Петрина², І.С.Яким²

¹ Дрогобицький державний педагогічний університет ім. Івана Франка;
82100, м. Дрогобич, вул. І.Франка, 24, тел. 0679070484, e-mail: Jakym.r@online.ua

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 43024,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Дослідження має на меті вирішення проблеми забезпечення якісних показників цементованих цапф лап тришарошкових бурових доліт. Дослідження проводились в умовах реального виробництва бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних та натурних випробовувань. Встановлено взаємозв'язок між фізико-механічними, технологічними показниками долотних сталей 19ХГНМА-В і 21ХГНМА-В та рівнем забезпечення точності конструкторських параметрів цапф лап сформованих на етапах їхнього механічного оброблення. Досліджено характер деформації за критерієм виникнення биття бігових доріжок цапф лап залежно від фізико-механічних і технологічних показників долотних сталей. Встановлено емпіричне рівняння регресії, що дозволяє прогнозувати величину биття цапф лап за концентрацією вуглецю та молібдену в плавці долотної сталі. Сталь 21ХГНМА-В проти сталі 19ХГНМА-В після хіміко-термічної обробки (цементзації) дає удвічі менші значення биття бігових доріжок цапф лап. Аналізом прогартовування та розподілів твердості й концентрації вуглецю в цементованих і загартованих цапфах лап встановлено, що сталь 21ХГНМА-В порівняно зі сталлю 19ХГНМА-В краще забезпечує вимоги до контактної витривалості, тому її рекомендується застосовувати для виготовлення лап бурових доліт.

Ключові слова: цементация, долотна сталь, деформація, биття, цапфа лапи.

Целью исследования является решение проблемы обеспечения качественных показателей цементованных цапф лап трехшарошечных буровых долот. Исследования проводились в условиях реального производства буровых долот, при математическом планировании экспериментов, комплексным использованием экспериментальных лабораторных и натурных испытаний. Установлена взаимосвязь между физико-механическими и технологическими показателями долотных сталей 19ХГНМА-В и 21ХГНМА-В и уровнем обеспечения точности конструкторских параметров цапф лап, сформированных на этапах их механической обработки. Исследован характер деформации по критерию возникновения биения беговых дорожек цапф лап в зависимости от физико-механических и технологических показателей долотных сталей. Установлено эмпирическое уравнение регрессии, которое позволяет прогнозировать величину биения цапф лап по концентрации углерода и молибдена в плавке долотной стали. Сталь 21ХГНМА-В по сравнению со сталью 19ХГНМА-В после химико-термической обработки (цементации) дает в два раза меньшие значения биения беговых дорожек цапф лап. Анализом прокаливания и распределения твердости, и концентрации углерода в цементованных и закаленных цапфах лап установлено, что сталь 21ХГНМА-В по сравнению со сталью 19ХГНМА-В лучше обеспечивает требования к контактной выносливости, поэтому ее рекомендуется использовать для изготовления лап буровых долот.

Ключевые слова: цементация, долотная сталь, деформация, биение, цапфа лапы.

The aim of the study is to solve the problem connected with provision of qualitative parameters of the carburized three-cone drill bit arm pins. The studies were carried out under conditions of drill bits real production with the help of mathematical planning of experiments and complex utilization of experimental laboratory and natural tests. The interconnection between the physical-mechanical technological parameters of 19ХГНМА-В and 21ХГНМА-В drill bit steels and provision of accuracy of the arm pins design parameters developed at the stages of their mechanical treatment was determined. The nature of deformation on the basis of the criterion of run-out formation of arm pins races depending on physical-mechanical and technological parameters of the drill bit steels was studied. The empirical equation of regression that allows to predict the arm pins run-out value according to the concentration of carbon and molybdenum in the drill bit steel melting was defined. 21ХГНМА-В steel, when compared with 19ХГНМА-В steel, after chemical-thermal treatment (carburizing), gives half as large values of arm pins races. The analysis of hardenability, hardness distribution, and carbon concentration in the carburized and hardened arm pins was used to determine that 21ХГНМА-В steel, when compared with 19ХГНМА-В steel, better meets the requirements for contact durability. As a result, 21ХГНМА-В steel is recommended to be used for manufacturing of drill bit arm pins.

Keywords: carburizing, drill bit steel, deformation, run-out, arm pin.

Вступ. Опори кочення тришарошкових бурових доліт працюють в складних умовах контактної навантаженості. Тому до їхніх спряжених елементів висувається комплекс строгих вимог. Це, у свою чергу, ставить перед долото-

будуванням комплексну наукоємну задачу з вдосконалення існуючої технології виготовлення тришарошкових бурових доліт та підвищення їхньої якості до рівня світових стандартів.

Аналізом причин відмов тришарошкових бурових доліт встановлено, що основною причиною низьких експлуатаційних показників є недопрацювання опор (у окремих випадках більше 75% у партії доліт). Зокрема, через те що бігові доріжки цапфи лапи зазнають локального навантаження в нижній ділянці. Тут утворюються перші пошкодження, пінтинги, які швидко прогресують у розмірах. Результатом цього є руйнування відповідальних поверхонь елементів опори. Це веде до порушень робочого режиму роботи підшипників, зростання величини зазорів у секції долота, перекосів шарошки відносно осі цапфи. Тому вибір сталей для лап доліт, технології виготовлення заготовок, точності механічного оброблення, а також технології зміцнення є комплексною проблемою в долотобудуванні.

У технологічному процесі виготовлення деталей доліт найбільш складними є механічне оброблення та хіміко-термічна обробка (ХТО). Причому ХТО змінює якісні конструкторські параметри елементів опор кочення, які були отримані при механічному обробленні цапф лап і порожнин шарошок. Якщо для шарошок бурових доліт встановлено характер деформації залежно від фізико-механічних і технологічних показників долотних сталей та параметрів термічних технологічних обробок [1], то для цапф лап такі дослідження ще не здійснювалися. Оскільки до забезпечення точності конструкторських параметрів цапф лап висувають такі самі високі вимоги як і до шарошок, то дослідження орієнтовані на заповнення окресленої прогаліни є актуальними для долотобудування та мають вагоме практичне значення із вдосконалення існуючої технології виготовлення тришарошкових бурових доліт.

За останні роки у підвищенні ефективності існуючих конструкцій цапф лап тришарошкових бурових доліт сформувалися основні підходи до пошуку оптимальних марок сталей та методів їхньої обробки й зміцнення. Основною метою таких підходів є підвищення міцності і твердості цементованого шару, а також міцності серцевини для того, щоб виключити можливість виникнення пластичної деформації під зміцненим шаром. Також важливо щоби зміцнена долотна сталь забезпечувала високу тришарошківостійкість елементів цапфи лапи в умовах експлуатації долота на вибої. З іншої сторони, хімічний склад сталі повинен відповідати вимогам економії цінних легуючих елементів та забезпечувати високі технологічні показники (оброблюваність лезовим інструментом, зварюваність та ін.). У зв'язку з цим, переважаюча кількість досліджень присвячена вивченню цементованих сталей хромонікелевого складу [2-5]. Як результат, у долотобудуванні масово застосовують для виготовлення лап секційних тришарошкових бурових доліт сталі: 20ХН3А, 14ХН3МА, 19ХГНМА, 20ХГНМА, 22ХГНМА. Зауважимо, що за існуючої технології цементування кількість вуглецю в поверхневих шарах таких сталей приблизно вирівнюється. Проте різний вміст легуючих елементів дає різні показ-

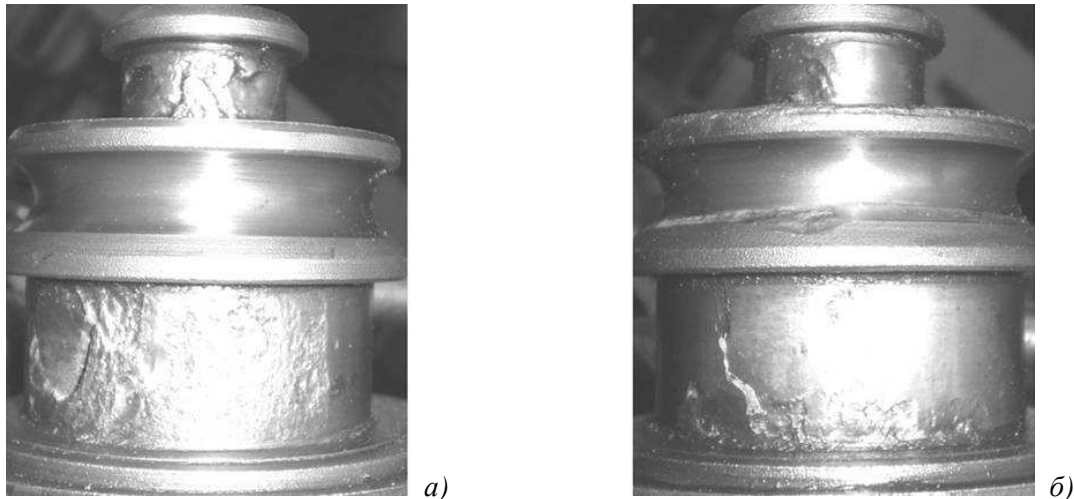
ники щодо прогартовування та, відповідно, специфічні особливості характеру зміни показників міцності та пластичності в поверхневих зміцнених шарах відносно серцевини. Зокрема, надлишок легуючих елементів, які у відомій мірі, є гетерогенними частинками в металевій матриці, спричинює різке зниження контактної витривалості елементів опор.

Встановлено [5-7], що сталь 20ХН3А, володіючи більшими значеннями показників міцності, має меншу в'язкість за статичних та динамічних навантаженнях проти сталі 14ХН3МА. Крім цього, сталь 20ХН3А не забезпечує стабільність прогартовування зі збільшенням розмірів перерізу. У свою чергу, практика застосування на долотних заводах сталі 14ХН3МА для виготовлення лап доліт виявила її непридатність для цього через підвищену схильність до деформації та викривлень під час термообробок. Тому були здійснені комплексні дослідження з пошуку нових, комплексно легуваних сталей для лап доліт, які б задовольняли не тільки вимоги щодо міцності, пластичності, прогартовування та зварюваності ще й забезпечували низьку схильність до деформації та викривлень під час термообробок.

У результаті комплексного аналізу залежностей між структурою, механічними властивостями та експлуатаційними показниками в [6] запропонована і апробована у виробництві сталь 20ХГМ-Ш зі зниженням вмістом нікелю. Ця сталь проти хромонікелевих сталей забезпечує високі показники міцності та контактної витривалості. Зокрема, встановлено, що сталь 14ХН3МА та сталь 20ХГМ-Ш володіють практично однаковими механічними властивостями. Тим не менше, характер руйнування зразків виготовлених зі сталі 20ХГМ-Ш виявив їхню високу чутливість до різного роду концентраторів напружень. Ця сталь проти сталі 14ХН3МА має дещо вищі значення міцності та нижчі показники пластичності. Тому сталь 20ХГМ-Ш досить добре зарекомендувала себе при виготовленні лап бурових доліт великих типорозмірів.

Світова практика виготовлення лап секційних тришарошкових доліт характеризується застосуванням особливо високоякісних комплексно легуваних сталей зі зниженням вмістом нікелю [2, 4, 8, 9]. Відтак, за аналогом до кращих долотних сталей, що застосовують провідні виробники тришарошкових бурових доліт, як „Hughes Christensen Co.”, „Smith International Inc.”, „Reed Tool Co.”, „Security DBS Dresser Industries Inc.”, „Varel Manufacturing Co.”, у вітчизняному долотобудуванні застосовується сталь 19ХГНМА (аналог сталі AISI 8720Н).

З досліджень [5, 7] та ін., в яких встановлено вплив хімічного складу, фізико-механічних показників на експлуатаційні показники деталей доліт зі сталей типу 19ХГНМА-В впливає необхідність покращення фізико-механічних властивостей сталі 19ХГНМА. У цьому напрямку вбачається перспективність збільшення вмісту вуглецю і молібдену. Відомо [10], що



*а – цапфа лапи, виготовлена зі сталі 19ХГНМА-В,
б – цапфа лапи, виготовлена зі сталі 20ХНЗА-В*

Рисунок 1 – Загальний вигляд руйнувань елементів цапф лап тришарошкових бурових доліт типорозміру 250,8 мм, які відпрацювали у стендових умовах 27 год

при концентрації молібдену до 0,5%, він не бере участі в карбідоутворенні і, залишаючись в твердому розчині (аустеніті), значно підвищує прогартування цементованого шару та міцність серцевини. Так, після термообробки сталі 21ХГНМА за режимом: 1-е гартування $890 \pm 10^\circ\text{C}$ в оливі; 2-е гартування $840 \pm 10^\circ\text{C}$ в оливі; відпуск $185 \pm 15^\circ\text{C}$ в повітрі, вона набуває практично однакових зі сталлю 19ХГНМА-В фізико-механічних властивостей [5]. Також у цих сталях є типова мікроструктура. Однак сталь 21ХГНМА забезпечує вищу міцність серцевини, зокрема на цій сталі можна отримати твердість в серцевині цапф лап HRC34-40, у той час, як на сталі 19ХГНМА-В отримують HRC18-40.

Порівнюючи експлуатаційні показники долотної сталі з високим вмістом нікелю (сталь 20ХНЗА-В) та комплексно легованої з пониженням вмістом нікелю (сталь 19ХГНМА-В), то маємо практично однаковий характер руйнування елементів опор. Водночас сталь 20ХНЗА-В дає вищі показники міцності і контактної витривалості проти сталі 19ХГНМА-В (рис. 1). Тим не менше сталь 19ХГНМА-В є значно дешевшою та більш технологічною у операціях термообробки метою яких є досягнення високих показників твердості.

Вивчення проблеми забезпечення якості цементованих деталей доліт свідчить, що в умовах масового виготовлення бурових доліт неможливо добитися сталого рівня довговічності елементів опор по критерію контактної витривалості та тріщиностійкості. Основною причиною цього є відсутність стабільності основних фізико-механічних показників плавок цих сталей у стані поставки на долотне виробництво. Тому існує необхідність ще на стадії вхідного заводського контролю встановити придатність тієї чи іншої плавки сталі для виготовлення деталей долота на заданому рівні якості.

Практика хіміко-термічної обробки деталей доліт свідчить, що максимальна деформація

цапфи лапи фіксується після цементациї. Наприклад встановлено [3], що діаметр цапфи лапи зі сталі 20ХНЗА-Ш після цементациї може збільшитися на 0,12 мм, або зменшитися діаметр бігових доріжок на 0,08 мм. При цьому велика роликів доріжка цапфи лапи може набутти конусність до 0,2 мм. У цапфах зі сталі 14ХНЗМА-Ш окрім зазначених змін розмірів автори [3] спостерігали значні викривлення відносно осі цапфи. Такі особливості втрати точності конструкторських параметрів сформованих на технологічних операціях до цементациї деталей ведуть до різкого зниження працездатності опори. З метою зменшення значень деформацій цапф лап, за аналогом до зарубіжного досвіду, були спроби застосувати сталі 20ХГНМА-Ш і 22ХГНМА-Ш. У дослідній партії цапф лап з таких сталей автори [3] отримали суттєве зменшення відхилень від конструкторських розмірів бігових доріжок (зміна діаметра бігових доріжок при термообробці не перевищувала 0,07 мм, а конусність – 0,025 мм). Тим не менше, сьогодні у долотобудуванні сталі електрошлакового переплаву практично не застосовують через їхню високу вартість, натомість поширені вакуумовані сталі 19ХГНМА-В та 21ХГНМА-В. Хімічний склад прокату таких сталей згідно існуючих технічних умов допускає широкі границі розсіювання значень концентрації легуючих елементів. Відтак різні плавки долотних сталей подекуди дають різко відмінні фізико-механічні, технологічні та експлуатаційні показники деталей доліт. Зауважимо, що окрім досліджень здійснених в [5, 7] практично відсутні конкретні рекомендації щодо застосування сталей 19ХГНМА-В, 21ХГНМА-В та подібним їм за хімічним складом для виготовлення лап бурових доліт. Що ж стосується схильності таких сталей до деформації після цементациї, то такі оцінки, як правило здійснюються у заводських умовах ситуаційно – залежно від виявлення браку. Однією з причин такого становища є те, що загалом долотні сталі типу

19ХГНМА-В дають менш відчутну деформацію та відхилення конструкторських розмірів цапф лап порівняно зі сталлю 14ХНЗМА-В, з якої виготовляють шарошки доліт. Тим не менше, на операціях механічного оброблення цапф лап час від часу фіксуються проблеми передчасної відмови та руйнування різального інструменту (твердосплавних пластин різців для токарного оброблення). Аналізом встановлено, що після термообробки лап з різних плавки сталі виникає необхідність коригування значень припусків на механічне оброблення. У окремих випадках необхідно збільшувати кількість проходів інструменту. Аналізом фізико-механічних показників у перерізах бігових доріжок цапф лап в яких було збільшено кількість проходів інструменту виявлено, що товщина цементованого шару є неоднакова. У одному місці фіксували значення товщини яке відповідає існуючим вимогам, у інших – цементований шар має недопустимо малу товщину. Такий стан речей спричинює випадки виникнення бракованої продукції. З іншої сторони, сучасний підхід до забезпечення якості тришарошкових бурових доліт на основних стадіях їхнього життєвого циклу вимагає встановлення чітких критеріїв для якісної підготовки виробництва та проектування технологічних процесів виготовлення бурових доліт.

Виходячи з вище викладеного, метою даного дослідження є вирішення проблеми забезпечення якісних конструкторських показників на етапах підготовки технологічних операцій зміцнення цапф лап тришарошкових бурових доліт. Відтак поставлено задачу встановити взаємозв'язок між фізико-механічними, технологічними показниками долотних сталей та рівнем забезпечення точності конструкторських параметрів цапф лап сформованих на етапах їхнього механічного оброблення.

Матеріали і методика експерименту. Дослідження проводились в умовах реального виробництва тришарошкових бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, статистичної обробки отриманих даних, комплексним застосуванням стандартних експериментальних лабораторних та натурних вимірювань.

Технологічний процес виготовлення цапф лап включає виготовлення заготовки – кованки. На цих перших операціях закладаються основні параметри технологічного спадку. Технологічний процес формоутворення опорних поверхонь цапф лап включає токарне механічне оброблення до здійснення якого висувається комплекс жорстких вимог. Ці вимоги стосуються точності дотримання операційних розмірів, зведення до мінімуму конусності та овальності роликів бігових доріжок, уникнення спотворення профілю бігової доріжки замкового кулькового підшипника кочення та ін. [11]. З цією метою вивчали вплив ХТО на відхилення від номінальних розмірів роликів бігових доріжок цапф лап різних типорозмірів бурових доліт. Зокрема вимірюванням були піддані пар-

тії (в кожній 30 шт.) цапф лап бурових доліт діаметром 215,9мм; 224,5мм; 250,8мм; 295,3мм; 393,7мм.

Результати досліджень. На першому етапі досліджень встановлено характер зміни величини биття поверхонь бігових доріжок цапф лап відносно осі цапфи. Для цього вимірювали биття бігових доріжок до і після ХТО.

Отже, результати вимірювання конструкторських елементів цапф лап бурових доліт подано в табл. 1-5. Зафіксовані відхилення вимагають додаткових затрат на механічне оброблення. Тут оброблення точнішим необхідно вести не за один, а за 2, а у деяких випадках у 3 проходи.

Отримані дані свідчать, що для великої роликаної та замкової кулькової бігових доріжок цапф лап секційних бурових доліт досліджуваних типорозмірів значення биття є практично на однаковому рівні. Оцінка розсіювання значень розмірів для цих елементів цапфи має такий подібний характер. Деяко підвищені значення биття малої бігової доріжки та їхнє розсіювання пояснюються характером технології механічного оброблення цапф лап, а саме тим, що тут застосовується так звана безцентрова технологія (лапа фіксується у спеціальному пристрої, який дозволяє з одного установу виконувати механічне оброблення усіх елементів цапфи лапи) [11].

Порівнюючи значення биття бігових доріжок до ХТО та після ХТО бачимо (табл. 1-5), що термообробка спричинює їхнє збільшення у середньому до 0,06-0,07мм (цапфи доліт типорозмірів 215,9мм; 224,5мм; 250,8мм). Для цапф доліт типорозмірів 295,3мм; 393,7мм отримано збільшення биття бігових доріжок у середньому

Таблиця 1 – Характер зміни величини биття поверхонь бігових доріжок на цапфах лап (сталь 19ХГНМА-В) тришарошкових бурових доліт діаметром 215,9 мм

Конструктивний елемент цапфи лапи	Показник	Значення показників	
		до ХТО	після ХТО
ВБД	Биття – min, мм	0,040	0,100
	Биття – max, мм	0,120	0,180
	\bar{x} , мм	0,080	0,140
	s	0,0094	0,012
КБД	Биття – min, мм	0,040	0,100
	Биття – max, мм	0,120	0,190
	\bar{x} , мм	0,090	0,150
	s	0,011	0,013
МБД	Биття – min, мм	0,050	0,100
	Биття – max, мм	0,140	0,200
	\bar{x} , мм	0,100	0,170
	s	0,012	0,012

s – середньоквадратична похибка вимірювань.

Таблиця 2 – Характер зміни величини биття поверхонь бігових доріжок на цапфах лап (сталь 19ХГНМА-В) тришарошкових бурових доліт діаметром 224,5 мм

Конструктивний елемент цапфи лапи	Показник	Значення показників	
		до ХТО	після ХТО
ВБД	Биття – min, мм	0,020	0,070
	Биття – max, мм	0,120	0,190
	\bar{x} , мм	0,091	0,112
	s	0,011	0,014
КБД	Биття – min, мм	0,030	0,090
	Биття – max, мм	0,100	0,210
	\bar{x} , мм	0,092	0,143
	s	0,011	0,016
МБД	Биття – min, мм	0,070	0,120
	Биття – max, мм	0,160	0,230
	\bar{x} , мм	0,115	0,175
	s	0,012	0,015

s – середньоквадратична похибка вимірювань.

Таблиця 3 – Характер зміни величини биття поверхонь бігових доріжок на цапфах лап (сталь 19ХГНМА-В) тришарошкових бурових доліт діаметром 250,8 мм

Конструктивний елемент цапфи лапи	Показник	Значення показників	
		до ХТО	після ХТО
ВБД	Биття – min, мм	0,030	0,130
	Биття – max, мм	0,120	0,200
	\bar{x} , мм	0,102	0,163
	s	0,011	0,011
КБД	Биття – min, мм	0,050	0,130
	Биття – max, мм	0,160	0,210
	\bar{x} , мм	0,110	0,173
	s	0,011	0,011
МБД	Биття – min, мм	0,080	0,130
	Биття – max, мм	0,118	0,240
	\bar{x} , мм	0,122	0,195
	s	0,012	0,013

s – середньоквадратична похибка вимірювань.

до 0,102-0,129 мм. Загалом, для цапф лап зі сталі 19ХГНМА-В, можна допустити, що зі збільшенням їхніх габаритів зростає величина биття.

Для порівняння здійснено вимірювання биття бігових доріжок на цапфах лап виготовлених зі сталі 21ХГНМА-В (табл. 6, 7). Механічне оброблення таких цапф виконувалося у центрах.

Аналізом виявлено, що механічне оброблення в центрах дає менші значення биття, а сталь 21ХГНМА-В забезпечує низьку схильність до биття бігових доріжок після їхньої ХТО

Таблиця 4 – Характер зміни величини биття поверхонь бігових доріжок на цапфах лап (сталь 19ХГНМА-В) тришарошкових бурових доліт діаметром 295,3 мм

Конструктивний елемент цапфи лапи	Показник	Значення показників	
		до ХТО	після ХТО
ВБД	Биття – min, мм	0,060	0,160
	Биття – max, мм	0,140	0,270
	\bar{x} , мм	0,125	0,227
	s	0,011	0,015
КБД	Биття – min, мм	0,070	0,170
	Биття – max, мм	0,170	0,280
	\bar{x} , мм	0,129	0,233
	s	0,012	0,015
МБД	Биття – min, мм	0,100	0,200
	Биття – max, мм	0,200	0,310
	\bar{x} , мм	0,143	0,272
	s	0,013	0,016

s – середньоквадратична похибка вимірювань.

Таблиця 5 – Характер зміни величини биття поверхонь бігових доріжок на цапфах лап (сталь 19ХГНМА-В) тришарошкових бурових доліт діаметром 393,7 мм

Конструктивний елемент цапфи лапи	Показник	Значення показників	
		до ХТО	після ХТО
ВБД	Биття – min, мм	0,080	0,180
	Биття – max, мм	0,170	0,290
	\bar{x} , мм	0,131	0,242
	s	0,0110	0,014
КБД	Биття – min, мм	0,090	0,200
	Биття – max, мм	0,190	0,300
	\bar{x} , мм	0,135	0,255
	s	0,012	0,014
МБД	Биття – min, мм	0,110	0,220
	Биття – max, мм	0,240	0,330
	\bar{x} , мм	0,165	0,293
	s	0,014	0,013

s – середньоквадратична похибка вимірювань.

(табл. 6, 7). Зокрема, для цапф доліт типорозмірів 295,3 мм; 393,7 мм отримано збільшення биття бігових доріжок у середньому до 0,04-0,07мм. Відтак, сталь 21ХГНМА-В проти сталі 19ХГНМА-В дає в 2,1 разів менші значення биття бігових доріжок цапф лап доліт типорозмірів 295,3 мм; 393,7 мм.

На другому етапі досліджень вивчали вплив концентрації вуглецю і молібдену в сплавах долотних сталей на їхню схильність до утворення биття бігових доріжок цапф лап. З цієї метою вивчено характер прогартовування,

Таблиця 6 – Характер зміни величини биття поверхонь бігових доріжок на цапфах лап (сталь 21ХГНМА-В) тришарошкових бурових доліт діаметром 295,3 мм

Конструктивний елемент цапфи лапи	Показник	Значення показників	
		до ХТО	після ХТО
ВБД	Биття – min, мм	0,000	0,030
	Биття – max, мм	0,060	0,170
	\bar{x} , мм	0,030	0,070
	s	0,0063	0,012
КБД	Биття – min, мм	0,000	0,040
	Биття – max, мм	0,070	0,180
	\bar{x} , мм	0,035	0,080
	s	0,0069	0,013
МБД	Биття – min, мм	0,000	0,060
	Биття – max, мм	0,090	0,210
	\bar{x} , мм	0,045	0,110
	s	0,0078	0,014

s – середньоквадратична похибка вимірювань.

Таблиця 7 – Характер зміни величини биття поверхонь бігових доріжок на цапфах лап (сталь 21ХГНМА-В) тришарошкових бурових доліт діаметром 393,7 мм

Конструктивний елемент цапфи лапи	Показник	Значення показників	
		до ХТО	після ХТО
ВБД	Биття – min, мм	0,000	0,050
	Биття – max, мм	0,080	0,200
	\bar{x} , мм	0,040	0,090
	s	0,0079	0,013
КБД	Биття – min, мм	0,000	0,060
	Биття – max, мм	0,090	0,200
	\bar{x} , мм	0,045	0,100
	s	0,0083	0,013
МБД	Биття – min, мм	0,000	0,090
	Биття – max, мм	0,110	0,220
	\bar{x} , мм	0,055	0,125
	s	0,0096	0,014

s – середньоквадратична похибка вимірювань.

Таблиця 8 – Хімічний склад досліджуваних сталей

Сталь	Процентний вміст хімічних елементів, %											
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Cu	V	W	Al	P	S
19ХГНМА-В	0,18	0,21	0,84	0,45	0,57	0,25	0,17	0,05	0,01	0,02	0,012	0,006
21ХГНМА-В	0,22	0,26	0,90	0,51	0,52	0,44	0,16	0,03	0,01	0,03	0,011	0,003

Таблиця 9 – Фізико-механічні показники досліджуваних сталей

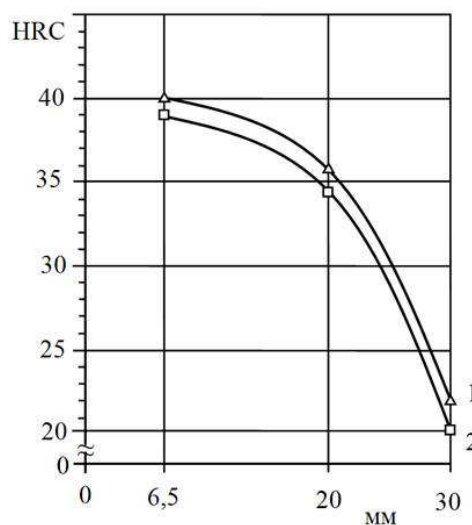
Сталь	Твердість у стані поставки, НВ	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	ψ , %	КСУ, Дж/см ²
19ХГНМА-В	163	960	760	18	66	19,5
21ХГНМА-В	207	980	850	15	57	16,5

розподіл твердості та концентрації вуглецю у ХТО у ділянці бігових доріжок цапф лап зі сталі 19ХГНМА-В та сталі 21ХГНМА-В.

Хімічний склад досліджуваних сталей подано в табл. 8, а встановлені фізико-механічні показники в табл. 9.

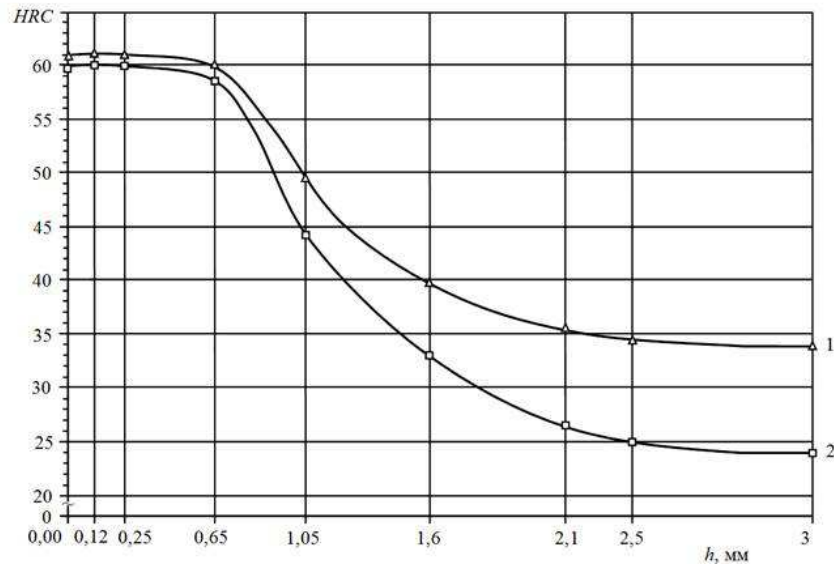
Для встановлення вихідних механічних показників скористалися прийнятою у долотобудуванні заводською технологією, згідно якої вирізані з прокату зразки піддавали термообробці: перше гартування з температури 890±10°C у оливу, друге гартування з температури 840±10°C у оливу, відпуск на повітрі з температури 185±15°C.

Для встановлення прогартування досліджуваних сталей застосували відомий метод торцевого гартування. З цією метою циліндричні зразки з прокату піддавали нормалізації при температурі 900±20°C із охолодженням на повітрі та гартуванню з температури 840±20°C у воді. Результати встановлення прогартування досліджуваних плавок сталей подано на рис. 2.



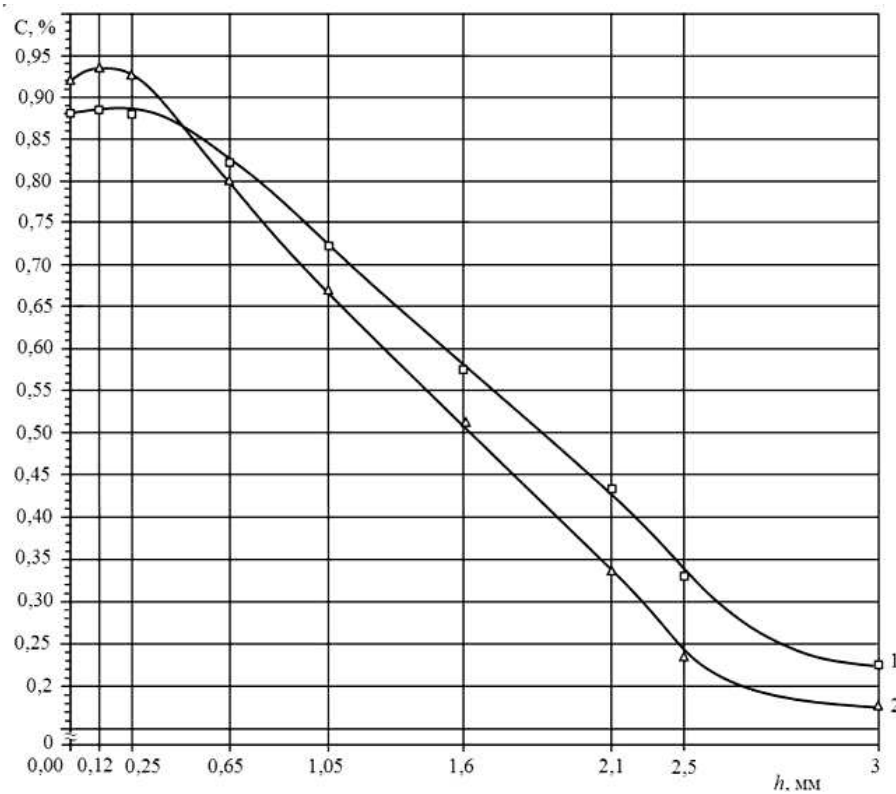
1 – сталь 21ХГНМА-В,
2 – сталь 19ХГНМА-В

Рисунок 2 – Прогартуваність досліджуваних сталей



1 – сталь 21ХГНМА-В,
2 – сталь 19ХГНМА-В

Рисунок 3 – Розподіл значень твердості по глибині цементованого шару (до 2,1 мм) і в серцевині (3 мм) на досліджуваних сталях



1 – сталь 21ХГНМА-В,
2 – сталь 19ХГНМА-В

Рисунок 4 – Розподіл значень концентрації вуглецю по глибині цементованого шару (до 2,1 мм) і в серцевині (3 мм) на досліджуваних сталях

В обох випадках для дослідних сталей 19ХГНМА-В та сталі 21ХГНМА-В прогартовування на відстані від торця 6,5 мм та 30 мм мають значну різницю (HRC18). Відомо, що величина об'ємних змін при гартуванні прямо пропорційна вмісту вуглецю в сталі і кількості утвореного мартенситу після гартування. При збільшенні прогартовування сталі деформація

також зростає. Отже, такий перепад у значеннях твердості в перерізах термооброблених деталей є найбільш імовірною причиною зростання їхніх деформацій та викривлень.

Здійснено стандартний аналіз досліджуваних сталей на спеціально підготовлених темплетях цапф лап по показниках розподілу твердості (рис. 3) та концентрації вуглецю (рис. 4)

Таблиця 10 – Матриця планування експерименту

№ досліджу <i>i</i>	Фактори			<i>B</i>				<i>S_i</i>
	<i>X₀</i>	<i>X₁</i>	<i>X₂</i>	Повтори досліджу, <i>y_{in}</i>			\bar{y}_i	
1	+	+	–	0,140	0,130	0,110	0,127	0,015
2	+	+	+	0,070	0,050	0,060	0,060	0,010
3	+	–	+	0,200	0,220	0,230	0,217	0,015
4	+	–	–	0,290	0,320	0,310	0,307	0,021

від поверхні в серцевину великої бігової доріжки.

При практично однаковому характері отриманих кривих 1 і 2 розподілу твердості по глибині зміцненого шару (рис. 3) сталь 21ХГНМА-В дає більш плавну зміну показників проти сталі 19ХГНМА-В. Якщо на поверхні та в приповерхневих цементованих шарах значення твердості мало чим відрізняються (HRC1-2), то на глибині половини цементованого шару ця відмінність сягає HRC5. Також сталь 21ХГНМА-В порівняно зі сталлю 19ХГНМА-В забезпечує вищу на HRC7 твердість у перехідній зоні „цементований шар – серцевина”, а в серцевині – на HRC10.

Аналізом розподілу концентрації вуглецю (рис. 4) від поверхні в серцевину великої бігової доріжки виявлено такі відмінності. Сталь 21ХГНМА-В дає більш плавний перепад показників від поверхні до серцевини. На цій сталі зафіксовано меншу схильність до зниження концентрації вуглецю у поверхневих шарах. У характері кривих концентрації вуглецю для досліджуваних долотних сталей не зафіксовано різких перепадів значень, що свідчить про якісне здійснення ХТО.

Загалом, аналіз характеру кривих розподілу твердості та концентрації вуглецю у зміцнених бігових доріжках дозволяє, за критерієм контактної витривалості, прогнозувати вищі експлуатаційні показники цапф лап зі сталі 21ХГНМА-В.

Для встановлення взаємозв'язку між концентрацією вуглецю і молібдену в плавці долотної сталі та схильністю до утворення деформацій і викривлення (що виявляється зростанням биття поверхонь бігових доріжок відносно осі цапфи лапи) поверхні МБД цапф лап після їхньої ХТО, провели експериментальні дослідження. Зазначимо, що вибір МБД обумовлений встановленою вищою схильністю до утворення биття після ХТО.

Отже, досліджували вплив двох факторів: процентним вмістом вуглецю (позначили „С”) і молібдену (позначили „М”) в серцевині цапф лап на величину утвореного биття поверхні МБД цапф лап, яку позначали „В”.

Забезпечення відтворення експериментами всіх необхідних комбінацій з досліджуваних факторів був вибраний план повного двофакторного експерименту 2^2 [12].

Кодові значення факторів будуть відповідно X_1 , X_2 .

$$X_1 = \frac{C - 0,5(C_{\max} + C_{\min})}{0,5(C_{\max} - C_{\min})}, \quad (1)$$

$$X_2 = \frac{M - 0,5(M_{\max} + M_{\min})}{0,5(M_{\max} - M_{\min})}. \quad (2)$$

Граничні значення концентрації вуглецю $C_{\max} = 0,23\% C$ і $C_{\min} = 0,18\% C$, а концентрації молібдену $M_{\max} = 0,55\% Mo$ і $M_{\min} = 0,2\% Mo$.

Одержимо:

$$X_1 = 40C - 8,2, \quad (3)$$

$$X_2 = 5,714M - 2,143. \quad (4)$$

В якості відклику B виберемо емпіричне рівняння регресії у вигляді полінома першого порядку:

$$B = \beta_0 + \beta_1 + \beta_2, \quad (5)$$

де β_0 , β_1 , β_2 – коефіцієнти функції.

Відповідно оцінку функції відклику (емпіричного рівняння регресії) шукається у вигляді:

$$\bar{B} = b_0 + b_1 + b_2, \quad (6)$$

де b_0 , b_1 , b_2 – оцінки коефіцієнтів β_0 , β_1 , β_2 .

Згідно плану експерименту було проведено $N = 4$ дослідів, з числом повторів кожного дослідів $m = 3$, необхідна кількість дослідних зразків $mN = 12$.

Середнє значення биття МБД цапфи лапи \bar{y}_i і середнє квадратичне відхилення S_i визначається за стандартними формулами [12].

$$\bar{y}_i = \frac{1}{3} \sum_{n=1}^3 y_{in}, \quad (7)$$

$$S_i = \sqrt{\frac{1}{2} \left(\sum_{n=1}^3 y_{in}^2 - \frac{\left(\sum_{n=1}^3 y_{in} \right)^2}{3} \right)}, \quad (8)$$

де y_{in} – потокове значення величини конусності ВБД.

Матриця плану експерименту, значення відклику, результати обчислень \bar{y}_i та S_i представлено в табл. 10.

За результатами досліджень оцінки коефіцієнтів функції відклику:

$$b_0 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \bar{y}_i = 0,178, \quad (9)$$

$$b_1 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_{1i} \bar{y}_i = -0,084, \quad (10)$$

$$b_2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_{2i} \bar{y}_i = -0,039. \quad (11)$$

Оцінка функції відклику в кодованих значеннях факторів:

$$\hat{B} = 0,178 + 0,084X_1 + 0,039X_2. \quad (12)$$

Підставимо замість X_1 , X_2 їхні значення (3, 4), отримаємо оцінку залежності середнього значення биття поверхні МБД цапфи лапи після ХТО від вмісту вуглецю і молібдену в плавці долатної сталі:

$$\hat{B} = 0,951 - 3,36C + 0,223M. \quad (13)$$

Статистичний аналіз результатів дослідження починається з перевірки однорідності дисперсій.

Критичне значення критерію Кохрена:

$$G = \frac{S_{\max}^2}{\sum_{i=1}^N S_i^2} = 0,344. \quad (14)$$

Так, як при довірчій ймовірності $P_{\text{ДОВ}} = 0,95$ і числах вільності $k_1 = m - 1 = 2$, $k_2 = N = 4$ критичне значення критерію Кохрена – $G_{\text{КР}} = 0,7679$, що вибирається з [13], гіпотеза про однорідність дисперсій підтверджується, оскільки $G_{\text{КР}} > G$.

Для перевірки адекватності моделі провели додатковий експеримент у центрі плану експерименту. Отже, випробувано три лапи у яких плавка долатної сталі мала: $C = 0,21\%C$ та $M = 0,38\%Mo$. У результаті встановлено значення биття поверхонь МБД цапфи лапи: 0,015 мм, 0,017 мм, 0,016 мм. Відтак середнє значення биття і середнє квадратичне відхилення величини биття поверхонь МБД цапф лап, у додатковому досліді:

$$\bar{y}_D = 0,16, \quad S_D^2 = 0,01. \quad (15)$$

Для знаходження границь, в яких знаходиться істинна величина середнього значення биття поверхонь МБД цапф лап, визначалися верхня (B_{\max}) і нижня (B_{\min}) границі довірчого інтервалу:

$$B_{\max} = \bar{y}_D + t \frac{S_D}{\sqrt{N}}, \quad (16)$$

$$B_{\min} = \bar{y}_D - t \frac{S_D}{\sqrt{N}}, \quad (17)$$

де $N = 3$ – число повторів додаткового досліді, $t = 4,303$ – квантіль розподілу Стьюдента [13], який вибирається залежно від числа вільності $k = N - 1 = 2$.

$$B_{\max} = 0,185, \quad B_{\min} = 0,135. \quad (18)$$

Розрахована величина оцінки середнього значення биття у додатковому досліді:

$$\hat{B} = 0,161. \quad (19)$$

Розрахована величина (19) знаходиться в межах довірчого інтервалу (18), що є основним для прийняття гіпотези про адекватність моделі.

Для перевірки значимості коефіцієнтів в моделі обраховуємо дисперсію відтворення:

$$S_y^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S_i^2 = 2,5 \times 10^{-4}. \quad (20)$$

Дисперсія коефіцієнтів моделі:

$$S_b^2 = \frac{S_y^2}{mN} = 2,083 \times 10^{-5}. \quad (21)$$

Експериментальні значення критерію Стьюдента t_1 , t_2 для коефіцієнтів b_1 , b_2 , відповідно рівні:

$$t_1 = \frac{|b_1|}{\sqrt{S_b^2}} = 18,405, \quad (22)$$

$$t_2 = \frac{|b_2|}{\sqrt{S_b^2}} = 8,545. \quad (24)$$

Для встановлення значимості коефіцієнтів моделі необхідно порівняти отримані значення з табличними. Табличне значення критерію Стьюдента $t = 2,306$ – квантіль розподілу Стьюдента [13], який вибирається залежно від числа вільності $k = (m - 1)N = (3 - 1)4 = 8$, та довірчої ймовірності $P_{\text{ДОВ}} = 0,95$. Оскільки табличне значення критерію Стьюдента менше за експериментальні значення цього критерію (22, 24) то можна твердити, що всі коефіцієнти моделі значимі. Отже, визначена залежність у визначених границях залишається в силі. Ця залежність (13) дає можливість розрахувати і прогнозувати утворення биття поверхонь цапф лап доліт на етапах вибору матеріалів та підготовки виробництва, при призначенні параметрів допусків на механічне оброблення цапф лап доліт.

За допомогою програмного продукту Mathcad була побудована модель залежності середнього значення утворення биття поверхонь МБД цапф лап доліт від досліджуваних факторів (рис. 5).

Зростання значень концентрації вуглецю та молібдену в заданих межах, позитивно впливає на зниження величини биття поверхні МБД цапф лап після ХТО (рис. 5). Відповідно отримане експериментальне підтвердження перспективності застосування сталі 21ХГНМА-В. Аналіз коефіцієнтів отриманої моделі показує, що вплив концентрації вуглецю в плавці сталі має приблизно в 6,1 разів більший вплив на виникнення биття цапф лап порівняно зі значеннями концентрації молібдену. Тим не менше, при виборі плавок долатної сталі слід особливу увагу звертати на співвідношення між значеннями концентрації вуглецю та концентрації молібдену.

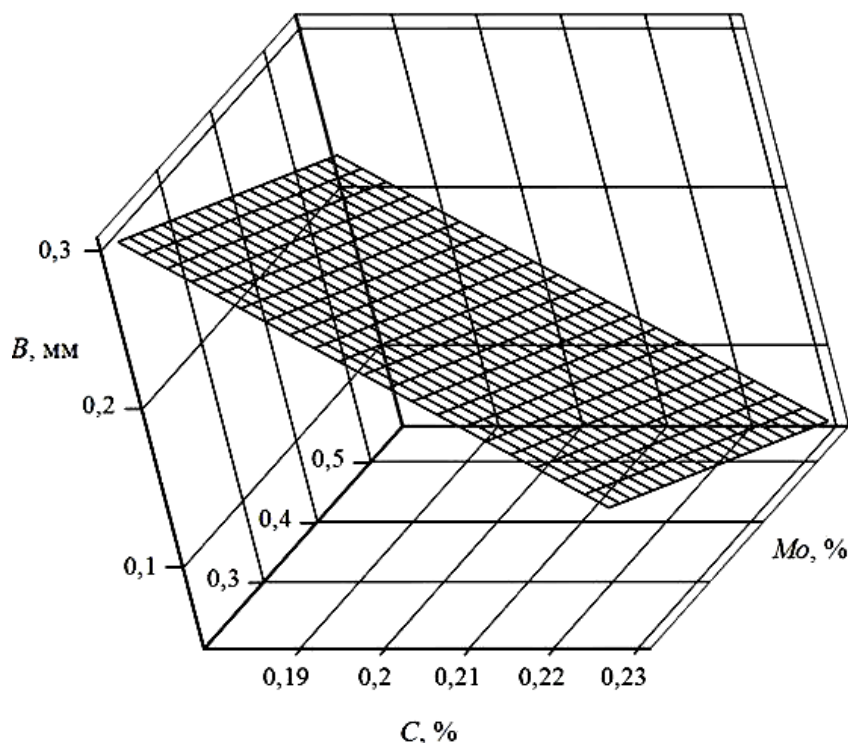


Рисунок 5 – Модель впливу вмісту вуглецю (%C) і молібдену (%Mo) в плавці долотної сталі на середнє значення биття поверхні МБД (B) цапф лап доліт після ХТО

Висновки. Встановлено взаємозв'язок між фізико-механічними, технологічними показниками долотних сталей 19ХГНМА-В і 21ХГНМА-В та рівнем забезпечення точності конструкторських параметрів цапф лап сформованих на етапах їхнього механічного оброблення. Досліджено характер деформації по критерію утворення биття поверхонь бігових доріжок цапф лап бурових доліт залежно від фізико-механічних і технологічних показників долотних сталей. Встановлено емпіричне рівняння регресії, що дає змогу прогнозувати величину биття цапф лап за концентрацією вуглецю та молібдену в плавці долотної сталі. Отримані експериментальні дані свідчать, що зменшенню деформації сприяє оптимальне співвідношення між концентрацією вуглецю та молібдену в плавці долотної сталі. Встановлено, що хімічний склад сталі 21ХГНМА-В забезпечує низьку схильність до утворення деформацій, викривлень цапф лап після їхньої хіміко-термічної обробки (цементації). Сталь 21ХГНМА-В проти сталі 19ХГНМА-В дає в двічі менші значення биття бігових доріжок цапф лап, наприклад, для цапф лап бурових доліт типорозмірів 295,3мм; 393,7мм – биття менше у 2,1 рази. Аналізом прогартовування та розподілів твердості й концентрації вуглецю в цементованих і загартованих цапфах лап встановлено, що сталь 21ХГНМА-В порівняно зі сталлю 19ХГНМА-В краще забезпечує вимоги до контактної витривалості, тому її рекомендується для виготовлення лап бурових доліт.

Створені нові шляхи підвищення якісних показників цементованих цапф лап тришарош-

кових бурових доліт апробовані в умовах реального виробництва і прийняті до подальшого вдосконалення якості й підвищення конкурентоздатності вітчизняних бурових доліт.

Надалі перспективним є встановлення оптимальних параметрів ХТО деталей доліт, які забезпечать заданий рівень точності конструкторських параметрів елементів опор на етапах кінцевого механічного оброблення лезовим інструментом. Це повинно підвищити якісні показники вітчизняних тришарошкових бурових доліт до світових стандартів.

Література

1 Яким Р. С. Забезпечення якісних конструкторських показників цементованих шарошок тришарошкових бурових доліт вдосконаленням технології їх виготовлення / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина, І. С. Яким // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1 (50). – С. 33 – 43.

2 Elevated temperature toughness and fatigue testing of steels for geothermal Applications: Final Report: BNL Contract № 492267-S, Number of registration: October, 1981, TR 81-97 / R. A. Cutler, E. C. Goodman, R. R. Hendricks (Terra Tek, Inc.), W. C. Leslie (University of Michigan) – [Submitted to: Brookhaven National Laboratory, Attn: Dr. Daniel Van Rooyen]. – New York: Terratek, 1981. – 140 p. (University research park, Salt lake City, Utah).

3 Долговечность шарошечных долот / [Жидовцев Н. А., Кершенбаум В. Я., Гинзбург Э. С. и др.]. – М.: Недра, 1992. – 272 с.

4 Drilling Engineering Workbook: A Distributed Learning Course / Baker Hughes INTEQ]. – USA, Houston: Training & Development, 1995. – 410. (Confidential 80270H Rev. B. December 1995).

5 Яким Р. С. Теорія і практика забезпечення якості та експлуатаційних показників цементованих деталей шарошkových бурових доліт: монографія / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина. – Івано-Франківськ: Видавництво ІФНТУНГ, 2011. – 189 с.

6 Петрина Ю. Д. Розробка науково-прикладних основ підвищення довговічності бурових доліт шляхом раціонального використання матеріалів: дис. ... доктора техн. наук: 05.15.07 / Петрина Юрій Дмитрович – Івано-Франківськ, 1996. – 356с.

7 Ищук А. Г. Сравнительное исследование металлургического качества сталей буровых шарошечных долот отечественного и зарубежного производства: дис. ... кандидата техн. наук: 05.02.01 / Ищук Андрей Георгиевич. – Самара, 2005. – 241 с.

8 Масленников И. К. Буровой инструмент: справочник / Масленников И. К. – М.: Недра, 1989. – 430 с.

9 Буровой породоразрушающий инструмент: международная инженерная энциклопедия. (Международный транслятор-справочник) / [Барвинок В.А., Баталов С.П., Бикбулатов И.К. и др.]; под науч. ред. В. Я. Кершенбаума, А. В. Торгашова, А. Г. Мессера. – М.: Нефть и газ, – (Серия „Нефтегазовая техника и технология” т. 1). – Т. 1: Шарошечные долота. 2003. – 257 с.

10 Контроль качества термической обработки стальных полуфабрикатов и деталей: справочник / [Белинкий А. Л., Булгаков В. А., Горюшин В. В. и др.] под общ. ред. В. Д. Кальнера. – М.: Машиностроение, 1984. – 384с.

11 Яким Р. С. Науково-практичні основи технології виготовлення тришарошkových бурових доліт та підвищення їх якості і ефективності: монографія / Р.С.Яким, Ю.Д.Петрина, І.С.Яким. – Івано-Франківськ: Видання ІФНТУНГ, 2011. – 384 с.

12 Петрина Ю. Д. Основи наукових досліджень для інженерів: навч. посіб. для вищих технічних закладів освіти / Ю. Д. Петрина, Р. С. Яким. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 153с.

13 Большев Л. Н. Таблицы математической статистики / Л. Н. Большев, Н. В. Смирнов. – М.: Наука, 1965. – 464 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
20.08.15*

*Рекомендована до друку
професором Крилем Я.А.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Рудем В.Д.
(Луцький національний університет
ім. В. Стефаніка, м. Івано-Франківськ)*

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.830

ОБГРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ КАРТУВАННЯ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ НА ОСНОВІ СЕЙСМОГРАВІТАЦІЙНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ЛЕСЬКІВСЬКО-КОРОТИЦЬКОЇ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНІЧНОЇ ПІДЗОНИ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДДЗ

О.П. Петровський, Т.О. Федченко, І.В. Рига, Н.А. Шредко

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727125,
e-mail: p n g g @ n i n g . e d u . u a*

Дослідження глибинної будови надр Східного нафтогазоносного регіону України є одним із стратегічних завдань України на шляху нарощування розвіданих запасів нафти і газу та забезпечення власної енергетичної безпеки. Необхідним кроком на цьому шляху є продовження практики геолого-геофізичних досліджень по всій території із залученням нових прогресивних методів і технологій, які дають змогу на новому якісному рівні узгодити всю накопичену за багато десятиліть інформацію щодо складної глибинної будови нафтогазоносних регіонів України.

Одним із аспектів розв'язку задачі прогнозування нафтогазоносності перспективної Леськівсько-Коротицької структурно-тектонічної підзони Північного борту ДДз за геофізичними даними є оцінка можливості вивчення нафтогазонасичених об'єктів за даними гравірозвідувальних досліджень в комплексі з іншими геолого-геофізичними даними. Для досягнення цієї мети на прикладі Свиридівського газоконденсатного родовища створено петрофізичну модель густини порід колекторів та розраховано зміни об'ємної густини породи та величини гравітаційних ефектів на денній поверхні, які створюють ці зміни. Підтверджено принципову можливість реєстрації подібних малоамплітудних ефектів за допомогою сучасних цифрових гравіметрів компанії Scintrex (Канада).

Ключові слова: пряма просторова задача гравірозвідки, гравітаційне поле.

Исследование глубинного строения недр Восточного региона Украины является одной из стратегических задач Украины на пути наращивания разведанных запасов нефти и газа и обеспечения собственной энергетической безопасности. Необходимым шагом на этом пути является продолжение практики геолого-геофизических исследований по всей территории с привлечением новых прогрессивных методов и технологий, которые позволят на новом качественном уровне согласовать всю накопленную за многие десятилетия информацию о сложном глубинном строении нефтегазоносных регионов Украины.

Одним из аспектов решения задачи прогнозирования Лесковско-Коротоцкой структурно-тектонической подзоны Северного борта ДДв по геофизическим данным является оценка возможности изучения нефтегазонасыщенных объектов по данным исследований гравиразведки в комплексе с другими геолого-геофизическими данными. Для достижения этой цели на примере Свиридовского газоконденсатного месторождения создана петрофизическая модель плотности пород коллекторов и рассчитаны изменения объемной плотности породы, и величины гравитационных эффектов на дневной поверхности, создающие эти изменения. Подтверждена принципиальная возможность регистрации подобных малоамплитудных эффектов с помощью современных цифровых гравиметров компании Scintrex (Канада).

Ключевые слова: прямая пространственная задача гравиразведки, гравитационное поле.

Study of deep structure of the Eastern oil-and-gas-bearing region of Ukraine is one of its strategic tasks towards increasing of the proven oil-and-gas reserves and ensuring of its energy security. The necessary step in this direction is the continuation of practice of geological and geophysical studies throughout the whole territory with the help of the new advanced methods and techniques that, on a new qualitative level, will allow correlating of all the information on the complex deep structure of oil-and-gas-bearing regions of Ukraine accumulated for many decades.

One of the solution aspects of the oil-and-gas-bearing capacity prediction task of the promising Leskivk-Korotych structural tectonic subzone of the Northern DDd edge on the basis of the geophysical data is the evaluation of possibility of oil-and-gas-saturated objects study on the basis of the gravity survey data in combination with other geological and geophysical data. To achieve this goal, the petrophysical model of the reservoir rock density was developed and changes in the rock volume density and gravitational effects values on the surface that produce these changes were calculated on the example of Svyrydivke gas-condensate field. The principle registration possibility of such low-amplitude effects was confirmed using the modern digital gravimeters of Scintrex Company (Canada).

Key words: direct spatial task of gravity survey, gravitation field.

Вступ

Забезпечення України власними вуглеводневими ресурсами є важливою проблемою, вирішення якої не можливе без підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ. На цьому шляху актуальним залишається вирішення питання вилучення максимально можливого об'єму корисної геологічної інформації із результатів геофізичних досліджень, які включають не тільки сейсмічні дані, але і результати інших геофізичних досліджень і, в першу чергу гравітаційних. Застосування гравітаційного методу у комплексі із сейсмічними і іншими геолого-геофізичними даними для вирішення геологічних задач в різних нафтогазопромислових умовах на першому етапі вимагає дослідження характеру відображення нафтогазоперспективних об'єктів в аномальному гравітаційному полі [1].

На теперішній час в комплексі геолого-геофізичних досліджень найбільшого поширення набули сейсмічні, електрометричні та гравіметричні дослідження, які базуються на відомих ефектах відмінності фізичних властивостей гірських порід – швидкості, електропровідності і густини від їх літологічного складу, а для порід колекторів ще і від емнісних властивостей, і характеру флюїду, який насичує поровий простір. На цих ефектах базуються різноманітні технології прогнозування колекторських властивостей і характеру насичення порід-колекторів за сейсмічними та електрометричними даними [2, 3]. Аналогічну ситуацію ми маємо і в гравірозвідці. Але на відміну від попередньо вказаних методів гравітаційні ефекти, які створюють окремі елементи моделі середовища не спотворюються, а адитивно складаються у загальний гравітаційний ефект. У зв'язку із цим перехід до вивчення складно побудованих геологічних розрізів потребує окремого детального вивчення. Особливу увагу слід приділити тому, як у гравітаційному полі відображаються такі її елементи, як породи покришки та колектора, а для останніх величина пористості та характеру флюїду, який насичує поровий простір і чи можуть ці ефекти закартувати за допомогою сучасних високоточних гравіметрів. Саме розгляду цих актуальних питань, для умов Леськівсько-Коротичької структурно-тектонічної підзони Північного борту ДДз, і присвячена дана стаття.

Петрофізична модель та аналіз аномальних густинних ефектів

Як вже було зазначено, для гірських порід важливою характеристикою є наявність пусто-

тного (порового) простору. Природа (генезис) виникнення або формування порового простору має суттєве геологічне значення, але з точки зору фізики більш важливе значення має сам факт наявності такого пустотного (порового) простору. Тому розглянемо петрофізичну модель густини гірської породи, яка включає як основний елемент наявність колекторських властивостей – пористості.

Для ілюстрування всіх етапів процесу обчислення характеру зміни густини порід та величини гравітаційного ефекту розглянемо результати гравітаційного моделювання для геологічного розрізу Свирідівського газоконденсатного родовища, яке розташовано в безпосередній близькості до Леськівсько-Коротичької структурно-тектонічної підзони Північного борту ДДз [4, 5, 6, 7].

З метою оцінки ефектів розушільнення розрізу, обумовлених наявністю покладів вуглеводнів був виконаний розрахунок очікуваних змін густини, які пов'язані із змінами у геологічній моделі середовища:

Присутність літологічно екранованого колектора.

Характер насичення порового простору для випадку водо-газонасичення та заповнення порового простору глинистим матеріалом.

Присутність газового покладу в межах відносно витриманого пласта-колектора.

Для розрахунку густини породи-колектора використаємо відому петрофізичну модель [1]:

$$\sigma_{кол} = \sigma_{ск} (1 - K_n) + K_n (\sigma_{ф} K_{не} + \sigma_{в} (1 - K_{не})), \quad (1)$$

де $\sigma_{кол}$ – густина породи-колектору,

$\sigma_{ск}$ – густина скелету породи,

K_n – коефіцієнт пористості,

$\sigma_{ф}$ – густина вуглеводневого флюїду у

пластових умовах,

$K_{не}$ – коефіцієнт нафтогазонасичення,

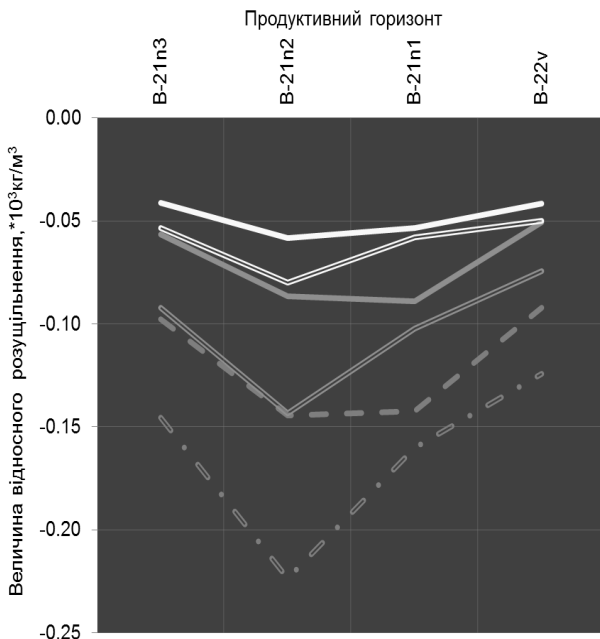
$\sigma_{в}$ – густина пластової води (табл. 1).

Аналіз розрахованих аномальних густинних ефектів (рис. 1), пов'язаних з покладами Свирідівського газоконденсатного родовища, дає змогу зробити наступні висновки:

1. Найбільш контрастно в геогустинних характеристиках розрізу відображаються літологічно екрановані газонасичені колектори. Розрахункова величина відносного розушільнення порід для колекторів продуктивного горизонту В-21_{н1} при коефіцієнті пористості – 14 %, становить $-0.224 \cdot 10^3$ кг/м³, а з урахуванням співвідношення загальних і ефективних товщин зменшується до $-0.147 \cdot 10^3$ кг/м³. В середньому для всіх продуктивних горизонтів

Таблиця 1 – Геолого-геофізична характеристика продуктивних горизонтів Свиридівського газоконденсатного родовища

№ з/п	Назва горизонту	$K_{нг}$ д.од	K_n д.од	$\sigma_{ск}$ $\cdot 10^3$ кг/м ³	$\sigma_в$ $\cdot 10^3$ кг/м ³	$\sigma_ф$ $\cdot 10^3$ кг/м ³	Густина ущільненої породи $\cdot 10^3$ кг/м ³	Густина водо-насиченого колектора $\cdot 10^3$ кг/м ³	Густина газонасиченого колектора $\cdot 10^3$ кг/м ³
1	B21n ₃	0,66	0,12	2,65	1,10	0,383	2,585	2,465	2,401
2	B-21n ₂	0,51	0,10		1,13	0,396		2,493	2,440
3	B-21n ₁	0,67	0,14		1,07	0,327		2,442	2,362
4	B-22v	0,46	0,09		1,04	0,302		2,511	2,461



Умовні позначення:

Величина відносного розуцільнення породи-колектору ($\cdot 10^3$ кг/м³), що виникає:

- при заміщенні водного флюїду газом в межах витриманого пласта-колектора



- при літігічному заміщенні водонасиченого колектору



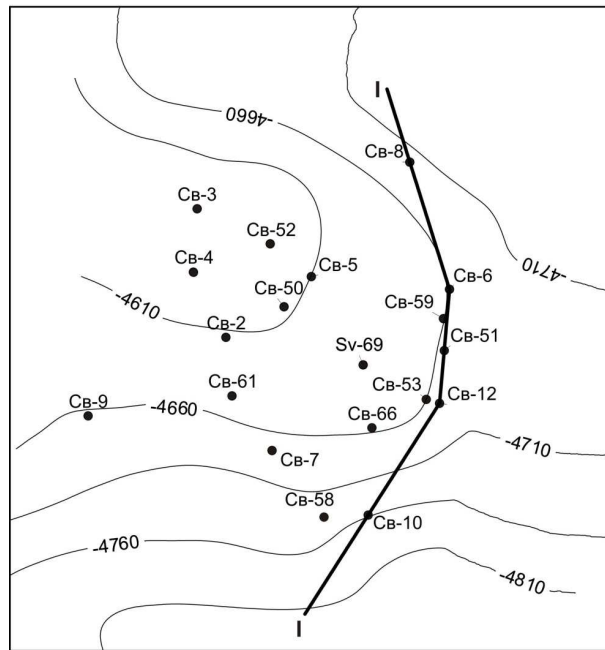
- при літігічному заміщенні газонасиченого колектору



Рисунок 1 – Розуцільнення порід-колекторів, пов'язане з покращенням колекторських властивостей та газонасиченням продуктивних горизонтів

родовища зазначена величина змінюється від $-0.165 \cdot 10^3$ кг/м³ до $-0.102 \cdot 10^3$ кг/м³.

2. Заміщення водного флюїду газом, у високо пористих колекторах горизонту B-21n₁ зумовлює зменшення густини породи – на $0.08 \cdot 10^3$ кг/м³. Середнє значення для всіх продуктивних горизонтів становить $0.063 \cdot 10^3$ кг/м³.



Умовні позначення:

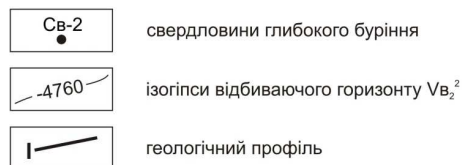


Рисунок 2 – Структурна схема відбиваючого горизонту Vb₂² та положення геологічного профілю I-I по лінії свердловин 10-12-6-8

Аномальний гравітаційний ефект над породами резервуарами

З метою дослідження характеру відображень газонасичених колекторів Свиридівського газоконденсатного родовища у гравітаційному полі проведене математичне моделювання на основі розв'язку прямої задачі гравірозвідки [8, 9, 10]. До процесу прямого геолого-геофізичного моделювання входять такі етапи [11]:

1. Формування моделі неперервного розподілу геогустинних властивостей у декількох варіантах:

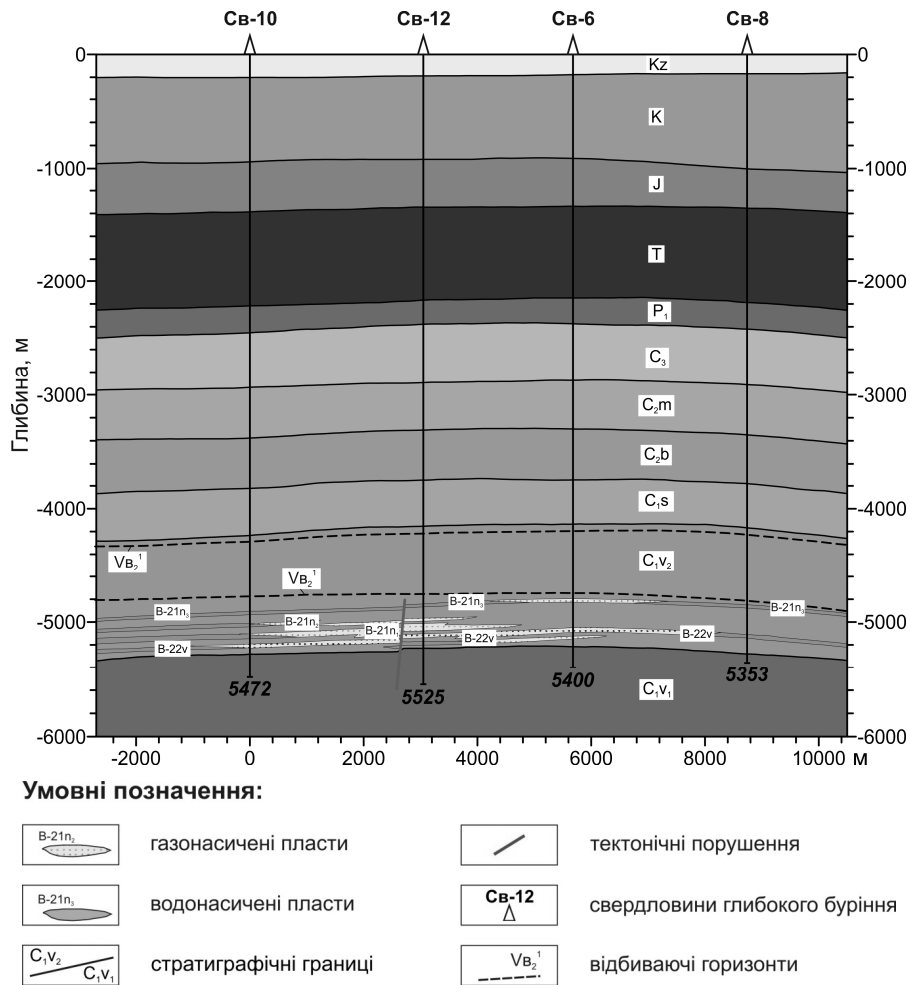


Рисунок 3 – Геологічний розріз по лінії свердловин 10-12-6-8 Свиридівського газоконденсатного родовища

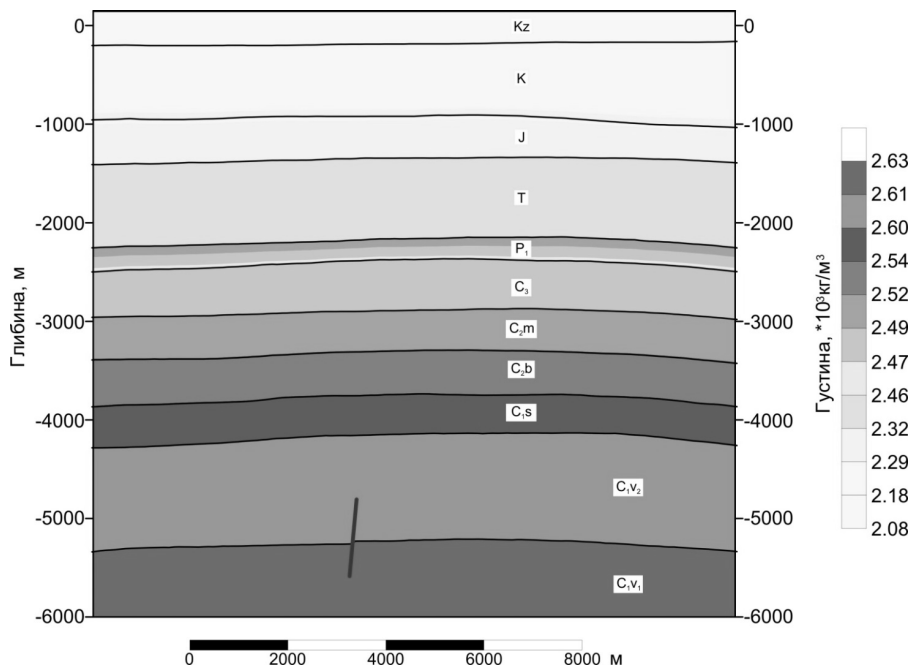


Рисунок 4 – Геогустинна модель розрізу вздовж профілю I-I по лінії свердловин 10-12-6-8 Свиридівського ГРП

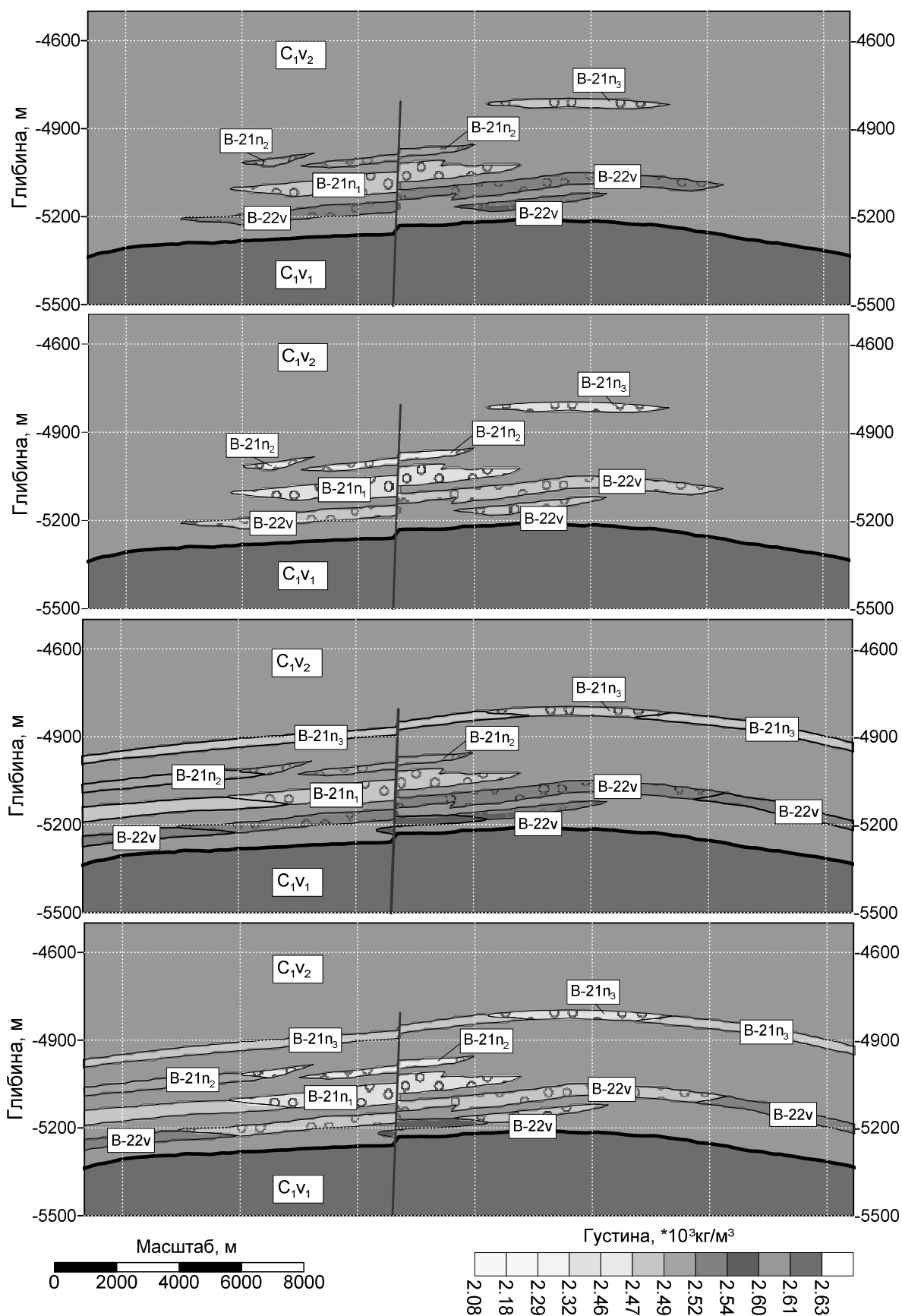
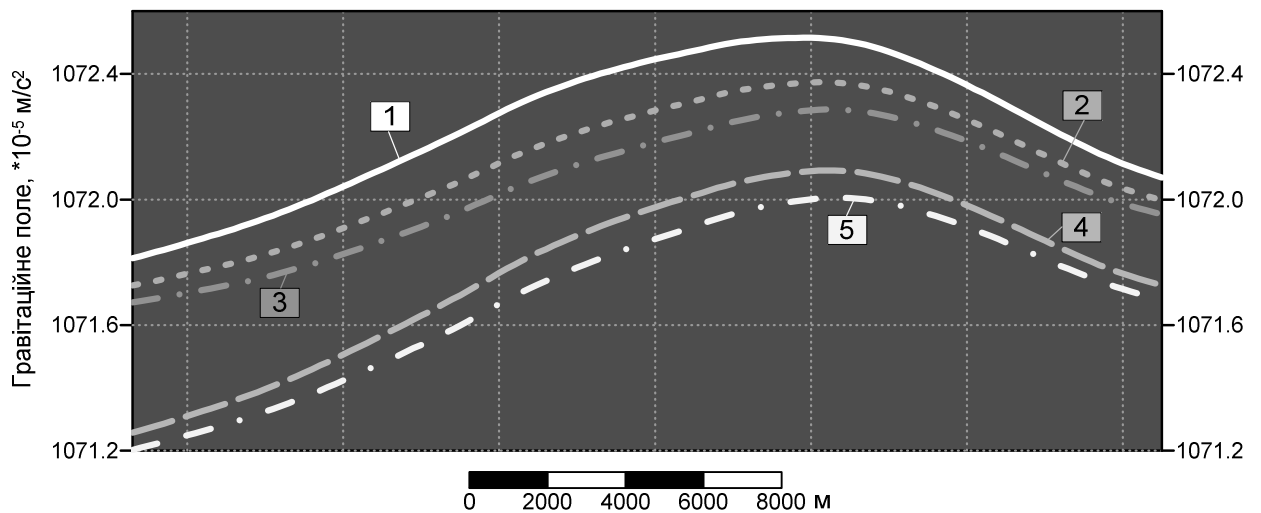
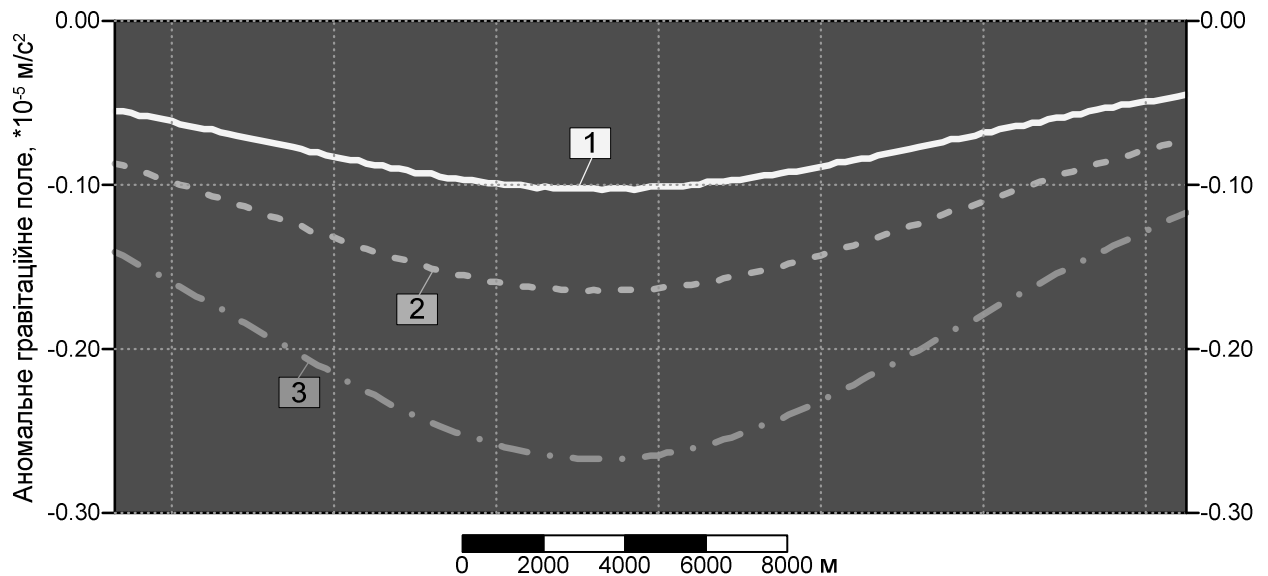


Рисунок 5 – Геогустинні моделі літологічно екранованих водо- (а) та газонасичених (б) об'єктів, водонасичених (в) та газо-водонасичених (г) продуктивних пластів візейського ярусу



1 – відсутність колекторських властивостей; 2 – літологічно екранований водонасичений колектор; 3 – літологічно екранований газонасичений колектор; 4 – пластовий водонасичений колектор; 5 – пластовий газонасичений колектор

Рисунок 6 – Розраховані гравітаційні поля для моделей геолого-геофізичного розрізу в умовах заміщення порового простору у породах колекторах



1 – літологічно екранований водонасичений колектор; 2 – літологічно екранований газонасичений колектор; 3 – пластовий газонасичений колектор

Рисунок 7 – Аномальні гравітаційні ефекти, зумовлені літологічним заміщенням колекторів та пластових флюїдів

відсутності колекторів у розрізі $\sigma(x, z)$ (рис. 4), де $(x, z) \in V$ – точка в прямокутній області визначення значень густини в нижньому півпросторі XOZ .

поровий простір літологічно екранованих порід-колекторів, заповнений водою $\sigma^{WL}(x, z)$ (рис. 5, а).

поровий простір порід-колекторів, заповнений газом $\sigma^{FL}(x, z)$, а поклад є літологічно екранованим (рис. 5, б).

поровий простір порід-колекторів, заповнений пластовою водою $\sigma^B(x, z)$ (рис. 5, в).

поровий простір порід-колекторів, заповнений газом $\sigma^F(x, z)$ в межах витриманого пласта колектору (рис. 5, г).

2. Розрахунок гравітаційних полів, які створюють описані моделі (рис. 6). Необхідно зазначити, що розраховані гравітаційні поля містять в собі, як аномальну складову, обумовлену варіацією фізичних властивостей розрізу внаслідок зміни колекторських властивостей на характер насичення продуктивних горизонтів, так і інформацію про структурно-тектонічну будову геологічного розрізу в цілому.

3. Оцінка аномальних гравітаційних ефектів (рис. 7) для випадків:



Рисунок 8 – Розраховані аномальні гравітаційні ефекти для різних пластових умов

наявності в розрізі водоплаваючого покладу (випадок заміщення пластової води газом) як різниця гравітаційних полів від моделі водонасичених Δg^B та вуглеводневодонасичених Δg^F колекторів $\Delta g^A = \Delta g^B - \Delta g^F$;

літологічно екранованого газового покладу (випадок заміщення флюїду в поровому просторі твердою фракцією) як різниця гравітаційних полів від моделі, що не містить колекторів, $\Delta g(x_0)$ та вуглеводневодонасичених Δg^{FL} колекторів $\Delta g^A = \Delta g - \Delta g^{FL}$;

літологічно екранованого водонасиченого колектору $\Delta g^A = \Delta g - \Delta g^{WL}$.

З метою кількісної оцінки розрахованих аномальних гравітаційних ефектів, пов'язаних з покращенням колекторських властивостей розрізу та газонасиченням, було здійснено розрахунок різниці гравітаційних полів від відповідних геолого-геофізичних моделей (рис. 8) родовища та оцінку екстремальних значень та середньоквадратичного відхилення різниці

$$\Delta g^A(x_0) = \frac{\sqrt{\sum (\Delta g^B(x_0) - \Delta g^F(x_0))^2}}{N}$$

гравітаційних полів, де N – кількість точок, в яких розраховані значення гравітаційних полів.

Висновки

Формування порід колекторів та характер насичення порового простору впливають на величину об'ємної густини гірської породи. Збільшення коефіцієнту пористості та заміщення пластової води вуглеводневим флюїдом при-

зводить до зменшення густини породи, що є петрофізичним обґрунтуванням наявності від'ємних гравітаційних аномалій. На прикладі Свиридівського газового родовища, яке розташовано у безпосередній близькості до Леськівсько-Коротичької структурно-тектонічної підзони Північного борту ДДз показано, що літологічно екрановані ділянки геологічного розрізу, які мають пустотний простір із коефіцієнтом пористості 9-12 % при насиченні пластовою водою зменшують густину породи на $0,07-0,14 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ та відображаються у гравітаційному полі від'ємними аномаліями з амплітудою до $-0,072 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$. У випадку заміщення пластової води газом у пластових умовах густина породи зменшується на $0,12-0,22 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, а аномалії гравітаційного поля сягають значень $-0,117 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$. Для випадку витриманого пласта колектора заміщення пластової води газом у пластових умовах густина породи зменшується на $0,05-0,08 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, а аномалія гравітаційного поля досягає значень до $-0,045 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$.

Величини розрахованих аномальних гравітаційних ефектів вказують на принципову можливість їх фіксації за допомогою сучасних цифрових гравіметрів компанії SCINTREX (Канада), які забезпечують точність виміру гравітаційного поля на рівні $\pm 0,020 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$ [12].

Наявність зазначених від'ємних гравітаційних аномалій є обґрунтуванням можливості застосування для пошуків і розвідки нафтогазоперспективних об'єктів гравітаційного методу розвідки у комплексі із сейсмічними та іншими геолого-геофізичними даними та із наступною інтерпретацією на основі принципів інтегрального геолого-геофізичного сейсмогравітаційного моделювання.

Література

- 1 Слепак З.М. Применение гравиразведки при поисках нефтеперспективных структур / З.М. Слепак. – М.: Недра, 1989. – 200 с. – ISBN 5-247-00596-1.
- 2 Mathieu Darnet, Matthew C.K. Choo, Mark L. Rosenquist and other Detecting Hydrocarbon reservoirs from CSEM Data in Complex Settings: Application to Deepwater sabah, Malaysia/ Geophysics, 2007, 72 no. 2, Special section: Morine Controlled-Source Electromagnetic Methods? WA97-WA103.
- 3 Joint processing and Integrated og Em and Seismic data-An Effective Method for Detecting Complicated Reservoir Targets Zhangxian He, Weibing Dong and yuhong Lei. The leading Edge, 2007, 26, no 3, 336-340
- 4 Трухан Д. І. Звіт «Геолого-економічна оцінка візейських горизонтів Свиридівського газоконденсатного родовища». – Чернігів, 2011. – 295 с.
- 5 Физические свойства горных пород и полезных ископаемых: справочник геофизика / [под ред. Н.Б. Дортман]. – М.: Недра, 1984. – 455 с.
- 6 Кравченко І.В. Звіт «Геолого-економічна оцінка Свиридівського газоконденсатного родовища». – Київ, 2003. – 340 с.
- 7 Атлас родовищ нафти і газу України. / [редкол.: Федішин В.О. (голова) та ін.]. – Львів: Центр Європи, 1998 – Східний нафтогазоносний регіон. Том III, V
- 8 Петровский А.П., Кобрунов А.И., Суятин В.Н. Автоматизированная система GSIC-количественной комплексной интерпретации данных сейсмограмметрии для персональных компьютеров // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 27-й сессии Международного семинара им.Д.Г.Успенского, Москва, 31 января - 4 февраля 2000 г. / Под ред. акад. В.Н.Страхова. – М.: ОИФЗ РАН, 2000. – С.133-135.
- 9 Петровский А.П. Математические модели и информационные технологии интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных (на примере нефтегазопроисковых задач): дис. доктора физ.-мат. наук: 04.00.22 / Петровский Александр Павлович. – Ивано-Франковск, 2004. – 367 с.
- 10 Кобрунов А.И. Теория интерпретации данных гравиметрии для сложнопостроенных сред: Учебное пособие. – Киев: УМК ВО, 1989. – 100 с.
- 11 Петровский А.П. Информационное обеспечение и модельные представления интегральной интерпретации геолого-геофизических данных при изучении нефтегазоносных структур / Александр Петровский // Геофиз. журн. – 2004. - №3. – С.77-86.
- 12 [http:// www.scintrex.com](http://www.scintrex.com)

Стаття надійшла до редакційної колегії
07.09.15

Рекомендована до друку
професором **Федоришиним Д.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Довбнічем М.М.**
(Національний гірничий університет,
м. Дніпропетровськ)

ВИДІЛЕННЯ НАФТОНАСИЧЕНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ КАРБОНАТНОГО СКЛАДУ НА ПРИКЛАДІ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА

Я.М. Фтемов

НДПІ ПАТ “Укрнафта”; вул. Північний Бульвар, 2, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019,
тел. (03422) 46011, e-mail: ppt@ndpi.ukrnafta.com

На сьогодні науковцями значна увага приділяється вивченню складнобудованих карбонатних порід-колекторів, до яких приурочені великі запаси нафти і газу. За стандартними методиками нафтонасичені карбонатні породи дуже важко виділити на фоні непродуктивних товщ, тому задача виділення нафтонасичених карбонатних порід-колекторів є актуальною.

За результатами геофізичних досліджень свердловини на прикладі Лопушнянського нафтового родовища досліджено розподіл параметрів фізичних полів у відкладах, що виповнюють геологічний розріз. Дослідження зв'язку інтенсивності природного гамма-поля з наведеною гамма-активністю порід теригенного і карбонатного складу дало змогу визначити новий підхід для аналізу оцінки впливу дисперсної глинистої фракції на загальний об'єм пустот колекторів. За результатами досліджень зразків порід карбонатного типу з різною структурою порового простору виявлено незначний вплив дисперсної фракції на їх загальну пористість і наявність різноманітної вторинної пористості.

Для виділення карбонатних порід-колекторів запропоновано використовувати параметр Ψ , який характеризує частку дисперсної фракції в загальному водневмісті породи. Результати досліджень довели, що у інтервалі продуктивних порід спостерігається значна диференціація та інтенсивність зміни параметра Ψ , в той час як породи теригенного складу характеризуються кривою з незначною диференціацією і малою інтенсивністю.

Ключові слова: нафтонасиченість, карбонатні породи, пористість, геофізичні дослідження свердловин, нейтронний гамма-каротаж, акустичний каротаж.

На сегодняшний день учеными значительное внимание уделяется изучению сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов, к которым приурочены крупные запасы нефти и газа. По стандартным методикам нафтонасыщенные карбонатные породы очень трудно выделить на фоне непродуктивных толщ, поэтому задача выделения нафтонасыщенных карбонатных пород-коллекторов является актуальной.

По результатам геофизических исследований скважины на примере Лопушнянского нефтяного месторождения исследованы распределения параметров физических полей в отложениях, наполняющих геологический разрез. Исследования связи интенсивности естественного гамма поля с наведенной активностью гамма-излучения пород терригенного и карбонатного составов позволили создать новый подход к анализу оценки влияния дисперсной глинистой фракции на общий объем пустот коллекторов. По результатам исследований образцов пород карбонатного типа с различной структурой порового пространства обнаружено незначительное влияние дисперсной фракции на их общую пористость и наличие разнообразной вторичной пористости.

Для выделения карбонатных пород-коллекторов предлагается использовать параметр Ψ , характеризующий долю дисперсной фракции в общем водородосодержании породы. Результаты исследований показали, что в интервале продуктивных пород наблюдается значительная дифференциация и интенсивность изменения параметра Ψ , породы терригенного состава характеризуются кривой с незначительной дифференциацией и малой интенсивностью.

Ключевые слова: нефтенасыщенность, карбонатные породы, пористость, геофизические исследования скважин, нейтронный гамма-каротаж, акустический каротаж.

At present, scientists pay much attention to the study of the complex structure carbonate reservoir rocks, which are associated with large oil and gas reserves. When using only the standard techniques, oil saturated carbonate rocks are very difficult to be distinguished against the background of unproductive formations. Therefore, the problem of detection of oil saturated carbonate reservoir rocks is very topical at present.

The author conducted the study of distribution of physical fields' parameters in deposits that are in the geologic cross section on the basis of the results of geophysical well surveys on the example of Lopushnianske oil field. The study of connection between the natural gamma field intensity with the given gamma activity of the terrigenous and carbonate rocks allowed to determine a new approach to analyze the impact of the dispersed clay fraction onto the total volume of the reservoir voids. Based on the study of the carbonate type rock samples with different structure of the pore space, marginal impact of the dispersed fractions on their total porosity and availability of different secondary porosity was determined.

In this paper, the author suggested to use the parameter Ψ , which describes the proportion of the dispersed fraction to the total hydrogen rock content, to detect the carbonate reservoir rocks. The study results showed that in the interval of productive formations there is a significant differentiation and intensity of the parameter Ψ variation, while terrigenous rocks are characterized by a curve with insignificant differentiation and low intensity.

Key words: oil saturation, carbonate rocks, porosity, geophysical well surveys, neutron-gamma logging, acoustic logging.

Актуальність. Нафтогазонасичені породи-колектори карбонатних товщ є важливим резервуаром вуглеводнів. У порівнянні з продуктивними відкладами теригенних товщ, карбонатні відклади займають меншу частку, але виявилося, що серед великих родовищ, нафтогазонасиченість в пісковиках майже в 1,5 рази більша, а сумарні запаси близькі за об'ємом, тому середня величина запасів родовищ з карбонатними колекторами в 1,35 рази вища, ніж з теригенними. Розподіл запасів вуглеводнів карбонатних товщ у геологічному розрізі загалом є аналогічним розподілу загальних ресурсів, але між ними існують важливі відмінності.

Перш за все, різко (в 3-5 разів) скорочується частка запасів у палеозойській ері, а у мезозойській ері максимум стає ще більш різким. Відношення частки нафти до відсоткового складу карбонатних порід складає: в палеозої – 0,06-0,08, в мезозої – 2,3-2,4, в кайнозої – 2,4-2,7, тобто питома нафтонасиченість карбонатних порід збільшується з віком.

Друга відмінність полягає у різко вираженій концентрації запасів нафти і газу у карбонатних відкладах, що приурочені до більш вузьких інтервалів розрізу. Це унікальний за масштабом максимум у верхній юрі, де зосереджено майже 44 % всіх вуглеводнів карбонатних товщ (для вуглеводнів в усіх літологічних типах колекторів ця величина рівна 17-18 %).

Третя особливість полягає в неспівпадінні за часом епох максимального накопичення вуглеводнів. За всіма оцінками сумарних запасів вуглеводнів, а також окремо нафти і газу їх максимумами чітко припадають на крейдову систему. Для карбонатних відкладів він також чітко зсунутий в юру [1].

Об'єм карбонатних порід верхньої юри материків ($6,43 \cdot 10^6 \text{ км}^3$) нижче об'ємів цих порід нижньої і верхньої крейди ($8,51$ і $10,73 \cdot 10^6 \text{ км}^3$ відповідно), в той час як нафтонасиченість карбонатних відкладів верхньої юри більше, ніж удвічі перевищує запаси вуглеводнів загалом.

Виявлені особливості вказують, що сам по собі об'єм карбонатних порід не визначає їх нафтогазонасиченість – важливо те, що вони першими «виловлюють» визрівші і мігруючі вуглеводні і активно акумулюють їх; в теригенні ж товщі вони потрапляють пізніше і розподіляються в них більш рівномірно, «розмазуються», без утворення так званих концентрованих накопичень.

Таким чином, на фоні наскрізного розвитку пластових резервуарів з часом зростає значення масивних і, певно, літологічно обмежених резервуарів, результати дослідження яких дозволяють збільшити видобуток вуглеводнів.

Породи карбонатного типу за своєю характеристикою значно відрізняються від теригенних порід: поровий простір карбонатних порід за геометрією різноманітний, навіть у межах одного родовища, що впливає на відображення геологічних параметрів у геофізичних полях та петрофізичних залежностей [2, 3].

Для проведення геолого-геофізичної інтерпретації результатів досліджень необхідно спо-

чатку виділити карбонатну продуктивну товщу, а потім використовувати сучасні технології розв'язання задач з визначення насиченості відкладів.

Виділення карбонатних порід-колекторів, враховуючи широкий діапазон зміни геометрії порового простору, за результатами геофізичних методів має окремі методичні особливості. Найбільш достовірно виділити карбонатні породи за геофізичною інформацією можна для колекторів з міжзерною пористістю.

На сьогодні розроблена достатня кількість методик виділення карбонатних порід, однак з врахуванням локальних особливостей будови порового простору породи-колектора карбонатного типу для конкретного родовища необхідно розробити новий методичний прийом використання комплексу геофізичних методів, який дозволить підвищити достовірність виділення карбонатних товщ, що, в свою чергу, покращить визначення характеру насичення карбонатного колектора.

Мета роботи. Провести аналіз методик виділення порід карбонатного складу геофізичними методами досліджень свердловин та розробити методичний підхід їх виділення, який базується на дослідженні дисперсної фракції породи та загального водневмісту.

Огляд літератури. Виділенню порід-колекторів карбонатного складу присвячено багато наукових праць [4, 5, 6, 7, 8] та розроблено різні методичні технології дослідження карбонатних тріщинно-кавернозних порід. Кожна з пропонує методик враховувала особливості конкретного нафтового родовища.

Широкого розповсюдження набув метод двох розчинів, який базується на використанні двох розчинів з різною мінералізацією при заповненні рідини у порах. Головною умовою є суттєва різниця вмісту солі у розчині, яка зумовлює зниження опору породи за наявності паралельних або похилих тріщинах у породі. Зниження опору зумовлене кількістю і об'ємом тріщинних пор та різницею концентрації солей в розчині. Наявність ефекту зниження опору у тріщинно-кавернозних карбонатних породах встановлено Александровим Б.Л. [5], Басінним Я.М. [6], Арчі Г. [7], Дахновим В.Н. [8], Ручкіном А.В. [9] та іншими вченими.

Науковою роботою [10] встановлено, що опір породи змінюється не тільки за рахунок тріщин, але і за рахунок блоків, тобто модель подається як одне ціле – блоки непроникні та тріщини.

Зміна концентрації солі рідини у тріщинах з часом зумовлює подібні зміни у блоці. Проникнення у блоках відбувається за рахунок дифузії на границі між контактуючими розчинами. Таке явище спостерігається і у свердловинних умовах.

Інтенсивність цього процесу залежить від часу проведених досліджень та від пористості блоків: у часі спостерігається більша різниця зміни опору для блоків з більшою пористістю.

У свердловинних умовах враховуючи, що блоки, які контактують з фільтратом бурового розчину у зоні радіуса дії методу, характерні більш високі інтенсивності зміни опорів при використанні методу “двох розчинів”.

Ефективність методу тісно пов'язана з часом проведення досліджень: для блоків з високою пористістю бажано проводити виміри одразу після зміни концентрації солі у розчині. Враховуючи наведену інформацію, нами встановлено, що на достовірність дослідження тріщинуватості суттєво впливає міжзернова пористість блоків. Для визначення зміни електричного опору при зміні мінералізації бурового розчину необхідною умовою є достатньо великий об'єм тріщинних пор у загальному об'ємі породи. За умов великої міжзернової пористості зміна електричного опору буде незначною і виміряти її буде неможливо. Тому для розв'язання цієї задачі необхідно приділяти увагу дослідженням міжзернової пористості в лабораторних і свердловинних умовах комплексом геофізичних методів.

Для визначення меж реального застосування методу “двох розчинів” Б.Ю. Вендельштейном [11] запропонована формула для водонасичених порід:

$$\rho_{\text{вп.тк}} = \frac{1 - K_{\text{н.к}} \cdot \rho_{\text{н.мз}}}{1 + 2K_{\text{н.к}} (K_{\text{н.тр}} \cdot P_{\text{н.мз}} + 1)} \cdot \rho_{\text{в}}, \quad (1)$$

де $\rho_{\text{вп.тк}}$ – опір водонасиченої кавернозно-тріщинної породи;

$K_{\text{н.к}}$, $K_{\text{н.тр}}$ – відповідно кавернозна і тріщинна пористість;

$P_{\text{н.мз}}$ – параметр пористості блока породи;

$\rho_{\text{в}}$ – опір пластової води.

За умов врахування технології проведення методу “двох розчинів” даний метод може бути використаний для виділення карбонатних порід з кавернозно-тріщинною пористістю. Іншим методом виділення інтервалів порід, представлених тріщинною або кавернозною пористістю, був метод часових замірів електричного опору порід, запропонований В. Н. Дахновим [12]. Цей метод базується на тому, що зона проникнення бурового розчину поглиблюється у часі. Радіус зони збільшується. Збільшення радіуса зумовлено проникненням фільтрату у присвердловинну зону, що призводить до зміни опорів зони проникнення у часі.

В колекторах із міжзерновою ефективною пористістю зміни фізичних властивостей в основному зумовлені витисненням пластового флюїда фільтратом бурового розчину, і зміна опорів у часі залежить від типу флюїда. Процес відбувається швидко.

В колекторах з тріщинно-кавернозною пористістю формування зони проникнення у часі відбувається у декілька етапів. На першому етапі відбувається глибоке випередження проникнення фільтрату бурового розчину по тріщинах і кавернах, які розвинулись у тріщинах і витісняють з них воду чи нафту. Цей процес відбувається набагато швидше, ніж у породах з міжзерновою пористістю. На другому етапі починається витиснення нафти з блоків породи,

що призводить до зниження питомого опорів у зоні проникнення. Фронт витиснення нафти з блоків вглиб пласта відбувається повільніше, а швидкість руху фронту залежить від пористості і проникності блока з міжзерновою пористістю. Враховуючи формування зони проникнення для проведення другого виміру, можна отримати зміну питомого опорів у зоні проникнення.

У роботі Іванова Т. В. [13] вказується, що процеси, які відбуваються у зоні проникнення, у випадку тріщинно-кавернозної пористості можуть продовжуватися до 50-100 діб. Необхідно зауважити, що у випадку помилки встановлення часу формування зони може виникнути помилка визначення типу пористості за рахунок перерозподілу пластових флюїдів, дифузії іонів та ін.

Досвід використання часових досліджень позірного опорів екранованим зондом БК-3 в Білорусії [14] вказує на можливість проведення вимірів, для різних типів карбонатних порід за наступною технологією: перше вимірювання проводиться через 1-2 доби після розкриття пласта, друге – не пізніше 5 діб, що залежить від типу колектора. Третє вимірювання проводять з більшим проміжком після розкриття пласта (понад 7-10 діб). Він є визначальним, тому що саме в цей час відбуваються основні зміни у зоні проникнення фільтрату, які зумовлюють зміну позірного опорів.

Загалом метод часових вимірів є достатньо ефективним для виділення колекторів карбонатного типу. Використання тільки зміни електричного опорів не є достатнім критерієм розподілу колекторів за типом. Для достовірності результатів у випадку застосування цього методу необхідно використовувати додаткову інформацію про швидкості формування зони проникнення фільтрату бурового розчину у часі та інтенсивності зміни електричного опорів.

В практиці дослідження карбонатних відкладів використовувався метод різноглибинних досліджень електричного опорів фокуруючими зондами. Основа методу полягає у визначенні розбіжностей опорів у зоні проникнення вимірюючого мікросканованим зондом та опором продуктивного пласта екранованим мікрозондом.

Ефективність методу залежить від мінералізації розчинів. Так, у випадку високомінералізованих розчинів різниця між опорами ρ_1 і ρ_{21} залежить від типу відкладів, а при використанні прісного розчину спостерігається спотворюючий вплив проникнення прісного фільтрату розчину унаслідок чого різниця невілюється і може виникати лише за рахунок впливу залишкової нафти.

Достовірність проведення методу виділення колекторів за комплексом макросканованими і мікросканованими зондами залежить від основних чинників: дослідження необхідно проводити на високомінералізованих розчинах; виділення карбонатних колекторів у розрізах з міжзерново-кавернозним і міжзерново-тріщинним типом порового простору характеризується високою достовірністю; розформова-

на зона проникнення обмежує можливість методу.

При виконанні цих умов метод виділення колекторів карбонатних відкладів може бути використаний. Для удосконалення методу екранованих зондів використовують комплексний підхід до результатів геофізичних та гідродинамічних досліджень. Виміри ефективного опору пласта екранованими зондами проводять до і після випробування на трубах.

Перший вимір отримує значення ефективного опору (ρ_e), наближеного до опору зони проникнення, а другий дає значення, наближене до дійсного опору нафтонасиченого пласта. Розбіжність значень опорів вказує на інтервал колекторів.

Виходячи із того, що цей метод базується на дослідженні електричних опорів ближньої зони пласта, то необхідно виконувати умови проведення досліджень: визначити різницю гідростатичного і пластового тиску; враховувати час і швидкість розформування зони проникнення за умов структури порового простору. Метод є достатньо ефективним при дослідженні різних типів карбонатних колекторів, що зумовлено різним часом формування зони проникнення залежно від структури порового простору.

Крім методів виділення колекторів карбонатного типу, які базуються на дослідженні електричних параметрів пластів, значну увагу приділено методам комплексної інтерпретації геофізичної інформації. З цього приводу було розроблено метод нормалізації діаграм за пористістю [10, 15, 16]. Цей метод використовує інформацію з електричного опору пластів та значень нейтронного гамма-каротажу. Основною ознакою поділу колекторів за типом порового простору є розходження кривих опору та інтенсивності вторинного гамма-випромінювання, нормованих за пористістю.

Інтенсивність вторинного гамма-поля не залежить від типу колектора, а пов'язана тільки з інтегральним водневмістом породи-колектора. Опір породи-колектора пов'язаний із типом колектора. Кавернозні колектори характеризуються підвищеним опором, а тріщинуваті – зменшеним опором за умов однакової пористості.

При проведенні досліджень методом нормалізації діаграм за пористістю необхідно враховувати: солоність бурового розчину, на якому проведено буріння; характер насичення пластів; глинистість порід. Підвищена глинистість у породі призводить до зниження інтенсивності вторинного гамма-поля за рахунок зв'язаної води у дисперсній частині глинистої фракції.

За результатами досліджень вченими Авдоніной Л. І. [15], Заляева Н. З. [17], Калінкіна М. К. [18], визначено високу ефективність метода і можливість визначення кількісних критеріїв розподілу колекторів на типи.

З розвитком обчислювальної техніки значну увагу приділено комплексній інтерпретації геофізичних методів для літологічного розчленування розрізу. Для теригенного розрізу вка-

зана задача розв'язується успішно типовими програмами, в основу яких закладено класифікацію за певною кількістю якісних ознак, які визначені з результатів геофізичних досліджень свердловин. В основному використовуються середні значення показів НГК і АК, відносно низькі покази природних потенціалів та радіоактивності, а також розподіл електропровідності геологічного розрізу. Крім того, використовуються параметри зони проникнення за інформацією мікрозондів. Характер насичення виділених зон оцінюється за електричним опором.

Не зважаючи на значну кількість розроблених методик виділення колекторів у карбонатному розрізі, на сьогоднішній день залишається актуальною задача з типізації порового простору за геометрією пор. В роботі проведено дослідження з визначення характеру пор порід-колекторів карбонатного складу.

Дослідження. Дослідження геологічних об'єктів, якими є карбонатні породи з різною формою будови порового простору базуються на дефініції зв'язків параметрів геологічної моделі продуктивних відкладів та розподілу фізичних полів, які відображають властивості геологічного простору. При дослідженні використовувались природні поля та реакції фізичного поля на параметри, які описують геологічний об'єкт. Найбільш розповсюджена система аналізу вимірних випадкових геолого-геофізичних характеристик є стохастичний аналіз емпіричних досліджень. Випадкова величина отримана у результаті вимірів однозначно характеризує властивості об'єкту, що досліджується, але кожна вимірювальна апаратура має граничну похибку вимірів, що визначає необхідність оцінювати геологічні об'єкти випадковими величинами параметрів.

Характеристика геологічного простору як системоутворюючих зв'язків взаємодіючих елементів дає змогу виділяти окремі елементи цього простору з конкретними властивостями. Єдність параметричного опису і структурно-методична однорідність вивчення геологічної моделі утворює цілісність системи, яка дає змогу розв'язувати окремі геологічні задачі. Простір – це множинність об'єктів, на яких виконуються фізично-обґрунтовані зв'язки з заданими властивостями і описуються вимірними випадковими величинами. Запишемо наступним виразом:

$$S_r = \{A_1(X_1, X_2, \dots, X_n), A_2(X_1, X_2, \dots, X_n), \dots, A_m(X_1, X_2, \dots, X_n)\}, \quad (2)$$

де S_r – простір геолого-геофізичних параметрів;

A_1, A_2, \dots, A_m – множина, яка описує геологічну ситуацію;

m – кількість ситуацій;

n – кількість вимірних параметрів X_i .

Параметричний опис множинності проводиться випадковими величинами, для аналізу яких використаємо імовірнісні методи досліджень із допомогою статистичних моделей, в більшості з двомирною функцією розподілу ви-

падкових величин Y і Y . Між двома випадковими величинами досліджується стохастичний зв'язок, тобто коли задані величині $X=x$ відповідає не конкретне значення Y , а декілька значень $y_1, y_2, y_3, \dots, y_n$, кожне із значень характеризує величину з певною імовірністю $p_1, p_2, p_3, \dots, p_n$. Функція розподілу величин характеризується математичним очікуванням і дисперсією. Відповідно кожному значенню розподілу, величини $Y=y$ відповідає певна функція розподілу X з математичним очікуванням і дисперсією. В системі з двох випадкових величин завжди буде існувати дві регресійні залежності: $y=f(x)$ і $x=f(y)$. Залежності використовуються як лінійні та і нелінійні.

При дослідженні залежностей параметрів, що характеризують об'єкт, приймалась до уваги щільність точок спостереження, яка залежить від багатьох чинників (об'єм відбору керну, кількості проведених лабораторних досліджень, кількості проведених геофізичних методів, розташування свердловин та інші), що, в свою чергу, підвищить достовірність виявлення неоднорідності у будові продуктивних відкладів. Природна неоднорідність існує об'єктивно, що залежить від умов накопичення осадів, і визначає детальність вимірів. Але при проведенні статистичної обробки враховувалось, що характеристика неоднорідності, а також функція розподілу властивостей, що вивчаються, відображає не тільки зміни геологічної ситуації, а і умови проведеного експерименту. Досліджувалась форма і значення параметрів геофізичних кривих.

Вивчення характеристик продуктивних відкладів верхньої юри за геофізичною інформацією проводилось на основі використання геологічної інформації лабораторного та промислового характеру. Від достатності геологічної інформації визначались задачі, які можна розв'язувати. Отримані результати є адекватними до наявного об'єму геолого-геофізичної інформації.

Однією з важливих характеристик порід-колекторів є параметри, які визначають об'єм пустотного простору та вміст залишкової води у колекторі. Ці параметри вказують на можливий вміст нафти і газу у поровому просторі. В карбонатних породах з вторинною структурою пор об'єм порового простору зростає за рахунок тріщин і каверн вилуговування.

Для порід тригенного і карбонатного типів залишкова вода у колекторі зв'язана з часткою дисперсної фракції, яка утворюється за рахунок глинистих мінералів. Враховуючи умови басейну накопичення осадів, природна радіоактивність гамма-випромінення обумовлена адсорбційними властивостями глинистого матеріалу та величиною ємкості катіонного обміну. Для вимірювання природної гамма-активності використовується метод порода гамма-каротажу. Для визначення об'єму порового простору використовується декілька геофізичних методів, методи визначання густини (метод дослідження проходження пружних хвиль та метод дослідження розсіяння гамма-квантів), визначення електро-

провідності водонасиченої породи-колектора та метод дослідження нейтронної характеристики порід.

Метод дослідження нейтронної характеристики порід (нейтронний каротаж) дає змогу визначати повний об'єм водневмісту порового простору. Водневміст породи залежить від кількості вільної води та щільнозв'язаної води дисперсної фракції. У загальному його можна описати наступною формулою:

$$\frac{1}{I_{n\gamma}} = \frac{K_n}{I_{n\gamma}^e} + \frac{1-K_n}{I_{n\gamma}^{ck}} + \frac{K_{zl}}{I_{n\gamma}^{zl}}, \quad (3)$$

де $I_{n\gamma}^e, I_{n\gamma}^{ck}, I_{n\gamma}^{zl}, I_{n\gamma}$ – інтенсивність вторинної гамма-активності у воді, скелеті породи, глинистої фракції та вимірюваної навпроти досліджуваного пласта;

K_n – коефіцієнта пористості;

K_{zl} – коефіцієнт об'ємної глинистості.

За результатами геофізичних досліджень свердловини №3 Лопушнрянського родовища проведено дослідження розподілу фізичних полів. Верхня пачка продуктивного горизонту представлена карбонатними відкладами з прошарками аргілітів та пісковиків із різною глинистістю і характеризується підвищеними значеннями гамма-активності та високими значеннями вторинної гамма-активності. Нижня пачка представлена вапняками органогенними, поровими з перешаруванням доломітів і ангідритів. За результатами дослідження гамма-поля спостерігається низка радіоактивності. Поле вторинних гамма-квантів характеризується значною диференціацією, але при низьких значеннях радіоактивності покази НГК достатньо високі. Акустичне поле характеризується низькими значеннями швидкості розповсюдження пружних хвиль. За даними електрометрії продуктивні відклади характеризуються низькими значеннями електричного опору.

Проведемо дослідження зв'язку природної і наведеної гамма-активності порід тригенного та карбонатного складу. На рис. 1 (а) представлено зв'язок інтенсивності гамма-поля з інтенсивністю вторинного гамма-поля. Спостерігається логарифмічний зв'язок із коефіцієнтом кореляції $R=0,86$, тобто щільність зв'язку дисперсної фракції з водневмістом породи достатньо висока.

На рис. 1 (б) наведено подібну залежність для карбонатних порід продуктивного комплексу, яка характеризується відсутністю зв'язку. Такий характер зв'язку можна пояснити незначним впливом дисперсності на водневміст породи і наявністю вторинної пористості у карбонатах.

Для дослідження взаємозв'язків геофізичних параметрів з метою однозначності задачі необхідно зменшити розмірності простору шляхом групування параметрів. Нами пропонується відносний параметр Ψ як частка дисперсної фракції до загального водневмісту породи:

$$\Psi = \frac{\Delta I_{n\gamma}}{\Delta I_{\gamma}}, \quad (4)$$

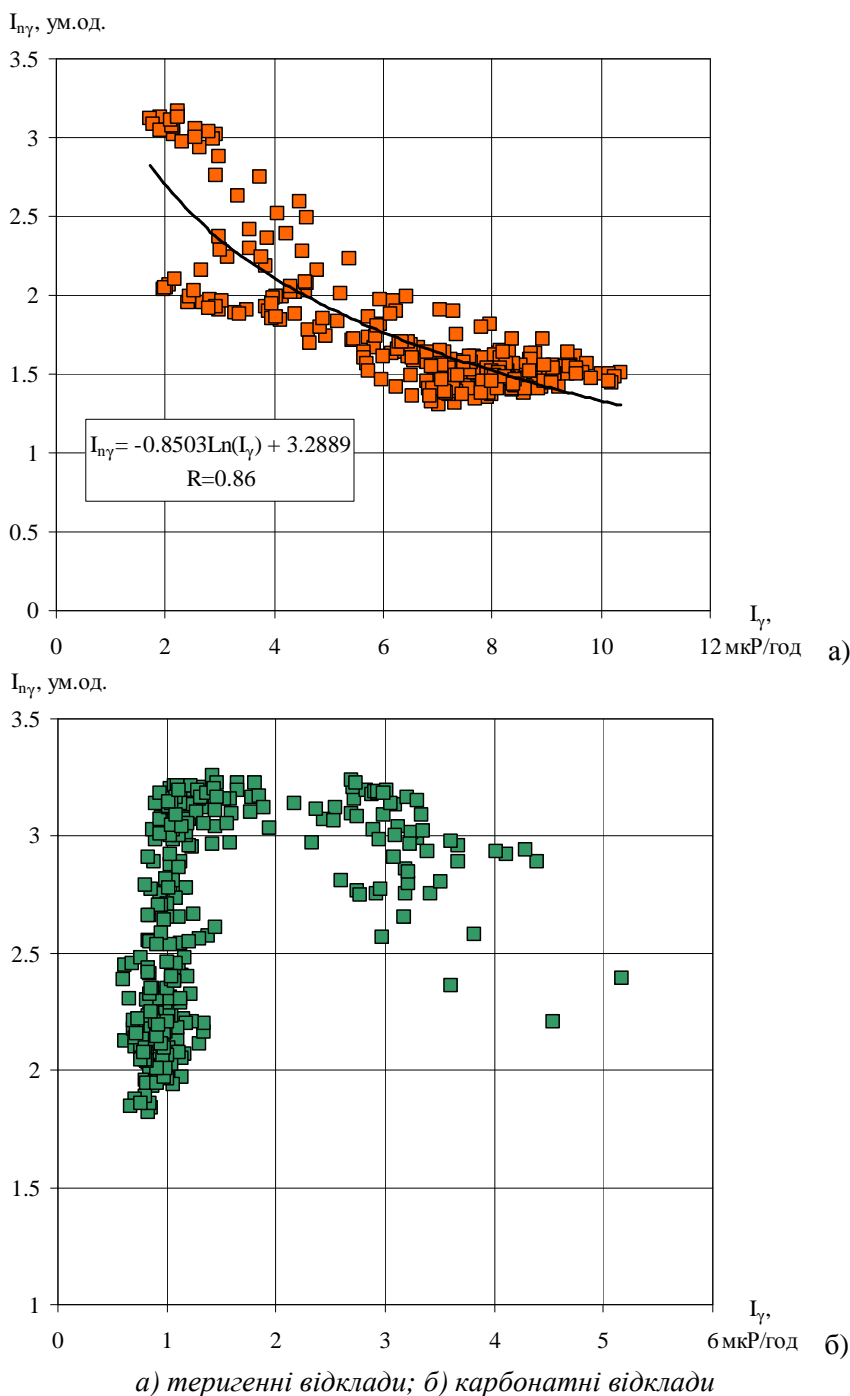


Рисунок 1 – Залежність показів нейтронного гамма-каротажу $I_{n\gamma}$ від показів гамма-каротажу I_γ

де $\Delta I_{n\gamma}$ – інтенсивність вторинної гамма-активності, виміряної навпроти досліджуваного пласта;

ΔI_γ – інтенсивність природної гамма-активності, виміряної навпроти досліджуваного пласта.

Використавши відносний параметр, побудуємо зв'язок вторинного гамма-поля з величинами значень Ψ . На рис. 2 (а) для порід теригенного складу наведено цей зв'язок, який характеризується квадратичним поліномом з високим коефіцієнтом кореляції $R=0.96$. Такий характер зв'язку вказує на вплив частки дисперсної фракції породи у загальному об'ємі поро-

вого простору. Для порід карбонатного типу також досліджено вплив дисперсної фракції на водневий вміст пор. Побудовану залежність наведено на рис. 2 (б). Спостерігається відсутність взаємозв'язку. На крос-плоті видно більш чітке розділення точок спостереження, що вказує на різний вплив дисперсності породи на покази інтенсивності вторинного гамма-випромінювання. Виділяються ділянки з високим ступенем зв'язку та з хаотичним розташуванням. Ділянки з хаотичним розташуванням точок вказують на домінуючий вплив типу і геометрії пор на загальну пористість породи.

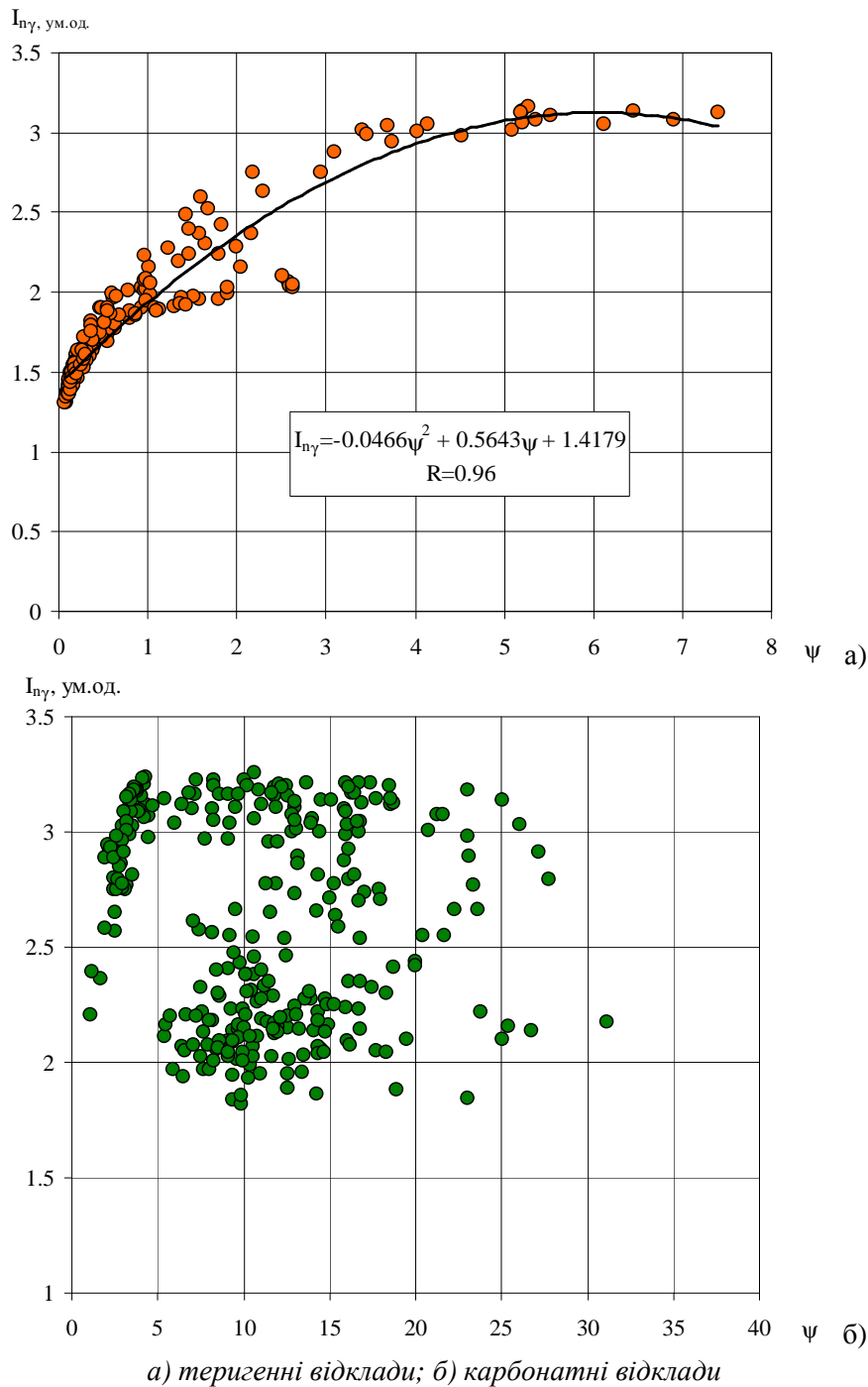


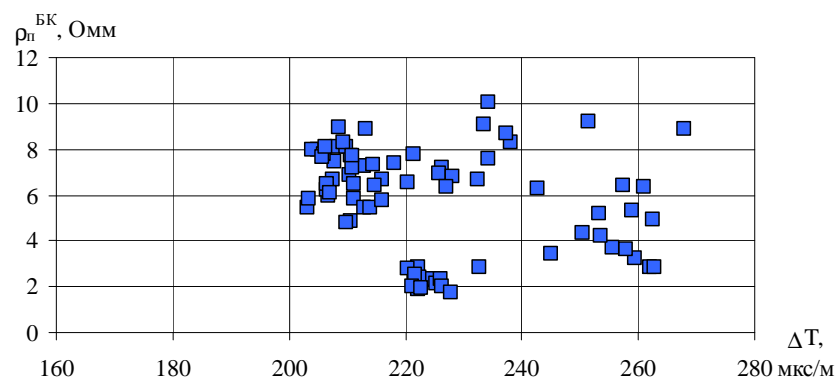
Рисунок 2 – Залежність показів нейтронного гамма-каротажу від відносного параметра Ψ

Дослідження зв'язку інтенсивності природного гамма-поля з наведеною гамма-активністю порід теригенного і карбонатного складу дозволило встановити новий підхід для аналізу впливу дисперсної глинистої фракції на загальний об'єм пустот колекторів. Для порід карбонатного типу з різною структурою порового простору виявлено незначний вплив дисперсної фракції на загальну пористість.

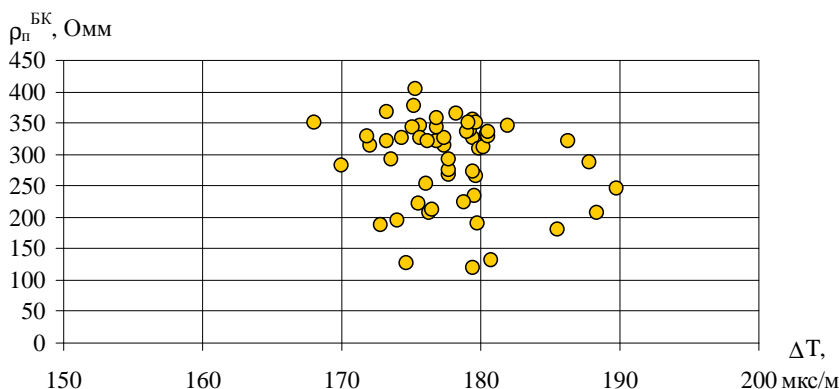
Виділення колекторів у відкладах складної будови викликають певні труднощі, обумовлені нестандартною характеристикою зв'язків петрофізичних параметрів, що пояснюється присутністю вторинної тріщинної і кавернозної пористості.

Для порід карбонатного типу необхідно дослідити критерії розподілу, та, насамперед, визначитися з можливостями виділення карбонатних порід за даними геофізичних методів.

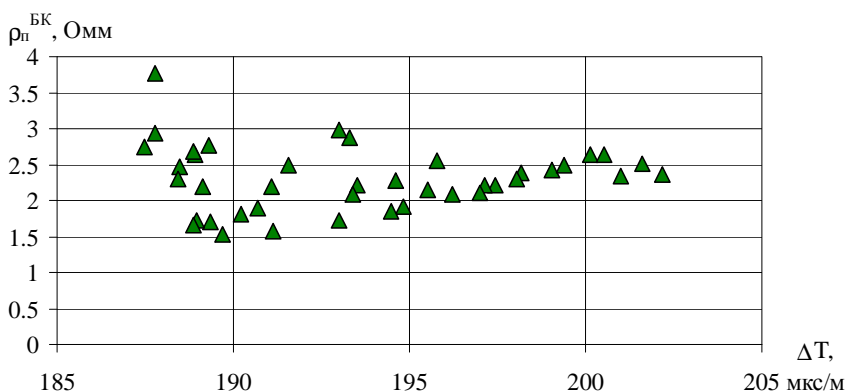
Розглянемо зв'язок електричного опору порід, виміряного методом екрануючих зондів, з інтервальним часом пробігу пружних хвиль. Нами було вибрано три об'єкти: теригенна ділянка розрізу свердловини №3 (інт. 4212-4228 м); верхня пачка продуктивного горизонту юрських відкладів (інт. 4244.8-4256 м) та нижня пачка (інт. 4312-4320 м). Результати зіставлення питомого електричного опору гірських порід по БК *pnБК* із інтервальним часом ΔT подано на рисунку 3. Із рис. 3 (а) видно, що зв'язок відсу-



а)



б)



в)

а) теригенні відклади (інтервал 4215-4228 м);
 б) карбонатні відклади, верхня продуктивна пачка (інтервал 4244,8-4256 м);
 в) карбонатні відклади, нижня продуктивна пачка (інтервал 4312-4320 м)

Рисунок 3 – Зіставлення питомого електричного опору породи по БК $\rho_{пБК}$ з інтервальним часом ΔT

тній, але на крос-плоті виділяються два окремі об'єкти, які характеризуються загальним видом залежності $\rho_{пБК}$ і ΔT і описують різний тип порід.

На рис. 3 (а, б), які відповідають карбонатним породам, не встановлено зв'язку електричного опору і швидкості пружних хвиль. Верхня пачка характеризується високим опором із високою швидкістю пружних хвиль. Нижня пачка характеризується широким діапазоном зміни величини ΔT і низьким питомим електричним опором продуктивних порід. Як було встановлено, незначний вклад дисперсної фракції у поровому просторі на підставі низьких значень

природної гамма-активності то низьке значення електричного опору можна пояснити наявністю вторинної мікротріщинуватості детритових зерен та карбонатного скелету.

Зіставивши три об'єкти на одному крос-плоті (рис. 4) та вибравши шкалу ординат у логарифмічному масштабі, побачимо, що ділянки у загальному просторі є окремими об'єктами. Різні об'єкти можна характеризувати як множини з власними параметрами зв'язків фізико-геологічних параметрів. Це, у свою чергу, вказує на можливість виділення карбонатних порід.

За результатами аналізу зв'язків геофізичних параметрів для кожної множини нами за-

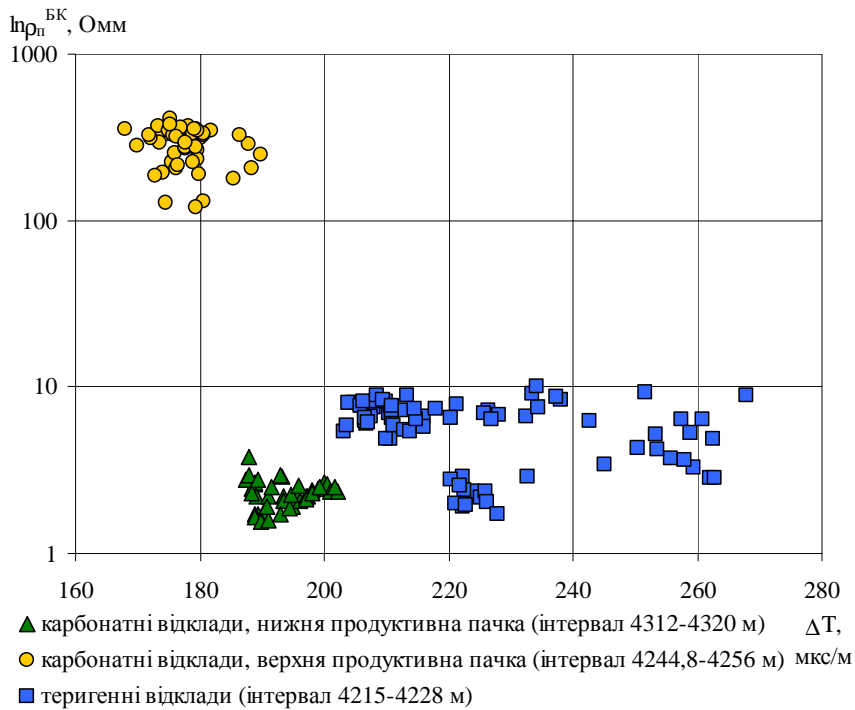


Рисунок 4 – Зіставлення питомого електричного опору породи по БК $\rho_{лBK}$ з інтервальним часом ΔT

пропоновано для виділення карбонатних відкладів використати параметр Ψ як частку дисперсної фракції. Для свердловини № 3 Лопушнянського родовища проведено розрахунки і побудовано розподіл параметра Ψ . Критерій виділення встановлено на підставі аналізу промислової і геофізичної інформації зі свердловин №4, 7, 11, 32 Лопушна.

На рисунку 5 наведено комплексну діаграму геофізичних методів, на якій підтверджується можливість виділення карбонатних порід. У інтервалі продуктивних порід спостерігається значна диференціація даних. Породи теригенного складу виділено кривою з незначною диференціацією і малою інтенсивністю. Продуктивні відклади карбонатних порід на діаграмі за інтенсивністю параметра Ψ поділяються на дві пачки – верхню і нижню. Виділення карбонатних відкладів у загальній геологічній товщі, а також розподіл продуктивної товщі дозволить підвищити достовірність визначення характеру насичення порід-колекторів карбонатного складу.

Висновки та завдання подальших досліджень. Результати аналізу зв'язків геологічних і геофізичних параметрів, які характеризують геологічний простір, встановлено, що загальний геологічний простір можна поділити на множини з власними коефіцієнтами залежностей. Такі результати обумовлюють можливість використання геофізичних методів для виділення порід-колекторів карбонатного типу з різною структурою пористості.

Проведені дослідження зв'язку інтенсивності природного гамма-поля з наведеною гам-

ма-активності порід теригенного і карбонатного складу дозволили встановити новий підхід до аналізу впливу дисперсної глинистої фракції на загальний об'єм пустот колекторів.

Рекомендовано використання відносного параметра Ψ , який вказує на частку дисперсної фракції до загального водневовмісту породи-колектора. За характером розподілу параметра Ψ виділено карбонатні породи і встановлено тип порового простору.

Література

- 1 Кузнецов В.Г. Некоторые вопросы нефтегазоносности в связи с эволюцией карбонатного осадконакопления [текст] / В.Г.Кузнецов // Док. АН СССР. – 1990. – Т.310, №1. – С.158-162.
- 2 Шванов А.М. Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа / А.М. Шванов. – М.: Недра, 1976. – 295 с.
- 3 Багринцева К.И. Карбонатные породы-колекторы нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: Недра, 1977. – 231 с.
- 4 Абдухаликов Я.Н. Выделение карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства по комплексу «исследование – испытание – исследование» / Я.Н. Абдухаликов // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1974. – №9. – С. 35-38.
- 5 Александров Б.Л. Комплексное изучение юрских отложений Восточного Предкавказья в связи с оценкой их коллекторских свойств нефтегазонасыщенности: автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук / ГНИ. – Грозный: 1968. – 21 с.

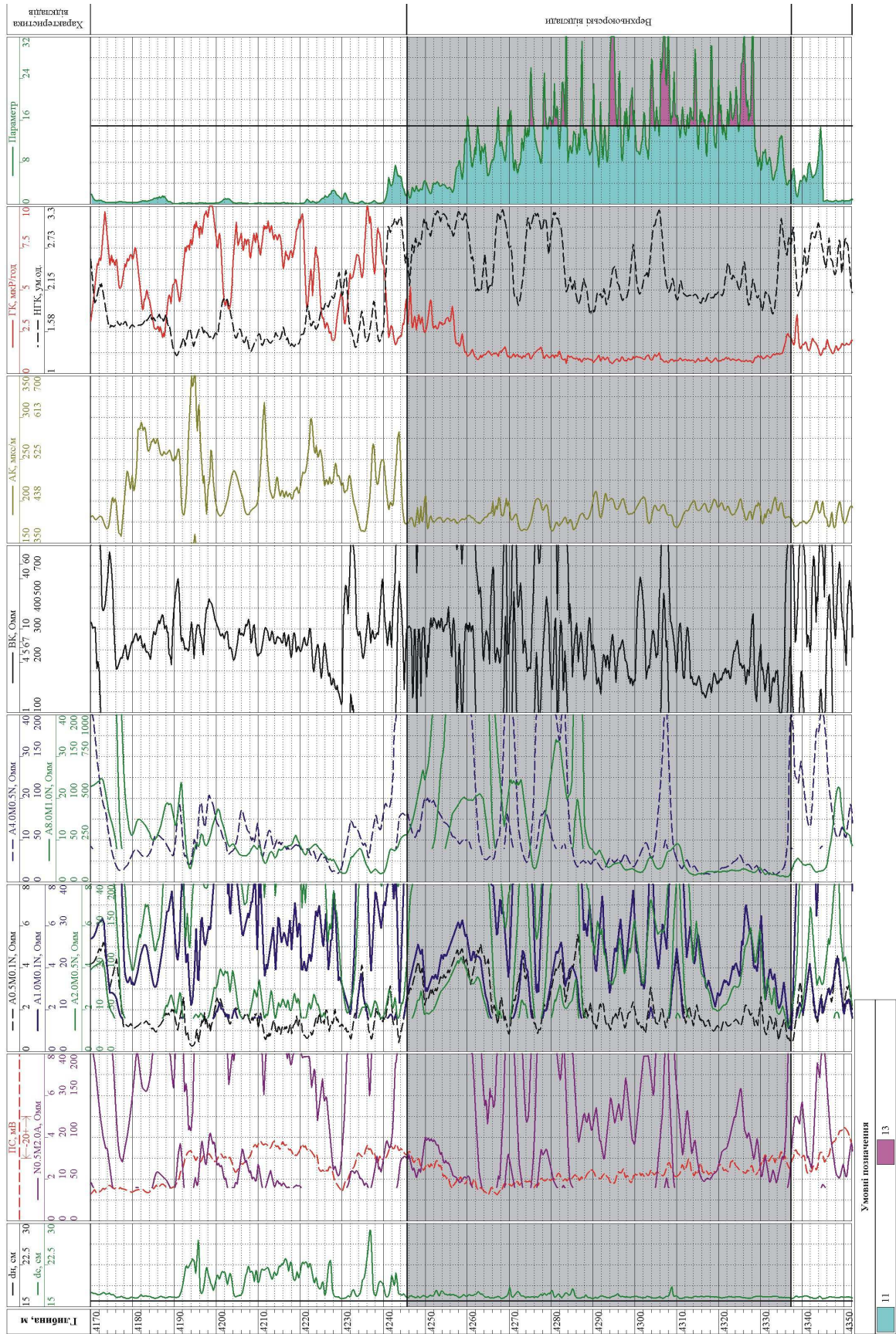


Рисунок 5 – Розподіл порід на тріщинні та міцноцементовані за результатами комплексу геофізичних досліджень св.№3-Лопушна

6 Арчи Г. Классификация пористых карбонатных пород и их коллекторские свойства / Г. Арчи // В кн. : Вопросы промысловой геофизики. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 8-26 с.

7 Басин Я. Н. О возможности выделения кавернозных и трещиноватых извесняков методами промышленной геофизики / Я.Н. Басин, Л.Б. Берман, В.С. Непман // Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 39. – С. 153-166.

8 Дахнов В.Н. К вопросу определения эффективной пористости карбонатных коллекторов верхнего мела Грозненского нефтепромыслового района / В.Н. Дахнов // В кн.: Петрофизика и промысловая геофизика. Труды МИНХиГП. М. : Недра, 1969. – Вып. 89. – С. 84-93.

9 Ручкин А.В. Изучение карбонатных коллекторов по электрическим параметрам зоны проникновения бурового раствора в пласты (на примере карбонатных обложений Башкирии): Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук / ГНИ. – Грозный: 1971. – 22 с.

10 Заляев Н.З. Усовершенствование комплекса и методики промыслово-геофизических исследований карбонатных обложений юго-востока Татарии. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук / МИНХиГП. – М. : 1966. – 27 с.

11 Вендельштейн Б.Ю. Определение эффективной пористости коллекторов верхнего мела Восточного Предкавказья по данным промысловой геофизики / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева // В кн.: Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1971. – 105-117 с.

12 Дахнов В.Н. исследование фактора времени при интерпретации результатов исследования скважин методом сопротивления / В.Н. Дахнов // В кн. : Промысловая геофизика. Труды МИНХиГП – М.: Гостоптехиздат, 1957. Вып. 41. – 93-99 с.

13 Иванов Т.В. Изучение карбонатных коллекторов мезозоя центральной, северной и северо-западной Болгарии методами промысловой геофизики: Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук / МИНХиГП. – М.: 1966. – 26 с.

14 Заляев Н.З. Оценка нефтеносности карбонатных отложений Припятской впадины по промысловой геофизике / Н.З. Заляев, В.В. Масюков // В кн.: Геофизические методы поиска и разведки нефти и газа в Припятской впадине. – Минск: Наука и техника, 1970. – С. 80-91.

15 Авдонина Л.И. Геолого-геофизическая характеристика трещинно-кавернозных коллекторов нефти и газа Меловой площади / Л.И. Авдонина, В.Н. Дахнов // В кн.: Вопросы промысловой геофизики. Труды МИНХиГП. – М. : Недра, 1967. – Вып. 67. – С. 98-104.

16 Вилли М.Р.Д. Основы интерпретации данных электрического каротажа / М.Р.Д. Вилли // В кн.: Промысловая геофизика. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – Вып. – С. 3-94.

17 Заляев Н.З. Методика оценки нефтеносности карбонатных пород месторождений Татарии по данным комплекса индукционного, бокового и радиоактивного каротажа / Н.З. Заляев // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1966. – №7. – С. 19-25.

18 Калинин М.К. Некоторые вопросы классификации коллекторов нефти и газа и их поисков / М.К. Калинин // Геология и геохимия. – 1958. – №2. – С. 42-50.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.09.15*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук Чорним О.М.
(ГПУ «Львівгазвидобування», м. Львів)*

НЕЛІНІЙНА МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ РОБОТИ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПІД ЧАС ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХОПЛЕНЬ УДАРНИМ СПОСОБОМ

К. Г. Левчук

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: kgl.imr.nan@gmail.com

На основі розробленої математичної моделі динаміки сумісної роботи талевої системи, бурильної колони і ударного механізму побудовано хвильову діаграму бурильної колони під час ліквідації прихоплень ударним способом. Проведено числовий розрахунок тривалості удару, коефіцієнта передачі енергії, накопиченої пружною деформацією і втраченої внаслідок удару енергії. Створено комп'ютерну програму для покрокової побудови ударного імпульсу, яка враховує хвильові явища в бурильних трубах. Запропоновано інженерне обґрунтування одержаних результатів.

Ключові слова: математична модель, бурильний яс, ударний інструмент, хвильова діаграма, бурильна колона, тривалість удару, ударна сила, ударний імпульс, прихоплення.

На основании разработанной математической модели динамики совместной работы талевой системы, бурильной колонны и ударного механизма построена волновая диаграмма бурильной колонны при ликвидации прихватов ударным способом. Произведен численный расчёт длительности удара, коэффициента передачи энергии, накопленной упругой деформацией и потерянной вследствие удара энергии. Создана компьютерная программа для пошагового построения ударного импульса, которая учитывает волновые явления в бурильных трубах. Дано инженерное обоснование полученных результатов.

Ключевые слова: математическая модель, бурильный яс, ударный инструмент, волновая диаграмма, бурильная колона, длительность удара, ударная сила, ударный импульс, прихваты.

The nonlinear mathematical model of operation of the drill string with the damper and drilling mechanism which is used to release drilling tool sticking was developed. The author suggested a method for constructing a wave diagram of strike force pulses in the places of striking and sticking. There were also conducted numerical calculations of duration of the impact, impact forces, and impulses, accumulated by the elastic deformation and energy wasted due to the impact. The influence of the damper stiffness on the percussion mechanism operation efficiency was analyzed.

Keywords: mathematical model, drilling jar, percussion mechanism, wave diagram, drill string, the impact duration, impact strength, impact pulse, sticking.

АКТУАЛЬНІСТЬ ТЕМИ

У науково-технічній літературі широко висвітлено методи ліквідації прихоплень бурильного інструменту за допомогою ударних пристроїв [1, 2, 3].

У загальному випадку математичне моделювання процесу удару є доволі складним, тому для розв'язування окремих, прикладних проблем теорії удару доводиться застосовувати деякі спрощення і припущення, що дає змогу отримати зручні інженерні рішення. Надзвичайно важливим також є правильний вибір методів математичного опису конструкції, робота якої пов'язана з ударом.

До методів наближеного розрахунку ударних систем відносять:

класичний метод Ньютона [4], що передбачає тіла й ділянки контакту твердими;

метод Герца [5], що передбачає тіла твердими, а ділянки контакту пружними;

метод пружності [6], що передбачає тіла пружними, але розповсюдження напруження тілами є миттєвим;

метод плоскої хвилі Сен-Венана [7];

комбінований метод, що поєднує статичні розв'язки теорії пружності для приконтактної зони, та метод плоскої хвилі для решти тіл [8].

Класичний метод Ньютона дає достатньо достовірні результати, якщо тривалість удару

t_y в декілька (3÷5) разів перевищує періоди власних коливань БТ. Але згідно з проведеними дослідженнями [9] і експериментальними даними [10] удар бойка і ковадла триває менше 0,1 секунди, а найбільший період вільних коливань бурильних труб – 0,2÷0,3 с. Варто також зазначити, що із співвідношень класичної теорії удару неможливо визначити тривалість та силу удару, напруження в БТ, їхнє переміщення й пришвидшення.

Основна увага в запропонованій статті приділяється розробленню математичної моделі, що дасть змогу з достатньою точністю визначити всі основні характеристики удару (тривалість удару, коефіцієнт поновлення, втрату енергії). Теоретичні дослідження проведено для бурильної колони, прихопленої різними видами гірських і сипучих порід [11].

Для отримання чисельних значень досліджуваних параметрів було розроблено комп'ютерну програму в середовищі Maple [12, 13].

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ

Припустимо, що ударна сила F_{y0} миттєво навантажує торець пружного стрижня з поперечним перерізом F . Нехай за проміжок часу dt , що минув з моменту контакту, стискається

Таблиця 1 – Швидкості розповсюдження повздовжніх хвиль в різних матеріалах

Матеріали	Модуль Юнга, ГПа	Густина, кг/м ⁴	Швидкість хвиль, м/с
<i>Метали та сплави</i>			
Хром	240-300	7190	5770-6460
Алюміній	70-71	2710	5080-5120
Сталь	200-220	7800-7860	5050-5310
Нікель	210	8902	4860
Вольфрам	350-390	19100	4280-4520
Мідь	110-123	8900	3500-3720
Цинк	80-120	7100	3350-4100
Латунь	95-98	8600	3320-3380
Платина	170	21500	2815
Срібло	79-80	10500	2740-2760
Олово	35	7310	2190
Золото	79	19300	2025
Свинець	16-18	11340	1190-1260
<i>Гірські породи</i>			
Кварцити	75-100	2680	5290
Мрамур	39-92	2300-2600	3870-6325
Піщаники	33-78	2320-3200	3210-5800
Доломіти	21-165	2460-3190	2560-8200
Глинисті сланці	12,5-25	1850-2200	2380-3680
Вапняки	13-85	2360-2980	2100-6000
Граніт	4,5-5,5	2600-2800	1260-1455
<i>Середовище</i>			
Скло	56-70	2500	4730-5300
Вода	2,03	1000	1425
Повітря	0,0001	1,2	300

шар довжиною dl на деяку величину du , а решта стрижня довжиною $(l - dl)$ залишається недеформованою. Відносне зменшення довжини стрижня

$$\varepsilon = \frac{du}{dl} = \frac{F_{y\partial}}{EF}, \quad (1)$$

де E – модуль пружності Юнга. Стиснений шар тиснутиме на наступний за ним шар і, таким чином, створюватиме хвилю вздовж усього стрижня. Межа між напруженою і ненапруженою ділянками стрижня будемо називати фронтом хвилі, а відстань dl , яку проходить фронт хвилі за проміжок часу dt , – довжиною хвилі. Тоді швидкість розповсюдження збурень

$$a = \frac{dl}{dt}. \quad (2)$$

Якщо стиснений шар зменшиться на величину du за проміжок часу dt , то швидкість деформації БТз урахуванням (1) і (2) дорівнюватиме

$$v = \frac{du}{dt} = \frac{dl}{dt} \cdot \frac{du}{dl} = \frac{dl}{dt} \cdot \varepsilon = \frac{aF_{y\partial}}{EF}. \quad (3)$$

Напруження і деформації у випадку удару розповсюджуються від ділянок контакту бойка і ковадла по секціях труб не миттєво, а з кінце-

вими швидкостями. При цьому швидкість поширення пружних хвиль розтягання (стискання) визначається властивостями матеріалу, з якого виготовлені бурильні труби. Для визначення швидкості поширення пружних хвиль стисненого шару скористаємось теоремою імпульсів

$$mv = F_{y\partial}dt \quad \text{або} \quad \rho F dl \cdot \frac{aF_{y\partial}}{EF} = F_{y\partial}dt,$$

звідки

$$a \frac{dl}{dt} = \frac{E}{\rho}, \quad (4)$$

де ρ – густина одного метра довжини. З рівнянь (2) і (4) визначаємо

$$a = \sqrt{E/\rho}, \quad (5)$$

яка значно перевищує швидкість зміщення частинок.

До того ж, ударне навантаження не передається миттєво бурильними трубами (БТ) по всій їх довжині. На початку удару окремі ділянки труб залишаються незбуреними, а напруження й деформації рухаються по трубах у вигляді хвиль, що розповсюджуються вздовж БТ. У табл. 1 наведено величини швидкостей розповсюдження повздовжніх хвиль для деяких матеріалів.

Як наслідок, після нанесення удару в бурильних трубах (БТ) виникає складне динамічне поле напруження, змінне по довжині труби. Розподіл такого поля ускладнюється внаслідок відбиття пружних хвиль від торців секцій і місця прихоплення БК. З огляду на це, напруження і деформації у місцях нанесення удару доводиться розглядати покроково як низку почергово відбитих хвиль.

МЕХАНІЧНА МОДЕЛЬ УДАРНОГО ПРИСТРОЮ ПРИХОПЛЕНОЇ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Механічна модель нестационарних процесів у бурильній колоні (БК) побудована для чотирьох секцій однорідних циліндричних бурильних труб довжинами l_j і площами поперечного перерізу F_j ($j = \overline{1,4}$). Кожну секцію бурильної колоні розглядатимемо як континуально-дискретну механічну систему, розрахункову схему якої зображено на рис. 1, де рухомі частини талевої системи подано масою m_0 , а жорсткість талевих канатів c_0 .

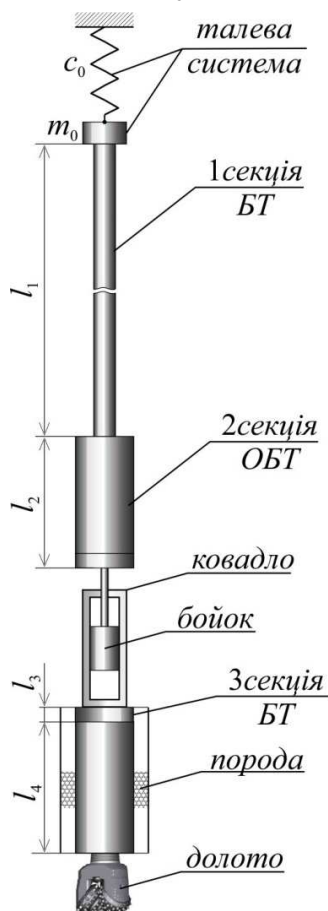


Рисунок 1 – Розрахункова схема бурильної колоні

Розглядатимемо удар двох верхніх секцій до двох нижніх, прихоплених. Усі торцеві поверхні секцій БТ вважатимемо плоскими. Таким чином, у випадку удару одночасно контактуватимуть усі точки торцевої поверхні другої

обваженої бурильної труби (ОБТ) і третьої секції БТ. У такому випадку сила удару буде рівномірно розподіленою по площі поперечного перерізу протягом всієї тривалості удару. Поперечними деформаціями (звуженням або розширенням БТ) знехтуємо, оскільки діаметри труб значно менші за їх довжини.

Згідно з класичною теорією удару втрачена кінетична енергія переходить в енергію пластичних деформацій. Під пластичними деформаціями розуміють зміну форми і розмірів БТ після удару. За допомогою експериментів виявлено, що розміри БТ після удару не змінюються [9], тобто пластичні деформації відсутні. Покази давачів, розмішених на ковадлі, засвідчили пружне стискання третьої секції БТ після удару. Таким чином, кінетична енергія бойка переходить у потенціальну енергію пружної деформації. Варто зазначити, що тоді величина коефіцієнта поновлення не може свідчити про пружність удару.

Також вважатимемо, що ударні навантаження не перевищують порогу пружності. Власне сам удар будемо вважати абсолютно пружним, тобто виключимо можливість виникнення залишкових деформацій і розсіювання енергії. Отже, при формуванні хвиль абсолютно пружного удару відбувається розподіл енергії на кінетичну й потенціальну. Процес часткового перетворення кінетичної енергії в потенціальну послідовно розповсюджується на прилеглі шари БТ, а деформація – від одного перерізу до наступного.

ОСНОВНІ РІВНЯННЯ ХВИЛЬНОЇ ТЕОРІЇ ПЛОСКОГО УДАРУ

На рис. 2, а зображено положення другої і третьої секцій БТ до удару, де F_2, F_3 – площі поперечних перерізів; ρ_2, ρ_3 – густина 1 м^3 матеріалу, з якого виготовлені БТ; \vec{a}_2, \vec{a}_3 – швидкості розповсюдження повздовжніх хвиль; \vec{R}_0, \vec{Q}_0 – сили натягу та \vec{v}_0, \vec{w}_0 – швидкості до удару; \vec{R}_1 – сила ударної взаємодії БТ (ударна сила); \vec{v}_1 – миттєва швидкість контактного майданчика.

Робота ударного пристрою полягає у динамічній передачі енергії деформації, яку накопичує БК, прихопленої ділянці труби. Тобто, ударний пристрій концентрує кінетичну енергію у місці зустрічі бойка з ковадлом. Сучасна теорія удару визначає існування в бурильних трубах поряд з кінетичною й потенціальною енергією після удару, водночас як класична теорія удару це заперечує. Наявність одночасного існування зазначених енергій можливе завдяки тому, що рівномірне розподілене ударне навантаження і деформації від місця контакту розповсюджуються по БТ не миттєво, а з хвильовою швидкістю (див. табл. 1). Після удару та частина БТ, яка охоплена ударною хвилею, отримує потенціальну енергію, а та частина, якої ударна хвиля ще не досягла, зберігає початкову кінетичну енергію (рис. 2, б).

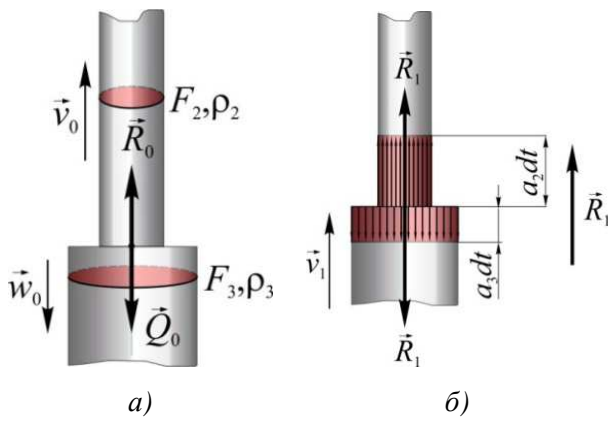


Рисунок 2 – Плоский удар компонок бурильної колони

У момент закінчення удару припиняється дія ударного навантаження, частина БТ не встигає повністю розвантажитись і, як наслідок, від частини потенціальної енергії. Внаслідок нанесеного удару друга секція БК стискається, а третя – розтягується. Деформації БТ призводять до зміни миттєвих швидкостей, а завдяки хвильовому характеру розповсюдження деформацій поле швидкостей втрачає однорідність. Області, охоплені хвилею деформацій, змінюють власну швидкість, а ті, яких хвиля ще не досягла, зберігають попередню швидкість.

Ударні сили виникають на поверхні контакту бойка з ковадлом (рис. 1) за інерцією, яка протидіє будь-якій зміні швидкостей секцій БК. Але після досягнення безпосереднього контакту, БТ не може зберігати попередні швидкості \vec{v}_0 , \vec{w}_0 , а власне контактний майданчик отримує деяку швидкість \vec{v}_1 .

Згідно основного положення хвильової теорії удару напруження, що виникли після досягнення контакту бойка з ковадлом, розповсюджуються у вигляді послідовних співударів сусідніх перерізів БТ, які ідентичні попередньому співудару торцевих поверхонь. У межі однієї секції БК ані площа перерізу, ані властивість матеріалу труби не змінюється. У результаті удару в перерізах з'являються ті самі сили й швидкості, що й на торцях.

Через проміжок часу dt хвиля зі швидкістю \vec{v}_1 розповсюджується в протилежних напрямках по другій і третій секціях БК зі швидкостями поширення хвиль \vec{a}_2 і \vec{a}_3 відповідно, що охоплює об'єми: $F_2 a_2 dt$, $F_3 a_3 dt$ та маси $m_2 = \rho_2 F_2 a_2 dt$, $m_3 = \rho_3 F_3 a_3 dt$. Тоді кількість руху, що отримала друга секція БК в результаті зміни швидкості від \vec{v}_0 до \vec{v}_1 , становитиме

$$m_2 (v_0 - v_1) = \rho_2 F_2 a_2 dt (v_0 - v_1) \quad (6)$$

і третя секція БК при зміні швидкості від \vec{w}_0 до \vec{v}_1

$$-m_3 (v_1 + w_0) = -\rho_3 F_3 a_3 dt (v_1 + w_0). \quad (7)$$

Наведені зміни кількості руху відбулися під дією сил: $R_1 - R_0$ для другої секції БК і

$-R_1 + Q_0$ – для третьої секції БК, які діяли протягом часу dt .

За теоремою імпульсів з урахуванням (6) і (7) отримуємо

$$\begin{cases} R_1 - R_0 = \rho_2 F_2 a_2 (v_0 - v_1); \\ R_1 - Q_0 = \rho_3 F_3 a_3 (v_1 + w_0). \end{cases} \quad (8)$$

Вираз $\rho a = \sqrt{\rho E}$ – добуток густини матеріалу і швидкості повздовжньої хвилі називають акустичною жорсткістю матеріалу або імпедансом – хвильовим опором. З урахуванням цього систему рівнянь (8) перепишемо у вигляді

$$\begin{cases} R_1 - R_0 = A_2 F_2 (v_0 - v_1); \\ R_1 - Q_0 = A_3 F_3 (v_1 + w_0), \end{cases} \quad (9)$$

де $A_2 = \sqrt{\rho_2 E_2}$, $A_3 = \sqrt{\rho_3 E_3}$ – імпеданс ОБТ і третьої секції БК.

Рівняння (9), що пов'язують швидкості й ударні сили у будь-якому перерізі БК, є основними у хвильовій теорії плоского удару.

ХВИЛЬОВА ДІАГРАМА УДАРНОГО ПРИСТРОЮ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Розглянемо удар обох частин бурильної колони. Власне сам удар будемо вважати абсолютно пружним, тобто виключимо можливість виникнення залишкових деформацій і розсіювання енергії. Отже, при формуванні хвиль абсолютно пружного удару відбувається розподіл енергії на кінетичну й потенціальну. Процес часткового перетворення кінетичної енергії в потенціальну послідовно розповсюджується на прилеглі шари БТ, а деформація – від одного перерізу до наступного. Коли ударна хвиля рухається стрижнем БК від майданчика удару, динамічні характеристики змінюються при зміні властивостей матеріалу бурильних труб, площі перерізу БТ і характеру зовнішнього середовища. Згідно з цим вважатимемо, що параметри хвилі при русі стрижнем залишаються незмінними доти, поки вона не досягне граничної поверхні. У бурильній колоні граничними поверхнями є торці секцій, припасованих одна до одної, та прихоплена поверхня БК.

Представлена ударна система (рис. 1) має чотири граничні поверхні. Як наслідок, можливе багаторазове відбиття, переломлення і накладання ударних хвиль, внаслідок чого загальна картина хвильового процесу може ускладнюватися. Тому доцільно побудувати хвильову діаграму (рис. 3), перевагою якої є наочність хвильових процесів у БК. На наведеній діаграмі l_{41} – відстань до місця прихоплення.

Побудову хвильової діаграми здійснюватимемо наступним чином:

1) виносимо всі чотири граничні поверхні А, В, С і D;

2) на лінії поверхні С, де наноситься удар, позначаємо точку О відліку часу t ;

3) у вибраному масштабі часу відкладаємо $t_2 = l_2/a_2$ – тривалість руху ударної хвилі до граничної поверхні В – першої секції БК;

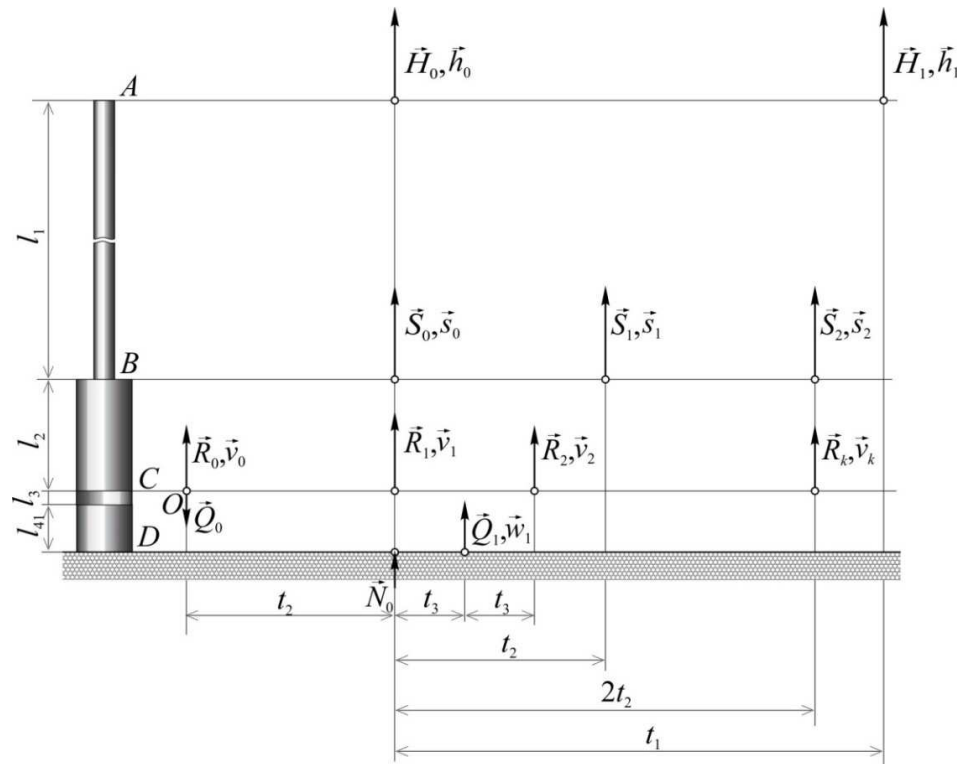


Рисунок 3 – Хвильова діаграма бурильної колони

4) в отриманій точці показуємо ударну силу \vec{R}_1 і швидкість хвилі \vec{v}_1 по ОБТ, що одночасно розповсюджуються до граничних поверхонь B – першої секції БК і D – місця прихоплення БК з протилежними однаковими за величиною силою й швидкістю;

5) далі знаходимо точку перетину вектора хвилі з лінією граничної поверхні D через момент часу $t_3 = (l_3 + l_{41})/a_3$, що відповідає моменту досягнення хвилею цієї поверхні (l_{41} – довжина четвертої секції від ковадла до місця прихоплення);

6) зважаючи на відбиття і переломлення на поверхні зустрічі з породою на нерухомій поверхні D виникають нові хвилі з силою \vec{Q}_1 і швидкістю \vec{w}_1 ;

7) аналогічно при відбитті й переломленні від першої секції БК через проміжок часу $t_2 = l_2/a_2$ на поверхні B виникають нові хвилі з силою \vec{S}_1 і швидкістю \vec{s}_1 , а від верху БК (місця кріплення талевої системи) через проміжок часу $t_1 = l_1/a_1$ на поверхні A – з силою \vec{H}_1 і швидкістю \vec{h}_1 ;

8) оскільки всі труби виготовлені з одного матеріалу, а відстань між місцями нанесення удару і прихоплення БК $l_3 + l_{41} < l_2 < l_1$, то, відповідно, $t_3 < t_2 < t_1$. Отже, відбиття від верху БК буде відбуватись в $n_1 = [t_1/t_2]$ разів рідше, ніж від першої секції БК, та в $n_2 = [t_2/t_3]$ рідше, ніж від прихопленої граничної поверхні БК;

9) далі позначатимемо вектори послідовних відбиттів від верху БК $\vec{H}_2, \vec{h}_2; \vec{H}_3, \vec{h}_3; \vec{H}_4, \vec{h}_4$ і т.д., від першої секції – $\vec{S}_2, \vec{s}_2; \vec{S}_3, \vec{s}_3; \vec{S}_4, \vec{s}_4$ і т. д., від прихопленої поверхні – $\vec{Q}_2, \vec{w}_2; \vec{Q}_3, \vec{w}_3; \vec{Q}_4, \vec{w}_4$ і т.д., в місці нанесення удару – $\vec{R}_2, \vec{v}_2; \vec{R}_3, \vec{v}_3; \vec{R}_4, \vec{v}_4$ і т.д.;

10) удар буде продовжуватись до того моменту часу, поки ударні сили набуватимуть додатних значень і обидві компоновки БК відштовхнуться одна від одної.

Хвильова діаграма є основою для складання хвильових рівнянь.

СИСТЕМА ХВИЛЬОВИХ РІВНЯНЬ УДАРНОГО ПРИСТРОЮ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Для складеної хвильової діаграми складемо систему рівнянь.

На початку удару бойок – ОБТ з торцевою швидкістю \vec{v}_0 і силою розтягу \vec{R}_0 зустрілась з ковадлом – прихопленим компонованням БК, що мало швидкість \vec{w}_0 і силу розтягу \vec{Q}_0

$$\begin{cases} R_1 - R_0 = A_2 F_2 (v_0 - v_1); \\ R_1 - Q_0 = A_3 F_3 (v_1 + w_0). \end{cases} \quad (10)$$

З моменту часу t_2 ударна сила \vec{R}_1 зі швидкістю \vec{v}_1 починає розповсюджуватись по ОБТ до місця прихоплення БК, величина яких визначається із системи рівнянь (10)

$$R_1 = \frac{A_2 F_2 Q_0 + A_3 F_3 R_0 + A_2 F_2 A_3 F_3 (v_0 + w_0)}{A_2 F_2 + A_3 F_3};$$

$$v_1 = \frac{R_0 - Q_0 + A_2 F_2 v_0 - A_3 F_3 w_0}{A_2 F_2 + A_3 F_3}. \quad (11)$$

Через проміжок часу t_3 хвиля досягне прихопленої частини БК і відіб'ється від нерухомої поверхні. Складемо рівняння для визначення сили удару об прихоплену поверхню \bar{Q}_1 і швидкість руху прихопленої частини \bar{w}_1 , якщо до удару сила її стискання дорівнювала \bar{N}_0

$$\begin{cases} Q_1 - R_1 = A_3 F_3 (v_1 - w_1); \\ Q_1 - N_0 = A_{nop} F_3 w_1, \end{cases} \quad (12)$$

де $A_{nop} = \sqrt{\rho_{nop} E_{nop}}$ – імпеданс породи стовбура бурильної свердловини. З (12) отримуємо

$$Q_1 = \frac{A_3 N_0 + A_{nop} R_1 + A_3 A_{nop} F_3 v_1}{A_3 + A_{nop}};$$

$$w_1 = \frac{R_1 - N_0 + A_3 F_3 v_1}{F_3 (A_3 + A_{nop})}. \quad (13)$$

Аналогічно у наступні проміжки часу сили удару на поверхнях C і D (рис. 3) визначатимемо із наступних систем рівнянь

$$\begin{cases} R_i - R_{i-1} = A_2 F_2 (v_{i-1} - v_i); \\ R_i - Q_{i-1} = A_3 F_3 (v_i + w_{i-1}), \\ Q_i - R_i = A_3 F_3 (v_i - w_i); \\ Q_i - Q_{i-1} = A_{nop} F_3 w_i. \end{cases} \quad (14)$$

Нижня частина першої секції БК, що мала до удару швидкість \bar{s}_0 і силу розтягу \bar{S}_0 , зустрінеться через проміжок часу t_2 із хвилею, що, прийшла від поверхні C зі швидкістю \bar{v}_1 і силою \bar{R}_1 . Швидкості \bar{s}_1 , \bar{v}_{n_3+1} та сили \bar{S}_1 , \bar{R}_{n_3+1} визначатимемо із системи

$$\begin{cases} S_1 - S_0 = A_1 F_1 (s_0 - s_1); \\ S_1 - R_1 = A_2 F_2 (s_1 + v_1); \\ R_{n_3+1} - S_1 = A_2 F_2 (s_0 - s_1); \\ R_{n_3+1} - R_{n_3} = A_3 F_3 (s_1 + v_{n_3}). \end{cases} \quad (15)$$

Аналогічно для верхньої частини БК, що мала до удару швидкість \bar{h}_0 і силу розтягу \bar{H}_0 , зустрінеться через проміжок часу t_1 із хвилею, що прийшла від поверхні B зі швидкістю \bar{s}_1 і силою \bar{S}_1 . Швидкості \bar{h}_1 , \bar{s}_{n_2+1} та сили \bar{H}_1 , \bar{S}_{n_2+1} визначатимемо із системи

$$\begin{cases} H_1 - H_0 = A_{nos} F_1 (h_0 - h_1); \\ H_1 - S_1 = A_1 F_1 (h_1 + s_1); \\ S_{n_2+1} - H_1 = A_1 F_1 (h_1 - s_{n_2+1}); \\ S_{n_2+1} - S_{n_2} = A_2 F_2 (s_{n_2+1} + s_{n_2}), \end{cases} \quad (16)$$

де $A_{nos} = \sqrt{\rho_{nos} E_{nos}}$ – імпеданс повітря.

Варто також зазначити, що сила удару в місці прихоплення з'являється пізніше, ніж у місці безпосереднього удару. Це запізнення залежить від загальної відстані між ковадлом і місцем прихоплення БК та породи стовбура свердловини, тобто визначається тривалістю проходження хвилі до місця прихоплення t_3 . Удар буде тривати доти, поки сила \bar{R}_i не стане від'ємною і обидві частини БК відштовхнуться одна від одної.

ДИНАМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ УДАРНОГО МЕХАНІЗМУ

Тривалість удару визначається проміжком часу від моменту зустрічі t_y і відокремлення, коли $R_j \leq 0$, молота і ковадла (рис. 1)

$$\tau = (2n_2 j_1 + 1)t_2 + 2j_2 t_3, \quad j_1 = \overline{1, n_1}, \quad j_2 = \overline{1, n_2}. \quad (17)$$

Згідно хвильової діаграми (рис. 3) переміщення ударного майданчика

$$l_{y0} = 2t_3 \sum_{k=0}^{n_2} \left(\sum_{j=k(n_2+1)+1}^{k(n_2+1)+n_2} v_j \right) + 2(t_2 - n_2 t_3) \sum_{k=1}^{n_2} v_{k(n_2+1)}. \quad (18)$$

Оскільки внаслідок пружних деформацій кожен переріз БК має різні швидкості, а окремі секції – характеристики матеріалу, то кінетична енергія БК до удару має інтегральну форму

$$T = \frac{1}{2} \left(\sum_{j=1}^3 \int_0^{l_j} \dot{u}_j^2(x_j, t_y) \rho_j F_j dx_j + \int_0^{l_4} \dot{u}_4^2(x_4, t_y) \rho_4 F_4 dx_4 \right). \quad (19)$$

де $\dot{u}_j(x_j, t_y)$, $j = \overline{1, 4}$ – швидкість перерізу j -ої секції з координатою x_j у момент зустрічі молота з ковадлом t_y .

Загальну енергію, яку отримає ударний майданчик після удару, визначатимемо за формулою

$$A = 2t_3 \sum_{k=0}^{n_2} \left(\sum_{j=k(n_2+1)+1}^{k(n_2+1)+n_2} R_j v_j \right) + 2(t_2 - n_2 t_3) \sum_{k=1}^{n_2} R_{k(n_2+1)} v_{k(n_2+1)}. \quad (20)$$

Таблиця 2 – Динамічні характеристики БК в момент зустрічі бойка і ковадла

t_y, c	$R_{y\partial},$ МН	швидкості, м/с			сили, МН				$T,$ МДж	Напруження, МПа	
		v_0	w_0	s_0	S_0	R_0	Q_0	N_0		σ_2	σ_3
0,1242	3,4	8,132	0,002	10,43	0,52	0,375	0,468	1,419	1,154	163	131

Таблиця 3 – Динамічні характеристики БК в момент зустрічі бойка і ковадла

порода	$E_{gr},$ ГПа	$\rho_{gr},$ кг/м ³	$\Delta l,$ см	$\tau,$ мсек.	$A,$ МДж	$A_{emp},$ МДж	η
глина	25	2200	5,345	98,97	0,236	0,918	0,205
сланці	33	2320	4,997	95,55	0,235	0,918	0,204
граніт	49	2600	4,641	92,13	0,236	0,918	0,205
кварц	75	2680	4,453	88,71	0,2405	0,9135	0,208
піщаники	78	3200	4,458	88,71	0,2443	0,9087	0,212
вапняки	85	2980	4,452	88,71	0,212	0,9084	0,212
мармур	92	2600	4,458	88,71	0,2435	0,9095	0,211
доломіт	129	3000	4,625	88,71	0,26	0,896	0,224

Найбільше напруження у бурильних трубах під час удару знаходять із співвідношень

$$\sigma_2 = \frac{R_{y\partial}}{F_2}; \quad \sigma_3 = \frac{R_{y\partial}}{F_3}, \quad (21)$$

де $R_{y\partial}$ – максимальна ударна сила.

Щоб оцінити вплив основних параметрів аварійного компонування, також визначатимемо коефіцієнт передачі η й втрати енергії ϑ під час удару, енергію, що залишилась у БК після удару

$$\eta = \frac{A}{T}; \quad \vartheta = 1 - \eta; \quad A_{emp} = T - A. \quad (22)$$

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Наведемо результати досліджень динамічних характеристик, що відбуваються в процесі вивільнення прихопленої БК за допомогою ударного механізму, чисельними методами у програмному середовищі Maple.

Для обраного компонування: $m_0 = 9855$ кг – зведена маса талевої системи; $c_0 = 53$ МН/м – коефіцієнт жорсткості талевих канатів; $q = 1200$ кг/м³ – густина промивальної рідини; $F_0 = 0,6$ МН/м – інтенсивність розподіленої прихоплювальної сили; $f_0 = 0,3$ – коефіцієнт сухого тертя БК до кірки стінки свердловини; $E_j = 210$ ГПа ($j = 1,4$) – модуль пружності Юнга; $D_1 = 139,7$ мм, $d_1 = 117,7$ мм, $D_2 = 177,8$ мм, $d_2 = 71,4$ мм – зовнішній та внутрішній діаметри першої та другої секцій БК відповідно; $F_3 = F_4 = 260$ см² – площі поперечних перерізів третьої та четвертої секцій БК; $\rho_1 = 7869,5$ кг/м³, $\rho_2 = 7772,5$ кг/м³, $\rho_3 = \rho_4 = 7845$ кг/м³ – густини матеріалів, з яких виготовлено бурильні труби; $l_1 = 1400$ м, $l_2 = 130$ м, $l_3 = 1$ м, $l_4 = 20$ м, $l_{41} = 7,85$ м – дов-

жини секцій, $l_{np} = 84,74$ см – довжина прихопленої частини БК; $\alpha_1 = 48,4$ кг/с, $\alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4 = 380,4$ кг/с – коефіцієнт в'язкого тертя секцій БК.

За допомогою розробленої комп'ютерної програми було розраховано час зустрічі бойка з ковадлом t_y , якщо хід ударного механізму $\Delta s = 50$ см; найбільшу силу удару $R_{y\partial}$; швидкості й сили натягу усіх торців секцій БК у момент зустрічі бойка з ковадлом (див. рис. 3); кінетичну енергію, накопичену БК; максимальне напруження бойка і ковадла (табл. 2). Сила стискання прихопленої частини N_0 перевищує сили розтягу компонувань БК R_0 і Q_0 на початку удару.

На рис. 4 показано зміну сили удару, що виникає у БК, для бурових стовбурів, стінки яких складені з різних порід. Із графіків видно, що найбільша сила удару не залежить від породи, а повністю визначається компонуванням БК.

Із зменшенням пружності породи тривалість удару дещо збільшується, але ці зміни незначні. Загалом вона триває близько 0,1 секунди. Графіки свідчать про те, що після зустрічі з породою ударний імпульс плоскої хвилі БК із збільшенням пружності має меншу тривалість, але разом з тим, ударний імпульс спадає плавніше, що спричиняє його збільшення та зменшення втрат енергії.

Фізичні параметри порід, що зустрічаються у бурових стовбурах, і основні динамічні характеристики ударного механізму зведено до табл. 3. Згідно з отриманими даними можна прогнозувати, що при кожному ударі вдасться вивільнити до 10% прихопленої ділянки труб ($100\Delta l/l_{np} = 5,5 \div 6,5$), тобто щоб вивільнити БК від прихоплення необхідно нанести 10÷20 ударів. До того ж БК, прихоплену породами, що містять вапняки або кварц, вивільнити важче.

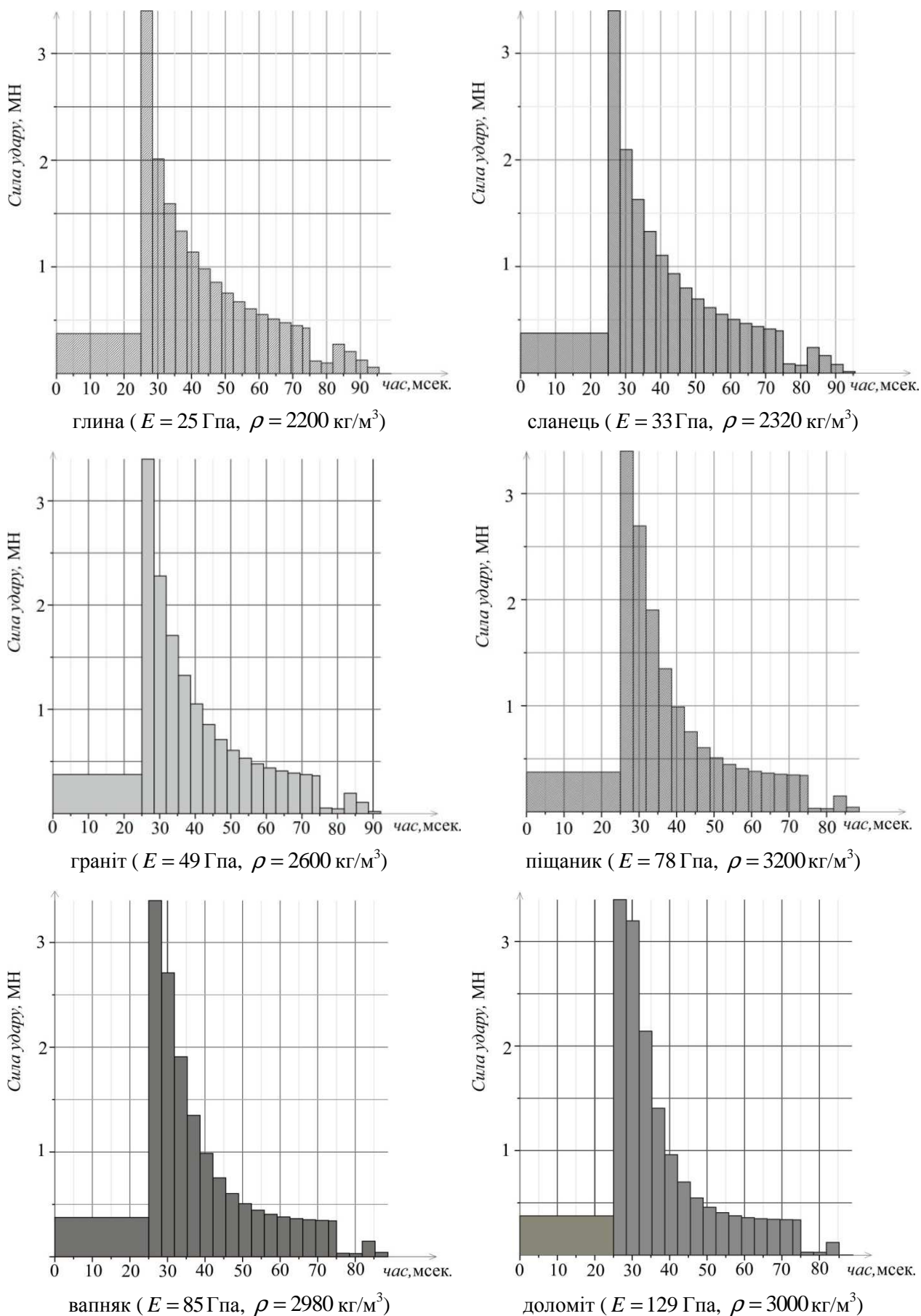


Рисунок 4 – Ударний імпульс плоскої хвилі БК для бурових стовбурів, стінки яких складені з різних порід

З табл. 2, видно, що внаслідок пружних деформацій БК механічна система отримує кінетичну енергію, що перевищує 1 МДж. При цьому витрачається до 80% енергії, і лише трохи більше 20% витрачається під час удару (табл. 3).

ВИСНОВКИ

У даній статті розроблено математичну модель хвильової діаграми БК, системи рівнянь, що їй відповідають, та покрокового розрахунку ударного імпульсу ударного інструменту. Складено комп'ютерну програму для чисельного моделювання роботи БК з ударним пристроєм. Розглянуто методику розрахунку основних динамічних характеристик ударного пристрою, яка дає змогу аналізувати і обґрунтовувати ефективність роботи ударного пристрою.

Література

- 1 Чарковський В. М. Дослідження умов ефективного застосування бурового яса на малих глибинах // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 1(54). – С. 57-64.
- 2 Харченко Є. В. Дослідження динаміки вивільнення прихопленої колони труб / Є. В. Харченко, А. В. Гутий // Технічні вісті. – 2007. – №1(25), 2(26). – С. 28-32.
- 3 Мойсишин В. М. Математична модель ліквідації прихоплень бурильної колони ударним способом / В. М. Мойсишин, К. Г. Левчук // Вібрації в техніці та технологіях: Збірник праць Вінницького національного аграрного університету. – 2014. – Вип. 3 (75). – С. 84-93.
- 4 Х. Гюйгенс. Три мемуара по механіке. О движении тел под влиянием удара. – М.: АН СССР, 1951. – 380 с.
- 5 Динник А. Н. Удар и сжатие упругих тел. Избранные труды. Т. 1. – К.: АН УССР, 1952. – 151 с.
- 6 Кильчевский Н. А. Динамическое контактное сжатие твёрдых тел. Удар / Н. А. Кильчевский. – К.: Наукова думка, 1976. – 318 с.
- 7 Пановко Я. Г. Устойчивость и колебания упругих систем: Современные концепции, парадоксы и ошибки / Я. Г. Пановко, И. И. Губанова. – М.: Комкнига, 2007. – 352 с.
- 8 Тимошенко С. П. Колебания в инженерном деле / Пер. с англ. – М.: Наука, 1967. – 444 с.
- 9 Александров Е. В. Прикладная теория и расчеты ударных систем / Е. В. Александров, В. Б. Соколинский. – Монография. – М.: Наука, 1969. – 201 с.
- 10 Александров М. М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины. – М.: Недра, 1982. – 144 с.
- 11 Пановко Я. Г. Устойчивость и колебания упругих систем: Современные концепции, парадоксы и ошибки / Я. Г. Пановко, И. И. Губанова. – М.: Комкнига, 2007. – 352 с.
- 12 William P. Fox. Mathematical Modeling with Maple / P. Fox. William. – 2012. – 592 p.
- 13 Аладьев В. З. Программирование в пакетах Maple и Mathematica: Сравнительный аспект / В. З. Аладьев, В. К. Бойко, Е. А. Ровба. – Гродно: Гродненский госуниверситет, 2011. – 517 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
31.08.15

Рекомендована до друку
професором **Мойсишином В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Кунцяком Я.В.**

(ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту», м. Київ)

ОЦІНКА РОЗПОДІЛУ КОНТАКТНОГО ТИСКУ ПО РОБОЧІЙ ПОВЕРХНІ БУРОВОЇ КОРОНКИ

М.В. Супрун, В.І. Куц, А.П. Загора, Р.К. Богданов

Інститут надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля НАН України;
м. Київ, вул. Автозаводська, 2; тел. (044) 4675624; email: *erchiki@ukr.net*

Запропоновано новий підхід до оцінки розподілу контактної тиску по робочій поверхні бурової коронки, який базується на чисельному аналізі модельної контактної крайової задачі механіки деформованого твердого тіла і забезпечує врахування не лише кінематики процесу буріння, а й специфіки контактної взаємодії інструменту з породою. За допомогою чисельного моделювання розраховано значення інтенсивності зношування робочої поверхні бурової коронки, що досить близькі до спостережуваних на практиці результатів та є переконливим аргументом на користь адекватності запропонованої математичної моделі і надійності представлених чисельних даних.

Ключові слова: бурова коронка, тиск, осьове навантаження, зношування, геометрія профілю.

Предложен новый подход к оценке распределения контактного давления по рабочей поверхности буровой коронки, основанный на численном анализе модельной контактной краевой задачи механики деформируемого твердого тела и учитывающий не только кинематику процесса бурения, но и специфику контактного взаимодействия инструмента с породой. С помощью численного моделирования рассчитаны значения интенсивности износа рабочей поверхности буровой коронки, достаточно близкие к наблюдаемым на практике результатам, что является убедительным аргументом в пользу адекватности предложенной математической модели и надежности представленных числовых данных.

Ключевые слова: буровая коронка, давление, осевая нагрузка, износ, геометрия профиля.

In this paper, we proposed a new approach to assessing the contact pressure distribution throughout the working surface of the drill crown, which is based on the numerical analysis of the model contact boundary value mechanics problem of the deformed solid body and provides taking into account not only the kinematics of the drilling process, but also the specifics of the contact tool interaction with the rock. With the help of the numerical modelling, we calculated the wear rate values of the drill crown working surface that are quite close to those observed in practice and that are a solid argument in favor of the adequacy of the developed mathematical model and reliability of the numerical data.

Keywords: drill crown, pressure, axial load, wear, profile geometry.

Вступ. Основним механічним чинником, що впливає на характер і швидкість зношування бурового інструменту (в т.ч. коронок), є тиск σ_n , спрямований по нормалі до її робочої поверхні. Не випадково практично всі дослідники, що займалися вивченням конструкцій бурових коронок і питаннями їхнього зношування, дійшли висновку про необхідність визначення розподілу осьового навантаження, прикладеного до бурової коронки по її робочій поверхні. При цьому, в залежності від специфіки інструмента, використовувались різні підходи до розв'язання цієї задачі.

В роботі [1] запропоновано співвідношення для розрахунку контактної тиску й обертаючого моменту під торцем імпрегрованої бурової коронки. Система бурова коронка-вибій моделюється автором у вигляді рухливого з'єднання типу «п'ята-підп'ятник». Проводячи аналогію з процесами тертя, автор пропонує розглядати процес зношування коронки у вигляді [2]:

$$\frac{dU}{dl} = kq^m(\alpha), \quad (1)$$

де k – коефіцієнт зношування;
 q – контактний тиск;
 m – показник степеня.

З (1) випливає, що в приробленому стані процес тертя практично інваріантний до швид-

кості взаємного переміщення деталей з'єднання. У результаті інтегрування і відповідних математичних перетворень отримані формули виду:

$$q_{\max}(\alpha) = \frac{F}{\pi_0 \Psi(\alpha) \sqrt{\rho_0^2 - r_0^2} [\alpha_2 - \alpha_1 - 0.5(\sin 2\alpha_2 - \sin 2\alpha_1)]}, \quad (2)$$

$$M = 2f\rho_0 F \frac{\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2 + \frac{r_0}{4\rho_0} (\cos 2\alpha_2 - \cos 2\alpha_1)}{\alpha_2 - \alpha_1 - 0.5(\sin 2\alpha_2 - \sin 2\alpha_1)},$$

де F – сумарна осьова сила, що діє на інструмент;

r_0, ρ_0 – радіальні координати;

M – момент контактних тисків.

Ці співвідношення враховують специфіку конструкції бурової коронки. Однак, при цьому не враховані швидкість обертання інструмента (що закладено в самому підході) і дискретний характер процесу різання породи (нааявність різців, на які власне приходиться навантаження), тобто фактори, що безпосередньо впливають на характер розподілу навантаження.

В роботі [3] наведено формулу для розрахунку навантаження, що припадає на i -у вставку, розташовану на відстані R від осі долота:

$$P_{i,j} = \frac{F_{oc}}{2\pi R_i \Delta RK_{ocn j} \frac{K_{pj}}{E_j} \sum_{j=1}^n \frac{E_j}{K_{pj}} \cdot \cos \varphi_j}, \quad (3)$$

де K_p – коефіцієнт різання, визначений як відношення сили різання до осьового навантаження,

E_j – енергоємність різання (відношення роботи різання до обсягу зруйнованої породи). Зокрема, для циліндричного долота ($\varphi = 0$) при постійних значеннях коефіцієнта різання і енергоємності з (3) слід очікувати

$$P_{i,j} = \frac{F_{oc}}{2\pi R_i \Delta RK_{ocn j}}; \quad (4)$$

в цьому випадку навантаження залежить тільки від геометричних параметрів. При постійному коефіцієнті оснащення навантаження на вставку, а, отже, і контактний тиск обернено пропорційні радіальній координаті, $p(R) \sim 1/R$. До аналогічного висновку призводить аналізування і інших відомих в літературі робіт. З іншого боку, лінійна швидкість вставки прямо пропорційна відстані від осі обертання. Отже, питома потужність різання W , пропорційна їй щільність теплових джерел на контактній поверхні і температура постійні по всій робочій поверхні долота. Аналогічним чином, швидкість (інтенсивність) зношування в припущенні (3) також виявляється постійною, тому початково плоска поверхня мала би залишатись плоскою в процесі роботи.

В той же час, з практики добре відомо про наявність значного зношування бурового інструменту саме на периферійних ділянках. Проблема тут, очевидно, полягає в тому, що формулу (3) та аналогічні їй виведено з суто кінематичних співвідношень, які не враховують природи контактної взаємодії бурового інструменту з гірською породою.

У загальному випадку, теоретичне визначення нормального тиску по поверхні контакту інструмент-порода потребує розв'язання відповідної крайової задачі механіки контактної взаємодії. Такі задачі належать до найбільш складних в математичній фізиці: навіть у наближенні лінійно-пружного тіла вони є нелінійними, а їх розв'язання пов'язане зі значними математичними труднощами. Аналітичні розв'язки контактних задач відомі лише для найпростіших геометрій і умов контакту. Аналіз більш реалістичних моделей, що враховують геометрію контакту, тертя, геометричну і фізичну нелінійність, є можливим лише із застосуванням чисельних методів.

Тому метою даної роботи є розроблення алгоритму розподілу осьового навантаження, прикладеного до бурової коронки по її робочій поверхні, для можливості надалі проводити оцінку зношування та формозміни профілю матриці коронки. При цьому маємо враховувати не лише кінематику процесу буріння, а й специфіку контактної взаємодії породоруйнівного інструменту з гірською породою.

У запропонованому [4] теоретичному підході до оцінки розподілу контактного тиску по поверхні бурового долота найбільш принциповим моментом є формулювання модельної крайової задачі про розподіл напружень при її контактній взаємодії з породою. У роботі розглянуто задачу для заглибленого штампа в припущенні: а) суцільного контакту без обертання і б) суцільного контакту з урахуванням обертання і породоруйнування. Шляхом чисельного аналізу модельних задач виявлено закономірності розподілу контактного тиску по поверхні бурового долота і сформульовано спрощену модель, яка забезпечує потреби інженерних розрахунків. Даний підхід, який є ймовірно найбільш теоретично обґрунтованим.

Постановка задачі. Математична постановка задачі визначення розподілу контактного тиску по робочій поверхні бурової коронки включає геометричну модель і її скінченно-елементний аналог (рис. 1), при цьому профіль коронки не накладає жодних обмежень на вирішення завдання. Для простоти, завдання розглядається в осесиметричній постановці; перехід до тривимірної моделі не вносить принципових змін в алгоритм і пов'язаний лише із збільшенням обсягу обчислень.

Скінченно-елементна модель бурової коронки включає:

а) осесиметричну (усереднену по кутовій координаті) геометричну модель, наведену на рис. 2;

Вхідними параметрами цієї моделі є:

- початкова геометрія коронки, а саме внутрішній R_1 та зовнішній R_2 радіуси, а також форма профілю (твірної) робочого шару коронки в початковий момент часу $t = 0$: $f(r,0)$ для $R_1 \leq r \leq R_2$;

- сумарна осьова сила F прикладена до коронки та коефіцієнт тертя/різання K , який характеризує взаємодію коронки з породою і породжує окружну силу (опір обертанню), яка власне і виконує роботу руйнування;

- кутова швидкість обертання коронки ω , за якою обчислюється лінійна швидкість переміщення матеріальних точок робочої поверхні коронки $V=2\pi r\omega$.

б) рівняння лінійно-пружної рівноваги як для коронки, так і для масиву породи, з відповідними пружними модулями:

$$\nabla \cdot \sigma = 0; \quad \sigma = C \cdot \varepsilon; \quad \varepsilon = \frac{1}{2} (\nabla u + \nabla u^T); \quad (5)$$

де σ – тензор напруження;

ε – тензор деформації;

u – тензор переміщення

в) умови навантаження і закріплення, що відповідають реальному процесу та визначаються вхідними параметрами моделі

$$u \rightarrow 0; \quad \int_{S_{bit}} \sigma_{zz} ds = F_z. \quad (6)$$

Тут F_z – осьова сила (навантаження) що діє на інструмент;

г) контактні умови на границі інструмент-порода. У загальному випадку, ці умови зале-

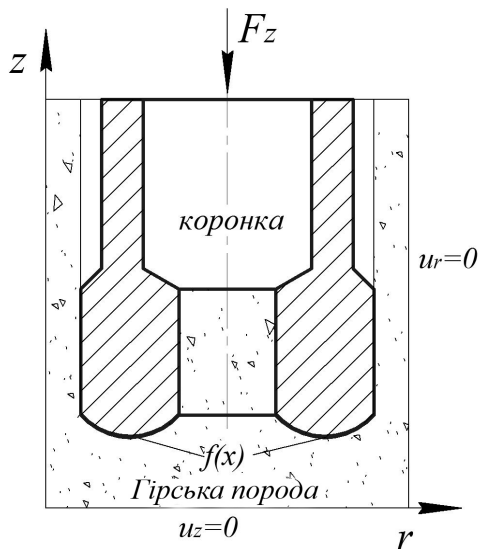


Рисунок 1 – Геометрична та скінченно-елементна модель

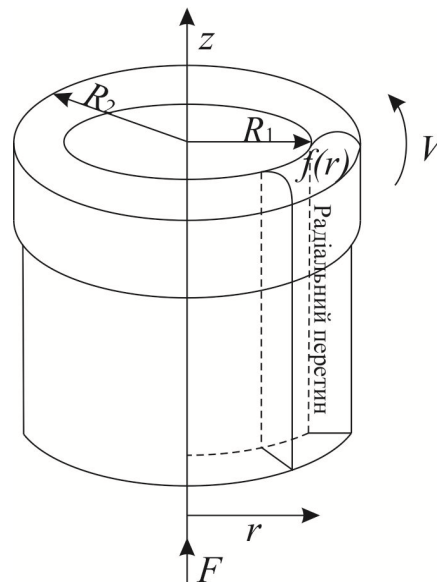


Рисунок 2 – Осесиметрична (усереднена по кутовій координаті) геометрична модель бурової коронки

жать від ряду факторів (мікрогеометрії та оснащення робочої поверхні коронки, твердості та абразивності породи, наявності та інтенсивності промивки і т.д.) і можуть уточнюватись з їх урахуванням. В даній роботі, контактні умови прийнято, у відповідності з загальною практикою, у вигляді закону Кулона-Мора:

$$\begin{aligned} [\mathbf{u}_n]_{S_{cont}} &= [(\mathbf{u} \cdot \mathbf{n})]_{S_{cont}} = 0; \\ \mathbf{u}_T &= \mathbf{u} - (\mathbf{u} \cdot \mathbf{n})\mathbf{n} = 0, \quad \sigma_T < K_f \sigma_n; \\ \|\mathbf{u}_T\| &> 0, \quad \sigma_T = K_f \sigma_n; \end{aligned} \quad (7)$$

де K_f – коефіцієнт тертя.

Чисельна реалізація методу. Загальний підхід до чисельної реалізації скінченно-елементного алгоритму викладено в [4]. Тут ми наведемо лише мінімальну необхідну інформацію для застосування до задач розгляненого класу. Так, для дискретизації просторової області використовуються ізопараметричні скінченні елементи. У якості базисних використовуються функції $N_k(\vec{r})$ лінійні по кожній координаті. Обчислення об'ємних і поверхневих інтегралів виконується за квадратурними формулами Гауса із трьома вузлами інтегрування по кожній змінній. Розв'язання отриманих систем лінійних алгебраїчних рівнянь здійснюється методом Краута (якщо матриця системи симетрична й позитивно визначена) або методом Гауса з вибором головного елемента у випадку несиметричної матриці.

Як уже зазначалось, істотне ускладнення розгляне них у даній роботі задач зумовлено наявністю контактних граничних умов, які вносять істотну нелінійність й визначають необхідність застосування ітераційних процедур. Для виконання умов контакту ми використовуємо підхід, аналогічний викладеному в [5]. При цьому припускається, поряд з малістю дефор-

мацій, малість взаємного переміщення контактуючих поверхонь, що відповідає специфіці даного класу задач і при цьому значно спрощує чисельні алгоритми і зменшує об'єм обчислень. З огляду на те, що в розглянутій проблемі взаємодії бурового інструмента й породи деформація останньої багаторазово перевищує деформацію інструмента, цілком можливо обмежитися розглядом випадку жорсткого контакту, вважаючи робочу поверхню інструмента такою, що не деформується. Це дає змогу звести контактні граничні умови для нормальних переміщень до кінематичних (умов першого роду), тоді як для дотичних напружень потрібно виконати умови кулонівського контактного тертя.

Для побудови алгоритму виконання контактних умов використовується варіаційний принцип. Для цього в кожній точці поверхні породи, що може ввійти в контакт із поверхнею інструмента, визначимо міру перекриття h й міру відносного зсуву s_i . Ці кінематичні параметри, разом з методом множників Лагранжа, використовуються для запису умов контакту й тертя. Так, перекриття h в напрямку нормалі до поверхні контакту в точці x_{N+1} і поверхні $P(\xi)$, визначається вектором $(p - x_{N+1})$, заданим умовами

$$h \mathbf{n} = (p(\xi) - x_{N+1}), \quad v \cdot (p(\xi) - x_{N+1}) = 0. \quad (8)$$

Якщо для даної точки $h < 0$, це означає відсутність контакту між поверхнями. Якщо $h \geq 0$, поверхні в контакті й необхідно задовольнити умову $h = 0$. Із цією метою вводиться множник Лагранжа \tilde{p} , що має фізичний зміст контактного тиску в цій точці. Для виконання умов контакту, необхідно знайти δh . Аналогічно, для виконання умов тертя контактуючих поверхонь, необхідні також δs_i і $d\delta s_i$.

Оскільки при зроблених вище припущеннях еволюція контактної поверхні повністю

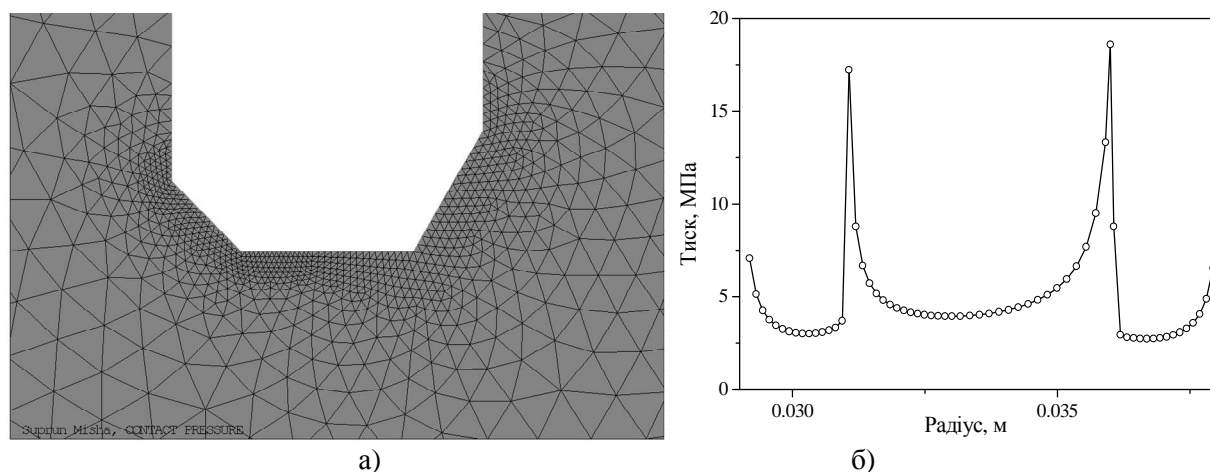


Рисунок 3 – Кусково-лінійний радіальний профіль коронки (а) і розподіл нормального тиску (б)

визначається кінематикою інструмента, можемо записати наступні співвідношення між координатами точок поверхні X_0 до деформації й координатами деякої "опорної" точки твердого тіла X_{rs} як $X_0 = X_{rs} + R$. Припускаючи, що рух точки X_{rs} заданий векторами переміщень u_{rs} і обертання $\phi_{rs} e_z$, поточні координати точки поверхні дорівнюють

$$x_0 = X_{rs} + u_{rs} + C(\phi_{rs} e_z) \cdot R = x_{rs} + r. \quad (9)$$

Тут C – ортогональна матриця повороту, яка використовується також для визначення векторів, нормального й дотичного до поверхні:

$$t = C(\phi_{rs} e_z) t_0; \quad n = C(\phi_{rs} e_z) n_0; \quad (10)$$

де t_0 й n_0 – їхні початкові значення в точці X_0 . Відповідна вузловій точці поверхні породи n_{N+1} точка на поверхні інструмента є $p(\xi) = x_0 + \xi t$. Лінеаризація рівнянь (9), (10) дає такі значення перших диференціалів координат і дотичного до поверхні вектора

$$\delta x_0 = \delta u_{rs} + (r_x e_y - r_y e_x) \delta \phi_{rs}, \quad \delta t = (t_x e_y - t_y e_x) \delta \phi_{rs}.$$

З урахуванням $t \cdot \delta t = 0$ одержуємо такі вирази для δh і δs :

$$\delta h = -n \cdot [\delta u_{N+1} - \delta u_{rs} + (r_y + \xi t_y) e_x - (r_x + \xi t_x) e_y] \delta \phi_{rs}; \quad (11)$$

$$\delta s \stackrel{def}{=} \delta \xi = t \cdot [\delta u_{N+1} - \delta u_{rs} - (r_x e_y - r_y e_x) \delta \phi_{rs}].$$

Інша частина алгоритму, а саме одержання слабкої форми рівнянь рівноваги, їхнього скінченно-елементного аналога й вибір матриці жорсткості для прискорення збіжності ітераційної процедури розв'язку цілком аналогічна викладеному в [5].

Приклади чисельного аналізу. Наведемо деякі типові результати розрахунку радіального розподілу контактного тиску по робочій поверхні бурових коронок з різним радіальним профілем вставок. Для конкретності і забезпечення порівнюваності результатів, тут і у подальших розрахунках використовуються одні і ті ж значення параметрів, а саме $R_2=38$ mm і $R_1=29$ mm,

що відповідають стандартному типорозміру коронки діаметром 76 mm, осьове навантаження $F_z=9810$ Н. Так, на рис. 3а наведено геометрію і скінченно-елементну сітку розрахункової моделі бурової коронки з кусково-лінійним радіальним профілем. На рис. 3б зображено розподіл по радіусу нормального тиску: ці і подальші розрахункові дані відповідають сумарному осьовому навантаженню $F_z = 9810$ Н. Такий розподіл є очікуваним з точки зору контактної механіки: "кутові" точки перелому профілю є значними концентраторами напружень, а, отже, і зонами інтенсивного зношування.

Кусково-круговий радіальний профіль коронки (рис. 4а) забезпечує значно більш рівномірний розподіл нормального тиску (рис 4б), за винятком зовнішньої і, особливо, внутрішньої поверхні коронки, де також профіль має кутову точку.

Навпаки, у випадку півкруглого радіального профілю коронки максимальні напруження досягаються у середній частині профілю, де і варто сподіватись його переважного зношування (рис. 5).

На рис. 6 подано розподіл тиску для випадку прямокутного радіального профілю коронки із закругленими кутами (радіусом 1 і 2 mm). Розрахунок свідчить про наявність концентрації напружень в околі кутових точок, у повній відповідності з теоретичними уявленнями та дослідними даними [6-10] щодо особливостей руйнування породи в кутових зонах вибою свердловини. Збільшення радіусу закруглення (яке може бути інтерпретоване як "затуплення" внаслідок зносу) призводить до поступового вирівнювання тиску по радіусу коронки.

Попри специфіку кожної з розглянутих геометрій профілю коронки, загальний висновок з даного дослідження є цілком очевидним і обґрунтованим, а саме: запропонована модель прогнозує максимальну концентрацію нормального напруження (тиску) саме в тій зоні профілю робочого торця коронки, де, на підставі наявного досвіду, слід очікувати найбільш інтенсивного зношування робочого шару, що

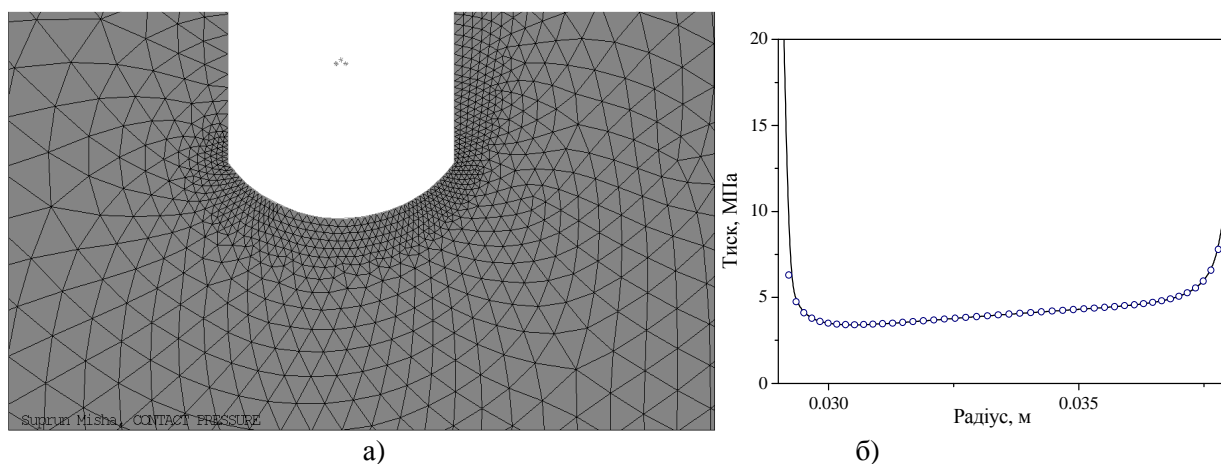


Рисунок 4 – Кусково-круговий радіальний профіль коронки (а) і розподіл нормального тиску (б)

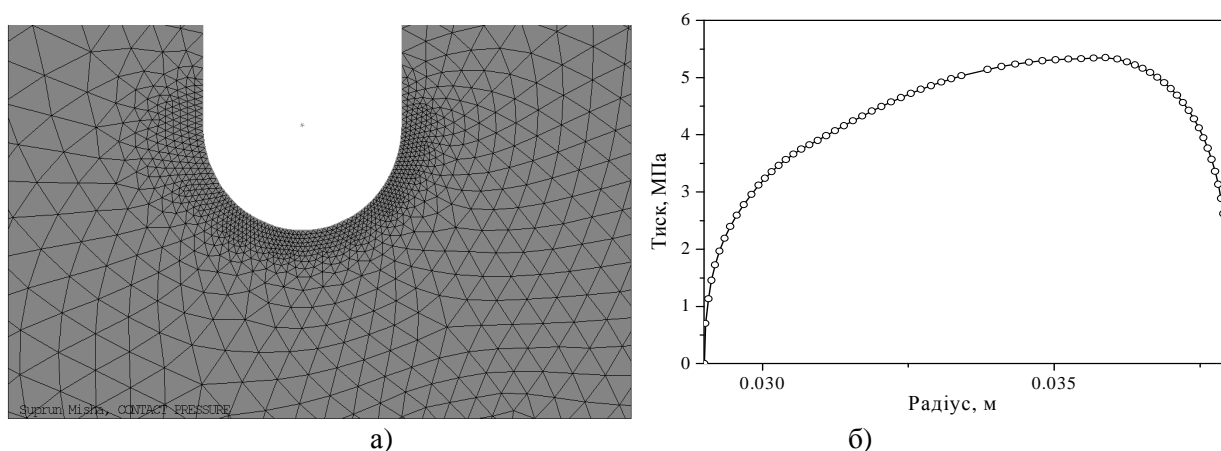


Рисунок 5 – Півкруглий радіальний профіль коронки (а) і розподіл нормального тиску (б)

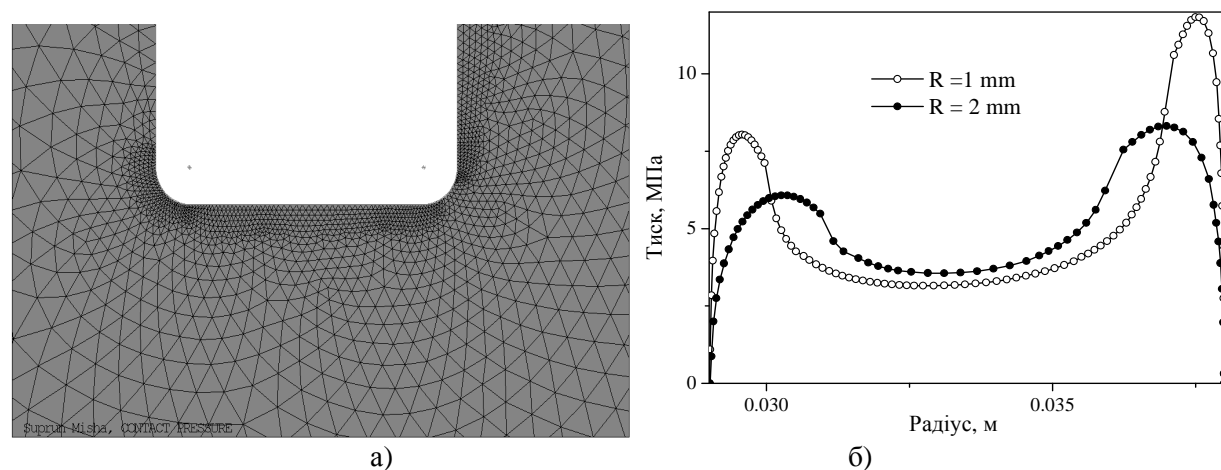


Рисунок 6 – Прямокутний радіальний профіль коронки з закругленими кутами (а) і розподіл нормального тиску (б)

підтверджується проведеними лабораторними дослідженнями [11]. Це доводить, як мінімум, правдоподібність моделі і можливість її застосування при прогнозуванні характеру і інтенсивності зношування бурових коронок.

Наукова новизна. Вперше створена математична модель розрахунку розподілу контактного тиску на робочій поверхні бурової колон-

ки, яка базується на чисельному аналізі моделі контактної крайової задачі механіки деформованого твердого тіла.

Практичне значення. Приведені типові результати розрахунків розподілу контактного тиску по робочій поверхні бурових коронок з різним радіальним профілем вставок.

Висновок

Запропонований підхід до розрахунку контактної тиску на поверхні бурової коронки базується на чисельному аналізі модельної контактної крайової задачі механіки деформованого твердого тіла і забезпечує, на відміну від відомих в літературі, врахування не лише кінематики процесу буріння, а й специфіки контактної взаємодії інструменту з породою. Для наочності, в роботі проведено чисельний аналіз коронки простої форми; разом з тим, розвинутий метод є загальним і може бути застосований до аналізу бурового інструменту довільної геометрії.

Література

- 1 Насибов Н.А. Расчет номинального давления в контакте алмазного бурового инструмента с забоем скважины //Трение и износ. – 2000 – т.21, №6 – с.618-622.
- 2 Крагельский И.В. Основы расчета на трение и износ / Крагельский И.В., Добычин М.Н., Комбалов В.С. – М.: Машиностроение. – 592 с.
- 3 Моссаковский В.И. Аналитические исследования напряженного состояния призабойной зоны глубокой буровой скважины / Моссаковский В.И., Арцимович Г.В., Зюзин В.А., Мусяка В.Г. // В сб. горный породоразрушающий инструмент. Техніка. – К., 1970. – С. 198–213.
- 4 Куц В.И. Численный анализ силового контактного взаимодействия долота с породой / Куц В.И., Казьмин А.О. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. – Киев: ИСМ им. В.Н.Бакуля НАН Украины, 2006. – Вып. 11. – С.14 – 20.
- 5 Офіційний сайт виробника – www.abaqus.com
- 6 Моссаковский В.И. Характер разрушения углового участка забоя скважины при вдавлении прямоугольного штампа / Моссаковский В.И., Арцимович Г.В., Зюзин В.А., Мусяка В.Г. // В сб. Горный породоразрушающий инструмент. Техніка. – Киев, 1970. – С. 214 – 219.
- 7 Галин Л.А. Контактные задачи теории упругости. – М.: Гостехтеоретиздат, 1953. – 264 с.
- 8 Кагарманов Н.Ф. Научные основы проектирования долот непрерывного режущего-скалывающего действия // Технология бурения и заканчивания скважин в Башкирии – Уфа, 1983. – Вып. 67.
- 9 Бочковский А.М. Анализ оснащённости долот ИСМ / Бочковский А.М., Вовчановский И.Ф., Анисимов В.Я. и др. // Сверхтв. материалы. – 1981. – № 2. – С. 65–68.
- 10 Бочковский А.М. О распределении осевой нагрузки по рабочей поверхности бурового инструмента / Бочковский А.М. // Сверхтвердые материалы. – 1984. – № 5. – С. 5 – 7
- 11 Супрун М.В. Влияние схемы расстановки вставок гибридаита в импрегнированных коронках на эффективность бурения твердых горных пород / Супрун М.В., Богданов Р.К. Загора А.П. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов. – Киев: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2014. – Вып. 17. – С. 26 – 32.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.08.15

Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Мечником В.А.
(Інститут надтвердих матеріалів
ім. В.М. Бакуля НАН України, м. Київ)

ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

О. Р. Кондрат

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: alexkondrat@gmail.com

Охарактеризовано основні напрямки видобутку сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ. За результатами лабораторних досліджень підібрано нові композиції ПАР та хімічних реагентів з найкращими конденсатовитіснювальними властивостями.

Ключові слова: сконденсовані вуглеводні, поверхнево-активні речовини, полімер, хімічні реагенти.

Охарактеризованы основные направления добычи сконденсированных углеводородов с истощенных газоконденсатных месторождений. По результатам лабораторных экспериментов подобраны новые композиции ПАВ и химических реагентов с наилучшими конденсатовытесняющими свойствами.

Ключевые слова: сконденсированные углеводороды, поверхностно-активные вещества, полимер, химические реагенты.

The main directions of condensed hydrocarbons extraction from depleted gas condensate fields were characterized. According to the results of the laboratory studies, the new compositions of surfactants and chemical agents with the best condensate displacement characteristics were chosen.

Key words: condense hydrocarbons, surfactants, polymer, chemical agents.

Вступ. Всі газоконденсатні поклади на родовищах природних газів ПАТ „Укрнафта” і переважна більшість газоконденсатних покладів на родовищах ПАТ „Укргазвидобування” розробляються в режимі виснаження пластової енергії. Тільки на чотирьох газоконденсатних покладах ПАТ „Укргазвидобування” застосовується метод підвищення конденсатовилучення шляхом підтримування пластового тиску зворотним нагнітанням у пласт осушеного, відбензиненого природного газу. Вперше в колишньому Радянському Союзі сайклінг-процес впроваджено на газоконденсатному покладі горизонту С-5 Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища. Після завершення сайклінг-процесу газоконденсатний поклад на цьому родовищі дорозробляється на виснаження. Продовжується сайклінг-процес на газоконденсатних покладах горизонту Т-1 Куличихінського і Тимофіївського нафтогазоконденсатних родовищ та газоконденсатному покладі горизонту С-5 Котелевського газоконденсатного родовища [1, 2].

Розробка газоконденсатних покладів у режимі виснаження пластової енергії супроводжується випаданням з газу у пласті більшої частини вуглеводневого конденсату в межах зміни пластового тиску від тиску початку конденсації до тиску максимальної конденсації вуглеводневої суміші. При початковому вмісті стабільного конденсату в газі до 600 г/м^3 і дещо більше насиченість пор пласта сконденсованими вуглеводнями не перевищує 10-15 % і менша критичного значення, при якому конденсат може рухатися. В цих умовах конденсат, що випадає з газу в пласті, не рухається і, відповідно, не видобувається. Для підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення виснажених газо-

конденсатних родовищ актуально забезпечити вилучення з них раніше сконденсованих вуглеводнів.

Можливими напрямками видобування конденсату, що випав з газу у пласті, є переведення його в газову фазу з подальшим видобуванням разом з газом, витіснення з пористого середовища різними робочими агентами та їх поєднання [3 – 5].

Іншим напрямком переведення конденсату в газову фазу є застосування незрівноваженого сухого газу низького тиску [6 – 8]. Згідно з результатами досліджень, виконаних у ВНДІгазі, тривале пропомповування через пласт низько-напірного сухого газу сприяє випаровуванню у газову фазу сконденсованих вуглеводнів. Цей метод успішно реалізується з кінця 1993 р. послідовно на різних ділянках Вуктильського нафтогазоконденсатного родовища.

Для витіснення конденсату з пористого середовища запропоновано використовувати воду, водні розчини поверхнево-активних речовин (ПАР) і полімерів, водогазові суміші, а також облямівки міцелярного розчину, діоксиду вуглецю, різних вуглеводневих розчинників, наприклад, скраплених газів, широкої фракції легких вуглеводнів, які пересувають по пласту нагнітанням газу чи води [9 – 15].

В ІФНТУНГ виконано комплекс лабораторних досліджень на насипних і зцементованих моделях пласта з витіснення конденсату водою, водними і конденсатними розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР), водними розчинами суміші ПАР і полімеру, водогазовими сумішами і облямівками діоксиду вуглецю та вуглеводневого розчинника з подальшим нагнітанням води або водогазової суміші [16 – 19]. Результати цих досліджень свідчать, що кон-

денсат витісняється водою з пористого середовища, починаючи з певного (критичного) значення конденсатонасиченості, яка для досліджених пористих середовищ становила від 2,5 % до 6 %. Залежно від фізико-літологічних характеристик пористого середовища, початкової конденсатонасиченості, типу і тривалості (об'єму) нагнітання витіснювального агента коефіцієнт конденсатовилучення в окремих дослідах становив 65-85 %.

Результати наведених досліджень свідчать про можливість вилучення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів нагнітанням рідких і газоподібних витіснювальних агентів. Проте через значні фінансові витрати і технологічні труднощі масштаби впровадження методів вилучення сконденсованих вуглеводнів нагнітанням є недостатніми. Тільки на окремих ділянках Вуктильського нафтогазоконденсатного родовища використовується метод вилучення сконденсованих вуглеводнів нагнітанням в пласт незрівноваженого сухого газу низького тиску. Це і зумовлює необхідність проведення подальших досліджень з метою вдосконалення відомих і розроблення нових методів підвищення конденсатовилучення з виснажених газоконденсатних родовищ.

Мета роботи. Удосконалення технології вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ шляхом застосування нових розчинів композицій ПАР та хімічних реагентів.

Лабораторні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з моделей пласта розчинами різних ПАР і хімічних реагентів.

В ІФНТУНГ виконано експериментальні дослідження експрес-методом витіснення сконденсованих вуглеводнів з моделі пористого середовища розчинами різних ПАР і хімічних реагентів. Експериментальні дослідження з вивчення конденсатовитіснювальної властивості розчинів різних ПАР і хімічних реагентів проводили з використанням апаратури і методики, наведених в роботі [20]. На рисунку 1 зображено схему удосконаленої установки для проведення досліджень експрес-методом.

Модель пласта являє собою скляну термостатовану колонку, заповнену природним дезінтегрованим піском певної фракції. Дотримання цієї умови робить всі дослідження за критерієм порового простору ідентичними. При підготовці до дослідів колонку з породою вакуумували і заповнювали мінералізованою водою з вмістом 50 г/л NaCl, яку витісняли конденсатом для створення початкової насиченості пористого середовища зв'язаною водою. Потім конденсат витісняли мінералізованою водою. Цим моделюється заводнення газоконденсатного родовища зі створенням в обводненій зоні залишкової конденсатонасиченості. Дослідження проводили з конденсатом еоценового газоконденсатного покладу Битків-Бабчинського нафтогазоконденсатного родовища при атмосферному тиску і температурі 40°C.

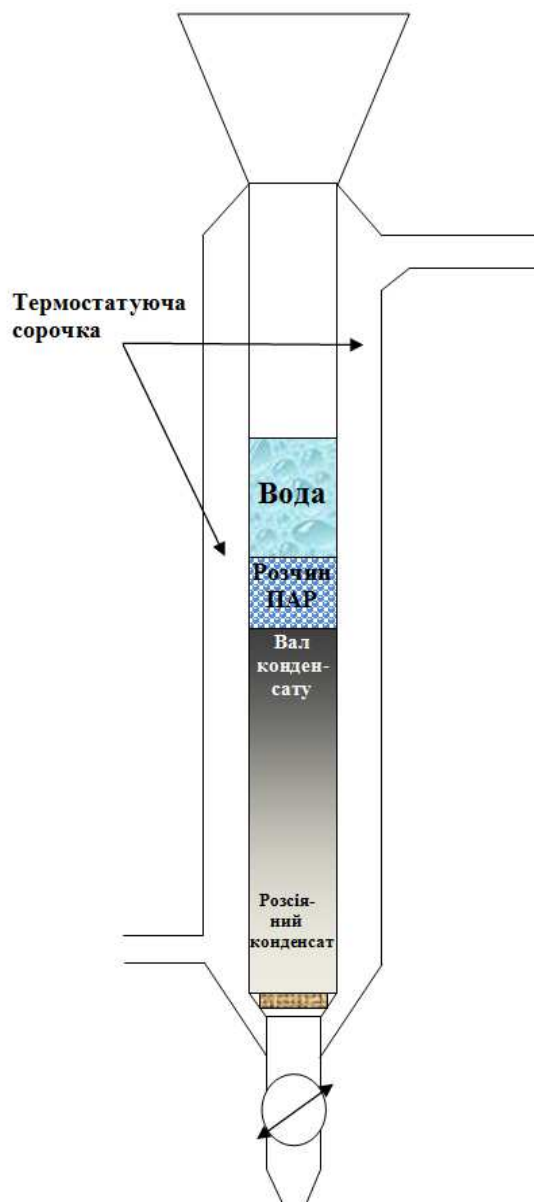


Рисунок 1 – Модель пласта для експресного вивчення конденсатовитіснювальних властивостей розчинів

В експериментах здійснювали витіснення конденсату з обводненої моделі пористого середовища 20% об'ємною розчином ПАВ, полімеру, чи їх суміші, приготовленої на мінералізованій воді, яку проштовхували мінералізованою водою.

Досліджено широкий асортимент ПАВ і полімерів та їх сумішей (карпатол УМ-1, карпатол УМ-2, савенол SWP, жиринокс, стінол, стінол НГ, сольпен 10Т, сульфанол, біополімер А-1, біополімер С-1, полімер АН-125, аубазидан А-1, суміш карпатола УМ-2 і сульфанола, карпатола УМ-2 і савенолу SWP, суміш полімеру АН-125 і карпатола УМ-2, суміш савенолу SWP і сульфанола, суміш полімеру АН-125, савенолу SWP і карпатола УМ-2). Концентрація ПАВ у робочому розчині становила 0,05, 0,5 і 5%, концентрація полімеру – 0,03, 0,05 і 0,1%.

Результати досліджень. Результати досліджень витіснювальної здатності розчинів різних ПАР і полімерів наведено в таблиці 1.

За результатами досліджень експрес-методом отримано такі значення коефіцієнта конденсатовитіснення для розчинів різних ПАР і хімічних реагентів (в порядку зменшення).

Для 0,05% розчинів індивідуальних ПАР: стінол НГ – 11,08%, савенол SWP – 9,8%, карпатол УМ-2-7,64%, стінол – 7%, карпатол УМ-1 – 6,3%, жиринокс – 2,34%, сольпен 10Т-1,27%, сульфанол – 0,75%.

Для 0,03% розчинів полімерів: полімер АН-125 – 3,11%, біополімер А-1- 2,68%, біополімер С-1 – 1,54%.

Для 0,05% розчину суміші двох ПАР: савенол SWP + карпатол УМ-2 – 19,68%, савенол SWP + сульфанол – 12,7%, карпатол УМ-2 + сульфанол – 5,26%.

Для розчину 0,03% полімеру і 0,05% ПАР: полімер АН-125 + стінол – 13,91%, полімер АН-125 + савенол SWP – 11,0%, полімер АН-125 + карпатол УМ-2 – 9,96%, аубазидан А-1 + стінол – 8,56%.

Для розчину 0,03% полімеру АН-125 і 0,05% савенолу SWP + 0,05% карпатола УМ-2 – 15,38.

Для всіх ПАР із збільшенням концентрації їх в розчині підвищується коефіцієнт конденсатовитіснення.

У дослідах з карпатола УМ-2 отримували досить стійку емульсію ПАР з конденсатом. При запомповуванні цієї емульсії в модель пласта отримали більший коефіцієнт коденсатовитіснення, ніж при застосуванні індивідуальних ПАР.

Таблиця 1 – Результати визначення експрес-методом коефіцієнта конденсатовитіснення розчинами ПАР та полімерів

Розчин ПАР і полімеру	Концентрація, ПАР і полімеру, %	Коефіцієнт конденсатовитіснення, %			
		водою	приріст дією ПАР і полімеру	загальний	від залишкового конденсату
1	2	3	4	5	6
Карпатол УМ-1	0,05	47,2	6,3	53,5	8,32
	0,5	52,4	8,27	60,67	10,97
	5	49,4	13,12	67,52	37,8
Карпатол УМ-2	0,05	46,99	7,64	54,63	9,09
	0,5	49,37	10,06	59,43	15,0
	5	61,06	18,6	79,66	41,5
Емульсія карпатола УМ-2 з конденсатом	5	59,56	17,65	77,21	23,92
Савенол SWP	0,05	49,39	9,8	59,19	29,61
	0,5	54,77	17,58	72,35	38,88
	5	52,98	23,11	76,09	49,17
Жиринокс	0,05	52,47	2,34	54,81	4,92
	0,5	51,17	6,51	57,68	13,33
	5	52,1	13,44	65,54	28,07
Стінол	0,05	51,5	7	58,5	14,03
	0,5	40	18,2	58,2	30,38
	5	52,65	29,36	82,01	62,03
Стінол НГ	0,05	49,77	11,08	60,85	22,07
	0,5	54,2	18,22	72,42	39,39
	5	58,46	23,59	82,05	56,79
Сольпен- 10Т	0,05	42,68	1,27	43,95	2,22
	5	49,07	4,63	53,7	9,09
Сульфанол	0,05	42,8	0,75	43,55	1,32
	5	42,06	23,2	65,26	39,72
Біополімер А-1	0,03	51,79	2,68	54,47	5,56
	0,05	59,8	5,98	65,78	14,88
	0,1	61,03	4,94	65,97	12,67
Біополімер С-1	0,03	51,7	1,54	53,24	3,19
	0,1	62,38	1,77	64,15	4,71
Полімер АН-125	0,03	57,51	3,11	60,62	7,31
	0,1	49,4	6,37	55,77	12,59

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6
суміш 0,03% полімер AN-125 (0,1%) + 0,05% Карпатол УМ-2	0,03	64,68	9,96	74,64	20,88
суміш 0,03% полімер AN-125 (0,1%) + 0,05% Савенол (50%)	0,03	64	11	75	32
суміш 0,03% полімер AN-125 (0,1%) + 0,05% Стінол (25%)	0,03	51	13,91	54,91	26,42
суміш 0,03% Аубазидан А-1 + 0,05% Стінол (25%)	0,03	63,8	8,56	72,36	23,72
суміш 0,05% Карпатол УМ-2 + 0,05% Сульфанола	0,05	40,6	5,26	45,86	8,86
суміш 0,05% савенол SWP + 0,05% Карпатол УМ-2	0,05	39,5	19,68	59,18	26,0
Суміш 0,05% савенол SWP + 0,05% Сульфанола	0,05	37,3	12,7	45,86	20,27
суміш 0,03% полімер AN-125 + 0,05% савенол SWP + 0,05% Карпатол УМ-2	0,05	40,5	15,38	55,8	18,3

З досліджених ПАР найкращими конденсатовитіснювальними властивостями володіють стінол НГ, савенол SWP і карпатол УМ-2. Додавання до розчинів ПАР полімерів невисокої концентрації (0,03%) з метою створення так званих поверхнево-активних полімервмісних систем (ПАПС) призводить до підвищення їх конденсатовитіснювальних властивостей. При більших концентраціях полімеру (понад 0,03%) істотно знижуються фільтраційні характеристики моделі пласта внаслідок закупорювання і блокування частини пор полімерними частинками.

Найбільший коефіцієнт конденсатовитіснення отримано при застосуванні 0,05% розчину суміші неіоногенного ПАР (савенолу SWP) і аніонного ПАР (карпатолу УМ-2). Додавання до них 0,03% полімеру AN-125 понижує коефіцієнт конденсатовитіснення на 4,3%.

Висновки. Таким чином, за результатами лабораторних досліджень експрес-методом витіснення сконденсованих вуглеводнів з обводнених моделей пласта найкращими конденсатовитіснювальними властивостями володіє 0,05% розчин суміші неіоногенного ПАР (савенолу SWP) і аніонного ПАР (карпатолу УМ-2). В окремих випадках можуть застосовуватися 0,05% розчини індивідуальних ПАР (стінолу НГ, савенолу SWP, карпатолу УМ-2) з додаванням або без додавання 0,03% полімеру AN-125. Запропоновані досліджені композиції ПАР і хімічних реагентів можуть бути використані для застосування на одному з виснажених газоконденсатних родовищ України.

Література

- 1 Фик І. М. Наукові основи підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ України / І. М. Фик, І. Й. Рибчич // Наука та інновації. – 2005. – 1, № 5. – С. 40-49.
- 2 Фик І. М. Проблеми збільшення конденсатовилучення з газоконденсатних родовищ України і шляхи їх вирішення / І. М. Фик // Питання розв. газ. пром-сті України. – 1999. – Вип. 27[1]. – С. 164-170.
- 3 Гуревич Г. Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов / Г. Р. Гуревич // Ежегодник: Итоги науки и техники, сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНТИИ. – 1985. – Т. 16. – С. 132-184.
- 4 Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пос. для вузов / С. Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.
- 5 Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов / Р. М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 6 Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатотдачи) / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, О. Ф. Андреев [и др.]. – М.: ВНИИГаз, 1987. – 106 с.
- 7 Вуктыл на этапе освоения новой технологии повышения углеводородоотдачи пласта / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, В. Г. Подюк [и др.] // Газовая промышленность. – 1993. – № 4. – С. 32-33.
- 8 Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений / Г. С. Степанова. – М.: Недра, 1974. – 224 с.

9 Тер-Саркисов Р. М. Новая концепция воздействия на газоконденсатную залежь / Р. М. Тер-Саркисов // Газовая промышленность. – 1997. – № 6. – С. 16-18.

10 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

11 Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотдачи / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, О. В. Клапчук [и др.] // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М.: ВНИИЭгазпром. – 1980. – Вып. 6. – 39 с.

12 Закачка сухого неравновесного газа на Вуктыльском НГКМ / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, В. А. Николаев [и др.] // Газовая промышленность. – 1996. – № 11-12. – С. 30-32.

13 Закиров С. Н. Повышение конденсатоотдачи пласта / С. Н. Закиров, Б. А. Алиев // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М.: ВНИИЭгазпром. – 1985. – Вып. 4. – 46 с.

14 Кондрат Р. М. Підвищення газонафтоконденсатовіддачі родовищ / Р. М. Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 1992. – № 2. – С. 35-38.

15 Тер-Саркисов Р. М. Исследование смешивающегося вытеснения флюида из неоднородного пласта / Р. М. Тер-Саркисов, В. А. Николаев, С. Г. Рассохин [и др.] // Газовая промышленность. – 1993. – № 1. – С. 28-29.

16 Кондрат О. Р. Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР / О. Р. Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 1. – С. 34-38.

17 Кондрат Р. М. Підвищення вуглеводневилучення з частково виснажених родовищ природних газів / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин. Сер.: Геологія, розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – 1995. – Вип. 32. – С. 54-62.

18 Кондрат Р. М. Повышение конденсатоотдачи продуктивных пластов с применением заводнения / Р. М. Кондрат // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М.: ВНИИЭгазпром. – 1982. – Вып. 7. – 58 с.

19 Рудий С. М. Використання карпатолу для дії на продуктивні пласти нафтових і газоконденсатних свердловин / С. М. Рудий, М. І. Рудий, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 2(51). – С. 156-164.

20 Свердловини на нафту і газ. Обробка свердловин з використанням розчинів поверхнево-активних речовин і їх композицій: СОУ 11.1-00135390-023:2006. - [Чинний від 2006-06-01]. – Івано-Франківськ, 2006. – 70 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
14.08.15*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуlichem Я. С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-р геол.-мінерал. наук, д-ром географ. наук,
д-ром техн. наук Рудьком Г. І.
(Державна комісія України по запасам
корисних копалин, м. Київ)*

ОЦІНЮВАННЯ РУЙНУВАННЯ ТА МІЦНОСТІ ТРУБНИХ СТАЛЕЙ ІЗ УРАХУВАННЯМ ВПЛИВУ ВОДНЕВОГО ЧИННИКА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СЕРЕДОВИЩ

А.М. Сиротюк

Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України; 79060, м. Львів, вул. Наукова, 5,
тел. (0322) 631400; e-mail: syrotyuk@ipm.lviv.ua; asyrotyuk@gmail.com

Робота присвячена оцінюванню руйнування і міцності трубних сталей та конструкцій за підходами механіки руйнування матеріалів із урахуванням впливу водневого чинника експлуатаційних середовищ.

Базуючись на концепціях механіки руйнування матеріалів, розроблено і обґрунтовано критерії оцінювання міцності та безпечної експлуатації матеріалів, а також елементів трубних конструкцій за дії воденьвмісних середовищ. Використовуючи ці критерії, запропоновано спеціальні діаграми оцінювання роботоздатності та ризику руйнування трубопроводу з тріщиноподібними дефектами за дії воденьвмісних середовищ. Такі діаграми будують у координатах „характеристичні значення глибини тріщиноподібних дефектів – форма дефекту” (форму дефекту-тріщини приймають як півеліпс). Діаграми містять три зони: безпечної експлуатації трубопроводу, експлуатації з прогнозованим розвитком наявних тріщиноподібних дефектів та зону ризику катастрофічного руйнування.

Здійснено оцінювання безпечної експлуатації трубопроводів з тріщиноподібними дефектами у робочих середовищах різного складу, зокрема розраховано безпечні значення розмірів дефектів залежно від їх форми та об'ємної концентрації водню в металі трубопроводів. Ці графічні залежності можна розглядати як базові діаграми для оцінювання роботоздатності та ризику руйнування трубопроводу за конкретних умов його експлуатації, за якими можна провести диференційоване оцінювання впливу на довговічність конструкції розмірів виявлених дефектів залежно від стану матеріалу трубопроводу (ступеня його наводнювання).

Ключові слова: трубопровідні конструкції; низьколеговані сталі; воденьвмісні середовища; концентратори напружень; тріщиноподібні дефекти; тріщиностійкість матеріалу; діаграми оцінювання роботоздатності та ризику руйнування.

Робота посвящена оценке разрушения и прочности трубных сталей и конструкций по подходам механики разрушения материалов с учетом влияния водородного фактора эксплуатационных сред.

На основании концепций механики разрушения материалов разработаны и обоснованы критерии оценки прочности и безопасной эксплуатации материалов, а также элементов трубных конструкций при воздействии водородсодержащих сред. По этим критериям предложены специальные диаграммы оценки работоспособности и риска разрушения трубопровода с трещиновидными дефектами при воздействии водородсодержащих сред. Построение таких диаграмм проводят в координатах „характеристические значения глубины трещиновидных дефектов – форма дефекта” (форму дефекта-трещины принимают в виде полуэллипса). Диаграммы содержат три зоны: безопасной эксплуатации трубопровода, эксплуатации с прогнозируемым развитием имеющихся трещиновидных дефектов и зону риска катастрофического разрушения.

Проведена оценка безопасной эксплуатации трубопроводов с трещиновидными дефектами в рабочих средах разного состава, в частности рассчитаны безопасные значения размеров дефектов в зависимости от их формы и объемной концентрации водорода в металле трубопроводов. Эти графические зависимости можно рассматривать как базовые диаграммы для оценки работоспособности и риска разрушения трубопровода в конкретных условиях его эксплуатации. Они также позволяют дать дифференцированную оценку влияния на долговечность конструкции размеров выявленных дефектов в зависимости от состояния материала трубопровода (степени его наводороживания).

Ключевые слова: трубопроводные конструкции; низколегированные стали; водородсодержащие среды; концентраторы напряжений; трещиноподобные дефекты; трещиностойкость материала; диаграммы оценки работоспособности и риска разрушения.

The article deals with the evaluation of fracture and strength of pipeline steels and structures on the basis of the fracture mechanics approaches with the account of operating environments hydrogen factor influence.

Based on the fracture mechanics concepts, the criteria for evaluation of strength and safe operation of materials, as well as of the elements of pipeline structures, were developed and verified under the influence of the hydrogen-containing environments. When using these criteria, there were developed the special diagrams for evaluation of operability and fracture risk of the pipeline with the crack-like defects under the influence of the hydrogen-containing environments. These diagrams are built in the coordinates „characteristic values of depth of the crack-like defects – defect shape” (the shape of the crack-like defect is considered to be semi-elliptical) and contain the following three zones: pipeline safe operation, operation with predicted growth of the existing crack-like defects, and zone of brittle fracture risk.

Evaluation of safe operation of the pipelines with the crack-like defects was carried out in different composition environments. In particular, the safe shape values of the defects were calculated depending on their shape and hydrogen volume concentration in the pipeline metal. These graphical dependences can be considered as basic diagrams for evaluation of operability and fracture risk of the pipeline under the given conditions of its operation. They also allow to evaluate differentially the identified defect size influence on the lifetime of the structure depending on the state of the pipeline metal (rate of its hydrogenation).

Keywords: pipeline structures; low-alloyed steels; hydrogen-containing environments; stress concentrators; crack-like defects; crack growth resistance of material; diagrams of evaluation of operability and fracture risk.

Вступ. Трубопровідний транспорт відіграє вагомую роль у вітчизняній промисловій інфраструктурі. Перш за все – це розгалужена мережа магістральних трубопроводів для транспортування природного газу, нафти та продуктів їхньої переробки, загальна довжина якої перевищує 42 тис. км [1–3]. Майже половина цих трубопроводів експлуатується понад 30 років і відпрацювала свій розрахунковий ресурс. Як свідчить технічна діагностика [2–5], для них характерна значна пошкодженість металу та дефектність конструктивних елементів від тривалої дії експлуатаційних та інших чинників.

Внаслідок тривалої експлуатації, в першу чергу, проявляються дефекти, зумовлені відхиленнями від вимог технології та стандартів під час заводського виробництва труб. Це призводить до появи на їх поверхнях різноманітних подряпин, задирок та рисок, які надалі відіграють роль ефективних концентраторів напружень. Ілюструють сказане результати [6] аналізу причин виникнення тріщин на двошовних трубах з високоміцних сталей (Х65 та Х70) контрольованої прокатки газопроводу „Уренгой–Помари–Ужгород”. Тут виявлено дефекти типу „повздожжніх рисок” (рис. 1а), які знаходились поблизу повздожжніх зварних швів. Це характерні дефекти, закладені на етапі виготовлення труб. Оскільки риси є концентраторами напружень та знаходяться в зоні термічного впливу зварного з’єднання або біля неї, то в подальшому вони слугували джерелом зародження та поширення в трубі тріщин, зумовлених корозійним розтріскуванням (рис. 1б).

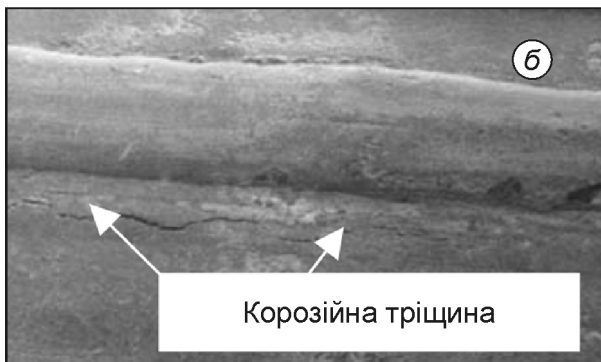


Рисунок 1 – Дефекти типу „повздожжні риси” на поверхні труби, які знаходяться поблизу повздожжніх зварних швів (а) та ініційоване ними корозійне розтріскування двошовної зварної труби зі сталі Х70 (б) [6]

Ще одним чинником виникнення аналогічних механічних дефектів (вм’ятини, подряпини, риси тощо) є порушення комплексу вимог до транспортування та укладання труб [7]. Окрім цього, після неякісного зварювання в трубах можлива поява підрізів, непроварів швів та шлакових включень [8], які також є потенційними концентраторами напружень, біля яких можуть зароджуватись тріщиноподібні дефекти. Процеси тріщиноутворення можуть також додатково інтенсифікуватись за нерегламентованого підвищення тиску в трубопроводі через недотримання вимог його експлуатації [9].

Однак основними тут слід вважати дефекти корозійної чи корозійно-механічної природи, які становлять більше половини всіх пошкоджень діючих нафтогазопроводів [1–3]. Вони, в першу чергу, пов’язані з втратою з часом експлуатаційних властивостей захисних покриттів [10, 11], що призводить до виникнення умов, які активізують корозію металу труб. У результаті цих процесів на поверхні металу починають розвиватися корозійно-механічні дефекти у вигляді пітингів, виразок або каверн. Таким характерним прикладом [6] може бути корозійне ураження металу магістрального газопроводу „Сфремівка–Диканька–Київ” (рис. 2) через активність ґрунтового електроліту внаслідок синергетичної дії хлорид- та сульфат-іонів, що спричиняє їх значну локалізацію та пришвидшення локальної корозії порівняно з загальною корозією до 10^4 разів. Слід відзначити, що незважаючи на різну природу експлуатаційних дефектів, зумовлених відшаруванням захисного покриття (рис. 3а) чи пошкодженнями під час ремонтних робіт (рис. 3б), всі вони є типовими прикладами потенційних концентраторів напружень, тобто місцями зародження руйнування труби. Спочатку біля них утворюється одна або декілька мікротріщин, подальший розвиток та злиття яких призводить до формування макротріщини, яка, поширюючись, може спричинити розрив (руйнування) трубопроводу (рис. 4).



Рисунок 2 – Локалізоване корозійне ураження магістрального газопроводу „Сфремівка – Диканька – Київ” [6]



Рисунок 3 – Типові корозійні експлуатаційні дефекти газопроводів, спричинені пошкодженням ізоляційного покриття внаслідок відшарування (а) та ремонтними роботами (б) [6]

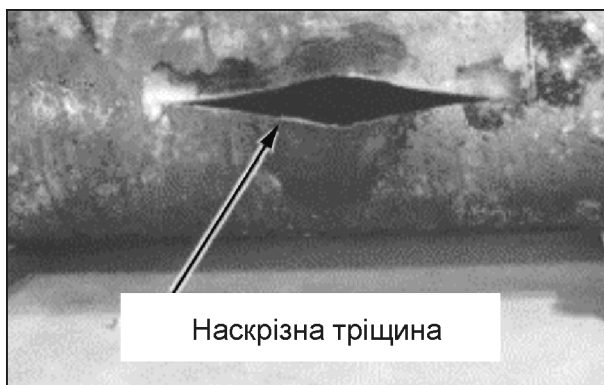


Рисунок 4 – Типовий приклад руйнування труби внаслідок розвитку макротріщини [7]

Незважаючи на різну фізичну природу пошкодження, для всіх перелічених концентраторів напружень характерною є локалізація фізико-механічних та фізико-хімічних процесів руйнування матеріалу [12]. Тому оцінювання корозійно-механічної пошкоджуваності та руйнування матеріалу біля концентраторів напружень

різних типів можна здійснювати на основі спільного методологічного підходу. Таким науковим інструментарієм є механіка руйнування матеріалів та конструкцій, що вивчає закономірності зародження та розвитку неоднорідностей і дефектів структури матеріалу типу тріщин за статичних і циклічних навантажень.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій.

На сьогоднішній день є загальновідомим факт впливу водню на механічні властивості матеріалів. Однак відомо також, що залежно від умов взаємодії у системі „матеріал – воденьвмісне середовище” цей вплив може реалізуватись через цілий спектр різноманітних за фізико-хімічною природою явищ, які в кінцевому рахунку і призводять до втрати матеріалом своїх службових характеристик. Тому наукова література визначає сучасний стан проблеми, як недостатньо вивчений, особливо у розумінні конкретних механізмів дії водню на процеси руйнування залежно від специфіки системи „матеріал – середовище” (див. [13–15]).

У цьому плані, трубопроводи, що використовуються для транспортування воденьвмісних середовищ (під воденьвмісними середовищами, в першу чергу, розуміється, газоподібний водень, а також потенційно воденьвмісні корсни копалини, тобто такі, які за певних умов при взаємодії з деформованим металом можуть виділяти водень, як продукт відповідних фізико-хімічних реакцій (наприклад, водні середовища, нафтопродукти тощо)), розглядаються як об’єкти підвищеної відповідальності і важливості в рамках індустріальної та соціальної інфраструктури. З технічної точки зору вони є складними тривимірними конструкціями, які складаються з прямолінійних ділянок, патрубків, гинів, різнорідних зварних з’єднань тощо. Крім того, умови їх експлуатації є досить жорсткими і складними, оскільки вони підлягають впливу таких чинників, як внутрішній тиск та циклічні навантаження (вібрації), дія яких посилюється внутрішнім та зовнішнім середовищами. Потенційний синергізм впливу цих чинників підвищує ризик виникнення непередбачених пошкоджень та руйнувань впродовж їх тривалої експлуатації, що може спричинити аварійні ситуації з непередбачуваними техніко-економічними та соціальними наслідками.

Тому, проблеми, що відносяться до безпеки, надійності та цілісності газотранспортних мереж, які містять суміші природного газу та водню є актуальними та важливими. Перш за все, існує ймовірність, так званої, проблеми „водневого окрихчення” металу трубопроводів – впливу транспортованого водню на механічні властивості матеріалу (рис. 5а).

Окрім цього, специфічна тривала експлуатація трубопроводів сприяє процесам наводнення сталей. Умови зовнішнього середовища спричиняють процеси вільної корозії, де водень утворюється на поверхні металу як катодна складова відповідних електрохімічних реакцій (рис. 5б). Цей факт був доведений декількома спеціальними дослідженнями (див. наприклад

[14]). Також, у експлуатаційних умовах при застосуванні катодного протикорозійного захисту можливе наводнювання трубних сталей. Це спричиняє проблему конструкційної цілісності підземних трубопроводів, які експлуатуються тривалий період [16].

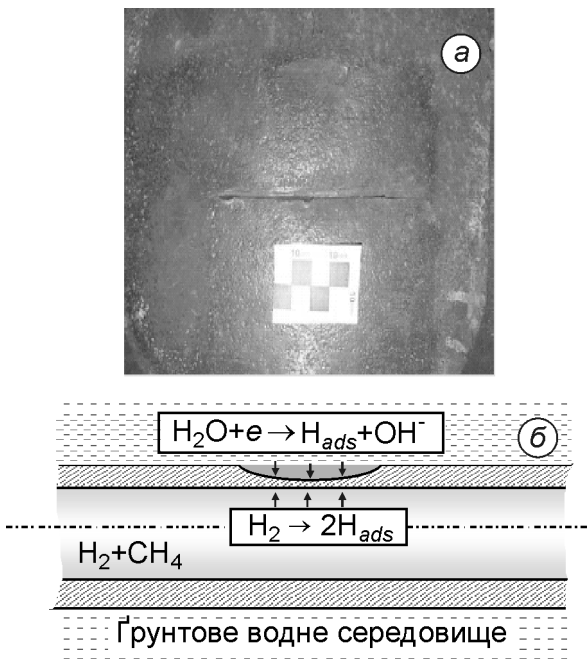


Рисунок 5 – Приклад труби з дефектом (а) та схема можливих шляхів впливу водню на локальну міцність трубопроводу (б) [17]

Слід зазначити, що різноманітні погляди на домінуючий механізм водневого руйнування конструкційних матеріалів активно обговорюються і дискутуються [15, 18–20]. Ґрунтуючись на мікроскопічному та макроскопічному підходах, запропоновано певну кількість моделей руйнування металів у присутності водню, а також на цій основі зроблено спроби пояснення відомих результатів експериментальних досліджень. Узагальнено ці моделі можуть бути класифіковані як наступні [18, 19].

Модель тиску водню була запропонована на ранніх стадіях дослідження проблеми впливу водню на метали. Вона пояснює явище, так званого, водневого окрихчення, як ефект дії високого тиску, що створюється в результаті утворення молекулярного водню в порожнинах пор, тріщин та інших дефектів. Ця модель не може пояснити залежність окрихчення металу від швидкості деформування, особливо, коли випробування проводяться з дуже низькою швидкістю деформації.

Адсорбційна модель побудована на постулаті, що водень адсорбується на поверхні металу, що призводить до пониження поверхневої енергії матеріалу. Обмеження цієї моделі полягає в тому, що вона не враховує дифузії водню та його концентрацію в пластично деформованих зонах матеріалу, що існують біля тріщиноподібних концентраторів напружень. Як наслідок, ця модель не може пояснити морфологічних змін поверхні руйнування при поширенні

тріщини, яка під дією водню змінюється від ямкового до квазісколу.

Гібридні моделі. Ці моделі ґрунтуються на факті, що певні метали здатні утворювати з воднем хімічні сполуки – гідриди. В цьому випадку утворюються тверді й крихкі фази, які є відповідальними за окрихчення металу. Однак, багато конструкційних металів не утворюють стійких гідридів, і дана модель має специфічне обмежене застосування.

Модель локалізованої пластичності. Ця модель передбачає, що присутність надзвичайно високої концентрації водню, розчиненого у кристалічній ґратці матеріалу перед вершиною тріщини, сприяє полегшеному протіканню деформації матеріалу на мікроструктурному рівні. Ця модель має декілька слабких сторін. Основним недоліком є неврахування деформацій кристалічної ґратки, а також неможливість пояснення явища локалізації пластичних деформацій.

Декогезивна модель пропонує пояснення прискороного розвитку тріщиноподібних дефектів під впливом водню явищем послаблення міжатомних зв'язків у матеріалі перед вершиною тріщини, що поширюється. Модель не може пояснити процесів утворення (зародження) тріщин на деформованій поверхні матеріалу.

На підставі вищезазначеного, в сучасній літературі сформувався усталене твердження [19, 21], що прискорене руйнування металів за присутності водню є, швидше, явище, що визначається одночасно кількома взаємопов'язаними або незалежними фізичними механізмами, ніж деяким одним – домінуючим. Це більш експериментально обґрунтовано, оскільки відомі факти [21] протікання різних за фізичною суттю процесів, спричинених наявністю водню в металі, для одного і того ж матеріалу, але різних умов випробування.

Слід зауважити, що при розгляді впливу водню на механічну поведінку металів є принципово важливою класифікація об'ємів матеріалу, що розглядаються. Вона визначає методологічні підходи, що повинні бути застосовані для певних випадків. Так, оцінка водневої деградації матеріалу в мікрооб'ємах (елементи структури, поодинокі кристали) здійснюється за підходами фізики твердого тіла. Зміна властивостей матеріалу в мезооб'ємах (локальні об'єми матеріалу біля тріщин та концентраторів напружень) може бути ефективно описана за параметрами механіки руйнування матеріалів. Механічні властивості макрооб'ємів матеріалу за дії водню визначаються стандартними механічними характеристиками та параметрами опору матеріалу втомному навантаженню.

На завершення, слід констатувати, що на сьогоднішній день в літературі нагромаджено значний об'єм інформації про вплив водню на механічні властивості конструкційних сталей і сплавів [18, 20], проте, тут часто зустрічаються доволі суперечливі дані про результати досліджень. Така ситуація, швидше за все, пов'язана з трудностю чи неможливістю урахування усіх існуючих чинників (розміри зразків, умови їх

наводнювання, контроль концентрації водню в матеріалі, специфіка прикладених навантажень, тощо), які мають вплив на досліджувані явища.

Слід також зауважити, що більшість проведених досліджень мають суттєвий недолік, а саме – дійсне значення концентрації водню в металі було невідомим, а ступінь наводнюваності матеріалу враховувався опосередковано. Це значно знижує їх цінність, оскільки унеможливорює узагальнення результатів досліджень проведених у різних умовах наводнювання матеріалу за різними методиками.

Таким чином, важливим та актуальним є розроблення експериментальних методів механіки руйнування матеріалів, які б давали змогу здійснювати деформування та руйнування зразків при відомому значенні об'ємної концентрації водню в металі, а зміна характеристик міцності та тріщиностійкості матеріалу під впливом водню визначалась би як функція концентрації водню. Це дасть змогу достовірно оцінювати опір руйнуванню та міцність трубопроводів за дії наводнювальних середовищ.

Формулювання цілей статті

Метою цієї роботи було оцінювання руйнування та міцності трубних сталей із урахуванням впливу водневого чинника експлуатаційних середовищ.

Досягнення поставленої мети вимагало вирішення наступних задач:

- розробити і обґрунтувати критерії для оцінювання міцності та безпечної експлуатації матеріалів, а також елементів трубних конструкцій за дії воденьвмісних середовищ;
- побудувати діаграму оцінки роботоздатності та ризику руйнування трубопроводу з тріщиноподібними дефектами;
- на прикладі реальних елементів трубопроводу оцінити роботоздатність та ризик руйнування трубопроводів за дії воденьвмісних середовищ.

Об'єкт дослідження: процеси руйнування трубних сталей, що реалізуються шляхом зародження та подальшого розвитку тріщиноподібних дефектів за умов сумісної дії статичних і циклічних навантажень та воденьвмісних середовищ.

Предмет дослідження: базові параметри та критерії, що визначають міцність і руйнування трубних сталей та конструкцій за дії водневого чинника.

Методи дослідження – поєднання експериментальних та розрахункових методів механіки руйнування і міцності матеріалів.

Виклад основного матеріалу. Критерії міцності та безпечної експлуатації матеріалів та елементів трубних конструкцій за дії воденьвмісних середовищ, ґрунтуються на підходах механіки руйнування матеріалів. Тут основними параметрами для числових оцінок міцності та довговічності є базові діаграми циклічної тріщиностійкості матеріалів трубопроводів – залежності швидкості росту втомної тріщини dc/dN від розмаху КІН ΔK_I , які побудо-

вані на основі експериментальних даних, одержаних за відповідними методиками випробувань. Такі діаграми розміщені між двома граничними значеннями: нижнім пороговим ΔK_{th} , яке відповідає значенню ΔK_I , за якого не відбувається ріст корозійно-втомної тріщини, і верхнім ΔK_{fc} , яке відповідає значенню ΔK_I , коли настає спонтанний (катастрофічний) ріст тріщини.

Для сталей трубопроводів базові діаграми циклічної тріщиностійкості мають вигляд прямолінійних ділянок у подвійній логарифмічній системі координат, кожна з яких описується степеневою залежністю типу Паріса

$$dc/dN = C \cdot (\Delta K_I)^n, \quad (1)$$

де C і n – константи, що характеризують систему „матеріал – середовище”.

Тріщиноподібний дефект у стінці трубопроводу з внутрішнім діаметром d та товщиною стінки t моделювали півеліптичною тріщиною із розмірами півосей a та c (рис. 6). Для підрахунку значень КІН ΔK_I по контуру півеліптичної тріщини на внутрішній поверхні труби використовували відомі з літератури аналітичні залежності.

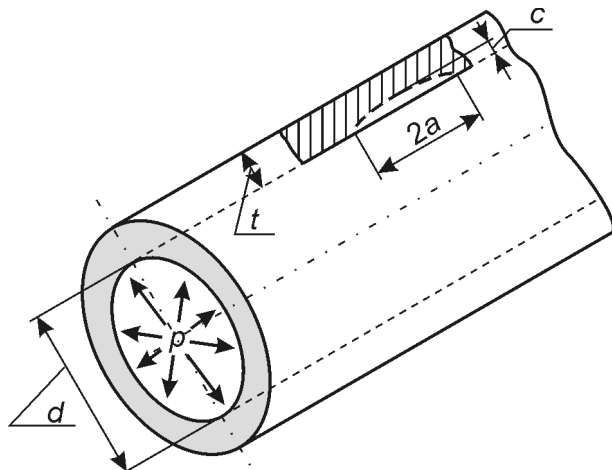


Рисунок 6 – Модельне представлення дефекту в стінці труби півеліптичною тріщиною

Тут вважали, що тріщиноподібний дефект розвивається з ростом кількості циклів навантаження N , зберігаючи півеліптичну форму. Однак співвідношення півосей a та c змінне, тобто $c/a = f(C_m, N)$ і залежить від системи „матеріал – середовище”, що характеризується деякими сталими C_m . При цьому опір поширенню тріщини як у напрямку півосі c , так і в напрямку півосі a повністю визначає діаграма циклічної тріщиностійкості металу трубопроводу, одержана за заданих експлуатаційних умов. Остання аналітично описується за допомогою степеневої залежності (1).

Критерій безпечної експлуатації за пороговою глибиною тріщини. Корозійно-механічні дефекти тріщиноподібного типу за критерієм порогової глибини c_{th} та форми (c/a) півеліптичної тріщини оцінювали на основі її взаємозв'язку із пороговими значеннями КІН K_{th} . Це дає змогу, враховуючи експериментальні дані

про циклічну тріщиностійкість матеріалу труби та результати діагностики стану трубопроводів (тобто розміри та форму тріщин), оцінити потенційну можливість розвитку тріщин під час подальшої експлуатації, а також ступінь ризику руйнування трубопроводу.

Тут під пороговим розміром тріщини вважали півеліптичну тріщину фіксованої форми (c/a) та глибиною $c=c_{th}$, у вершині якої значення КІН рівне пороговому ($K_I=K_{th}$). Таким чином, критерієм безпечного тріщиноподібного дефекту буде умова $c \leq c_{th}$.

Тобто всі виявлені під час діагностичного огляду дефекти глибиною $c \leq c_{th}$ вважають безпечними, оскільки не мають потенційної здатності до подальшого розвитку.

Критерій безпечної експлуатації трубопроводу за граничною швидкістю росту наявних тріщин. Розглянуто випадок розрахунку допустимої глибини c_* тріщини для забезпечення безаварійної роботи трубопроводу між двома черговими профілактичними оглядами. Його пропонуємо здійснювати за критерієм приросту Δc виявленого тріщиноподібного дефекту глибиною c_0 , тобто $\Delta c \leq \Delta c_*$ при $\Delta N = \Delta N_*$, де Δc_* – допустимий приріст тріщини в глибину; ΔN_* – планова кількість циклів навантаження впродовж експлуатації трубопроводу між двома профілактичними оглядами.

Фізично це означає оцінку за деякою граничною швидкістю розвитку корозійно-втомної тріщини впродовж запланованого терміну експлуатації трубопроводу $dc/dN \leq (dc/dN)_*$.

Наприклад, якщо виберемо значення $(dc/dN)_* = 10^{-4}$ мм/цикл, то це означає, що наявні в трубопроводі тріщини глибиною c_i можуть максимально розвинутись на 1 мм упродовж 10000 циклів навантаження.

Процедура визначення допустимої глибини тріщини c_* у стінці трубопроводу за заданих значень Δc_* та ΔN_* така. Спочатку знаходять граничну швидкість росту корозійно-втомної тріщини $(dc/dN)_* = \Delta c_*/\Delta N_*$.

За цією величиною з розглянутої діаграми циклічної тріщиностійкості матеріалу розраховують відповідне значення КІН K_* . На основі цього значення обчислюють допустиму глибину тріщини c_* із відомої формули для підрахунку КІН K_I , яка є функцією робочого навантаження на трубопровід, його геометричних розмірів та геометрії тріщиноподібного дефекту.

Оцінка ризику крихкого катастрофічного руйнування. Таку оцінку здійснюють за відомим критерієм механіки крихкого руйнування $K_I = K_{fc}$, де K_{fc} – циклічна в'язкість руйнування. Тут під критичним розміром тріщини розуміють півеліптичну тріщину фіксованої форми c/a та глибини $c=c_{fc}$, у вершині якої значення КІН рівне критичному, тобто $K_I = K_{fc}$.

Таким чином, критерієм критичного тріщиноподібного дефекту буде умова $c \geq c_{fc}$.

Тобто усі виявлені під час діагностичного огляду дефекти глибиною, близькою або більшою за значення c_{th} , є критично небезпечними,

оскільки мають потенційну здатність до спонтанного поширення, що може призвести до катастрофічного руйнування трубопроводу.

Діаграма оцінки роботоздатності та ризику руйнування трубопроводу з тріщиноподібними дефектами. Експертні оцінки можливого ризику руйнування трубопроводів, які знаходяться під дією пульсуючого тиску робочого середовища, можна здійснити на підставі критеріїв, викладених вище.

Для цього на їх основі для кожного розглянутих трубопроводу будують спеціальні діаграми в координатах „характеристичні значення глибини тріщиноподібних дефектів – форма дефекту” (рис. 7). Така діаграма містить три характерні зони. По-перше, це зона безпечної експлуатації трубопроводу, що знаходиться нижче кривої $c_{th} = F_1(a/c)$. Це стосується випадку, коли глибина всіх виявлених під час діагностичного огляду дефектів є меншою за порогове значення, тобто $c \leq c_{th}$. Такі дефекти вважають безпечними, оскільки не мають потенційної здатності до подальшого розвитку.

Друга зона – це зона експлуатації з прогнозованим розвитком наявних тріщиноподібних дефектів. Це означає, що впродовж певного запланованого терміну експлуатації трубопроводу допускається розвиток існуючих тріщин зі швидкістю, що не перевищує деяку встановлену граничну, тобто $dc/dN \leq (dc/dN)_*$. Значення $(dc/dN)_*$ вибирають згідно з технічними нормами експлуатації трубопроводу, а також конкретною виробничою ситуацією. За вибраним значенням граничної швидкості $(dc/dN)_*$ розраховують криву $c_* = F_2(a/c)$. Всі наявні в трубопроводі тріщиноподібні дефекти глибиною $c_i \leq c_*$ розвиватимуться зі швидкістю нижче граничної і можуть вважатись умовно безпечними для даного випадку.

Третя зона – зона ризику крихкого руйнування, яка знаходиться вище кривої $c_{fc} = F_3(a/c)$. Тобто для всіх виявлених під час діагностичного огляду дефектів глибиною $c_i \geq c_{fc}$ реалізується критерій катастрофічного руйнування і експлуатація трубопроводу з такими дефектами неприпустима.

Наведені вище критерії оцінки безпечної експлуатації елементів конструкцій з тріщиноподібними дефектами послужили основою для оцінювання роботоздатності та ризику руйнування трубопроводів за дії воденьвмісних середовищ.

У праці [22] показано, що швидкість росту втомної тріщини da/dN в низьколегованих трубних сталях в умовах наводнювання може бути представлена як функція локальної концентрації водню біля вершини тріщини, концентрації водню в об'ємі металу і розмаху КІН, що зумовлений зовнішнім навантаженням:

$$\frac{da}{dN} = A \cdot \left(\frac{C_{H(t)}}{C_{H(v)}} \right) \cdot (\Delta K_I)^m, \quad (2)$$

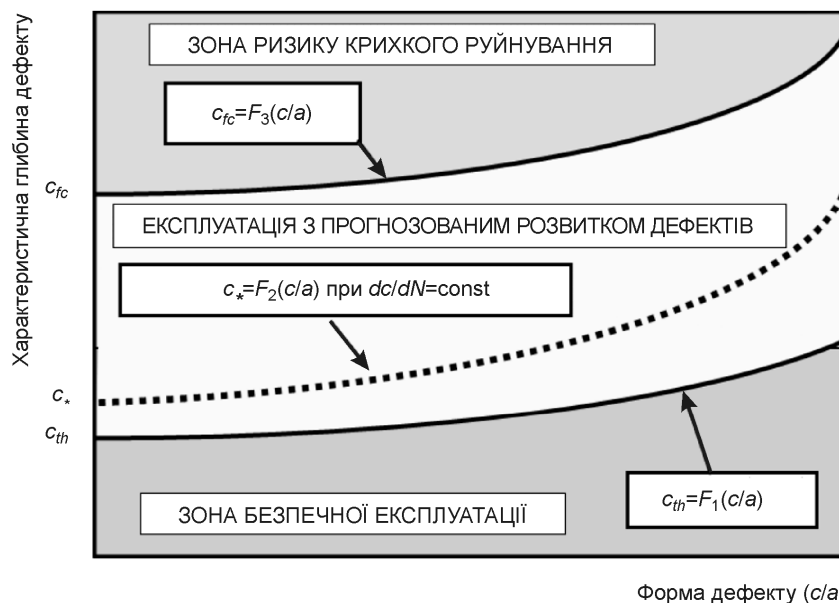


Рисунок 7 – Діаграма оцінки робоздатності та ризику руйнування трубопроводу з тріщиноподібними дефектами

де A і m константи системи „матеріал – середовище”, а величини $C_{H(v)}$ і $C_{H(t)}$ задовольняють умови:

$$C_{H(v)} \neq 0; C_{H(t)} \geq C_{H(v)}. \quad (3)$$

Фізична інтерпретація одержаного співвідношення (2) може бути наступною. В деяких останніх наукових публікаціях, присвячених проблемам водневого окрихчування металевих матеріалів використовується поняття „напруження індуковане воднем”, тобто абсорбований водень спричиняє в матеріалі додаткові напруження (див., наприклад, [20, 23]). У роботі [23], на підставі масштабних експериментальних даних, було показано, що напруження, спричинені воднем, зростають лінійно зі збільшенням його концентрації у матеріалі. На цій підставі відношення $C_{H(t)}/C_{H(v)}$ можна інтерпретувати як деякий коефіцієнт, що відображає вплив на швидкість росту тріщини напруження індукованого абсорбованим воднем.

Залежність (2) є важливим результатом фізико-хімічної механіки матеріалів для визначення та прогнозування довговічності металевих конструкцій у воденьвмісних середовищах.

Використовуючи формулу (2), а також результати експериментальних досліджень наводнювання трубної сталі 16ГС [24, 25], розраховано значення локальної концентрації водню біля вершини тріщини $C_{H(t)}$ за різної концентрації водню в об’ємі металу $C_{H(v)}$ та різної швидкості da/dN розвитку тріщини. При цьому в основу розрахунку було покладено спрощену діаграму циклічної тріщиностійкості матеріалів, схематично показано на рис. 8, для трубних сталей за різних умов наводнювання. З цією метою були встановлені значення порогового КІН K_{th} та критичного КІН K_{fc} від концентрації

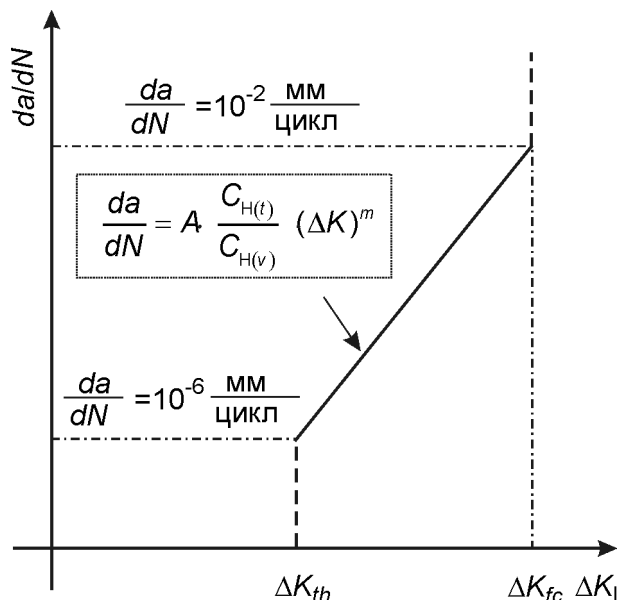


Рисунок 8 – Схематизоване представлення діаграми циклічної тріщиностійкості трубної сталі у воденьвмісному середовищі

водню в об’ємі металу $C_{H(v)}$. Тріщиноподібні дефекти у стінці трубопроводу з внутрішнім діаметром d та товщиною стінки t моделювали півеліптичною тріщиною з розмірами півосей a та c (рис. 6).

Для досліджених випадків локальну концентрацію водню біля вершини тріщини $C_{H(t)}$, що розвивається зі швидкістю da/dN у трубній сталі 16ГС з об’ємною концентрацією водню $C_{H(v)}$ при розмаху КІН ΔK розраховували за формулою:

$$C_{H(t)} = 5 \cdot 10^{13} C_{H(v)} \cdot (\Delta K)^{-6.42} \frac{da}{dN}. \quad (4)$$

Таблиця 1 – Розрахункові величини $C_{H(t)}$ (в ppm) за різних значень $C_{H(v)}$ та da/dN

da/dN , мм / цикл	$C_{H(v)}$, ppm				
	1,97	2,07	2,20	2,47	2,68
10^{-6}	37,648	119,322	77,201	134,932	118,034
10^{-5}	23,278	47,854	47,09	82,322	77,626
10^{-4}	14,393	19,192	28,723	50,225	51,051
10^{-3}	8,899	7,697	17,52	30,642	33,574
10^{-2}	5,502	3,087	10,686	18,695	22,08

Результати розрахунків локальної концентрації водню біля вершини тріщини $C_{H(t)}$ на підставі співвідношення (4) наведено у табл. 1.

На основі співвідношення (4) було також розраховано значення порогових ΔK_{th} та критичних ΔK_{fc} КІН від концентрації водню в об'ємі металу $C_{H(v)}$. Тут, згідно досліджень [26], використовували співвідношення (рис. 8):

$$\Delta K_{th} = \Delta K_{da/dN=10^{-6} \text{ мм/цикл}} \quad (5)$$

$$\Delta K_{fc} = \Delta K_{da/dN=10^{-2} \text{ мм/цикл}} \quad (6)$$

Згідно з розрахованими значеннями ΔK_{th} та ΔK_{fc} було побудовано залежності порогового значення ΔK_{th} (рис. 9а) та критичного значення ΔK_{fc} (рис. 9б) від концентрації водню в об'ємі металу.

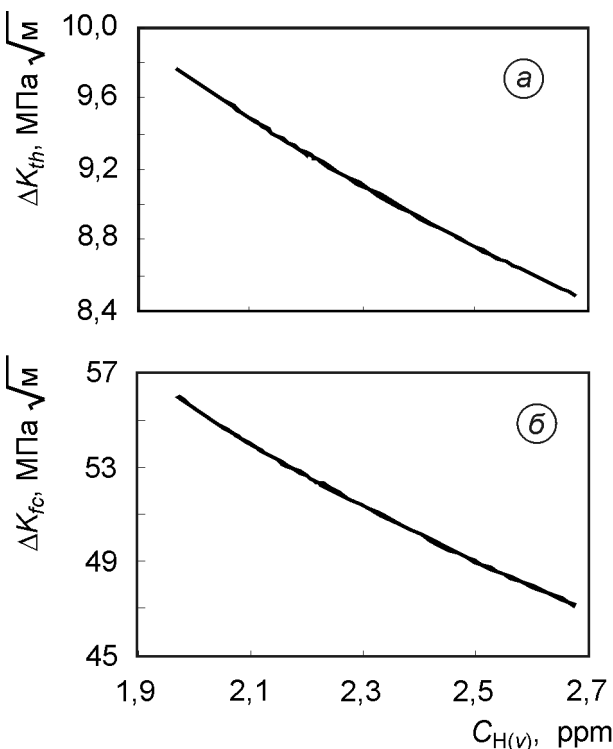


Рисунок 9 – Залежність порогового значення ΔK_{th} (а) та критичного значення ΔK_{fc} (б) від концентрації водню в об'ємі металу

Для більшої зручності при використанні в інженерних розрахунках дані для сталі 16ГС (рис. 9 можуть бути представлені аналітично за допомогою таких співвідношень:

$$K_{th} = 19,70261 - 9,15616 \cdot C_{H(v)} + 2,8775 \cdot (C_{H(v)})^2 - 0,4513 \cdot (C_{H(v)})^3 + 0,02597 \cdot (C_{H(v)})^4; \quad (7)$$

$$K_{fc} = 137,70625 - 84,39573 \cdot C_{H(v)} + 32,72698 \cdot (C_{H(v)})^2 - 6,62165 \cdot (C_{H(v)})^3 + 0,54266 \cdot (C_{H(v)})^4. \quad (8)$$

Використання залежностей (7) та (8) дає змогу для розглядуваної системи „матеріал – воденьвмісне середовище” оцінювати величини характеристичних значень КІН, а саме: порогового значення ΔK_{th} та критичного значення ΔK_{fc} від концентрації водню в об'ємі металу $C_{H(v)}$, тобто від ступеня наводнювання металу трубопроводу.

Оцінку потенційної небезпеки виявлених у трубопроводі тріщиноподібних дефектів здійснювали за підходом, викладеним у роботах [27, 28]. Він полягає у встановленні для даного трубопроводу, так званих, „критичних” розмірів дефектів і побудови на цій основі відповідних діаграм для оцінювання його роботоздатності. В основу були покладені параметри механіки руйнування матеріалів, а саме – характеристики циклічної тріщиностійкості металу трубопроводу у воденьвмісному середовищі [17, 29]. Розглядалися найбільш типові випадки форми дефектів, які виявляють методами неруйнівного контролю при профілактичному огляді трубопроводів [26].

Діаграми оцінки роботоздатності та ризику руйнування трубопроводу (труба: $D = 526$ мм, $t = 50$ мм) за різних концентрацій водню в об'ємі металу $C_{H(v)}$ наведено на рис. 10. На цих діаграмах зони, що знаходяться нижче кривих 1 є зонами безпечної експлуатації трубопроводу. Виявлені в трубопроводі дефекти, що попадають в цю зону не будуть в подальшому розвиватись у заданих умовах експлуатації. Зони, що знаходяться вище кривих 2 є зонами ризику, оскільки для дефектів такого розміру можлива реалізація критерію катастрофічного руйнування трубопроводу. Зони, що знаходяться між кривими 1 та 2 – це зони розвитку наявних тріщиноподібних дефектів.

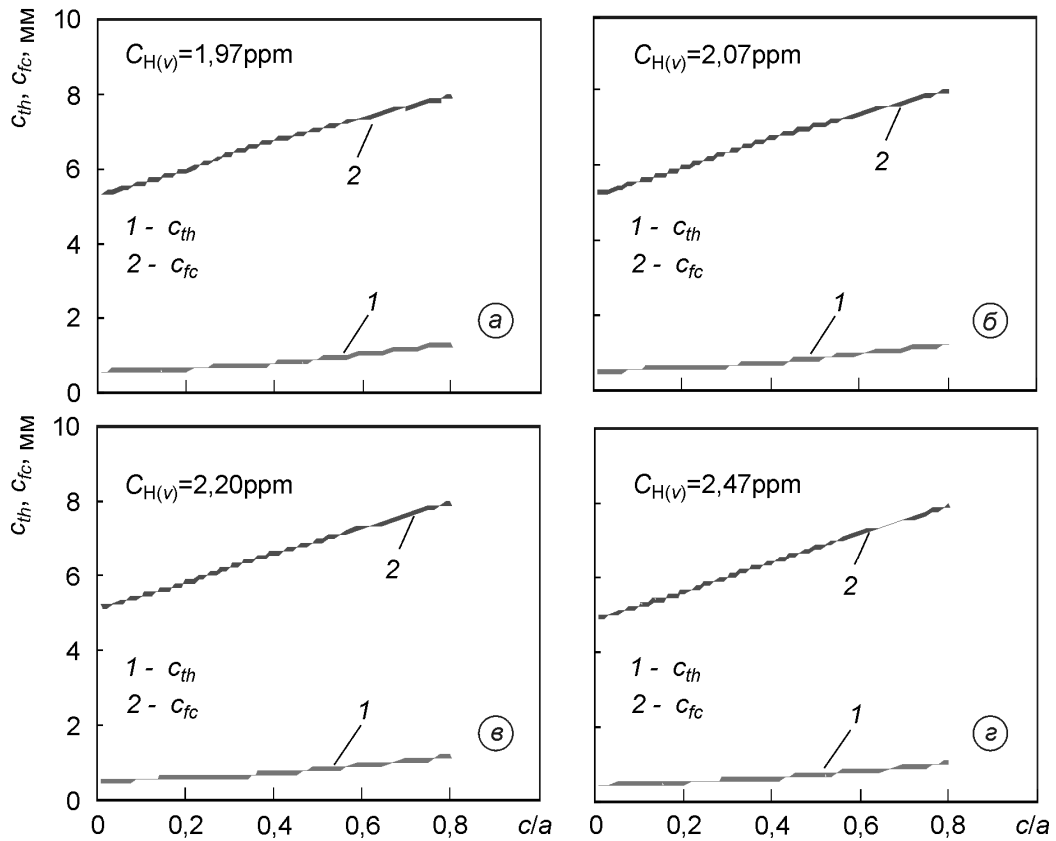


Рисунок 10 – Діаграми критичних розмірів дефектів c_{th} та c_{fc} у трубопроводі 526 × 50 мм за різних концентрацій водню в об’ємі металу

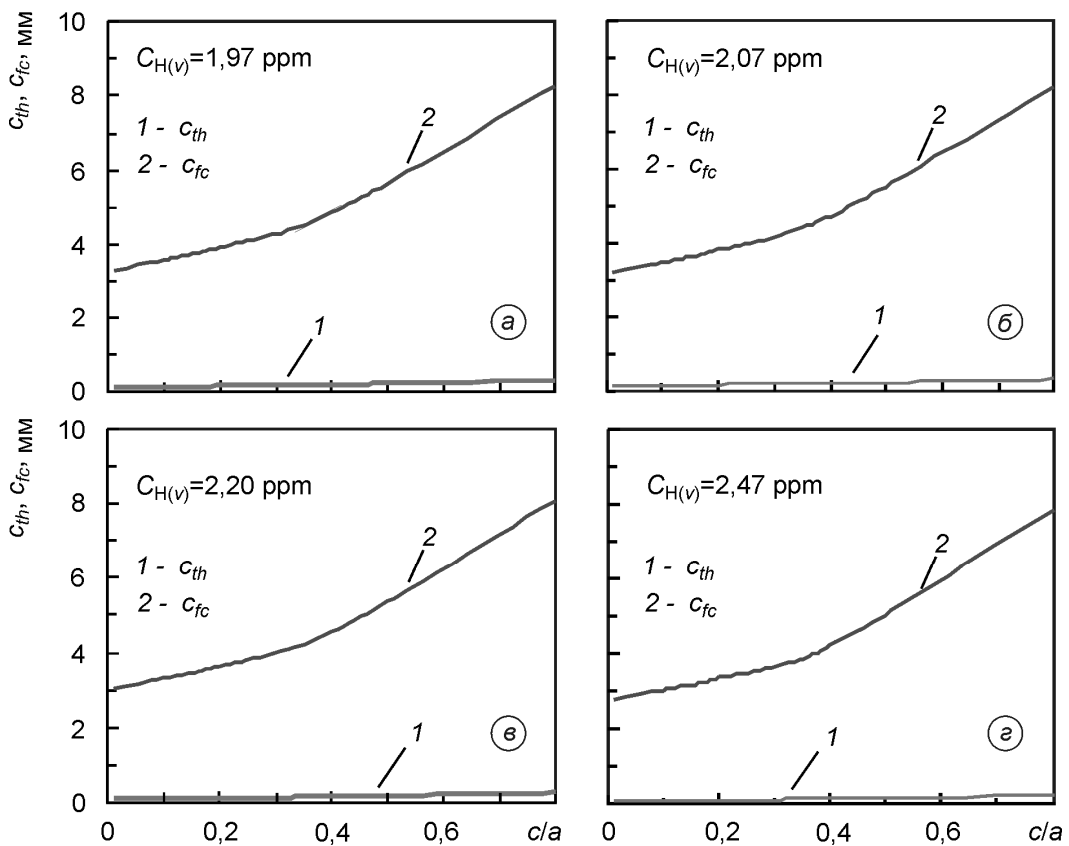


Рисунок 11 – Діаграми критичних розмірів дефектів c_{th} та c_{fc} у магістральному трубопроводі 610 × 11 мм за різних концентрацій водню в об’ємі металу

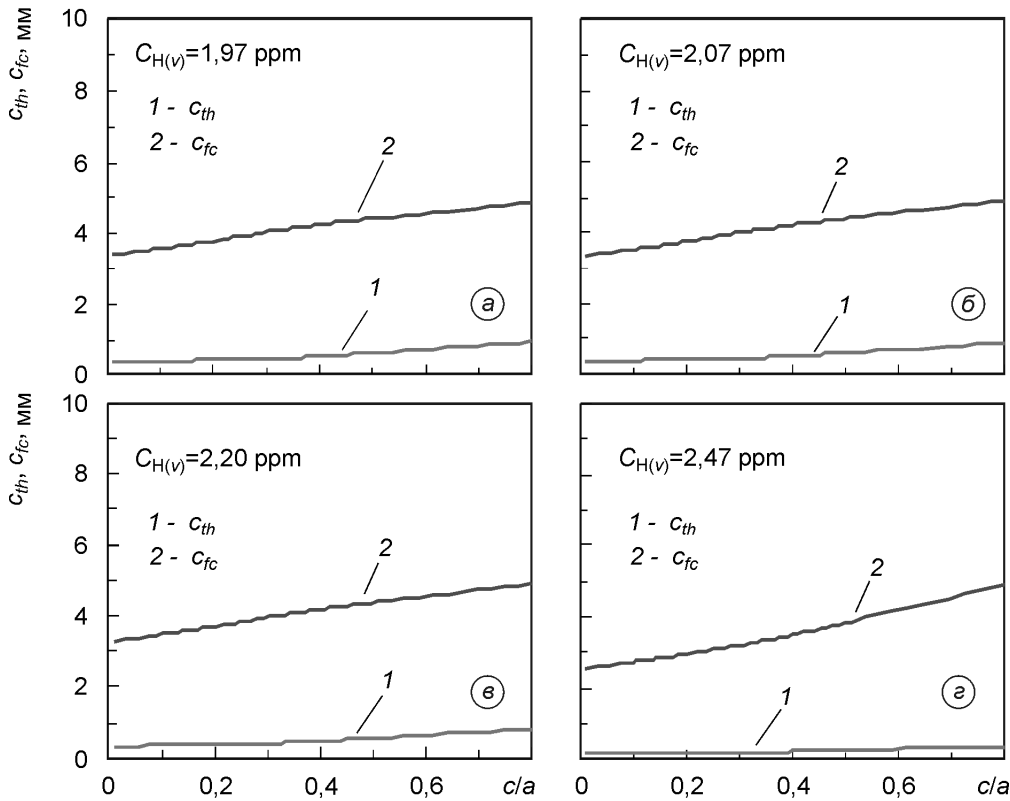


Рисунок 12 – Діаграми критичних розмірів дефектів c_{th} та c_{fc} у трубопроводі вторинної мережі 219×6 мм за різних концентрацій водню в об’ємі металу

Аналогічні діаграми для магістрального трубопроводу та трубопроводу вторинної мережі наведено відповідно на рис. 11 та 12. Вони вказують на зменшення характеристичних значень розмірів дефектів c_{th} та c_{fc} зі зростанням концентрації водню в об’ємі металу трубопроводу. Тобто, міцність трубопроводу з дефектами стає відчутно залежною від ступеня його наводнювання впродовж тривалої експлуатації.

Вплив об’ємної концентрації водню в металі на критичні розміри дефектів у трубопроводах різних типорозмірів зображено на рис. 13. Одержані результати вказують на зниження допустимих розмірів дефектів з ростом концентрації водню в об’ємі металу, тобто на його негативний вплив на експлуатаційну міцність та довговічність розглядуваних трубопроводів.

На завершення слід зауважити, що одержані залежності (рис. 13) можна розглядати як базові діаграми для оцінювання робоздатності та ризику руйнування трубопроводу за конкретних умов його експлуатації. Вони також дозволяють дати диференційовану оцінку впливу на довговічність конструкції розмірів виявлених дефектів залежно від стану матеріалу трубопроводу (ступеня його наводнювання).

Висновки. За підходами механіки руйнування матеріалів запропоновано спеціальні діаграми оцінювання робоздатності та ризику руйнування трубопроводу з тріщиноподібними дефектами за дії воденьвмісних середовищ. Такі

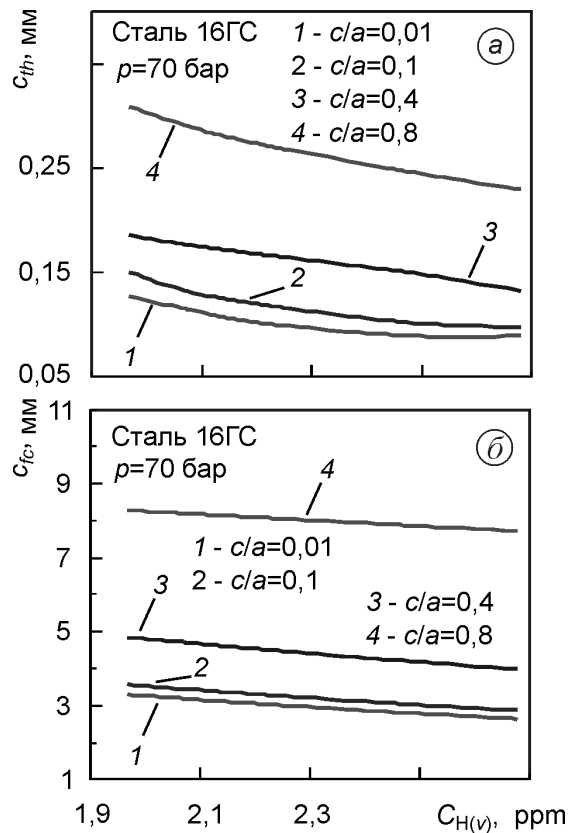


Рисунок 13 – Вплив об’ємної концентрації водню в металі на критичні розміри дефектів c_{th} (а) та c_{fc} (б) у магістральному трубопроводі 610×11 мм

діаграми будують у координатах „характеристичні значення глибини тріщиноподібних дефектів – форма дефекту” (форму дефекту – тріщини приймають як півеліпс) і вони містять три зони: безпечної експлуатації трубопроводу, експлуатації з прогнозованим розвитком наявних тріщиноподібних дефектів та зону ризику катастрофічного руйнування.

Здійснено оцінювання безпечної експлуатації трубопроводів з тріщиноподібними дефектами у робочих середовищах різного складу, зокрема, розраховано безпечні значення розмірів дефектів залежно від їх форми та об'ємної концентрації водню в металі трубопроводів.

Література

1 Механіка руйнування та міцність матеріалів [Текст]: довідн. посіб. / За заг. ред. В. В. Панасюка. [Т. 11]: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів / Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, В. А. Черватук, І. В. Ориняк та ін.: [за ред. Г. М. Никифорчина]. – Львів: Сполом, 2009. – 504 с.

2 Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання [Текст]: наук.-техн. посіб.: у 3-х томах / Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин; за ред. В. В. Панасюка. – Т. 2: Деградація нафтопроводів і резервуарів та її запобігання. – Івано-Франківськ: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2011. – 447 с.

3 Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання [Текст]: наук.-техн. посіб.: у 3-х томах / Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин; за ред. В. В. Панасюка. – Т. 3: Деградація газопроводів та її запобігання. – Івано-Франківськ: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2012. – 433 с.

4 Красовський А. Я. Методологія і експертна система для поточного моніторингу реального стану і забезпечення цілісності трубопроводів з метою подовження їх ресурсу / А. Я. Красовський, І. В. Ориняк, В. М. Тороп, С. А. Радченко, М. В. Бородій, А. С. Батура, А. В. Богдан // Цільова комплексна програма НАН України „Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин”: [зб. наук. статей за результатами, отриманими в 2004–2006 рр. / наук. кер. Б. Є. Патон]. – К.: Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 309–314.

5 Шишківський В. А. Діагностування технічного стану засобів протикорозійного захисту та корозійного стану ГТС ДК „Укртрансгаз” / В. А. Шишківський, В. Б. Гаврильцев // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 4. – С. 48–51.

6 Охрімчук С. О. Огляд можливих причин виникнення тріщин на двошовних трубах / С. О. Охрімчук, С. М. Руденко, Р. М. Бабельський // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 4. – С. 23–25.

7 Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С. Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 207 с.

8 Василюк В. М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ „Укртрансгаз” / В. М. Василюк // Вісник національної газової спілки України. – 2004. – № 4. – С. 11–14.

9 Зайцев Л. Ф. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов / Л. Ф. Зайцев. – М.: Недра, 1982. – 240 с.

10 Борисенко В. Коррозионное разрушение газопроводов / Владимир Борисенко, Юрий Нихаенко, Виктор Крикун // Проблемы коррозии та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія–2006): у 2-х т. // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Спец. вип. № 5. – Т. 1. – С. 296–299.

11 Поляков С. Корозія внутрішньої поверхні магістральних газопроводів / Сергій Поляков, Людмила Ниркова, Анатолій Клименко, Сергій Коваленко // Проблемы коррозии та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія–2006): у 2-х т. // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Спец. вип. № 5. – Т. 1. – С. 300–304.

12 Дмитрах І. М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І. М. Дмитрах, В. В. Панасюк. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 1999. – 342 с.

13 Capelle J. Using the Existing Natural Gas Network to Transport Hydrogen / J. Capelle, I. Dmytrakh, J. Gilgert G. Pluvinage // Le climat en question: séminaire EMMA, 10 May 2007: proceedings. – Nancy (France): University of Nancy, 2007. – P. 14.

14 Yan M. Study on hydrogen absorption of pipeline steel under cathodic charging / Maocheng Yan, Yongji Weng // Corrosion Science. – 2006. – V. 48, Is. 2. – P. 432–444.

15 Андрейків О. Є. Механіка руйнування та довговічність металевих матеріалів у воденьвмісних середовищах / О. Є. Андрейків, О. В. Гембара. – К.: Наук. думка, 2008. – 344 с.

16 Shipilov S. A. Structural integrity of aging buried pipelines having cathodic protection / Sergei A. Shipilov, Iain Le May // Engineering Failure Analysis. – 2006. – V. 13, Is. 7. – P. 1159–1176.

17 Capelle J. Sensitivity of pipelines with steel API X52 to hydrogen embrittlement / J. Capelle, J. Gilgert, I. Dmytrakh, G. Pluvinage // International Journal of Hydrogen Energy. – 2008. – V. 33, Is. 24. – P. 7630–7641.

18 Hanneken J. W. Hydrogen in metals and other materials: a comprehensive reference to books, bibliographies, workshops and conferences / John W. Hanneken // International Journal of Hydrogen Energy. – 1999. – V. 24, Is. 10. – P. 1005–1026.

19 Gadgil V. J. Effect of hydrogen on mechanical behaviour / V. J. Gadgil // Materials Ageing and Life Management (ISOMALM 2000): Int. Symp., 3–6 Oct. 2000, Kalpakkam (India). – Allied Publishers Limited, 2000. – P. 1039–1044.

20 Effects of Hydrogen on Materials: Proceedings of the 2008 International Hydrogen Conference / Ed. by Brian Somerday, Petros Sofronis, Russell Jones. – Ohio (USA): ASM International, Materials Park, 2009. – 766 p.

21 Katz Y. Nanomechanical probes as new approaches to hydrogen/deformation interaction studies / Y. Katz, N. Tyimiak, W.W. Gerberich // Engineering Fracture Mechanics. – 2001. – V. 68, Is. 6. – P. 619–646.

22 Syrotyuk A. M. Methods for the Evaluation of Fracture and Strength of Pipeline Steels and Structures Under the Action of Working Media. Part II. Influence of Hydrogen-Containing Media / A. M. Syrotyuk, I. M. Dmytrakh // Materials Science (Springer Science + Business Media New York). – 2015. – V. 50, No 4. – P. 475–487.

23 Zhang T. Study of correlation between hydrogen-induced stress and hydrogen embrittlement / T. Zhang, W.Y. Chu, K.W. Gao, L.J. Qiao // Materials Science and Engineering: A. – 2003. – V. 347, Is. 1–2. – P. 291–299.

24 Лакомский В. И. Некоторые особенности проведения локального масс-спектрального анализа методов содержание газовых примесей / В. И. Лакомский, О. Д. Смиян // Методы определения газов в металлах и сплавах: науч.-техн. конф., 1971 г. – М.: МДНТП им. Ф.Э. Дзержинского, 1971. – С. 115–124.

25 Dmytrakh I. M. Experimental study of fatigue crack growth in pipeline steel under hydrogenating conditions [Електронний ресурс] / Dmytrakh I. M., Smiyan O. D., Syrotyuk A. M. // Fracture of Materials and Structures from Micro to Macro Scale: 18th European Conf. on Fracture (ECF-18), 30.08–03.09.2010: Dresden (Germany): proceedings. – 80 Min / 700 Mb. – Dresden (Germany): DVM, 2010. – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM); 12 см. – Систем. вимоги: Pentium; 32 Mb RAM; Windows 2000, XP; MS Word 97–2000. – Назва з диска.

26 Механіка руйнування та міцність матеріалів [Текст]: довідн. посіб. / За заг. ред. В.В. Панасюка. [Т. 13]: Працездатність матеріалів і елементів конструкцій з гострокінцевими концентраторами напружень / І.М. Дмитрах, Л. Тот, О.Л. Білий, А.М. Сиротюк: [за ред. В.В. Панасюка]. – Львів: Сполом, 2012. – 316 с.

27 Dmytrakh I. M. Corrosion fatigue cracking and failure risk assessment of pipelines / I. M. Dmytrakh // Safety, Reliability and Risks Associated with Water, Oil and Gas Pipelines: NATO Science for Peace and Security Series C: Environmental Security. – The Netherlands: Springer, 2008. – P. 99–113.

28 Dmytrakh I. M. On corrosion fatigue initiation from notches and the local corrosion fracture approaches / I. M. Dmytrakh // Notch Effects in Fatigue and Fracture: NATO Science Series: II. Mathematics, Physics and Chemistry. – The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2001. – V. 11. – P. 331–346.

29 Capelle J. Comparative assessment of electrochemical hydrogen absorption by pipeline steels with different strength / J. Capelle, I. Dmytrakh, G. Pluvinage // Corrosion Science. – 2010. – V. 52, Is. 5. – P. 1554–1559.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
03.09.15*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Никифорчиним Г.М.
(відділ діагностики корозійно-водневої деградації матеріалів Фізико-механічного інституту
ім. Г.В.Карпенка НАН України, м. Львів)*

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МОЖЛИВОСТІ ОЦІНКИ ФАКТИЧНОГО СТАНУ МЕТАЛУ ЕЛЕМЕНТІВ НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ В ПРОЦЕСІ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

В.Д. Миндюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 506611,

e-mail: public@nung.edu.ua; tinlaven@gmail.com

Безпечна експлуатація нафтогазового обладнання залежить від фактичного стану металу. Проаналізовано особливості змін в мікроструктурі металу та відповідні їм зміни деяких структурночутливих властивостей матеріалів металоконструкцій у процесі експлуатації. Встановлено основні фізичні параметри, що найбільше реагують на зміни в мікроструктурі металу та які доцільно піддавати контролю в процесі експлуатації елементів обладнання та конструкцій. Наведено методика та перелік технічних засобів для експериментального дослідження можливості неруйнівного контролю фактичного стану металу конструкцій за результатами вимірювання їх фізичних параметрів. При цьому застосовувались методи та технічні засоби, що ґрунтуються на різних фізичних принципах.

Для визначення наявності і характеру взаємозв'язку між параметрами мікроструктури і вибраними фізичними характеристиками було проведено графічний та кореляційний аналіз. Нелінійний характер зв'язку між параметрами структури і фізичними параметрами свідчить про доцільність комплексного застосування вказаних фізичних параметрів.

За результатами регресійного аналізу встановлено оптимальний комплекс фізичних параметрів, що найкраще корелюють з вибраними параметрами мікроструктури.

Ключові слова : мікроструктура, співвідношення перліт/ферит, розмір зерна, неруйнівний контроль, фізико-механічні характеристики.

Безопасная эксплуатация нефтегазового оборудования зависит от фактического состояния металла. Проанализированы особенности изменений в микроструктуре металла и соответствующие им изменения некоторых структурночувствительных свойств материалов металлоконструкций в процессе эксплуатации. Установлены основные физические параметры, которые наиболее чувствительны к изменению в микроструктуре металла, и которые целесообразно поддавать контролю в процессе эксплуатации элементов оборудования и конструкций. Приведена методика и перечень технических средств для экспериментального исследования возможности неразрушающего контроля фактического состояния металла конструкций по результатам измерения их физических свойств. При этом применялись методы и технические средства, базирующиеся на разных физических принципах.

Для определения наличия и характера взаимосвязи между параметрами микроструктуры и выбранными физическими свойствами был проведен графический и корреляционный анализ. Нелинейный характер связи между параметрами структуры и физическими параметрами показал целесообразность комплексного применения указанных физических свойств.

По результатам регрессионного анализа установлен оптимальный комплекс физических параметров, которые наилучшим образом коррелируют с выбранными параметрами микроструктуры.

Ключевые слова: микроструктура, соотношение перлит/феррит, размер зерна, неразрушающий контроль, физико-механические характеристики.

The actual metal state makes a considerable impact on safe operation of the oil and gas equipment operation life. The features of the microstructure changes and some corresponding metal structure-sensitive properties changes during operation were analyzed in this paper. The basic physical parameters that are most responsive to microstructure changes and that should be subjected to control during the equipment elements and structures operation were identified. The techniques and technical means for the experimental study of the structures metal actual state nondestructive testing possibility on the basis of measurement of their physical parameters were presented. Furthermore, methods and technical means based on different physical principles are used.

The graphic and correlation analyses that showed a connection between the microstructure parameters and selected physical features were carried out to determine the presence and relationship type between them. The non-linear relationship type between the structure parameters and physical features showed the appropriateness of utilization of the physical parameters as a whole.

The optimal complex of physical parameters that are best correlated with the selected microstructure parameters was determined on the basis of the regression analysis results.

Keywords: microstructure, pearlite/ferrite ratio, grain size, nondestructive testing, physical and mechanical characteristics.

Вступ

Більшість вузлів та елементів устаткування та інструменту газових і нафтових промислів працюють у вкрай важких умовах, піддаючись

впливу значних знакозмінних і динамічних навантажень, інтенсивному абразивному зношуванню та корозії. Дуже важкі умови роботи устаткування та інструменту нафтової й газової промисловості призводять до передчасного

зношування і руйнування основних деталей цього устаткування.

Недостатня довговічність устаткування викликає необхідність знижувати навантаження на окремі вузли і деталі, збільшувати їх вагу і габарити, проводити додаткові витрати на виготовлення запасних деталей і ремонт устаткування.

Практика експлуатації нафтогазового обладнання [1] дає можливість виділити наступні головні причини накопичення дефектів і пошкоджень, що призводять до відмов устаткування з часом його експлуатації:

- наскрізні тріщини, руйнування і деформації елементів устаткування, що виникають при перевищенні допустимих напружень;
- механічне зношування, обумовлене тертям спряжених поверхонь;
- ерозійно-кавітаційні пошкодження, викликані дією потоку рідини або газу;
- деградація властивостей матеріалів з часом і під дією експлуатаційних чинників;
- корозія металів і сплавів, корозійно-механічні пошкодження, корозії, що виникають під впливом, напружень, тертя і тому подібне.

Питання оцінки фактичного технічного стану вузлів і елементів обладнання нафтових і газових промислів стає особливо актуальним в умовах гострої потреби у продовженні терміну експлуатації об'єктів, що відпрацювали свій нормативний ресурс. Ресурс безпечної експлуатації обладнання залежить також і від фактичного стану мікроструктури та фізико-механічних властивостей металу, що зазнають змін через вплив корозійно-активних середовищ, коливання температури, робочих навантажень та напружень.

Знос устаткування нафтогазової галузі і рівень аварійності вимагає удосконалення методів оцінки його технічного стану, а також системи обслуговування і ремонту, оскільки перехід від регламентованих за часом профілактичних та ремонтно-відновлювальних робіт до обслуговування устаткування за фактичним технічним станом дозволить підвищити його ресурс, надійність, скоротити витрати на ремонт і вимушених простоїв. Будучи дорогим заходом, система ремонту і обслуговування за технічним станом вимагає визначення найбільш пріоритетного устаткування, що вимагає підвищеного контролю.

З огляду на це забезпечення надійності та прогнозування технічного стану сталених елементів нафтогазового обладнання має надзвичайно велике практичне значення. Забезпечення безаварійної експлуатації обладнання можливе тільки на основі отримання й аналізу об'єктивних інструментальних даних про фактичний стан матеріалів конструкцій.

Тому особливо важливим науково-практичним завданням є всебічне вивчення мікроструктурних змін, що відбуваються в сталях нафтогазопромислового обладнання у процесі його тривалої експлуатації [2].

Вітчизняні та зарубіжні вчені за останні 50 років розвинули і постійно удосконалюють ме-

тоди, технології та засоби визначення фізико-механічних характеристик різних металевих матеріалів. При цьому порушувались питання аналізу причин та наслідків змін фізико-механічних характеристик матеріалів у ході експлуатації, однак вивчення їх обмежилось теоретичними і лабораторними дослідженнями.

Існуючі на сьогоднішній день методи не мають теоретичної бази для встановлення кількісних зв'язків параметрів мікроструктури із важливими фізичними чи механічними характеристиками. Практично всі залежності, які використовуються для контролю, мають емпіричний характер і часто дійсні тільки для однієї марки або типу матеріалу. Тому є необхідність у встановленні і вивченні ознак виражених мікроструктурних змін металевих матеріалів та розроблення методів і засобів для їх своєчасного виявлення.

Аналіз сучасних закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій

Аналіз літературних даних свідчить, що одним із проявів граничних станів металокопункцій з вуглецевих сталей, що працюють в інтервалі низьких температур, є так звана деградація механічних властивостей металу [5]. Зазвичай, це виражається в зниженні пластичності, часто фіксується пониження міцнісних характеристик. Зниження, наприклад, тріщиностійкості в низьковуглецевих і низьколегованих сталях може бути пов'язане як з сегрегацією домішок по межах феритних зерен, так і з утворенням карбідних фаз. Очевидно, що подібні явища - суть прояву загального механізму старіння. Старіння металів виражається в зміні механічних, фізичних і хімічних властивостей металів і сплавів у процесі експлуатації та допускає наявність деякої залишкової пластичної деформації. Нагрівання до температур 200 – 250 °С додатково інтенсифікує цей процес.

Основним методом вивчення мікроструктури металів є металографія [3]. При проведенні технічної діагностики діючого обладнання металографічні дослідження можуть виконуватися в польових умовах. Шліфи при цьому роблять без вирізування зразків безпосередньо з досліджуваної поверхні, а будову металу вивчають за допомогою переносних металографічних мікроскопів [4]. Застосування сучасних цифрових технологій дає змогу суттєво знизити трудомісткість металографічних досліджень і підвищити об'єктивність кількісних оцінок. Реєстрація зображення мікроструктури в металографічних мікроскопах при цьому здійснюється за допомогою цифрових фото- або відеокамер. Далі зображення вводиться в комп'ютер, де обробляється за допомогою спеціальної програми-аналізатора.

У ряді випадків для дослідження структури сталей доцільно застосовувати методи фрактографії [5], яка вивчає будову зламів. Вивчення будови зламів (фрактографія) проводиться візуально при невеликому збільшенні. Використовують також методи скануючої (на поверхнях

масивних зразків) і електронної мікроскопії. Фрактографічні дослідження дають можливість розуміти механізм руйнування.

Металографічні і фрактографічні дослідження дають змогу встановити природу окрихчування і зміни інших властивостей металу, оцінити безпеку подальшої експлуатації обладнання і вказати шляхи усунення несприятливого впливу експлуатаційних чинників. Однак, суттєвим недоліком наведених методів є необхідність у одержанні зразків для досліджень механічними методами, чи зразки є вже результатом руйнування, що призводить до порушення суцільності матеріалу і в експлуатаційних умовах є неприпустимим.

Для реалізації мікроструктурних досліджень більш доцільним в плані збереження цілісності матеріалу чи конструкції доцільно використовувати методи неруйнівного контролю з високою просторовою роздільною здатністю тих параметрів, які є найбільш чутливими до змін мікроструктури сталей. При цьому є можливість забезпечити широкий динамічний діапазон окремого методу, щоб виявляти малі зміни параметрів мікроструктури.

Можливість застосування фізичних методів для оцінювання мікроструктурного стану заснована на тому, що між зміною структурного стану металевих сплавів і зміною фізичних властивостей існує певний зв'язок. За зміною фізичних властивостей можна судити про зміну фазового складу сплавів і про протікання структурних перетворень. Методи вимірювання фізичних властивостей для оцінювання фазового складу сплавів, на відміну від класичних металографічних методів, відрізняються рядом переваг. Передусім фізичні властивості можна вимірювати та реєструвати безперервно і автоматично, у тому числі і при швидкозмінних зовнішніх чинниках: швидкому нагріву або охолодженню, дії зовнішнього середовища і т. п., тобто в умовах, коли металографічні методи не можуть бути застосовані. Зміна цих властивостей може характеризувати кінетику зміни фазового складу сплавів.

Враховуючи специфіку незворотних змін мікроструктури сталей елементів нафтогазового обладнання у ході їх тривалої експлуатації, більш доцільним в плані збереження цілісності металу використовувати для оцінки цих змін структурночутливі та фазочутливі фізичні властивості, зокрема: електричні, акустичні, гальваномагнітні, деякі магнітні властивості (наприклад, коерцитивна сила), внутрішнє тертя та намагніченість насичення [6].

Проведений аналіз застосовуваних фізичних методів контролю властивостей матеріалів свідчить, що жоден із відомих методів при їх індивідуальному застосуванні не дає змогу достовірно визначити кількісні характеристики мікроструктури, оскільки вони ґрунтуються на тісних кореляційних залежностях між вибраним інформативним параметром і, в основному, механічними характеристиками тільки для окремої марки сталі або груп сталей, і, тим самим, можуть не поширюватися на інший асор-

тимент сталей виробів. Багатопараметрові магнітні методи поширюються тільки на магнітні матеріали. Тому, з даної точки зору, перспективними та універсальними видаються комплексні методи [7]. Комплексні підходи дають змогу підійти до проблеми визначення кількісних параметрів мікроструктури більш ширше за рахунок того, що інший досліджуваний параметр перебиває певні обмеження попереднього, тим самим збільшуючи достовірність результатів контролю. При цьому можна застосовувати інформативні параметри, що належать до різних типів фізичних полів (електричний, магнітний тепловий тощо).

Висвітлення не вирішених раніше частин загальної проблеми та цілі подальших досліджень

Фазові перетворення в твердому стані відбуваються через утворення зародків критичного розміру і їх ріст. Необхідною умовою появи зародків нової фази є наявність теплових і концентраційних флуктуацій, термодинамічного фактора (різниці вільних енергій фаз) і забезпечення необхідного переохолодження або перегрівання. В той же час на фазові реакції в твердих тілах, окрім об'ємних і поверхневих ефектів зміни вільної енергії, чинять вплив: зміна пружної енергії кристалічної ґратки у зв'язку з появою нової фази, зміна дифузійної рухливості атомів, а також ступінчастий характер фазового перетворення. Слід зауважити, що потенційними місцями утворення зародків нової фази можуть бути границі зерен, двійників, дефекти «упакування», дислокації і т. п., оскільки проявляються зазначені вище термодинамічні концентраційні чинники, а також кінетичний фактор, пов'язаний з підвищеною швидкістю дифузії на дефектах кристалічної решітки.

Основними структурночутливими магнітними властивостями є магнітна проникність μ , коерцитивна сила H_c , залишкова індукція B_r .

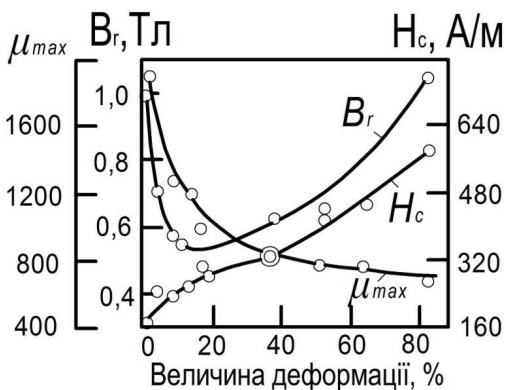
Розглянемо властивості твердих розчинів. У твердих розчинах на базі феромагнітного металу спостерігається зниження намагніченості насичення, якщо розчинений діамагнітний метал.

Якщо гетерогенний сплав у стані впорядкування піддати пластичній деформації [8], то величина магнітного насичення знижується тим більше, чим більша ступінь деформування. Це пояснюється тим, що при наклепі відбувається порушення порядку в розташуванні атомів. У заздалегідь загартованих на невпорядкований твердий розчин сплавах магнітне насичення при наклепі майже не змінюється.

Намагніченість насичення твердих розчинів, як і чистих металів, не є структурночутливою властивістю і практично не залежить від наклепу (у відсутності впорядкування), величини зерна, кристалічного орієнтування і т. д. В твердих розчинах на базі феромагнітного металу спостерігається зниження намагніченості насичення, якщо в ньому розчинений діамагнітний матеріал.

Що стосується структурночутливих властивостей – передусім коерцитивної сили – гетерогенних сплавів, то вони залежать від величини і градієнта напружень, дисперсності фаз, ізольованості феромагнітних кристалів і інших чинників. У випадку гетерогенних сумішей значення H_B і H_C поводяться аналогічно – зростають із збільшенням кількості і міри дисперсності включень. Те ж відноситься і до спотворень просторових ґраток, що виникають при наклепі: H_B і H_C зростають разом з підвищенням міри наклепу.

Встановлено, що пластикна холодна деформація (нижча за температуру рекристалізації) викликає спотворення просторової ґратки. Внутрішні напруження, обумовлені спотворенням ґратки, утруднюють процеси намагнічування і розмагнічування сталей і інших феромагнітних сплавів. Магнітна проникність μ при наклепі знижується тим сильніше, чим більша величина деформації; коерцитивна сила H_C , навпаки, зростає з підвищенням величини деформації. На рисунку 1 [9] показані відповідні емпіричні залежності для H_C і μ_{max} , отримані при випробуванні сталюого зразка із вмістом 0,07% С. Залишкова індукція поводить дещо своєрідно. При критичній величині деформації (близько 5 – 8%) вона різко падає, а при подальшому збільшенні наклепу поступово зростає.



Рисунку 1 – Залежність магнітних властивостей сталюого зразка із вмістом 0,07% С від величини деформації при деформаційному наклепі

У тому ж напрямі, що і наклеп, впливає на магнітні властивості сталі подрібнення зерна (збільшення міжзернової поверхні). Чим дрібніше зерно фериту, тим більша коерцитивна сила і втрати на гістерезис, і тим менша магнітна проникність. Це пояснюється тим, що межі зерен також є чинником, що перешкоджають поширенню намагнічування. По границях зерен, на стику двох різноорієнтованих кристалітів, присутнє спотворення просторової ґратки.

Вивчення магнітної проникності (чи сприйнятливості) при старінні сталей свідчить, що вона загалом поводить обернено коерцитивній силі. Залишкова індукція, як правило, зростає.

При вивченні зміни *електричних* характеристик в залежності від мікроструктурного ста-

ну встановлено, що електропровідність металу твердих розчинів знижується навіть в тому випадку, коли в металі A з низькою електропровідністю розчиняється метал B з високою електропровідністю. При розміщенні в просторових ґратках розчинника A чужих атомів розчиненої речовини B електричне поле ґраток розчинника спотворюється і розсіювання електронів збільшується.

Підвищення електроопору при утворенні твердого розчину (легуванні) може бути досить значним. Спотворення ґраток є не єдиною причиною зростання електричного опору твердих розчинів. Значний вклад у величину питомого електричного опору сплавів вносять також міжзернові границі та області концентраційної неоднорідності.

При наклепі питомий електричний опір твердих розчинів підвищується, а при відпалі – знижується. Цікаво зауважити, що при відпалі дуже часто опір змінюється сильніше, ніж при наклепі.

Ще значніша зміна електричного опору спостерігається при деформаційному наклепі впорядкованих твердих розчинів. При наклепі порядок в розташуванні атомів внаслідок відносного переміщення площин ковзання і окремих атомних площин порушується. При цьому електричний опір підвищується на десятки, а іноді і на сто з лишнім відсотків. При значній деформації опір сплаву наближається до опору загартованого сплаву, що знаходиться в нерівноважному стані. Таким чином, вивчення електричного опору і зміни його при наклепі має велике значення при дослідженні твердих розчинів, що піддаються деформаційному старінню.

Наклеп сталі із вмістом від 0,1% до 0,3% С спочатку зменшує електричний опір, а потім його збільшує. Падіння визначається зростаючою орієнтованістю пластинчатого перліту, а підвищення – наклепу фериту. Воно тим більше, чим більше фериту, і зникає при високому вмісті вуглецю.

Зміною електроопору при пластичній деформації металів пояснюється виникнення термо-ЕРС між деформованим і недеформованим зразком, тобто величина термо-ЕРС в даному випадку повинна змінюватися аналогічно зміні електроопору, що і спостерігається при деформації вуглецевих сталей з пластинчастою структурою.

Вимірюванням електропровідності можна вивчати не лише внутрішні перетворення, що йдуть при термічних обробках, але також явища, що відбуваються при дисперсійному збільшенні твердості феритних і аустенітних сталей, що не зазнають алотропних перетворень. Двофазна система, що вийшла в результаті перетворень і розпаду первинної фази, може мати більший електричний опір, ніж початковий твердий розчин. Цей ефект може бути значним, якщо фаза, що виділяється, розташовується по границях зерен твердого розчину, що й зумовлюється збільшенням питомого електричного опору за рахунок додаткових границь між зер-

нами. У розглянутому випадку коерцитивна сила також реагує сумарно і на кількість надмірної фази, що виділилась з α -заліза, і на її дисперсність, тоді як електроопір, в основному, вказує на міру розпаду твердого розчину, тобто на кількісне співвідношення фаз в гетерогенній суміші [10].

Не зачіпаючи змін інших структурночутливих фізичних характеристик при деформації (наприклад, залишкову індукцію, магнітну проникність та ін.), слід зробити загальний висновок, що розміри, кількість і характер розподілу, а також орієнтація пластин цементиту грає істотну роль в зміні фізичних властивостей сталі при її деформації.

При наявності загальної аналогії між *електропровідністю* і *теплопровідністю*, остання змінюватиметься при зміні хімічного складу і фазового стану сплаву, в основному, за тими ж якісними закономірностями, що і електропровідність.

У безперервному ряді неупорядкованих твердих розчинів сплавів *теплопровідність* знижується тим більше, чим більше склад сплаву відрізняється від чистих компонентів. Тут, як і для електропровідності, теплопровідність компонентів різко знижується при введенні домішок навіть в порівняно невеликих кількостях. Подальше підвищення концентрації твердого розчину впливає на теплопровідність значно менше. У зв'язку із залежністю теплопровідності від хімічного складу, а також фазового та структурного стану сплаву, її вимірювання може бути використане, аналогічно до електропровідності, для дослідження фазових і структурних перетворень в сплавах. В окремих випадках вимірювання теплопровідності дає змогу одержати інформацію, яку неможливо отримати іншими методами.

Попередні теоретичні дослідження свідчать [8-10], що взаємозв'язок між фізичними та механічними характеристиками необхідно розглядати з точки зору їх структурної чутливості.

Механічні характеристики, такі як границя міцності та границя плинності найбільш поширених низьковуглецевих конструкційних сталей з ферито-перлітною структурою, можна визначити за розміром зерна та кількістю перліту. Властивості сталі залежать також від кількості, дисперсності розподілу карбідів, що змінюються в широких межах залежно від режимів термооброблення, тривалості експлуатації та ін. Перехід легуючих елементів з твердого розчину в карбіди, коагуляція карбідів і зосередження їх по границях зерен, а також зміна тонкої структури обумовлюють зміну механічних характеристик – зниження пластичності при незначній зміні границі міцності та твердості.

Таким чином, структурні складові та параметри, які визначають тип структури (феритна, дуплексна, аустенітна, мартенситна), відповідно визначають величину напруження тертя σ_0 , значення якого є приблизно однаковим в межах однотипних структур. Це пояснює те, що найбільш тісні кореляційні зв'язки між механічними та фізичними характеристиками існують

тільки в межах однотипних структур, в яких фазовий склад і тип структури однаковий, а змінюються лише кількісні чи розмірні співвідношення структурних складових.

Експериментальні дослідження щодо встановлення наявності та характеру зв'язку між параметрами мікроструктури і фізичними властивостями основних вуглецевих конструкційних сталей феритного класу для нафтогазового обладнання

Виходячи з вищевказаного, для кількісної оцінки і характеру взаємозв'язку між мікроструктурою та фізичними параметрами вуглецевих сталей нафтогазового сортаменту було проведено комплекс експериментальних досліджень, що включав металографію, а також вимірювання структурночутливих фізичних параметрів, про які мова йшла вище, а саме: твердість, магнітні властивості (коерцитивна сила та індуктивний параметр), питомий електричний опір та теплопровідність.

Метою експериментальних досліджень було визначення оптимальної кількості інформативних параметрів серед запропонованих, які найтісніше корелюють із мікроструктурними змінами обраних сталей.

Відповідно до поставлених завдань і з метою забезпечення достовірності результатів досліджень, були проведені експериментальні дослідження, що передбачали виконання таких етапів:

- лабораторні вимірювання комплексу фізико-механічних параметрів, таких як: коерцитивна сила H_c , твердість HB , питомий електричний опір ρ , теплопровідна характеристика T (розраховується за вимірними значеннями кривих теплопереносу), магнітний індуктивний параметр I (визначається частотою електромагнітних коливань індуктивного перетворювача, що взаємодіє з об'єктом контролю), які є структурночутливими для феромагнітних сталей;

- металографічні дослідження зразків досліджуваних сталей з подальшим цифровим обробленням мікрофотографій структури для одержання кількісних параметрів мікроструктури: відношення відсоткових частин від загального об'єму структурних складових перліт/ферит (P/Fe) та середній діаметр зерна d з підвищеною достовірністю результатів.

Комплекс досліджень проводився на зразках доевтектоїдних вуглецевих та низьколегованих сталей, які використовують для нафтогазового обладнання, що працює в складних умовах циклічних навантажень, і схильні до деформаційного старіння. Марки досліджуваних сталей та область їх застосування наведено в таблиці 1.

Зразки матеріалів для досліджень були вирізані з елементів обладнання, що демонтувалися в ході виконання різних ремонтних заходів, з промислових трубопроводів аварійних запасів та експлуатованих, а також зразків листових прокатів з вказаних марок сталей в стані поставлення.

Таблиця 1 – Перелік досліджуваних конструкційних сталей

Марка сталі	Застосування	Нормативний документ, що регламентує властивості
Сталь 10пс	Перехідні муфти	ГОСТ 1050-88
Сталь 10	Рама верстата-гойдалки	ГОСТ 1050-88
Сталь 09Г2С	Стінки, днища резервуарів, стаціонарні покрівлі, плаваючі покрівлі резервуарів	ГОСТ 19281-89
Ст3пс	Зварні і штамповані рами, каркаси бурових веж, корпуси редукторів, станини бурових установок	ГОСТ 380-71
Ст4пс	Гаки кронблоку, шатун верстата-гойдалки	ГОСТ 380-71
Сталь 09Г2	Трубні елементи	ГОСТ 19281-89
Сталь 10Г2С1	Труба для трубопроводів	ГОСТ 19282-73
Сталь 40Г	Привідні та проміжні вали лебідок, шків талевого блока	ГОСТ 4543-71
Сталь 45	Муфти насосних штанг, стовбур і перевідник вертлюга, штоки насосів	ГОСТ 1050-81
Сталь 60Г	Гальмівний барабан та шків лебідки	ГОСТ 14959-79

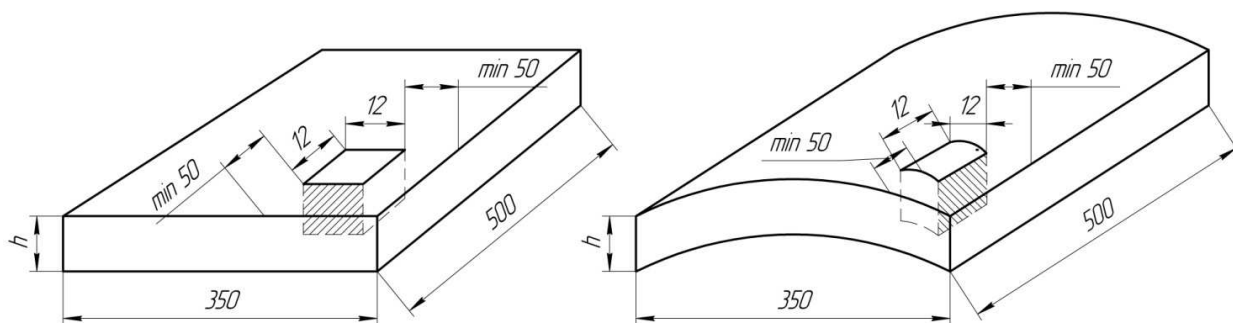


Рисунок 2 – Місця відбору зразків та їх розміри для металографічних досліджень

Важливо зазначити, що для визначення фізичних і механічних характеристик металу зразків використовувалися неруйнівні методи і засоби, які базуються на різних фізичних принципах.

Визначення фізичних і механічних параметрів відібраних зразків проводились з використанням таких технічних засобів:

- твердоміри динамічний типу ТД-32;
- твердомір контактнo-резонансний типу ТКР-35;
- експериментальна інформаційно-вимірювальна система для ІВС-12 для вимірювання індуктивного параметру I ;
- структуроскоп КРМ-Ц-К2М для вимірювання значень коерцитивної сили H_c ;
- інформаційно-вимірювальна система ІВС ФМХ-1 з нагрівальним блоком для вимірювання умовної теплопровідної характеристики T ;
- мікроомметр БСЗ-010-2 зі спеціальним контактним механізмом для вимірювання значень питомого електричного опору.

Для зменшення впливу різних факторів (анізотропії матеріалу зразків, шорсткості поверхні та інших) на результати вимірювань кожен зразок був поділений на 6 зон. Зони контролю були зачищені від бруду і продуктів корозії. У кожній зоні були виконані десятикратні вимірювання всіма приладами, які були використані в ході досліджень. Вимірювання про-

водились в однакових лабораторних умовах при температурі $(21 \pm 1)^\circ\text{C}$.

В процесі металографічних досліджень вибір місця вирізування зразків для виготовлення мікрошліфа проводився із урахуванням напрямку прокатування пластин і способу вирізування фрагментів металу. Зразки вирізалися на відстані не менше 50 мм (рисунок 2) від крайових зон, на яких мікроструктура металу могла бути порушеною в процесі вирізування пластин із об'єктів термічним чи механічним способом без охолодження.

Вирізування зразків проводилось на спеціальному верстаті для вирізування металографічних зразків (Q-80Z (УРМО-80А)), який забезпечує автоматичне підтримування заданої швидкості різання відрізним абразивним кругом і інтенсивне охолодження зразка в процесі різання охолоджуючою рідиною для запобігання спотворення мікроструктури металу в зоні різання.

Процес шліфування проводився на пристрої для шліфування та полірування металографічних зразків УШПО-1 з використанням шліфувального паперу з розміром зерна, що поступово зменшувався, і подачею охолоджуючої рідини для запобігання локального перегріву поверхні металу. Швидкість обертання диска пристрою $600 - 700 \text{ хв}^{-1}$.

Таблиця 2 – Результати вимірювання параметрів мікроструктури і вимірювання фізичних і механічних параметрів сталевих зразків

№ зр.	Марка сталі	\bar{D} , мкм	P/Fe	Твердість, НВ		Hc, А/см	I, ум.од.	T, ум.од.	ρ , нОм·м
				ТКР-35	ТД-32				
1	Сталь 10пс	58,89	0,2	141,5	135	2,26	1785,8	6,08	178
2	Сталь 10	62,24	0,16	114,9	114,3	1,53	1950,5	5,82	198
3	Сталь 09Г2С	9,62	0,35	122,2	116	1,82	1997,2	5,95	267
4	Ст.3пс	26,6	0,36	175,6	136,6	3,25	1853,5	4,557	329
5	Сталь 10 (Е)	31,54	0,4	123,2	138,3	1,43	2156,6	6,738	165
6	Сталь 60Г	71,01	8,79	290,7	249,6	8,55	1532,4	5,369	350
7	Ст.3пс (Е)	26,54	0,37	133,1	134,6	3,01	1629	5,87	141
8	ВСт.4пс	42,08	0,22	139,2	126,3	1,99	1975,3	5,849	172
9	Сталь 10 (Е)	16,89	0,14	160,6	134	3,19	1839,8	4,929	272
10	Сталь 10Г2С1 (Е)	35,12	0,34	184,2	149	3,92	1996,5	4,749	370
11	ВСт.4пс (Е)	23,59	0,13	114,8	118,6	2,24	1846,5	5,207	264
12	Сталь 09Г2С (Е)	13,6	0,36	168,7	151	3,8	1729,6	5,034	224
13	Сталь 40Г	62,61	5,13	215,2	187	5,61	1561,8	5,764	380
14	Сталь 45	56,14	5,91	234,8	198,3	5,3	1573,7	5,571	315
15	Сталь 09Г2 (Е)	16,67	0,52	127,8	188,3	2,89	1684,2	6,223	198
16	Сталь 09Г2	12,79	0,26	196,7	203	3,14	1895,5	5,709	385

Примітка. (Е) – сталь конструкції, що була в експлуатації.

Промиті і просушені зразки після шліфування піддавалися подальшому поліруванню на пристрої УРМО – 80 з використанням фетрового круга, змоченого суспензією дистильованої води і дрібнодисперсного порошку оксиду алюмінію. Швидкість обертання диска пристрою не перевищувала 600 хв⁻¹.

Підготовлені поверхні металографічних зразків для виявлення мікроструктури піддавалися хімічному травленню 5%-ним спиртовим розчином пікринової кислоти [11].

Мікрофотознімки одержувались металографічним мікроскопом ММО-1600АТ з допомогою цифрової камери КММ-5 для металографічного мікроскопа при збільшеннях 100, 200 і 400. Одержані зображення зберігалися в пам'яті ЕОМ для подальшого їх опрацювання.

Кількісні параметри структури, а саме: середні діаметри зерен, бали зерна, співвідношення між структурною складовою перліт і фазовою складовою ферит, визначалися з мікрофотографій за ГОСТ 5639 – 82 [12] з використанням програмного продукту ImageJ версії m1.45.

Виходячи з різних умов роботи металу по товщині стінки зразків, що були в експлуатації, дослідження їх мікроструктури проводилось пошарово, виділяючи шари, що примикають до зовнішньої і внутрішньої поверхонь зразка, а також шар, розташований в середній частині товщини стінки. Результати оцінки параметрів мікроструктури осереднювались за результатами вимірювань в 6-ти областях розміром 0,5 мм² видимої частини кожного мікрофотознімка кратністю 100^x.

Результати експериментальних досліджень на кожному зразку осереднювались і зводились в таблицю 2.

Аналіз результатів експериментальних досліджень

Для визначення наявності і характеру взаємозв'язку між параметрами мікроструктури і вибраними фізичними і механічними інформативними параметрами було проведено графічний та кореляційний аналіз.

Для встановлення наявності та характеру зв'язку між обраними характеристиками металу було проведено попарний кореляційний аналіз результатів спостережень параметрів мікроструктури M_q та інформативних фізичних параметрів F_j на наявність між ними кореляційної залежності за формулою

$$R = \frac{\frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n M_{q_i} \cdot F_{j_i} - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n M_{q_i} \right) \left(\sum_{i=1}^n F_{j_i} \right) \right]}{\sigma_{M_q} \cdot \sigma_{F_j}}, \quad (1)$$

де R – коефіцієнт кореляції;

M_q – відповідний параметр мікроструктури;

F_j – відповідний фізичний параметр;

σ_{M_q} та σ_{F_j} – стандартні відхилення відповідних величин;

n – кількість спостережень.

Значення коефіцієнтів кореляції між виміряними параметрами мікроструктури і фізичними властивостями наведені в таблиці 3.

Як свідчать результати досліджень, спостерігається позитивний процес кореляції між структурним співвідношенням перліт/ферит і твердістю, коерцитивною силою та умовним магнітним індуктивним параметром. Знак мінус в останньому випадку говорить про обернену залежність. Питомий електричний опір та теп-

Таблиця 3 – Коефіцієнти кореляцій між вимірними параметрами мікроструктури і фізико-механічними параметрами досліджуваних сталей

	НВ за ТКР-35	НВ за ТД-32	H_c , А/см	I , ум.од.	T , ум.од.	ρ , нОм·м
P/Fe	0,7771	0,7934	0,9033	-0,5782	-0,2311	0,3999
d , мкм	0,3135	0,3325	0,5018	-0,1917	-0,0504	-0,0313

лопровідна характеристики мають незначну кореляцію з фазо-структурним параметром через невисоку чутливість методів до структурних змін на мікрорівні і носять виражений інтегральний характер. Кореляція між вибраними фізичними властивостями і середнім розміром зерен є низькою, тому оцінювати фактичний стан металу досліджуваних марок сталей за розміром зерен при застосуванні цих властивостей в індивідуальному порядку є недоцільним.

На рисунках 3 і 4 зображено графіки залежностей фізичних і механічних параметрів від співвідношення перліт/ферит і середнього розміру зерен, відповідно, що найкраще корелюють між собою. Для відображення тенденції зміни взаємозв'язку на графіках зображено криві апроксимації.

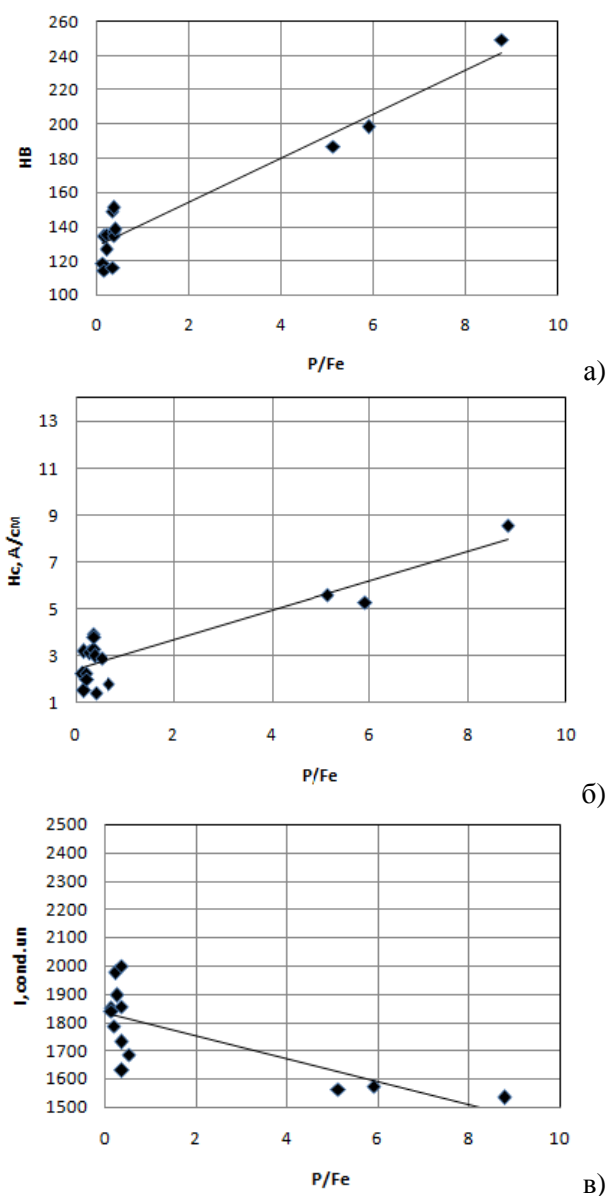


Рисунок 3 – Залежності фізичних і механічних параметрів від співвідношення P/Fe (перліт/ферит)

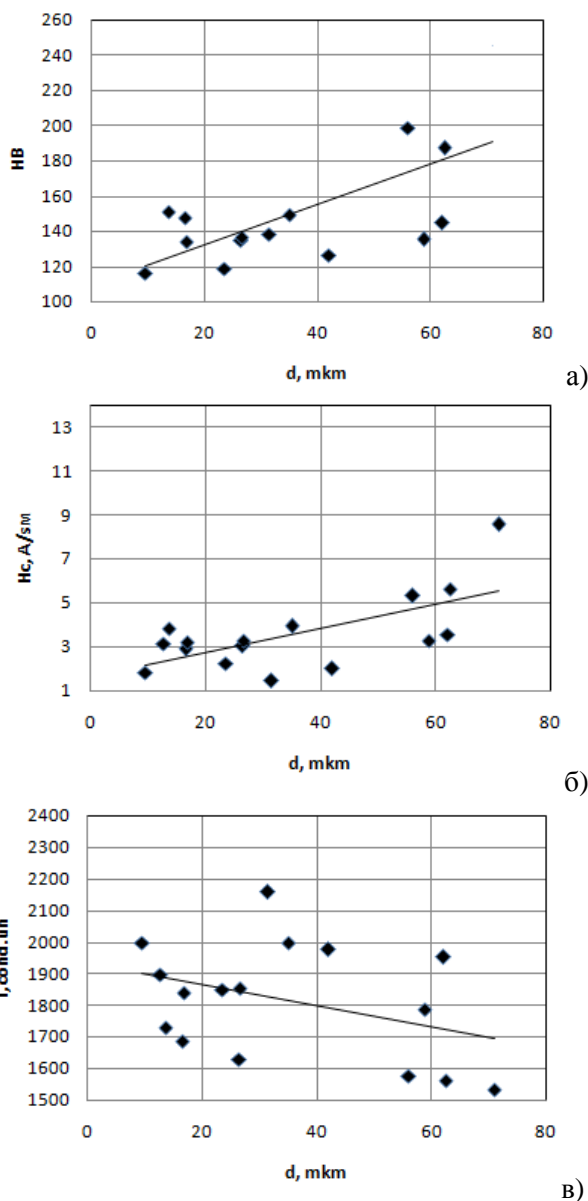


Рисунок 4 – Залежності фізичних і механічних параметрів від розміру зерна d

Результати досліджень щодо вибору параметрів фізичних методів контролю свідчать, що зміна співвідношення перліт/ферит впливає на зміну окремих фізичних властивостей матеріалів, а, особливо, – магнітних і електричних параметрів. Бал зерна в матеріалах конструкцій довготривалої експлуатації залишається практично незмінним і вносить незначний вплив на магнітні властивості металу.

Слід зауважити також, що характер зв'язку між параметрами структури і фізичними параметрами є нелінійним, що підтверджує доцільність використовувати їх в комплексі для вивчення властивостей металу. А тому метою подальших досліджень було визначення оптимальної комбінації вимірюваних параметрів (твердість, коерцитивна сила та магнітний параметр) із усіх визначених, які найкраще корелюють в комплексі з досліджуваними параметрами мікроструктури, з використанням кореляційно-регресійного аналізу.

Кореляційно-регресійний аналіз дав можливість встановити «тісність» зв'язку між двома або більше змінними. Кореляційний аналіз використовувався для визначення необхідності включення тих чи інших чинників до рівнянь регресії, а також щоб оцінити отримане рівняння регресії на відповідність виявленим зв'язкам.

На основі вимірюваних інформативних параметрів розраховувалась таблиця коефіцієнтів кореляції, а за ними визначали наявність та ступінь зв'язку між елементами відібраної множини інформативних параметрів та цільовим параметром. Додатні значення коефіцієнтів кореляції вказували на прямо-пропорційний зв'язок, тоді як від'ємні – на обернений.

Як правило, значення, що перебували в межах від 0,4 до 0,8 вказують не на відсутність зв'язку між досліджуваними характеристиками, а на його нелінійний характер.

Таким чином, результати кореляційного аналізу допомогли відкинути відразу інформативні параметри, що ніяким чином не пов'язані з цільовим та вказати на можливий нелінійний характер залежності.

При формуванні комплексних наборів даних слід керуватись правилом перебору всіх можливих варіантів, тобто в разі наявності 3-ох інформативних параметрів слід сформуванати 4 набори даних (3 набори з 2-ох параметрів та 1 набір з 3-ох параметрів), у випадку 4-ох параметрів – 11 наборів (6 наборів з 2-ох параметрів, 4 набори з 3-ох параметрів та 1 набір з 4-ох параметрів) і так далі.

На даному етапі досліджень для їх найбільш якісного виконання рекомендується використовувати пакет прикладного програмного забезпечення для обчислень. В даному випадку використано програмний пакет OriginPro SR1 b76.

Враховуючи рекомендації наведені вище були одержані рівняння лінійної регресії за значеннями попарних груп вхідних параметрів. Коефіцієнти лінійної регресії знаходились за методом найменших квадратів, рівняння лінійних регресій наведені в таблиці 4.

Як бачимо з таблиці 4, квадрат кореляції між групою аргументів та функцією (коефіцієнт детермінації – наближення цього значення до одиниці свідчить про краще моделювання) має найвищі значення при застосуванні у якості вимірюваних параметрів структурночутливих магнітних властивостей (коерцитивної сили та індуктивного параметру), що черговий раз підтверджує правильність вибору вказаних магнітних параметрів контролю. При оцінюванні середнього діаметру зерна більш достовірним буде результат з урахуванням трьох фізичних параметрів контролю (коерцитивної сили, індуктивного параметру та твердості), при визначенні співвідношення фаз достовірним результатом буде з комплексним врахуванням як трьох параметрів (коерцитивної сили, індуктивного параметру та твердості), так і комбінації значень коерцитивної сили та індуктивного параметру I .

Отже, є однозначна можливість оцінювати фактичний стан металу елементів нафтогазового обладнання в процесі їх експлуатації, яка виражатиметься у визначенні основних параметрів мікроструктури, за комплексом фізико-механічних параметрів. Експериментально визначено оптимальну кількість фізичних параметрів неруйнівної структуроскопії: твердість, коерцитивна сила і електромагнітний індуктивний параметр.

Хотілось би зауважити, що діагностика мікроструктурних змін, які виникають внаслідок деградації структури матеріалів металоконструкцій тривалої експлуатації, є передумовою для достовірної оцінки зміни фактичних механічних властивостей сталей (границі плинності, граници міцності, ударної в'язкості та ін.), значення яких використовують у сучасних методах розрахунку залишкового ресурсу металоконструкцій, що відпрацювали нормативний термін експлуатації.

Висновки

За результатами проведених досліджень щодо можливості оцінки фактичного стану металу конструкцій нафтогазового устаткування в процесі їх експлуатації можна зробити такі висновки:

1. Можливість застосування фізичних методів контролю для оцінки незворотних змін мікроструктури та деградації механічних характеристик базується на тому, що між зміною структурного стану металевих сплавів і зміною фізичних властивостей існує певний зв'язок.

2. Сучасний розвиток неруйнівних методів оцінки стану мікроструктури сталей спрямовано на розробку комплексних методів, які передбачають врахування декількох інформативних параметрів одночасно, що відносяться до різних типів полів.

3. Аналіз результатів проведених експериментальних досліджень із визначення параметрів мікроструктури та структурночутливих фізичних властивостей на сталених зразках визначених марок з використанням засобів конт-

Таблиця 4 – Рівняння лінійних регресій між вимірними параметрами досліджуваних сталей

Функція залежності	Рівняння лінійної регресії	Коефіцієнти регресії	Квадрат кореляції між групою аргументів та функцією, R
$P/Fe = f(Hc, HB, I)$	$Y = a_0 + a_1 \cdot Hc + a_2 \cdot HB + a_3 \cdot I$	$a_0 = 1,63347$ $a_1 = 0,82631$ $a_2 = 0,00151$ $a_3 = 0,00177$	0,9193
$d = f(Hc, HB, I)$	$Y = a_0 + a_1 \cdot Hc + a_2 \cdot HB + a_3 \cdot I$	$a_0 = 46,0722$ $a_1 = 6,52898$ $a_2 = -0,15238$ $a_3 = -0,00409$	0,5432
$P/Fe = f(Hc, HB)$	$Y = a_0 + a_1 \cdot Hc + a_2 \cdot HB$	$a_0 = -2,27653$ $a_1 = 0,8958$ $a_2 = 0,00318$	0,90382
$P/Fe = f(Hc, I)$	$Y = a_0 + a_1 \cdot Hc + a_3 \cdot I$	$a_0 = 1,83758$ $a_1 = 0,85134$ $a_3 = -0,00179$	0,91916
$P/Fe = f(HB, I)$	$Y = a_0 + a_2 \cdot HB + a_3 \cdot I$	$a_0 = 0,89606$ $a_2 = 0,03306$ $a_3 = -0,00269$	0,8195
$d = f(Hc, HB)$	$Y = a_0 + a_1 \cdot Hc + a_2 \cdot HB$	$a_0 = 37,04222$ $a_1 = 6,68945$ $a_2 = -0,14853$	0,54093
$d = f(Hc, I)$	$Y = a_0 + a_1 \cdot Hc + a_3 \cdot I$	$a_0 = 25,48558$ $a_1 = 4,00385$ $a_3 = -0,00234$	0,50316
$d = f(HB, I)$	$Y = a_0 + a_2 \cdot HB + a_3 \cdot I$	$a_0 = 40,2456$ $a_2 = 0,09691$ $a_3 = -0,01134$	0,34328

ролю, що ґрунтуються на використанні різних фізичних принципів, свідчить, що застосування комплексу із трьох вимірюваних фізичних властивостей (твердість, коерцитивна сила та магнітний параметр) із усіх визначених в ході досліджень дає однозначну можливість виявляти зміни мікроструктурного стану сталей феритного класу, є передумовою для достовірної оцінки зміни фактичних механічних властивостей сталей та прогнозування їх деградації в процесі тривалої експлуатації.

4) Для практичної реалізації проведеної дослідної роботи необхідно в подальшому розробити методику, що регламентує порядок робіт, застосовуваних методів та засобів для опосередкованого визначення деградації мікроструктури матеріалів металокопункції за встановленим комплексом інформативних параметрів неруйнівного контролю.

Література

1 Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Под. ред. Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1983. – 233с.

2 Яковлева Т.Ю. Локальная пластическая деформация и усталость металлов / Т.Ю. Яковлева. – К.: Наукова книга, 2003. – 235 с.

3 Гуляев А.П. Металловедение / А.П. Гуляев. – М.: Металлургия, 1977. – 647с.

4 Гриб В.В. Диагностика технического состояния оборудования нефтегазохимических производств / В.В. Гриб. — М.: Изд-во ЦНИИ-ТЭнефтехим, 2002. – 302 с.

5 Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: учеб. пособие для вузов / Е.А. Богданов. – М.: Высш. школа, 2006. – 279 с.: ил.

6 Миндюк В.Д. Особенности деградации структуры материалов металлокопункций долговременной эксплуатации та оцінка можливості її діагностування в нафтогазовому комплексі / В.Д. Миндюк, Є.Р. Доценко, М.О. Карпаш // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – № 2 (28). – С.91-97.

7 Карпаш О.М. Комплексний метод контролю фізико-механічних характеристик матеріалів металлокопункцій / О.М. Карпаш, Є.Р. Доценко, М.О. Карпаш // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2011. – №5. – С.40-47

8 Бабич В.К. Деформационное старение стали. / В.К. Бабич, Ю.П. Гуль, И.Е. Долженков. – М.: Металлургия, 1972. – 320 с.

9 Лившиц Б.Г. Физические свойства металлов и сплавов / Б.Г. Лившиц, В.С. Крапошин, Я.Л. Липецкий. – М.: Металлургия, 1980. – 320 с.

10 Honeycombe R.W. K. Steels. Microstructure and Properties / R.W. K. Honeycombe, N. K. D. N. Bhadeshia. – Elsevier Ltd, 2006. – 345 p.

11 Металловедение и термическая обработка стали: справ. изд.; 3-е изд., перераб. и доп. В 3-х т. //Методы испытаний и исследования / Под ред. М.Л.Бернштейна, А.Г. Рахштадта – М.: Металлургия, 1983. – 352 с.

12 Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна: ГОСТ 5639 – 82. – [Срок введения в действие 1983 – 01 -01]. – М.: Издательство стандартов, 1994. – 22 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
08.09.15*

*Рекомендована до друку
професором Карнашем М.О.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Тацаковичем Н.Л.
(ТОВ НВФ «Зонд», м. Івано-Франківськ)*

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КОНСТРУКТИВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ РІЗЬБОВИХ З'ЄДНАНЬ НАСОСНИХ ШТАНГ НА ЇХ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН

В.В. Михайлюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: myhajlyukv@ukr.net

Досліджено напружено-деформований стан різьбового з'єднання насосних штанг при сумісній дії на нього зусиль осевого розтягу, моменту згвинчування, моменту згину.

За допомогою програмного продукту ANSYS Workbench отримано розподіл еквівалентних, осевих, радіальних напружень та контактного тиску у стандартному з'єднанні насосних штанг діаметром 19 мм. Встановлено, що перерозподіл напружень з врахуванням дії моменту згину на різьбове з'єднання відбувається таким чином: напруження у впадинах витків різьби в лівій частині (відносно осі) різьбового з'єднання зростають, а у правій – спадають. Збільшення величини осевої складової еквівалентних напружень при збільшенні згинального моменту призведе до розкриття стику між торцями муфти та головки насосної штанги, внаслідок чого відбудеться самовідгвинчування або руйнування різьбового з'єднання.

З метою підвищення втомної міцності різьбових з'єднань насосних штанг за рахунок зменшення дії зусиль, які сприймають торці ніпеля та муфти, запропоновано та досліджено нові конструкції зарізьбованих каналок за допомогою методу кінцевих елементів.

Згідно з результатами досліджень найбільш стійким до втомного руйнування є запропоноване різьбове з'єднання з проточкою бурта штанги під муфту, менш стійким – різьбове з'єднання з проточкою в бурт штанги та найменш стійким – стандартне різьбове з'єднання насосних штанг.

Ключові слова: насосна штанга, різь, напружений стан, зусилля, навантаження, напруження.

Исследовано напряженно-деформированное состояние резьбового соединения насосных штанг при совместном воздействии на него усилий осевого растяжения, момента свинчивания, момента изгиба.

С помощью программного продукта ANSYS Workbench получено распределение эквивалентных, осевых, радиальных напряжений и контактного давления в стандартном соединении насосных штанг с диаметром 19 мм. Установлено, что перераспределение напряжений с учетом воздействия момента сгиба на резьбовое соединение происходит следующим образом: напряжение во впадинах витков резьбы в левой части (относительно оси) резьбового соединения увеличиваются, а в правой – уменьшаются. Рост величины осевой составляющей эквивалентных напряжений при увеличении изгибающего момента приведет к раскрытию стыка между торцами муфты и головки насосной штанги, в результате чего произойдет самоотвинчивание или разрушение резьбового соединения.

С целью повышения усталостной прочности резьбовых соединений насосных штанг за счет уменьшения действия усилий, которые воспринимают торцы нипеля и муфты, предложены и исследованы по методу конечных элементов новые конструкции зарезьбованных каналок.

Согласно результатам исследований наиболее устойчивым к усталостному разрушению является предложенное резьбовое соединение с проточкой бурта штанги под муфту, менее устойчивым – резьбовое соединение с проточкой в бурт штанги и наименее устойчивым – стандартное резьбовое соединение насосных штанг.

Ключевые слова: насосная штанга, резьба, напряженное состояние, усилие, нагрузка, напряжение.

The paper studied the stress-strain state of the sucker rods threaded connection when it is simultaneously influenced by the axial tension forces, make-up torque, and bending moment.

Using the software ANSYS Workbench, the distribution of equivalent, axial, and radial stresses and contact pressure in the standard connection of the sucker rods with the diameter of 19 mm was obtained. It was determined that the stress redistribution with the account of the bending moment influence onto the threaded connection occurs in the following way: the stresses in the bottoms of the thread turns on the left side (with respect to the axis) of the threaded connection increase, and on the right – decrease. The increase in the axial equivalent stresses when increasing the bending moment will lead to disclosure of the joint between the coupling faces and sucker-rod head, which will result in self-unfastening or destruction of the threaded connection.

In order to improve the fatigue strength of the sucker rods threaded connections by reducing the influence of the forces that take nipple and coupling faces, new designs of clearance grooves were developed and studied with the help of the finite element method.

According to the study results, the developed threaded connection with the rod clamp groove for a coupling is the most resistant to fatigue failure, the threaded connection with the rod clamp groove is less stable, and the standard threaded connection of the sucker rods is the least stable.

Keywords: sucker rod, thread, stress state, force, loading, stress.

Вступ

Різьбові з'єднання часто є відповідальними елементами, що визначають міцність і надійність всієї конструкції (стяжні болти роторів турбомашин, силові шпильки й шатунні болти поршневих машин, шпильки фланцевих з'єднань посудин, що працюють під високим тиском, різьбові з'єднання насосних штанг тощо). Для підвищення надійності різьбових з'єднань необхідно застосовувати сучасні методи проектування, які ґрунтуються на широкому використанні ЕОМ. Це дасть змогу під час проектування враховувати розподіл навантажень по витках з'єднання та створювати надійну конструкцію.

Досвід експлуатації свідчить, що більшість руйнувань різьбових з'єднань відбувається внаслідок недосконалості їх конструкції, менша частина поломок викликана технологічними і експлуатаційними похибками. Тому основні тенденції щодо підвищення надійності різьбових з'єднань спрямовані на вдосконалення інженерних методів розрахунку, підвищення конструктивної міцності, вдосконалення технології виготовлення і монтажу.

Аналіз закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій

Руйнування різьбових з'єднань, особливо за знакозмінних навантажень, часто пов'язані із значною концентрацією напружень у впадинах різьби, в місцях переходу від головки ніпеля до стрижня [1].

Характер розподілу навантаження між витками різьби є однією з оцінок досконалості динамічно навантажених різьбових з'єднань [1].

Відомо, що при навантаженні різьбових з'єднань зусилля між витками різьби розподіляються нерівномірно. На розподіл зусиль впливають такі конструктивні параметри з'єднання:

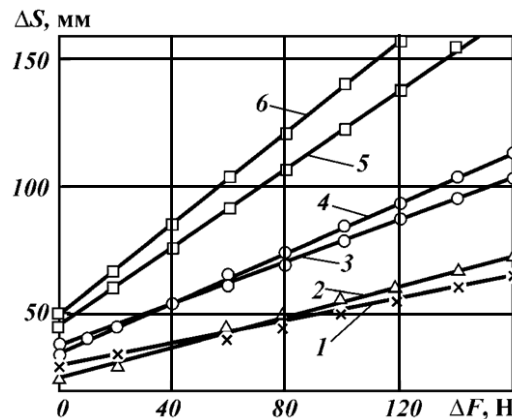
- висота контактуючої різьбової частини;
- товщина стінки муфти;
- крок різьби;
- профіль різьби;
- матеріал, з якого виготовлені ніпель та муфта.

Під час роботи у свердловині колона насосних штанг піддається дії моменту згинчування, зусиллю розтягу, а також дії зусиль згину, що особливо спостерігається в процесі роботи колони у викривлених ділянках свердловини. Форма, яку приймає колона штанг у стані позовдільного згину визначається жорсткістю самих штанг і муфтових різьбових з'єднань.

В роботі [2] наведено результати досліджень оцінки впливу муфтових з'єднань і висаджених частин штанг на жорсткість колони в цілому. У дослідженнях використано штанги діаметром 19, 22, 25 мм довжиною 4 м. Перед початком досліджень з'єднання згвинчувались з оптимальним моментом. Дослідні зразки встановлювали на дві опори, розміщені на від-

стані 3,8 м одна від одної, а їх середню частину навантажували і розвантажували дискретно, з інтервалом вимірювань 50 Н. З метою виключення випадкових похибок зразки навантажували однаковою зусиллям у чотирьох положеннях (поворот на 90°).

Дослідження свідчать, що муфтові з'єднання всіх трьох типорозмірів не знижують жорсткість колони штанг в цілому (рис. 1), що досягається за рахунок потовщення головок штанг.



1, 3, 5 – штанги діаметрами 25, 22 та 19 мм з муфтовими з'єднаннями;
2, 4, 6 – штанги діаметрами 25, 22 та 19 мм без муфт

Рисунок 1 – Залежність прогину штанг ΔS від навантаження ΔF [2]

Однак, згин колони насосної штанги в процесі роботи у свердловині зумовлює перерозподіл напружень в різьбових з'єднаннях насосних штанг, що прямо впливає на їх довговічність [3].

Ціль роботи та обґрунтування необхідності її виконання

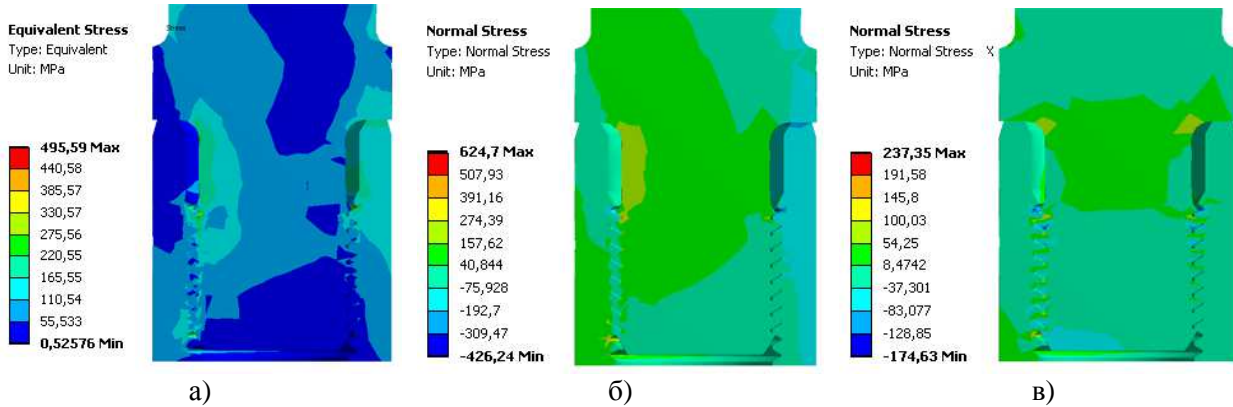
Виходячи з умов роботи колони насосних штанг у похило скерованих свердловинах та зважаючи на аварії різьбових з'єднань, необхідно дослідити їх напружено-деформований стан [4, 5].

Для визначення розподілу напружень в різьбовому з'єднанні насосних штанг розроблено комп'ютерну кінцево-елементну осесиметричну модель стандартного з'єднання штанг діаметром 19 мм [6]. Для розрахунку, як вважається, найбільш небезпечного варіанту з'єднання, розміри моделі різьби ніпеля вибирались мінімально допустимими, а розміри різьби муфти – максимально допустимими. Матеріалом деталей з'єднання вибрана сталь 20Н2М після гартування при температурі 860°C і подальшим охолодженням в мастилі та відпуску при температурі 180°C з охолодженням на повітрі ($E=2,1\cdot 10^{11}$ Па, $\nu=0,28$, $\sigma_t=685$ МПа, $\sigma_b=880$ МПа).

На рис. 2 зображено схему навантажування, яка була використана під час дослідження в програмі ANSYS Workbench. Результати проведеного моделювання зображені на рис. 3.



Рисунок 2 – Схема навантажування різьбового з'єднання



а – еквівалентних (за Мізесом); б – осевих; в – радіальних (в площині згину)

Рисунок 3 – Розподіл напружень у різьбовому з'єднанні насосних штанг діаметром 19 мм під дією моменту згинчування, осьового зусилля та згинального моменту

Розглянувши отримані результати, можна зробити висновок, що перерозподіл напружень при дії моменту згину на різьбове з'єднання відбувається таким чином: напруження у впадинах витків різьби в лівій частині (відносно осі) різьбового з'єднання зростають, а у правій – спадають. Збільшення величини осьової складової еквівалентних напружень при збільшенні згинального моменту призведе до розкриття стику між торцями муфти та головки насосної штанги, внаслідок чого може відбутись процес самовідгвинчування або повного руйнування різьбового з'єднання. З метою попередження розкриття стику на контактуючих поверхнях під час дії максимальних навантажень має виникати оптимальний контактний тиск. Під час дії осьового зусилля та моменту згвинчування контактний тиск розподіляється по площині контакту ніпеля та муфти рівномірно, а при дії згинального моменту – нерівномірно. З цією метою проведено дослідження розподілу контактного тиску на контактуючих поверхнях ніпеля та муфти за допомогою методу кінцевих елементів.

На рис. 4 зображені зони контакту у різьбовому з'єднанні насосних штанг. Результати цих досліджень зображені на рис. 5.

Отже, розподіл контактного тиску в з'єднанні (рис. 5) відбувається таким чином: у лівій частині (відносно осі) різьбового з'єднання контактний тиск на бокових поверхнях витків, які знаходяться в контакті зростає, а в правій частині з'єднання – спадає. Розподіл контактного тиску на торцевих поверхнях ніпеля та муфти є таким: в крайній правій частині з'єднання контактний тиск зростає, а в крайній лівій – спадає.

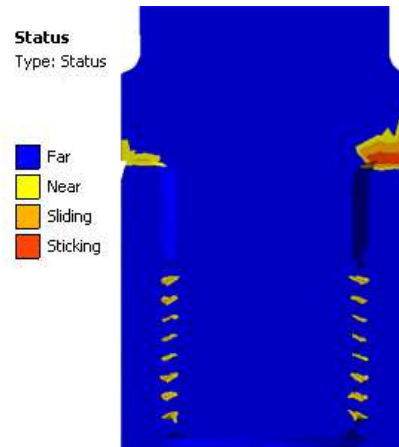


Рисунок 4 – Зони контакту муфти та ніпеля насосної штанги

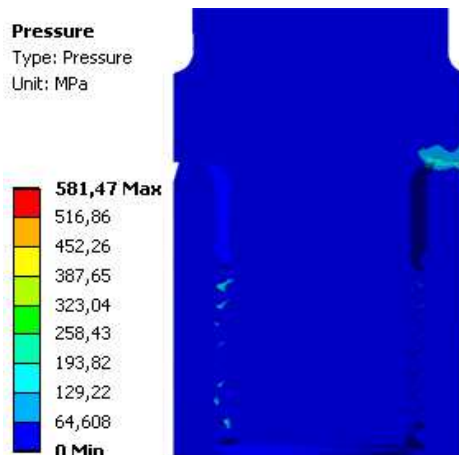


Рисунок 5 – Розподіл контактного тиску у з'єднанні насосних штанг діаметром 19 мм, зумовленого дією осьового навантаження, моменту згинчування та згинального моменту

Відомо, що на розподіл навантажень між витками різьби впливає відносний зсув витків ніпеля та муфти [1]. При дії осьового навантаження та моменту згинчування зсув витків в лівій та правій частині відносно осі з'єднання буде однаковий, а при додатковій дії згинального моменту відбудеться перерозподіл зсуву витків (рис. 6).

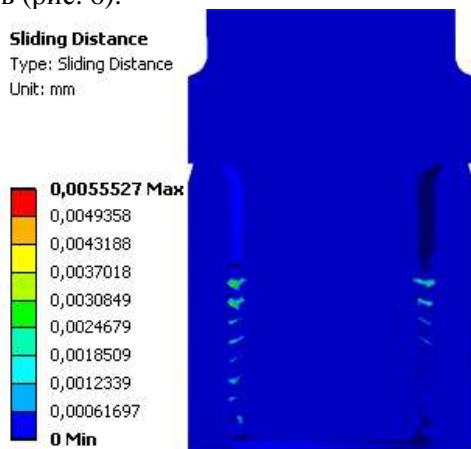


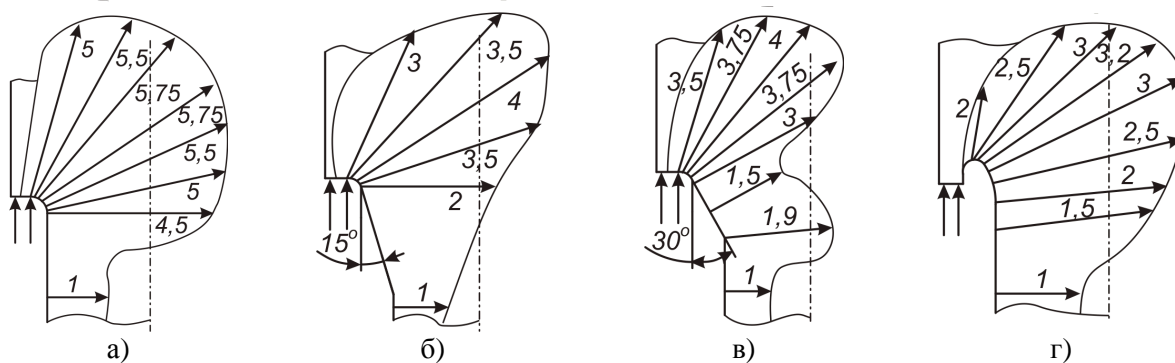
Рисунок 6 – Розподіл зсуву витків у з'єднанні насосних штанг діаметром 19 мм, зумовленого дією осьового навантаження, моменту згинчування та згинального моменту

Згідно рис. 6 зсув витків від дії згинального моменту є більшим у лівій частині.

Отже, при сумісній дії осьового навантаження, моменту згинчування та згинального моменту на різьбове з'єднання насосних штанг напруження в з'єднанні зростають, і під час роботи з'єднання в свердловині можуть призвести до швидкого його руйнування. Тому виникає необхідність створення конструкції різьбового з'єднання насосних штанг, яка б чинила опір дії згинального моменту та дала б змогу збільшити термін служби з'єднання.

Викладення основного матеріалу

Відомо, що міцність різьбових з'єднань залежить від ряду чинників, основними з яких є конструкція ніпеля та муфти. Небезпечними зонами, в яких концентруються напруження є:



а – стандартна штанга; б – конусна з кутом 15°; в – конусна з кутом 30°; г – стандартна з поглибленням (проточкою в бурт штанги)

Рисунок 7 – Концентрація напружень у головці ніпеля залежно від форми переходу різьбової канавки в головку ніпеля

перший радіус канавки ніпеля, другий радіус канавки ніпеля, перша впадина різьби ніпеля. Змінивши конструкцію ніпеля, можна змінити розподіл напружень по витках різьби і зменшити величину напружень, які виникають в різьбовому з'єднанні.

Зміна конструкцій різьби насосної штанги, а саме зарізьбової канавки проводилася Андерсеном [3], який досліджував концентрацію напружень в головці ніпеля з різними формами переходу її в зарізьбову канавку. На рис. 7 відображено результати, отримані для чотирьох різних конструкцій таких переходів, остання з яких показує майже дворазове зменшення концентрації напружень.

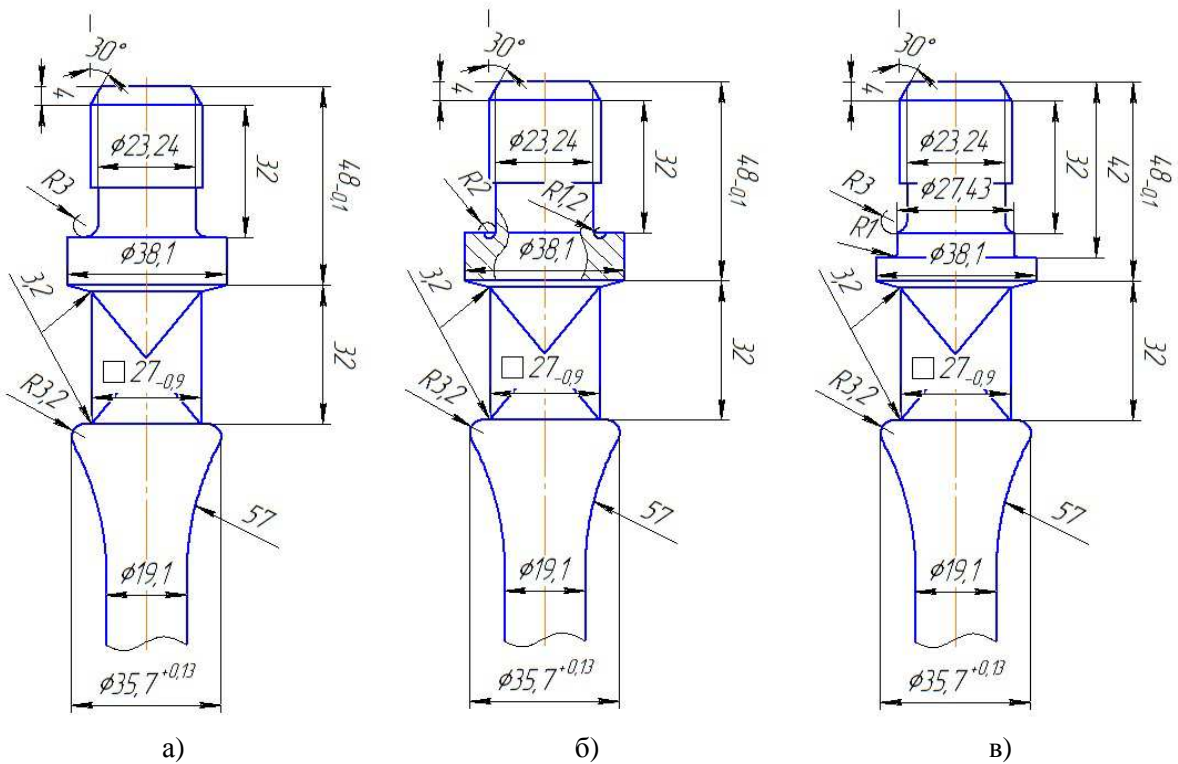
Форма поглиблення в бурт штанги має велике значення: плавніше поглиблення підвищує втомну міцність різьбового з'єднання. Крім цього, як показано в роботі [1], болти, які мають напівкруглу виточку, менш чутливі до перекосу. При ударному розриві таких з'єднань, робота деформації підвищується на 40 % порівняно з різьбовими з'єднаннями без поглиблень.

При дослідженні розподілу напружень [3] в різьбовому з'єднанні не враховувалась дія змінних навантажень, які виникають внаслідок згину колони насосних штанг.

Різьбове з'єднання насосних штанг руйнується, у випадку розкриття стику між опорними торцями ніпеля та муфти [3]. Такому розкриттю стику сприяє не тільки збільшення осьового навантаження, недостатній момент згинчування, але й величина зусилля згину штанг. З метою зменшення величини зусиль, які сприймаються торцями ніпеля та муфти, пропонуються конструкції зарізьбових канавок насосних штанг, що зображені на рис. 8.

Моделювання напружено-деформованого стану різьбових з'єднань насосних штанг також виконано з допомогою програми ANSYS Workbench.

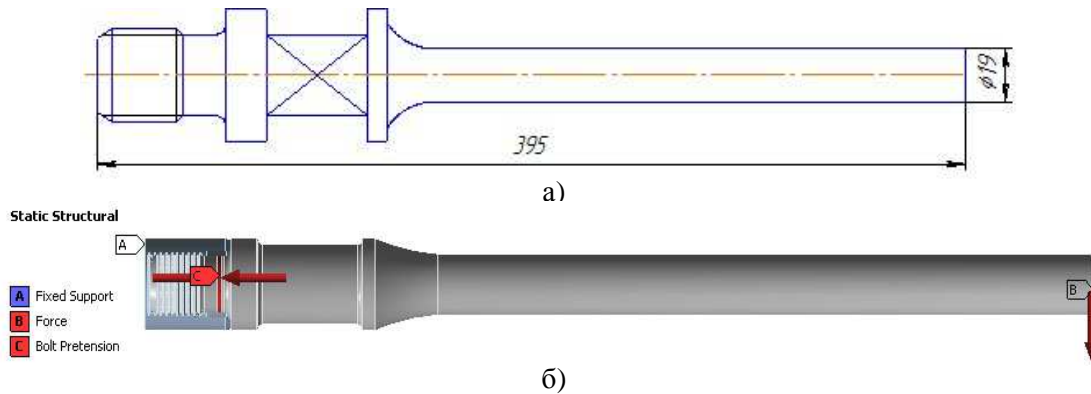
При моделюванні, фіксування (обмеження) різьбових з'єднань, габаритні розміри яких зображені на рис. 9, а, відбувалось за торець муфти, а навантаження прикладалось до торця штанги в радіальному напрямку. Момент згинчування заданий як скорочення циліндричної частинки зарізьбової канавки (рис. 9, б).



бурове з'єднання:

а – стандартна; б – з поглибленням в бурт штанги; в – з проточкою бурта штанги під муфту

Рисунок 8 – Конструкції насосних штанг діаметром 19 мм



а – габаритні розміри; б – схема навантажування

Рисунок 9 – Дослідні зразки

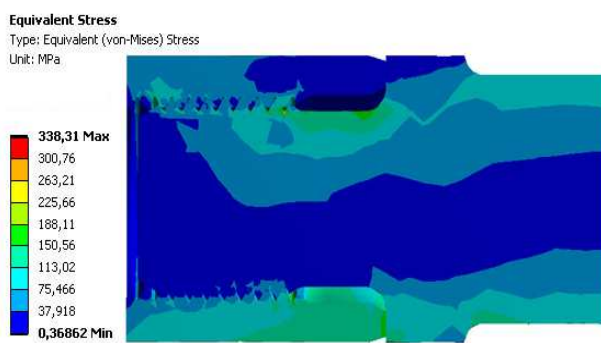
На рис. 10 зображено розподіл еквівалентних напружень в різьбових з'єднаннях насосних штанг.

Згідно результатів моделювання, зображених на рис. 10, найменші напруження виникають у різьбовому з'єднанні з проточкою бурта штанги під муфту. Це пояснюється тим, що частина навантаження, яке виникає від дії згинального моменту, сприймається додатковими контактуючими циліндричними поверхнями. Максимальне напруження виникає у першій впадині різьби насосної штанги і рівне 274,6 МПа.

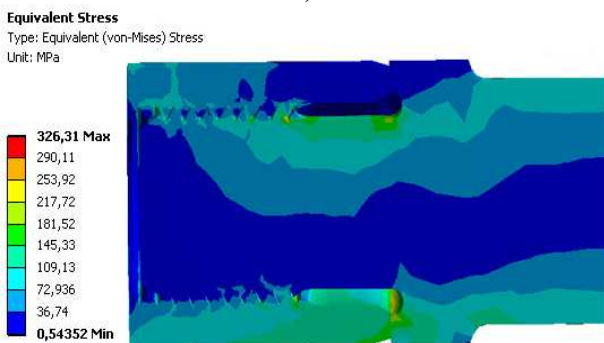
В різьбовому з'єднанні з поглибленням у бурт штанги напруження дещо менші порівняно із напруженнями, які виникають в стандартному різьбовому з'єднанні, але є значно вищи-

ми за напруження в різьбовому з'єднанні з проточкою бурта штанги під муфту. Максимальне напруження виникає в першій впадині різьби насосної штанги і рівне 326 МПа.

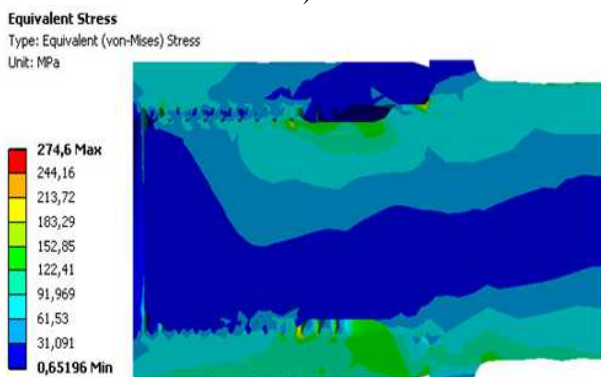
Довговічність різьбового з'єднання залежить також від кількості циклів змінного навантаження. При моделюванні різьбових з'єднань вибрано повністю реверсивне навантаження (симетричне циклічне). За результатами моделювання можна зробити висновок, що найбільшу кількість циклів до руйнування реалізує різьбове з'єднання з проточкою бурта штанги під муфту (709348 циклів) меншу кількість циклів – різьбове з'єднання з поглибленням у бурт штанги (588102 циклів), і найменше – стандартне різьбове з'єднання (528047 циклів).



а)



б)



в)

а – стандартне;
б – з поглибленням у бурт штанги;
в – з проточкою бурта штанги під муфту

Рисунок 10 – Розподіл еквівалентних напружень (за Мізесом) в різьбових з'єднаннях штанг діаметром 19 мм

Висновки

Отже, при сумісній дії моменту згинчування, осевого навантаження і згинального моменту величина напружень в різьбовому з'єднанні насосних штанг зростає, що може призвести до його швидкого руйнування. Тому з метою збільшення довговічності колони насосних штанг запропоновано нові конструкції з'єднань штанг. Проведено аналіз їх напружено-деформованого стану за допомогою програми ANSYS Workbench. Визначено кількість циклів знакозмінного навантаження, що призводять до їх руйнування. Запропоновані конструкції зарізьбових є простими та не вимагають спеціального обладнання під час виготовлення.

Застосування нових конструкцій різьбових з'єднань на практиці дасть змогу збільшити термін експлуатації колони насосних штанг.

Література

- 1 Биргер И.А. Резьбовые и фланцевые соединения / И.А. Биргер, Г.Б. Иосилевич. – М.: Машиностроение, 1990. – 368 с.
- 2 Урзаков К.Р. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводеных скважин / К.Р. Урзаков, Е.И. Богомольный, Ж.С. Сейтпагамбетов, А.Г. Газаров ; Под ред. М.Д. Валеева ; – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 303 с.: ил.
- 3 Фаерман И. Л. Штанги для глубинных насосов / И.Л. Фаерман. – Баку: Азнефтеиздат, 1955. – 323 с.
- 4 Гейнрих Ришмюллер. Добыча нефти глубинными штанговыми насосами / Генрих Ришмюллер, Хорст Майер. – М.: Фест-Альпине, 1988. – 151 с.
- 5 Копей В. Аналіз відмов колон насосних штанг в НГВУ "Долина нафтогаз" / Володимир Копей, Іван Стеліга // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 4(5). – С. 78-80.
- 6 ГОСТ 13877-96. Межгосударственный стандарт. Штанги насосные и муфты штанговые. Технические условия. – Киев. Госстандарт Украины, 2002. – 28 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
01.06.15
Рекомендована до друку
професором **Петриною Ю.Д.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Онищуком С.Ю.**
(ІП «Група БРАСС», м. Київ)

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ШВИДКОСТІ ВИНЕСЕННЯ ГАЗОВИМ ПОТОКОМ ТВЕРДОЇ ФАЗИ З ВИБОЮ СВЕРДЛОВИНИ НА ПОВЕРХНЮ

Р.М. Кондрат, Н.С. Дремлюх, А.В. Угриновський, А.І. Ксеніч

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

Показано негативні наслідки надходження піску із пласта в свердловину. Розглянуто причини, які призводять до руйнування привибійної зони у процесі експлуатації свердловин з нестійкими колекторами. Описано сили, які діють на частинку піску в газовому потоці у стовбурі свердловини. Наведено теоретичні залежності для визначення критичної швидкості винесення твердої фази потоком газу з вибою свердловини на поверхню. На лабораторній моделі свердловини проведено експериментальні дослідження швидкості винесення газовим потоком твердої фази із моделі свердловини. За результатами експериментальних досліджень побудовано та проаналізовано графічну залежність швидкості винесення потоком газу частинок піску від їх розміру. Зіставлено результати експериментальних досліджень і теоретичних розрахунків за формулами різних авторів критичної швидкості винесення потоком газу твердої фази із свердловини.

Ключові слова: частинки піску, потік газу, критична швидкість, модель свердловини.

Показано отрицательные последствия поступления песка из пласта в скважину. Рассмотрены причины, которые приводят к разрушению призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин с неустойчивыми коллекторами. Описаны силы, воздействующие на частицу песка в газовом потоке в стволе скважины. Приведены теоретические зависимости для определения критической скорости выноса твердой фазы потоком газа из забоя скважины на поверхность. На лабораторной модели проведены экспериментальные исследования скорости выноса газовым потоком твердой фазы с модели скважины. Сопоставлены результаты экспериментальных исследований и теоретических расчетов по формулам различных авторов критической скорости выноса потоком газа твердой фазы из скважин.

Ключевые слова: частицы песка, поток газа, критическая скорость, модель скважины.

Negative consequences of sand entry from the formation into the well were shown. The causes, which lead to the bottomhole zone destruction when operating wells with unstable reservoirs, were considered. The forces acting on the sand particles in the gas flow in the wellbore were described. The theoretical dependences for determining the critical velocity for removal of solids by gas flow from the well bottomhole onto the surface were developed. The experimental studies the gas flow velocity removing solids from the well bottomhole were conducted with the help of the laboratory well model. Based on the results of the experimental studies, the graphical dependence of the gas flow velocity removing sand particles on their dimensions was developed and analyzed. The results of the experimental studies and theoretical calculations were compared on the basis of different authors' formulas of critical velocity for removal of solids by gas flow from the well bottomhole.

Keywords: sand particles, gas flow, critical velocity, well model.

Постановка проблеми дослідження

Більшість родовищ природних газів України вступила в завершальну стадію розробки, яка характеризується істотним зниженням пластового тиску, низькодебітністю свердловин, активним обводненням видобувних свердловин, руйнуванням привибійної зони пласта та рядом інших негативних чинників.

Однією з проблем експлуатації газових свердловин з нестійкими породами-колекторами, є руйнування привибійної зони пласта і надходження в свердловину піску, що призводить до утворення піщаних корків. Піщані корки перекривають інтервал перфорації, в результаті зменшується дебіт свердловини і порушується режим її роботи [1]. В окремих випадках відбувається прихоплення піщаним корком нижньої частини колони НКТ.

Причини, які призводять до руйнування привибійної зони пласта в процесі експлуатації свердловин у нестійких колекторах, можна поділити на три основні групи, виходячи з умов їх

виникнення: геологічні (особливості залягання пласта-колектора, літологія), технологічні (умови розкриття пластів та експлуатації свердловин) і технічні (конструкція вибою) [2-4].

Стійкість порід до руйнування характеризується наявністю сил тертя і сил зчеплення між частинками породи. Для кожної породи існує критичне значення швидкості фільтрації і градієнту тиску, перевищення яких призводить до її руйнування [5].

За високих градієнтів тиску і недостатньої міцності цементуючого матеріалу зерна піско-вика відокремлюються від основного масиву і виносяться в свердловину. За недостатніх швидкостей руху газу (нафти) на вході в НКТ частинки породи осідають на вибої свердловини з утворенням піщаного корка, який створює додатковий опір рухові пластових флюїдів. Водночас корок може не утворитися, якщо швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби буде вище критичної, при якій швидкість висхідного потоку газу в НКТ дорівнює

Таблиця 1 – Емпіричні залежності для визначення коефіцієнта C_D

Значення числа Рейнольдса (Re)	Емпіричні залежності
$Re < 0,01$	$C_D = \frac{3}{16} + \frac{24}{Re}$
$0,01 < Re < 20$	$C_D = \frac{24}{Re} \left(1 + 0,1315 Re^{0,82 - 0,05 \log_{10} Re} \right)$
$20 < Re < 260$	$C_D = \frac{24}{Re} \left(1 + 0,19355 Re^{0,6305} \right)$
$Re < 10^5$	$C_D = \frac{24}{Re} + 0,67 \sqrt{C_D}$

швидкості падіння піщинки під дією сили тяжіння [6].

Для стабільної роботи свердловини необхідно забезпечити повне і своєчасне видалення частинок породи з вибою свердловини на поверхню. Це може бути досягнуто збільшенням швидкості руху газу на вході в НКТ вище критичної швидкості. Для оцінювання величини критичної швидкості руху газу, необхідної для винесення частинок піску з вибою на поверхню, розглянемо баланс сил, які діють на тверді частинки в потоці газу у стовбурі свердловини.

Розглянемо потік газу у стовбурі свердловини, який рухається знизу вгору, обтікаючи тверду частинку піску діаметром d_u .

На тверду частинку піску в потоці газу в стовбурі свердловини діє сила напору газу R , яку визначають за формулою [7]:

$$R = C_D F_u \rho_2 \frac{W_2^2}{2}, \quad (1)$$

де C_D – коефіцієнт опору, який залежить від режиму руху газу;

W_2 – швидкість руху газового потоку, м/с;

ρ_2 – густина газу за вибірного тиску і пластової температури, кг/м³;

$F_u = \frac{\pi d_u^2}{4}$ – площа поперечного перерізу частинки піску в площині перпендикулярній поздовжній осі потоку газу, м²;

d_u – діаметр частинки піску, м.

Густину газу за вибірного тиску і пластової температури можна розрахувати за формулою [8]:

$$\rho_2 = \rho_{2,cm} \frac{p_{виб} \cdot T_{cm}}{z_{виб} \cdot p_{ат} \cdot T_{пл}}, \quad (2)$$

де $\rho_{2,cm}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м³;

$p_{виб}$ – тиск на вибої свердловини, МПа;

$T_{пл}$ – температура на вибої свердловини, К;

T_{cm} – температура за стандартних умов, К;

$p_{ат}$ – атмосферний тиск, МПа;

$z_{виб}$ – коефіцієнт стисливості газу за вибірного тиску і пластової температури.

Значення коефіцієнта C_D , який характеризує процес обтікання газом частинки піску, залежить від числа Рейнольдса. Слід зазначити, що значення коефіцієнта C_D визначається за різними закономірностями при різних діапазонах значень числа Рейнольдса, тобто при різних режимах обтікання частинки піску газовим потоком.

Емпіричні залежності для визначення значень коефіцієнта C_D наведено в роботах [7, 9] і відображено в таблиці 1.

На частинку піску, яка знаходиться в потоці газу в стовбурі свердловини, діє сила ваги частинки, яку визначають за формулою [7]:

$$G = \frac{\pi d_u^3}{6} g (\rho_u - \rho_2), \quad (3)$$

де ρ_u – густина частинки піску, кг/м³.

Залежно від співвідношення сили ваги частинки G і сили напору газового потоку R частинка піску може підніматися вгору або опускатися. Може мати місце випадок, коли частинка піску буде знаходитися в стані рівноваги за рівності сил, які на неї діють:

$$R = G. \quad (4)$$

Цей випадок називають зависанням частинки.

Запропоновано ряд залежностей для визначення критичної швидкості руху газу для винесення частинок піску з вибою свердловини на поверхню.

Критичну швидкість руху газу можна визначити за формулою [7]:

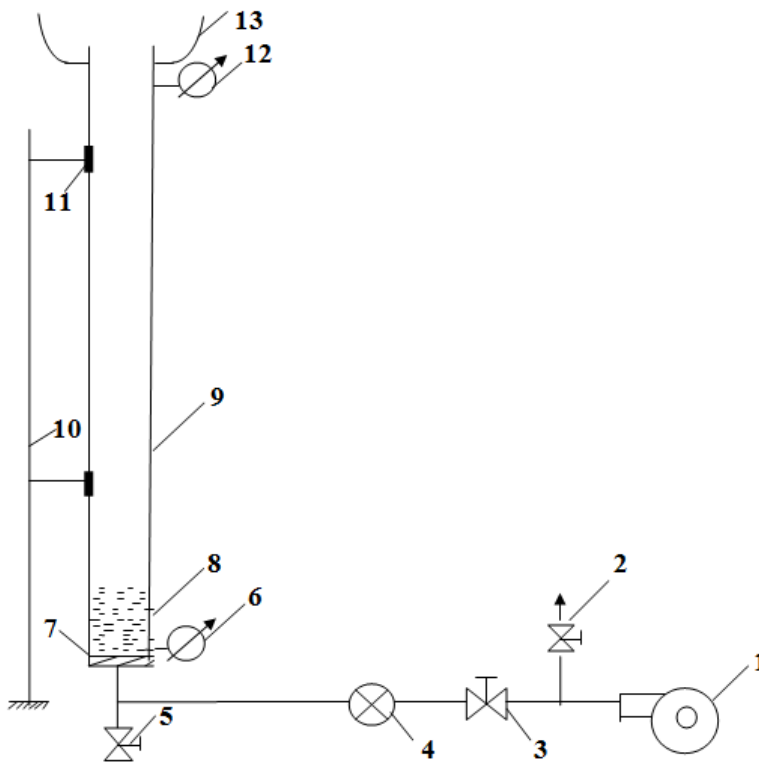
$$W_{кр} = \sqrt{\frac{4}{3} g \frac{d_u (\rho_u - \rho_2)}{C_D \rho_2}} = 3,62 \sqrt{\frac{d_u (\rho_u - \rho_2)}{C_D \rho_2}}. \quad (5)$$

Критичну швидкість руху газу визначають за формулою Ріттингера [10]:

$$W_{кр} = \sqrt{\frac{2 (\rho_u - \rho_2) g d_u}{3 \rho_2 \varphi}} = 2,557 \sqrt{\frac{(\rho_u - \rho_2) d_u}{\rho_2 \varphi}}. \quad (6)$$

де φ – аеродинамічний коефіцієнт ковзання, величина якого залежить від форми частинок породи, для частинок кульової форми $\varphi = 0,25$.

Критичну швидкість руху газу залежно від режиму руху газового потоку визначають також за формулами [11]:



1 – відцентровий компресор; 2, 3, 5 – сферичні крани; 4 – аналоговий давач витрати газу AWM720P1; 6, 12 – аналогові давачі тиску; 7 – дротяний фільтр; 8 – піщаний корок; 9 – скляна колонка; 10 – штатив; 11 – монтажні кріплення; 13 – смітник для винесеного піску

Рисунок 1 – Схема лабораторної установки для дослідження умов винесення частинок піску із моделі свердловини

ламінальний режим руху
 $Re \leq 2$ або $Ar \leq 36$

$$W_{крт} = d_c^2 \cdot g \cdot \frac{(\rho_c - \rho_z)}{18\mu_z}, \quad (7)$$

перехідний режим руху
 $2 < Re \leq 500$ або $36 < Ar \leq 83000$

$$W_{крт} = \frac{0,78 \cdot d_c^{0,43} \cdot (\rho_c - \rho_z)^{0,715}}{\rho_z^{0,285} \cdot \mu_z^{0,43}}, \quad (8)$$

турбулентний режим руху
 $Re > 500$ або $Ar > 83000$

$$W_{крт} = 5,46 \cdot \sqrt{\frac{d_c \cdot (\rho_c - \rho_z)}{\rho_z}}, \quad (9)$$

де Re – число Рейнольдса;
 Ar – число Архімеда.
 Числа Рейнольдса та Архімеда визначають за формулами [4]:

$$Re = W \cdot d_c \cdot \frac{\rho_z}{\mu_z} \quad \text{або} \quad Re = 1777 \frac{q \cdot \bar{\rho}_z}{d \cdot \mu_z}, \quad (10)$$

$$Ar = d_c^3 \cdot \rho_z \cdot g \cdot \frac{(\rho_c - \rho_z)}{\mu_z^2}. \quad (11)$$

Для підняття частинок піску на поверхню необхідно, щоб швидкість газового потоку перевищувала критичну швидкість більше 20% [9].

Для порівняння між собою критичних швидкостей руху газу за формулами вказаних авторів, які необхідні для попередження скуп-

чення піщинок на вибої, і співставлення їх з експериментальними даними виконано відповідні дослідження.

Опис експериментальної установки і методики дослідження

Для вивчення процесу очищення від піщаного корка вибою газових і газоконденсатних свердловин розроблено лабораторну установку, принципову схему якої зображено на рисунку 1.

Важливим елементом установки є колонка 9 із зовнішнім діаметром 25 мм і довжиною 0,9 м. Колонка виготовлена із скла, що дає змогу здійснювати візуальний контроль за процесами всередині колонки. Колонка 9 закріплена за допомогою двох кріплень до штатива 10.

Для нагнітання газу в колонку використано компресор 1 відцентрового типу, для перепускання надлишку газу в атмосферу, служить сферичний кран 2. За допомогою сферичного крану 3 здійснюється додаткове регулювання величини витрати газу, що подається в колонку. В нижній частині колонки розміщений дротяний фільтр 7. Перед подачею газу в колонку 9 засипали кварцовий пісок.

Реєстрацію тиску в нижній (перед корком) та у верхній частинах колонки здійснювали за допомогою аналогових давачів диференційного перепаду тиску 6 і 12.



Рисунок 2 – Загальний вигляд експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску із моделі свердловини

Передача даних із датчиків на комп'ютер здійснюється за допомогою мікроконтролерного блоку керування з подальшим їх конвертуванням в середовище Microsoft Excel.

Згідно з схемою (рисунок 1) змонтовано експериментальну установку для дослідження умов винесення частинок піску з вибою свердловини на поверхню, загальний вигляд якої зображено на рисунку 2.

Експериментальні дослідження для визначення швидкості винесення піщинок з вибою

свердловини на поверхню проводили у такій послідовності.

1. Здійснювали підготовку кварцового піску наступним чином. Висушений зразок породи подрібнювали на кусочки, не руйнуючи окремих зерен, і обробляли 10%-м розчином соляної кислоти для видалення карбонатів. Після цього зразок розтирали у фарфоровій чашці з одночасним промиванням водою для видалення глинистої фракції. Відмиту породу висушували, зважували і просіювали через набір сит протягом 15 хв.

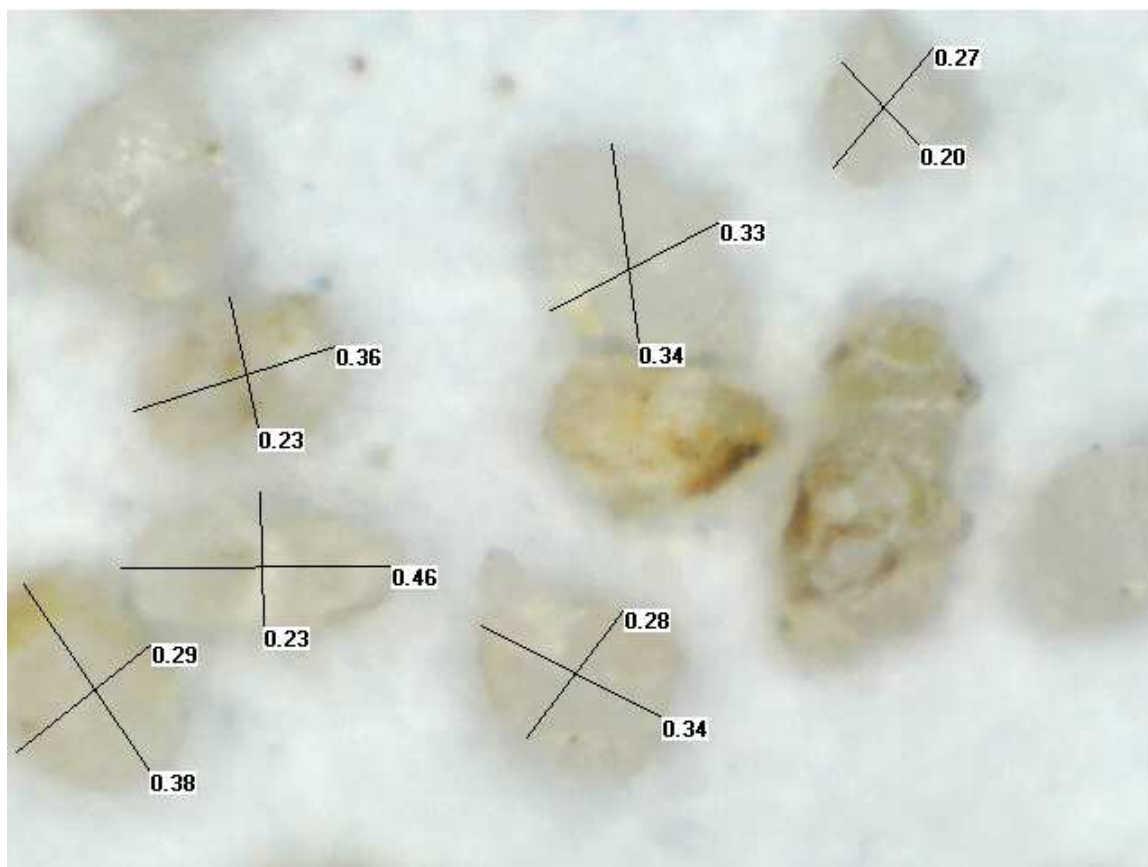


Рисунок 3 – Розміри частинок піску, які виносились в діапазоні швидкостей руху газового потоку 1,876–3,282 м/с

2. Засипали підготовлену фракцію піску у скляну колонку 9.

3. Здійснювали нагнітання газу в нижню частину колонки 9 за допомогою компресора 1, послідовно збільшуючи швидкість руху газу від 1 до 10,2 м/с.

4. За допомогою аналогового давача АWM720P1 4 вимірювали витрату газу.

5. Реєстрацію тисків в нижній (перед корком) та у верхній частинах колонки здійснювали за допомогою аналогових давачів диференційного перепаду тиску 6 і 12.

6. Винесені частинки піску збирали в ємності 13 і зважували на електронній вазі.

7. Дослід закінчували коли виносився весь пісок.

Результати досліджень

У процесі проведеного експерименту з фракцією піску з діаметром частинок 0,1–0,315 мм найперше виносилась найдрібніша фракція піску з діаметром частинок 0,101–0,14 мм в діапазоні швидкостей руху газового потоку 0,295–0,985 м/с. Масова частка винесеної фракції піску склала 18,75%.

В діапазоні швидкостей руху газового потоку 0,985–1,876 м/с спостерігали винесення фракції піску з діаметром частинок 0,17–0,22 мм, в кількості 26,92 % мас.

Остання масова частка фракції 54,33 % з діаметром частинок 0,23–0,315 мм винеслась

при досягненні швидкостей руху газового потоку 1,876–3,289 м/с.

Діаметр частинок піску, які виносились, визначали за допомогою електронного мікроскопа USB DIGITAL MICROSCOPE. Частинки піску з вказаним діаметром, які виносились під час експерименту зображені на рисунку 3.

Аналогічні дослідження проведено для піску з діаметром частинок 0,315–0,63 мм і 0,63–1 мм. Результати експериментів занесено в таблицю 2.

На рисунку 4 зображено фотографію скляної колонки моделі свердловини при винесенні частинок піску газовим потоком.

На рисунку 5 наведено співставлення експериментально визначених і розрахованих за формулами різних авторів критичних швидкостей руху газу для винесення частинок піску потоком газу.

Згідно з результатами досліджень швидкість винесення частинок піску з вибою моделі свердловини на поверхню газовим потоком змінюється в межах 0,985 – 10,5 м/с за експериментальними даними і 1,49–9,74 м/с за теоретичними залежностями. Для значень діаметрів частинок піску 0,1; 0,315; 0,63; 1 мм швидкість руху газу (повітря), яка необхідна для їх винесення, становить відповідно 0,985; 4,4065; 8,54; 10,2 м/с.

За експериментальними даними залежність швидкості винесення частинок піску від їх діаметру описується рівнянням:

Таблиця 2 – Результати експериментів з дослідження швидкості винесення частинок піску газовим потоком з моделі свердловини

Швидкість винесення частинок піску, м/с	Діаметр частинок піску, мм	Масова частка винесеного піску, %
Фракція піску діаметром 0,315 – 0,63 мм		
4,4065	0,3-0,31	25,71
7,732	0,375-0,52	50,12
8,54	0,585-0,63	24,17
Фракція піску діаметром 0,63 – 1 мм		
8,95	0,68-0,78	24,96
9,387	0,78-0,86	53,33
10,2	0,96-0,98	21,71



Рисунок 4 – Винесення частинок піску потоком газу у ході експерименту

$$W = 11,63d_q^3 - 33,68d_q^2 + 36d_q - 3,859, \quad (12)$$

d_q , мм; W , м/с.

Із збільшенням розміру частинок піску залежність $W = f(d_q)$ поступово виположується.

Розрахункові значення швидкості руху газу для винесення твердої фази за формулами (6) і (9) майже співпадають, а за формулою (5) в області діаметрів частинок піску до 0,5 мм дещо занижуються порівняно з результатами розрахунків за формулами (6) і (9) і потім співпадають.

При діаметрах частинок піску до 0,4 мм експериментальні і визначені за формулою (5) значення критичної швидкості руху газу мало відрізняються між собою, а при діаметрах частинок піску понад 0,4 мм фактичні значення швидкості винесення піску є дещо вищими порівняно з розрахунковими значеннями.

Співставлення результатів експериментальних досліджень і теоретичних розрахунків свідчить, що значення швидкості руху газу для винесення твердої фази, отримані експериментально і за аналітичними залежностями відрізняються між собою в прийнятих межах для розглянутих значень діаметрів частинок.

Наукова новизна. Встановлено закономірності зміни швидкості руху газу (повітря), яка необхідна для винесення частинок піску з діаметром фракцій від 0,1 до 1 мм.

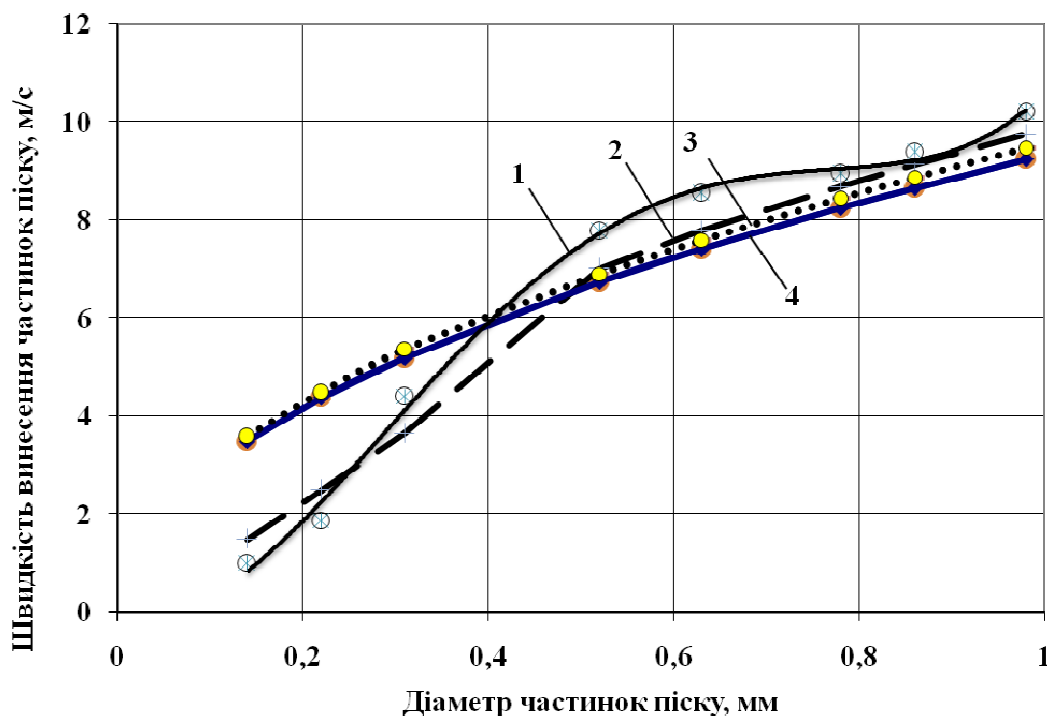
Практична цінність. Використання наукових розробок дозволяє зменшити втрати тиску на вибої свердловини за рахунок запобігання утворення піщаного корка.

Висновки

Розроблено експериментальну установку для дослідження умов винесення частинок піску із вибою модельної свердловини.

За результатами експериментальних досліджень оцінено швидкості руху газу (повітря), які необхідні для винесення частинок піску з діаметром фракцій від 0,1 до 1 мм.

Порівняння отриманих результатів свідчить про деяке відхилення експериментальних і теоретичних значень критичної швидкості руху газу, яке може бути пов'язане із використанням «реальних» частинок піску, тобто химерної форми для проведення дослідів (див. рис. 3), тоді, як в теоретичних залежностях форма частинок прийнята кулькоподібною.



1 – за експериментальними даними;
2 – за формулою (5); 3 – за формулою (9); 4 – за формулою (6);

Рисунок 5 – Залежності швидкості виносення частинок піску від їх діаметра

Література

1 Цицорин А. И. Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах / А. И. Цицорин, В. Б. Демьяновский, Д. А. Каушанский // Электронный научный журнал Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитики. – 2014. – №2.

2 Бондаренко В. А. Разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчаных пород с целью снижения пескопроявлений / В. А. Бондаренко, О. В. Савенок // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 1 (21). – С. 84–87.

3 Абдулин Ф. С. Пробкообразование в газовых скважинах Ставропольского месторождения / Ф.С. Абдулин, В. В. Калашнев // Газовая промышленность. – 1970. – №8. – С. 7-9.

4 Магадова Л. А. Разработка композиции для крепления призабойной зоны пласта в скважинах подземных хранилищ газа / Л. А. Магадова, Н. Н. Ефимов, В. Б. Губанов, В. А. Нескин, М. В. Трофимова // Территория нефтегаз. – 2012. – № 5. – С. 63-67.

5 Дремлюх Н. С. Способи ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин з нестійкими колекторами / Н. С. Дремлюх // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2. – С. 19 – 29.

6 Моторин Д.В. Проблемы добычи газа на завершающем этапе разработки месторождений / Д. В. Моторин, П. С. Кротов, В. В. Гурьянов. // Территория нефтегаз. – 2011. – № 10. – С. 50-53.

7 Леонов Е. Г. Гидроаэромеханика в бурении [Текст]: учебник для вузов / Е. Г. Леонов, В. И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304 с.

8 Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебник для вузов / А. И. Ширковский. – М.: Недра, 1979. – 303 с.

9 Латыпов Б. М. Техническое обеспечение устойчивости работы штанговой винтовой насосной установки в малодобитных скважинах, осложненных пескопроявлениями [Текст]: дис. канд. техн. наук: 2014 / Латыпов Булат Маратович. – Уфа, 2014. – 133 с.

10 Требин Ф. А. Добыча природного газа [Текст] / Ф. А. Требин. – М.: Недра, 1976. – 367 с.

11 Арбузов В. Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях [Текст]: [практикум] / В. Н. Арбузов., Е. В. Курганова; Национ. исслед. Томск. политех. ун-в. – Томск: ИТПУ, 2013. – 60 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.08.15

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

ЗАГАЛЬНИЙ АНАЛІЗ ПІДХОДІВ АВТОМАТИЗОВАНОГО ОЦІНЮВАННЯ РОБОТОЗДАТНОСТІ ПОРОДОРУЙНІВНОГО ІНСТРУМЕНТУ

Л.Я. Чигур

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,
e-mail: kafatp@ukr.net

Запропоновано метод автоматизованого контролю відпрацювання доліт для виявлення їх критичного зношування на завершальному етапі роботи інтелектуальними засобами оперативної ідентифікації, що дає змогу підвищити надійність управління відпрацюванням породоруйнівного інструменту, знизити аварійність процесу буріння.

Удосконалено підхід до автоматизації процесу управління відпрацюванням породоруйнівного інструменту в умовах апріорної і поточної невизначеності щодо структури і параметрів об'єкта шляхом доповнень існуючих локальних систем автоматизованого керування режимами буріння, підсистемою нейромережевої ідентифікації, створеної на основі мережі Кохонена та мережі прямого поширення. Використання цих нейромереж дає змогу періодично контролювати роботу долота на вибої свердловини і розпізнавати його основні стани як «працездатний», «непрацездатний», «передаварійний», «невизначений», а на завершальному етапі роботи визначати ступінь зношення долота.

На основі проаналізованих моделей і методів запропоновано удосконалити структуру системи інтелектуальної підтримки прийняття рішень для управління відпрацюванням породоруйнівного інструменту, для підвищення надійності і вірогідності процесу прийняття рішень, яка може бути реалізована на базі сучасних промислових систем контролю і керування процесом буріння нафтових і газових свердловин.

Ключові слова: автоматизований контроль, роботоздатність породоруйнівного інструменту, моніторингові системи, буріння.

Предложен метод автоматизированного контроля отработки долот с целью выявления их критического износа на завершающем этапе работы интеллектуальными средствами оперативной идентификации, что позволяет повысить надежность управления отработкой породоразрушающего инструмента, снизить аварийность бурения.

Усовершенствован подход к автоматизации процесса управления отработкой породоразрушающего инструмента в условиях априорной и текущей неопределенности относительно структуры и параметров объекта путем дополнения существующих локальных систем автоматизированного управления режимами бурения, подсистемой нейросетевой идентификации, созданной на основе сети Кохонена и сети прямого распространения. Использование этих нейронных сетей позволяет периодически контролировать работу долота на забое скважины и распознавать его основные состояния как «трудоспособный», «нетрудоспособный», «передаварийный», «неопределенный», а на завершающем этапе работы определять степень износа долота.

На основе проанализированных моделей и методов предлагается усовершенствовать структуру системы интеллектуальной поддержки принятия решений для управления отработкой породоразрушающего инструмента, для повышения надежности и достоверности процесса принятия решений, которая может быть реализована на базе современных промышленных систем контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин.

Ключевые слова: автоматизированный контроль, работоспособность породоразрушающего инструмента, мониторинговые системы, бурение.

The authors developed a method for automatic drilling bits wear control to identify their critical wear at the final operation stage with the help of the intelligent rapid identification tools that allows to increase the reliability of rock cutting tool wear control and reduce the drilling process accident rate.

The scientists also improved the approach to the rock cutting tool wear control automation in conditions of prior and current uncertainty concerning the structure and parameters of the object by supplementing the available local systems for automatic drilling modes control and subsystem for neural network identification that was developed on the basis of the Kohonen network and feedforward network. Utilization of these neural networks allows to periodically control the drill bit operation at the bottomhole and identify its basic states as “operable”, “inoperable”, “pre-emergency”, and “unknown”, as well as to determine the degree of its wear at the final stage of operation.

Based on the analyzed models and methods, it is suggested to improve the structure of the decision-making intelligent support system to control the rock cutting tool wear, increase reliability and probability of the decision-making process that can be carried out on the basis of the modern industrial systems for monitoring and control of the oil and gas wells drilling process.

Keywords: automatic control, rock cutting tool operability, monitoring systems, drilling.

Вступ

Як і будь-який технологічний процес, процес буріння нафтових і газових свердловин є керованим і кількість керувальних параметрів залежить від способу буріння, що дає змогу стверджувати про його багатомірність [1, 2]. Отже, процес буріння характеризується відповідними вхідними і вихідними параметрами та збурюючими впливами, що діють на нього.

Характерною особливістю процесу буріння є відсутність серійних приладів для контролю режимних параметрів безпосередньо на вибої свердловини, що значною мірою зумовлює унікальність процесу буріння нафтових і газових свердловин [2, 5].

Це призводить до необхідності використовувати такі природні канали зв'язку як колона бурильних труб, стовп промивальної рідини і оцінювати режимні параметри за показниками наземних приладів. Дослідження свідчать, що природні канали зв'язку породжують адитивні шуми, які у загальному випадку є нестационарними [2, 6, 7]. Прямого вимірюванню доступна лише проходка долота $h(t)$. Тому про технічний стан долота можна судити лише опосередковано за механічною швидкістю буріння [2, 5].

Для визначення моменту підйому долота для заміни складаються режимні карти. Проте фактичні результати відпрацювання доліт суттєво відхиляються від рекомендацій, що наведені в режимних картах, які складені для деяких усереднених умов. Це викликано тим, що зміна фізико-механічних властивостей гірських порід носить випадковий характер.

Помилки при визначенні моменту підйому долота для заміни викликають аварії, на ліквідацію яких витрачаються значні кошти. Тому велике значення має перехід від суб'єктивних методів керування відпрацюванням доліт до методів, що базуються на отриманні і обробці інформації за допомогою сучасних комп'ютерних засобів контролю і систем керування. Особливо актуально це для відпрацювання полікристалічних доліт нового покоління, вартість яких становить десятки, а деколи і сотні тисяч доларів США. Як правило, бурильник приймає рішення щодо керування роботою долота оперативним, тобто в ході процесу буріння [2, 3, 4, 5].

Цілі статті

Метою даної наукової роботи є підвищення ефективності процесу буріння нафтових і газових свердловин за рахунок оптимального відпрацювання доліт на вибої свердловини, що досягається вдосконаленням системи інтелектуальної підтримки прийняття рішень для управління відпрацюванням породоруйнівного інструменту в умовах невизначеності процесу буріння.

Досягнення поставленої мети здійснюється розв'язанням таких основних задач:

- комплексний аналіз сучасних методів управління відпрацюванням доліт і вибір стру-

ктури моделі, методу і критерію оцінювання, призначених для вирішення задачі ідентифікації та контролю відпрацювання бурових доліт за умов невизначеності процесу буріння;

- удосконалення підходу до автоматизації процесів управління відпрацюванням доліт на базі нейромережевого методу і вибір архітектури нейромережі для визначення ступеня зносу долота в реальному часі.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень, публікацій

На сьогодні з існуючих наукових досліджень відомі розробки адаптивних систем керування процесом буріння з одною керувальною дією [2, 3, 5 та ін.], яка визначається шляхом пошуку екстремуму вибраної цільової функції безпосередньо на об'єкті. Для цього система реалізує таку послідовність дій: формування функції нев'язки з метою ідентифікації параметрів математичної моделі; прогнозування значення вибраного термінального критерію оптимальності і визначення часу буріння; виявлення меж пластів та пошук термінального критерію безпосередньо на об'єкті.

Усі алгоритми реалізації функції такої системи об'єднані організуючим алгоритмом функціонування, який забезпечує розв'язок задачі в масштабі реального часу.

Недоліками цього методу і системи керування відпрацюванням долота є те, що вони розроблені для традиційних шарошkových доліт і дають змогу визначити лише прогнозований час роботи долота. Проте, для алмазних доліт головною задачею є виявлення початку завершального періоду роботи і визначення точного моменту логічного завершення рейсу долота, на базі інформації про зношення його полікристалічного озброєння.

Слід зазначити, що алмазні покоління і трьохшарошкові долота містять різні критичні структури. Якщо для алмазних доліт критичною структурою є різучі кромки або полікристалічні алмазні вставки, то для шарошkových доліт роль критичної структури виконує підшипник або механізм, що забезпечує ковзне переміщення шарошок. Проте, для множини критичних структур бурових доліт єдиною метою автоматизованого контролю є запобігання катастрофічного зношення і катастрофічної відмови бура.

Впровадження сучасних методів контролю за технічним станом породоруйнівного інструменту в процесі буріння свердловини веде, без сумніву, до отримання двох головних результатів: покращення продуктивності буріння і створення можливості керувати процесом на основі повної і вірогідної інформації про нього. Ці фактори впливають як на собівартість буріння свердловини, так і на ефективність керування цим процесом.

Найбільш точними з точки зору оцінки зношення породоруйнівного інструменту є прямі методи, які базуються на безпосередньому вимірюванні зношення окремих елементів

Таблиця 1 – Аналіз методів і систем автоматизованого оцінювання роботоздатності породоруйнівного інструменту на базі штучного інтелекту

Література	Бази правил	Фаззі логіка	Нейромережа «Багато-шаровий перцептрон»	Нейромережа «Карта Кохонена»	Нейромережа прямого розповсюдження	Нейромережа адаптивної резонансної теорії
[21]	X					
[22]						X
[23]		X				
[24]					X	
[25]				X		
[26]		X				
[27]					X	
[28]			X			
[29, 30]			X			
[31]			X			
[32]	X					
[33-35]	X					

породоруйнівного інструменту. Однак ці методи неможливо застосувати для оцінки зношення безпосередньо в процесі буріння свердловини. Розрахункові методи визначення параметрів, що є ознаками закінчення рейсу долота дають змогу тільки наближено оцінити стан породоруйнівного інструменту на вибої свердловини, тому їхня ефективність досить незначна.

Поряд з описаними вище інтерес викликають методи, що дають змогу визначити технічний стан долота за непрямыми показниками його зношення в будь-який момент часу. Як показники зношення використовують частоту і амплітуду вібрації бурильної колони, гранулометричний склад шламу, ультразвукові коливання, добуток різних параметрів і показник режиму буріння, характеристику зміни механічної швидкості проходки в часі буріння з постійними параметрами режиму, критерії технічного стану доліт.

Аналіз відомих непрямих методів контролю зношення породоруйнівного інструменту свідчить, що найпростішими методами є методи, що базуються на наперед визначених обмеженнях. Тобто, якщо певний контрольований параметр, або група параметрів досягне певної верхньої або нижньої межі, то це є показником відмови або зношення долота. Такі підходи часто використовуються бурильником-оператором, а також використовуються у моніторингових системах і формують базис експертних систем, що базуються на правилах [8-11].

Критерії відпрацювання представляють собою певні правила з наперед заданими обмеженнями. Наприклад, метою розв'язку задачі раціонального відпрацювання бурових доліт є визначення такого часу буріння t_0 , щоб критерії $v_p \rightarrow \max$, $q \rightarrow \min$ і $v_e \rightarrow \max$ набули свого екстремального значення [2, 4, 5, 6]. Було проведено математичний аналіз цих критеріїв, виходячи із наступних основних принципів:

долото використовується для буріння в ізотропних породах, властивості яких протягом рейсу долота незмінні; долото експлуатується з незмінним сполученням значень параметрів режиму буріння, кожен з яких зафіксований на певному рівні; миттєві значення механічної швидкості проходки залежать лише від поточного зношення озброєння долота [15,21]. Визначено достатні умови, за яких критерії відпрацювання досягають максимального (мінімального) значення. Відомо, що функція змінної t досягає екстремуму в точці t_0 . В цій точці функція має мінімум, якщо друга похідна додатна, і максимум, якщо друга похідна від'ємна. Виходячи з цього, визначені достатні умови для критеріїв відпрацювання доліт [15]. Аналіз достатніх умов свідчить, що для розглянутих критеріїв існують нерівності, які визначають область існування екстремумів. Ці умови визначаються темпом зменшення механічної швидкості v_t і об'ємом спуско-підймальних операцій t_{cn} .

Однак, найбільш перспективними є методи, принцип роботи яких базується на відстеженні і аналізованні тенденцій зміни контрольованих параметрів, а не тільки на перевірці їх абсолютних значень. Головною причиною цього є те, що у багатьох випадках існують зовнішні фактори, які впливають на абсолютне значення контрольованого параметру, і ці фактори ніяк не пов'язані із зміною технічного стану породоруйнівного інструменту на вибої свердловини (наприклад, зміна швидкості проходки через зміну фізико-механічних властивостей розбурюваної породи).

Загальний аналіз методів і систем автоматизованого оцінювання роботоздатності породоруйнівного інструменту на базі штучного інтелекту зведено у таблицю 1.

Системи, що базуються на фаззілогіці, оперують обмеженнями, які є нечіткими, тобто

вони не є точно визначеними [23, 26]. Ступінь "нечіткості" таких обмежень, зазвичай, визначається на основі формалізації нечіткої (якісної і кількісної) інформації про процес контролю.

Система має два вхідних параметри, якими є навантаження на долото і крутний момент, а зношення долота в цій системі є кластеризованим на чотири стани зношення: «початкове», «мале», «середнє» і «значне» [26]. Підхід є нечітким, тобто нечіткі обмеження визначені, з використанням фаззи алгоритмів. Метод працює з наперед заданими даними, які були використані при налаштуванні обмежень. Однак, ефективність даного методу обмежується однорідними умовами буріння.

Розглянута експертна система, на базі правил, складається з кількох модулів: відбір та аналіз даних, дерево несправностей, дерево ознак, синтезатор правил і захист від помилок та несправностей [33-35]. Система може бути сконфігурована користувачем через графічний інтерфейс. Запит даних відбувається через AD-карту, використовуючи кілька вимірних даних дачачів такі як вібрації, акустичної емісії і т.д. Аналіз сигналів базується на використанні статистичних параметрів і функцій на основі швидкого перетворення Фур'є. Всі дані зберігаються в базі даних. Правила контролю системи пишуться автоматично через використання модулів дерева несправностей та дерева ознак. Основна ідея зробити систему досить гнучкою настільки, щоб вона могла бути використана для всіх режимів буріння і з усіма типами доліт.

Використання нейромереж може представлятися як спроба автоматизувати процес написання діагностичних правил, тобто якщо достатня кількість потрібних даних існує можливо натренувати мережу так, щоб вона була спроможна визначати технічний стан долота. В принципі нейронні мережі можуть бути натреновані для одночасного визначення технічного стану породоруйнівного інструменту, а також ідентифікації ускладнень, що виникають в процесі буріння свердловини, які вносять невизначеність в результат контролю. Однак, нейромережа такої складної архітектури буде мати певні недоліки, пов'язані зі особливостями її навчання та технічної реалізації. Як альтернатива, може бути розроблена певна кількість окремих моделей, призначених для ідентифікації окремих технологічних ситуацій, пов'язаних із умовами функціонуванням породоруйнівного інструменту.

Досить проста нейромережа була розроблена з двома вхідними параметрами і одним вихідним. Кількість нейронів у внутрішньому (прихованому) прошарку змінювали від чотирьох до дев'яти. Зношення класифікувалося по п'яти категоріях, тобто «початкове», «незначне», «середнє», «значне» і «повне зношення» [31].

Ефективність штучних нейромереж з різною кількістю внутрішніх (прихованих) прошарків нейронів разом з використанням адаптивних активаційних функцій були протестовані під час контролю технічного стану породоруйнівного інструменту [27, 28]. У всіх моде-

лях були використані дев'ять вхідних параметрів, на основі яких формувалася вихідний сигнал, що характеризував зношення породоруйнівного інструменту [28]. Кількість нейронів у внутрішньому шарі змінювали від 14 і 22. Зроблено висновок, що збільшення кількості нейронів в штучній нейромережі з адаптивними активаційними функціями призводить зростання швидкості навчання порівняно з традиційною нейромережею прямого розповсюдження.

Штучні нейромережі здатні розпізнавати відмінність між зношеним і придатним для використання породоруйнівним інструментом в режимі on-line з високою вірогідністю, а також точно оцінити середнє зношення навіть при відмінних між собою умовах буріння.

Інша запропонована нейромережа має архітектуру прямого розповсюдження [24]. Це дає змогу нейромережі класифікувати зразки сигналів у реальному часі без будь-яких додаткових дій. Мережу складено із трьох прошарків елементів: вхідний прошарок, внутрішній (прихований) прошарок і вихідний прошарок. Параметричні вектори зразка, який підлягає дослідженню, представляються вхідному прошарку. Елементи вхідного прошарку пов'язані з усіма елементами внутрішнього прошарку. Елементи внутрішнього прошарку зв'язані вибірково з вихідними елементами. Нейромережі даного типу використовують два механізми навчання – контрольоване і неконтрольоване. Мережа даного типу правильно розпізнала ситуації, пов'язані із зношенням породоруйнівного інструменту з точністю вищою, ніж 90 %.

Мережу адаптивного резонансу було випробувано для визначення сильного пошкодження долота при лабораторному дослідженні процесу буріння [22]. Згідно з теорією адаптивного резонансу (TAP), адаптивний резонанс виникає тоді, коли ймовірності входу мережі і зворотного зв'язку співпадають. ART2 – тип нейромереж було розроблено для задач розпізнавання в реальному часі. Нейромережі типу ART2 порівнюють вхідний вектор сигналів з попередніми взірцями, що зустрічались раніше. Якщо вхід є аналогічним до деяких із зразків, він буде поміщений в категорію із подібними взірцями. З іншого боку, якщо вхід не подібний ні до якого з попередньо представлених взірців, то даному входу буде призначено нову категорію. Нейромережі типу ART2 вимагали в два-три рази більше обчислювального часу при класифікації вхідних сигналів, ніж інші нейромережеві методи. Однак, кількість помилок класифікації у них виявилася набагато меншою.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Отже, з існуючих наукових досліджень видно, що визначення ефективного часу буріння є актуальною науково-практичною задачею і вирішувати її необхідно для випадків обмеження довговічності алмазного долота, лише стійкістю озброєння з врахування можливого перехо-

ду долотом меж пластів гірських порід і інформаційної невизначеності процесу буріння.

Проте, слід зазначити, що для виявлення моменту підйому долота для заміни доцільно використовувати оперативні методи, які враховують фактичні умови буріння [13,14, 16, 19 та ін.]. Це питання запропоновано вирішувати диференційовано, в залежності від того, який із робочих елементів долота обмежує тривалість буріння.

Аналіз результатів досліджень довів, що на даний момент не існує методу чи системи автоматизованого контролю роботоздатності породоруйнівного інструменту, який би точно ідентифікував передаварійні й невизначені ситуації, що виникають в процесі буріння та визначав ступінь зношення долота в процесі буріння свердловини.

Основний матеріал

Для ідентифікації поточного стану зношення долота в умовах інформаційної невизначеності пропонується використовувати разом із розробленими раніше підходами нейромережвий класифікатор на основі гібридної нейромережі, що складається з мережі Кохонена та нейромережі прямого поширення.

Цей підхід дає змогу перейти до безеталонних методик контролю, а у випадку відомої статистичної вибірки, що містить дані про значення інформаційних параметрів і відповідних їм технічних станів долота як контрольованого об'єкта, виявляти причинно-наслідкові зв'язки між співвідношенням значень інформаційних параметрів контрольованого об'єкту і його технічним станом.

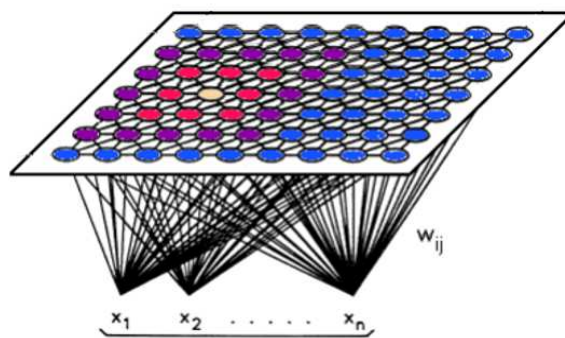
Для вирішення поставленої задачі пропонується застосувати самоорганізовану нейронну мережу Кохонена (СОМ), яка дає змогу самостійно ідентифікувати нестационарності контрольованого процесу, шляхом аналізу вхідних даних в реальному масштабі часу.

Аналіз роботи мереж такого типу, дає змогу дійти висновку, що для вирішення поставленої задачі оптимальною є мережа Кохонена, що складається з M нейронів, які утворюють прямокутні решітки на площині. Як активаційна функція мережі пропонується функція Гаусса, яка забезпечує високу швидкість навчання СОМ при мінімальній похибці квантування [37].

Модель Кохонена відноситься до класу алгоритмів векторного кодування. Вона забезпечує топологічне відображення, що оптимально розміщає фіксоване число векторів у вхідному просторі більш високої розмірності, забезпечуючи, таким чином, стиснення даних (рис. 1).

Застосування мережі Кохонена дає можливість, крім іншого, виявляти нові стани в яких перебуває контрольований об'єкт, які раніше не були описані статистичними вибірками. Система зможе розширювати власну базу знань про можливі стани контрольованого об'єкту у процесі функціонування. Однак, на виконання процесу перенавчання нейромережі і системи в

цілому необхідні додаткові витрати часу та зупинка процесу контролю на час навчання.



x_1, x_2, \dots, x_n – вектор вхідних даних

$w_{i,j}$ – синаптичні зв'язки між нейронами

Рисунок 1 – Загальний вигляд карти Кохонена

Для формування бази класів можливих станів долота як контрольованого об'єкта необхідно виконати кластерний аналіз, що розбиває множину станів на класи. Кластерний аналіз, на відміну від задач класифікації, не потребує апіорних припущень про набір даних, не накладає обмеження на подання досліджуваних об'єктів, дає можливість аналізувати показники різних типів даних (інтервальні, частоти, бінарні дані).

Результатом кластерного аналізу є розбиття станів на групи, що задовольняють деякий критерій оптимальності. До основних станів контрольованого об'єкту відносяться - працездатний стан, непрацездатний стан, передаварійний стан, невизначений стан).

Як правило, побудови кластерів виступають критерії, що використовуються у процесі вирішення питання про схожість станів. Одним із критеріїв визначення схожості та відмінності кластерів є відстань між векторами на діаграмі розсіювання [36].

Для проведення кластерного аналізу використано шар Кохонена, що складається з деякої кількості n адаптивних лінійних суматорів, які діють паралельно (лінійних формальних нейронів). Всі вони мають однаково кількість входів m і отримують на свої входи один і той же вектор вхідних сигналів $x = (x_1, \dots, x_n)$ (рис.1).

Дані, що подаються на входи шару Кохонена, мають бути у вигляді вектора діагностичних ознак (станів) у N -вимірному евклідовому просторі, а також правильно промасштабовані для подальшого їх оброблення.

Дискретні значення контрольованих технологічних параметрів (момент на долоті, частота його обертання, навантаження на долото, швидкість проходки) подаються на вхід мережі. Ці дані представляють собою набір із m точок $\{X^p\}$ в n -вимірному просторі. Необхідно розбити цю множину точок $\{X^p\}$ на k класів близьких стосовно квадрату евклідової відстані.

Для цього необхідно знайти k точок a^l таких,

$$\text{що } D = \sum_{l=1}^k \sum_{x \in P_l} \|a^l - x\|, \text{ мінімальне}$$

$$P_l = \{x : \|a^l - x\| < \|a^q - x\|, \forall q \neq l\}.$$

Вихідним результатом роботи шару Кохонена є множина класів – стани, в яких перебуває контрольований об'єкт: працездатний стан, непрацездатний стан, передаварійний стан, невизначений стан. Оскільки головною задачею є визначення моменту підйому долота, особливо на завершальній стадії його роботи, то виникає необхідність додаткового застосування нейромережі оцінки ступеня зношення долота на вибої свердловини, яка буде складовою частиною загальної системи контролю зношення долота в умовах невизначеності процесу буріння свердловин. Для вирішення поставленого завдання застосуємо нейромережу прямого поширення.

Реалізована нейромережа має три прошарки: вхідний прошарок з п'ятьма вхідними змінними, прихований прошарок та вихідний прошарок, сигнал якого є оцінкою ступеня зношення породоруйнівного інструменту (рис. 2). Приховані шари забезпечують проміжну обробку вхідного сигналу.

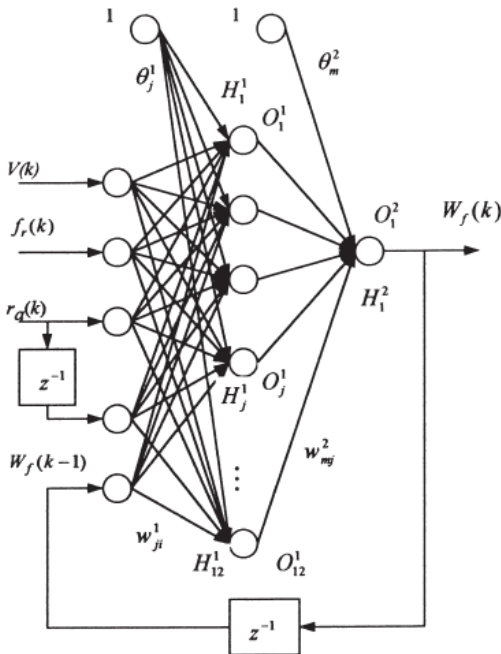


Рисунок 2 – Нейромережа прямого поширення для оцінки зношення долота на вибої свердловини

Пред'явлення мережі вхідних параметрів процесу буріння здійснюється у певних проміжках часу – кроках $k = \Delta t$, вважатимемо, що на цих проміжках значення вимірюваного параметру залишаються незмінними.

Вхідними сигналами нейромережі є: механічна швидкість буріння $v(k)$, частота обертання породоруйнівного інструменту $f_r(k)$, момент на породоруйнівному інструменті $r_a(k)$. Два інших входи $r_a(k-1)$ і $W_f(k-1)$ можуть

бути визначені з попередніх значень моменту на породоруйнівному інструменті $r_a(k)$ та оцінки зношення породоруйнівного інструменту $W_f(k)$.

Введемо наступні позначення для сигналів кожного з прошарків нейромережі:

$O_i^0 (i=1,2,\dots,5)$ - входи нейромережі:

$$O_0^1 = v(k),$$

$$O_2^0 = f_r(k),$$

$$O_3^0 = r_a(k),$$

$$O_4^0 = z^{-1}r_a(k) = r_a(k-1),$$

$$O_5^0 = z^{-1}W_f(k) = W_f(k-1);$$

$O_j^1 (j=1,2,\dots,12)$ - виходи прихованого прошарку нейромережі;

$O_m^2 (m=1)$ - вихід нейромережі:

$$O_1^2 = W_f(k).$$

Вагові коефіцієнти між вхідним і прихованим прошарками позначимо через $w_{ji}^1 (j=1,2,\dots,12; i=1,2,\dots,5)$, а вагові коефіцієнти між прихованим і вихідним прошарками як $w_{mj}^2 (m=1; j=1,2,\dots,12)$.

В запропонованій архітектурі нейромережі, що зображена на рис. 1, введено два додаткові вузли, одиничні виходи яких зв'язані з нейронами в прихованому і вихідному прошарках. Ці додаткові зв'язки призначені для корекції порогових активаційних функцій, що входять до алгоритму функціонування мережі. Вагові коефіцієнти зв'язків між додатковими вузлами і прихованим прошарком складають $\theta_j^1 (j=1,2,\dots,12)$, а між додатковими вузлами і вихідним прошарком - $\theta_m^2 (m=1)$ відповідно.

Процес створення нейромережевого алгоритму оцінки зношення породоруйнівного інструменту починається з ініціалізації нейромережі, тобто попереднього визначення всіх вагових коефіцієнтів

$$w_{ji}^1 (j=1,2,\dots,12; i=1,2,\dots,5),$$

$$w_{mj}^2 (m=1; j=1,2,\dots,12),$$

$$\theta_j^1 (j=1,2,\dots,12),$$

$$\theta_m^2 (m=1).$$

На цьому етапі їм присвоюють випадкові малі значення.

Процес навчання починається з того, що нейромережі пред'являються P зразків $\{x^p, d^p\} (p=1,2,\dots,P)$ набору вхідних технологічних параметрів процесу буріння

$$x^p = [v(k), f_r(k), r_a(k), r_a(k-1), W_f(k-1)]^p$$

та бажаний вихід $[W_f(k)]^p$, який характеризує ступінь зношення породоруйнівного інструменту. Зразки, що використовуються для навчання були отримані шляхом обробки інформації отриманої шляхом запису основних технологі-

чних параметрів на бурових платформах України та Росії. Ступінь зношення породоруйнівного інструменту, що використовується в навчальних зразках - $[W_f(k)]^p$ змінюється в межах $[0,1]$ і визначається в результаті обробки експертної інформації технологів-операторів (лінгвістичні оцінки ступеня зношення породоруйнівного інструменту для кожного набору контрольованих технологічних параметрів) з використанням методів Fuzzy Logic.

Вихід нейромережі обчислюється згідно принципів класичних Feed-Forward мереж.

Описана процедура дає можливість створити ефективний алгоритм оцінювання зношення долота інструменту в реальному часі.

Реалізація запропонованих підходів дає змогу розробляти адаптивні системи контролю зношення долота та ідентифікації технологічних ситуацій, що виникають в процесі буріння глибоких свердловин на нафту і газ. Ці системи дають змогу значно підвищити вірогідність контролю, оскільки можуть автоматично пристосовуватися до змінних геолого-технологічних умов процесу поглиблення свердловин та прогнозувати виникнення й розпізнавати відомі передаварійні ситуації, ускладнення, що можуть виникнути в процесі буріння свердловин.

Висновки

Проведений аналіз проблеми ідентифікації та контролю відпрацювання доліт, з метою підвищення ефективності автоматизованого управління процесом буріння свердловин на нафту і газ свідчить, що відомі рішення, які базуються на емпіричних моделях, мають обмежене застосування, оскільки в більшості призначені для шарошкових доліт традиційних типів та не враховують різноманітність геолого-технологічних умов, в яких може перебувати долото під час буріння. Тому особливої уваги заслуговує ідея застосування для вирішення задачі управління відпрацюванням алмазних доліт обчислювального інтелекту, що базуються на штучних нейронних мережах.

Удосконалено підхід до автоматизації процесу управління відпрацюванням породоруйнівного інструменту стираючої дії в умовах апріорної і поточної невизначеності процесу буріння шляхом доповнення існуючих локальних систем автоматизованого керування режимами буріння підсистемою нейромережевої ідентифікації, побудованої на основі нейромережі Кохонена та мережі прямого поширення, яка дає змогу періодично контролювати технічний стан долота і на основі застосування методів кластерного аналізу розпізнавати основні стани, в яких може працювати долото: «працездатний», «непрацездатний», «передаварійний», «невизначений» та визначати ступінь зношення долота.

Література

1 Горбійчук М.І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин / М.І. Горбійчук, Г.Н. Семенцов. – Івано-Франківськ: Факел, 2003 – 493 с.

2 Палагушкин В.А. Скважинная система как сложный объект управления / В.А. Палагушкин, П.Н. Чариков // Проблемы нефтегазового комплекса России. – УФА: УНИ. – 1998 – С. 38 – 42.

3 Бессон А. Новый взгляд на режущие элементы буровых долот / А. Бессон, Б.Берр, С. Диллард, Э. Дрейк, Б. Айви, К. Айви, Р. Смитт, Г. Уотсон // Нефтегазовое обозрение. Том 7. – 2002. – №2. – С. 4-31.

4 Методические указания по применению статических методов в бурении нефтяных и газовых скважин: состав. А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Аветисов, А.И. Булатов, В.И. Крилов, А.С.Макарян. – М.: Мин-во нефтяной промышленности, 1983. – 315 с.

5 Семенцов Г.Н. Оптимальное управление процессом бурения нефтяных и газовых скважин: автореф. на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук: спец. 05.13.07 – Автоматизация технологических процессов и производств (промышленность) / Г.Н. Семенцов. – М., 1990. – 44 с.

6 Кацман Ф.М. Состояние и направление компьютеризации бурения в США. / Ф.М. Кацман, В.Г. Беликов, Ш.М. Смотрицкий // Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1990. – 39 с.

7 Пат. 2174596 Российская Федерация МПК 7 E21 В 44/00 Способ регулирования условий бурения, влияющих на режим эксплуатации бура / Смит Ли Морган (US), Голдман Виллям Э. (US), заявитель и патентообладатель Дрессер Индастриз, Инк. (US) – №98119444/03; заявл. 1997.03.21, опубл. 2001.10.10.

8 А.с. 1102906 СССР МКИ E21 В.45/00 Устройство для определения границ залегания горных пород различной буримости и износа алмазной коронки / А.Е. Козловский, В.М. Питерский, Е.И. Павлов, А.А. Сотников (СССР), – №95 18053/22-03, заявл. 03.12.82, опубл. 15.07.84, Бюл. №26.

9 Шагеев А.Ф. Автоматизированный мониторинг процессов обработки скважин – первая степень интеллектуальных систем управления / А.Ф. Шагеев, А.М. Тимушева, Л.Н. Шагаева, А.С. Гришин // Нефтяное хозяйство – 2000. – №11. – С. 48-49.

10 Пат 2021499 Российская Федерация МПК E21 В45/00 Система управления процессом бурения Сахарова А.В. / Сахаров А.В., заявитель и патентообладатель Сахаров А.В. – №4775523/03, заявл. 1992.11.27, опубл. 1994.10.15.

11 Яремійчук Р.С. Напрямок створення української технології спорудження свердловин, конкурентноспроможної на світовому рівні / Яремійчук Р.С., Байдюк Б.В. // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – №4. – С. 17-18.

12 Яремийчук Р.С. Бурение стволов большого диаметра / Яремийчук Р.С., Рейхерт А.А. – М.: Недра, 1977. – 174 с.

13 Куликовский Л.Ф. Информационно-измерительные системы для управления процессом бурения / Куликовский Л.Ф., Ушмаев В.И. – М.: Недра, 1972. – 105 с.

14 Информационно-измерительная техника для управления процессом бурения / [Куликовский Л.Ф., Белоусов В.М., Грачев Ю.В. и др.]; под ред. Л.Ф. Куликовского. – Куйбышев: Куйбышевское книжное издательство, 1969. – 128 с.

15 Семенцов Г.Н. Математичний аналіз критеріїв відпрацювання доліт / Г.Н. Семенцов, М.І. Горбійчук, І.І. Чигур // Нафтова і газова промисловість – 2001. – №6. – С. 15-19.

16 Кукурудз С.Ф. Исследование износостойкости трехшарошечных долот и разработка средств автоматического контроля за интенсивностью их изнашивания при бурении глубоких скважин: автореф. дис. на соискание уч. степени канд. техн. наук: 05.13.07 «Автоматическое управление технологическими процессами в горной промышленности» / С.Ф. Кукурудз. – Свердловск, 1973. – 22 с.

17 Горбійчук М.І. Адаптивне керування процесом буріння глибоких свердловин: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук: 05.13.07 «Автоматизація технологічних процесів» / М.І. Горбійчук – Львів, 1999. – 35 с.

18 Замиховский Л.М. Исследование взаимосвязи механической скорости проходки с износом вооружения шарошечных долот: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 05.15.10 «Бурение нефтяных и газовых скважин» / Л.М. Замиховский. – М., 1979 – 24 с.

19 Чигур І.І. Розробка методу контролю технічного стану шарошечних доліт в умовах невизначеності процесу буріння: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення якості речовин» / І.І. Чигур – Івано-Франківськ, 2000. – 20 с.

20 Саркисов В.А. Определение зависимостей показателей работы долот от параметров режима бурения / В.А. Саркисов // Нефтяное хозяйство. – 1973. – №4. – С. 17-21.

21 Семенцов Г.Н. О структуре критериев рациональной отработки долот / Семенцов Г.Н., Горбійчук М.И. // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Львов: Высшая школа, 1989. – С. 70-73.

22 I.N. Tansel, C. Mekdeci, O. Rodriguez, B. Urangun, Monitoring drill conditions with wavelet based encoding and neural network, International Journal of Machine Tools & Manufacture 33 (4), (1993) 559-575 p.

23 Чигур І.І. Фазі-моделювання та автоматизований контроль відпрацювання шарошечних доліт в умовах невизначеності процесу буріння // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2001. – № 1. – С. 81-86.

24 I.N. Tansel, O. Rodriguez, C. Mekdeci, Detection of tool breakage in microdrilling

operation with RCE neural networks, PED, ASME 47 (1) (1992) 83-88.

25 E. Govekar, I. Grabec, Self-organizing neural network application to drill wear classification, Journal of Engineering for Industry, Transactions of the ASME 116 (3) (1994) 233-238.

26 P.G. Li, S.M. Wu, Monitoring drilling wear states by a fuzzy pattern recognition technique, Journal of Engineering for Industry, Transactions of the ASME 110 (2) (1988) 297-300.

27 Семенцов Г.Н. Нейромережева оцінка технічного стану породоруйнівного інструменту / Семенцов Г.Н., Чигур І.І., Чигур Л.Я. // Вісник технологічного університету Поділля. – Ч.1., Том 1. – 2004. – С. 196-198.

28 T.I. Liu, K.S. Anantharaman, Intelligent classification and measurement of drill wear, Journal of Engineering for Industry, Transactions of the ASME 116 (1994) 392-397.

29 A. Noori-Khajavi, Frequency and time domain analyses of sensor signals in a drilling process and their correlation with drill wear, PhD Thesis, Oklahoma State University, Stillwater, OK, 1992.

30 A. Noori-Khajavi, R. Komanduri, On multisensor approach to drill wear monitoring, Annals of the CIRP 42 (1) (1993) 71-74.

31 T.I. Liu, E.J. Ko, On-line recognition of drill wear via artificial neural networks, monitoring and control for manufacturing processes, PED, ASME 44 (1990) 101-110.

32 T.I. Liu, S.M. Wu, On-line detection of drill wear, Journal of Engineering for Industry, Transactions of the ASME 112 (1990) 299-302.

33 F. Erdeiyi, C. Sa.ntha, Monitoring tasks on boring and milling production cells, Computers in Industry 7 (1986) 65-71.

34 E. Jantunen, A solution for tool wear diagnosis, in: Proceedings of Comadem'99, Coxmoor Publishing Company, Oxford, UK, 1999, pp. 95-104.

35 E. Jantunen, H. Jokinen, R. Milne, Flexible expert system for automated on-line diagnosis of tool condition, in: Integrated Monitoring Diagnostics & Failure Prevention, Technology Showcase, 50th MFPT, Mobile, Alabama, 1996, pp. 259-268.

36 Штучні нейромережі: навчальний посібник / Руденко О.Г., Бодяньський Є.В. – Харків, 2006. – 404 с.

37 Self-organizing maps. Teuvo Kohonen, Helsinki, Finland, 2005 – 496 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
01.09.15*

*Рекомендована до друку
професором Горбійчуком М.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Котом Г.В.*

*(Івано-Франківська філія Відкритого міжнародного університету розвитку людини «Україна»,
м. Івано-Франківськ)*

Наука — виробництву

УДК 622.276.6

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОМІНЕРАЛІЗОВАНИХ ПЛАСТОВИХ ВОД ДЛЯ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ В ПРОЦЕСІ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИРОВИНИ НА СВЕРДЛОВИНАХ ВИДОБУВНОГО ФОНДУ

В.І. Дмитренко¹, І.Г. Зезекало², В.М. Орловський³

¹Полтавський університет економіки і торгівлі; 36014, м. Полтава, вул. Ковалю, 3; тел. (05322) 21687; e-mail: puskuchem@mail.ru

²Спілка наукових та інженерно-технічних фахівців «Прометей»; 36003, м. Полтава, пл. Незалежності, 20; тел. (0532) 508385

³Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка; 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24

Проаналізовано дані про інгібітори гідратування з ускладненнями, які виникають внаслідок їх використання. Розглянуто можливість використання високомінералізованих пластових вод для попередження гідратування на газоконденсатних родовищах. Викладено результати розрахунку антигідратних властивостей пластової води Західно-Радченківського газоконденсатного родовища. За результатами промислових випробувань показано ефективність використання пластових вод для попередження гідратування в системі підготовки газу на Західно-Радченківському газоконденсатному родовищі. Результати промислових випробувань підтвердили ефективність застосування пластової води родовища для попередження утворення гідратів.

Ключові слова: гідратування, інгібітор, інгібіторний захист, природний газ, пластова вода, газові гідрати.

Проанализированы данные по ингибиторам гидратообразования с осложнениями, возникающими при их использовании. Рассмотрена возможность использования высокоминерализованных пластовых вод с целью предупреждения гидратообразования на газоконденсатных месторождениях. Изложены результаты расчета антигидратных свойств пластовой воды Западно-Радченковского газоконденсатного месторождения. По результатам промышленных испытаний показана эффективность использования пластовых вод для предупреждения гидратообразования в системе подготовки газа на Западно-Радченковском газоконденсатном месторождении. Результаты промышленных испытаний подтвердили эффективность применения пластовой воды месторождения для предупреждения образования гидратов.

Ключевые слова: гидратообразования, ингибитор, ингибиторная защита, природный газ, пластовая вода, газовые гидраты.

The article analyzes the data on hydrate formation inhibitors with complications that arise as a result of their utilization. The possibility of utilizing the highly mineralized formation waters for prevention of hydrate formation in the gas and gas-condensate fields is considered. The results of calculation of the formation water anti-hydrate properties of the Zakhidno-Radchenkivske gas-condensate field are provided. The efficiency of formation water utilization for prevention of hydrate formation in the gas treatment system in the Zakhidno-Radchenkivske gas-condensate field is shown on the basis of the field tests results. The efficiency of the field formation water utilization for prevention of hydrate formation is confirmed by the field tests results.

Key words: hydrate formation, inhibitor, inhibitor protection, natural gas, formation water, gas hydrates.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок з важливими науковими та практичними завданнями. З проблемою гідратування у процесах видобування та

підготовки вуглеводневої сировини стикаються нафтові і газові компанії в різних регіонах світу, у тому числі і в умовах Східного нафтогазопромислового регіону України [1, 2, 6].

Гідратоутворення призводить до різних ускладнень, пов'язаних з випаданням у трубопроводах твердих кристалічних речовин, які перешкоджають рухові газу. Проведення робіт з ліквідації цих ускладнень різко збільшує вартість вуглеводневої сировини та знижує ефективність робіт [1, 2, 6]. Найнеприємніша властивість гідратів – їх здатність утворюватися при температурі, що значно перевищує нуль градусів. Гідрати утворюються на всьому шляху газу – від вибою свердловини до пунктів збирання газу. При цьому утворюються гідратні пробки, які частково або повністю перекривають переріз труб і викликають серйозні ускладнення під час видобування та транспортування газу. Навіть незначні порушення термобаричного режиму в трубопроводі можуть призвести до тампонування його гідратами [1, 2]. Тому проблема розроблення ефективних методів попередження процесів гідратоутворення в газопромисловому обладнанні є актуальною.

Аналіз останніх досліджень, у яких започатковано вирішення проблеми. Серед існуючих способів попередження утворення газових гідратів застосування хімічних реагентів є технологічно і економічно виправданим.

В останні роки проведено чимало досліджень інгібіторів гідратоутворення низького дозування (ІГНД) [2, 3, 4, 6] для попередження гідратоутворення: кінетичні та антиагломератні інгібітори. Як кінетичні інгібітори гідратоутворення низького дозування використовують полімери, серед яких найбільш широко досліджені сполуки, подібні до полівінілпіролідону, полівінілкапролактаму, поліетиленоксиду. Нині проводяться дослідження добавок, які б виявляли синергетичну дію з кінетичними інгібіторами [14]. Механізм інгібуючої дії цих речовин дотепер залишається до кінця не вивченим [6, 7]. За даними [5], кінетичні інгібітори гідратоутворення затримують зародження і ріст гідратів протягом певного часу, впливають на рівноважні умови гідратоутворення і створюють зону гідратної стабільності.

За даними Fu S.B. і співавторів, застосування цих інгібіторів дає змогу знизити температуру гідратоутворення на 11 °С при масовій частці інгібітору менше 0,3 %. Однак, деякі компанії, такі як «Екхон-Налко» (Еххон-Nalco), проводили експерименти з інгібіторами цього типу в експлуатаційних умовах і досі не знайшли їх ніякого практичного застосування в газовій промисловості [7].

Альтернативою кінетичних інгібіторів є антиагломератні агенти – поверхнево-активні речовини (сурфоктанти) [8, 9]. Дані дослідників [8-10] свідчать, що добавки ПАР у концентраціях 0,1 % не змінюють рівноважні умови утворення гідратів. Але в їх присутності в сотні разів зростає швидкість росту гідратів на стадії масової кристалізації та утворюються пористі гідрати.

За даними [6], кінетичні інгібітори та їх комплексні суміші не достатньо активні для

широкого використання. В інших роботах зазначається, що інгібітори низького дозування успішно застосовуються в нафтогазовій галузі [8].

Перевагою ІГНД є те, що використовуються їх розчини з масовою часткою інгібітору 0,3-0,5 % порівняно з 10-60 % концентраціями, необхідними для звичайних термодинамічних інгібіторів. Проте промислове застосування ІГНЗ в Україні обмежує їх висока вартість і сумнівна ефективність.

Термодинамічні інгібітори гідратоутворення є досить важливими та крупнотонажними реагентами нафтогазової промисловості. За темпами використання вони продовжують посідати одне з провідних місць серед інших інгібіторів гідратоутворення. Дія інгібіторів ґрунтується на тому, що при їх використанні відбувається зміна структурних параметрів води, зниження тиску пари води, що спричиняє зміну умов гідратоутворення, сприяє попередженню утворення та руйнуванню гідратних відкладів.

Під час промислового видобування та підготовлення газу до транспортування як термодинамічні інгібітори гідратоутворення здебільшого використовуються спирти, гліколі та електроліти [1, 6, 11]. Розглянемо їх основні переваги та недоліки.

Широке використання метанолу як інгібітора гідратоутворення пояснюється такими причинами: метанол має високу антигідратну активність, низьку температуру замерзання, малу в'язкість, малорозчинність у нестабільному конденсаті. Основним недоліком метанолу є його висока токсичність, вибухо- і пожежонебезпечність. Крім того, низька температура кипіння і велика леткість призводить до значних втрат метанолу в системі промислового підготовлення газу до транспортування. Використання метанолу є джерелом забруднення довілля [1, 2, 12].

В умовах промислового оброблення газу як осушувач та інгібітор гідратоутворення також застосовують гліколі: етиленгліколь (ЕГ), діетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ), поліпропіленгліколь (ППГ). Основні властивості гліколів розглянуті в роботах [1, 13]. Позитивною їх властивістю є невелика розчинність у газовій фазі, детально розроблені системи регенерації відпрацьованого розчину.

Недоліками гліколів порівняно з метанолом та кальцій хлоридом є те, що вони менш ефективно знижують температуру гідратоутворення, досить вартісні, викликають технологічні труднощі під час розділення емульсії гліколів із нестабільним конденсатом, мають високу в'язкість і порівняно високу температуру кристалізації. При великій швидкості газу гліколі іноді утворюють піну й емульсії [11, 13].

Нині спостерігається тенденція повернення до використання як інгібіторів гідратоутворення розчинів електролітів [14].

Ф.К. Андрущенко, В.П. Васильченко, В.І. Шагайденко дають оцінку електроліту з точки зору антигідратної ефективності, що базується на порівнянні міцності зв'язування його

іонів і молекул води з міцністю кристалогідратів [15].

Ю.Ф. Макогон прогнозує антигідратні властивості електролітів, виходячи з їх висолоюючої активності [1]. Максимальну висолоюючу властивість повинен мати іон алюмінію; висолоююча активність останніх іонів зменшується в ряду: $Al > Mg > Ca > Na > K$. Використання катіонів інших металів для інгібування процесу гідратуутворення недоцільне, оскільки серед багатозарядних катіонів із малим радіусом не знайдеться такого, який би поєднував у собі низьку вартість із хорошою розчинністю у воді і високим ступенем дисоціації.

Нітрати кальцію, магнію і алюмінію можна використовувати на рівні з їх хлоридами. Недоліком нітратів є їх досить висока вартість і окисна дія. Натрій нітрат, крім того, досить гігроскопічний [1]. Основним недоліком алюміній хлориду як інгібітора гідратуутворення є те, що він легко гідролізується і тому корозійно-небезпечний. Калій хлорид дорожчий, ніж кальцій хлорид і натрій хлорид, висолоююча активність яких вища [15].

Серед індивідуальних електролітів розчин кальцій хлориду є одним із найпоширеніших антигідратних реагентів. Він не токсичний, виробляється у значних кількостях, нелеткий, тому використання нагрітого до 60-80 °С кальцій хлориду дає додаткові переваги при ліквідації гідратних бляшок у свердловинах гарячим промиванням [15]. Порівняння даних зниження рівноважної температури гідратуутворення в присутності розчинів кальцій хлориду, метанолу, ЕГ, ДЕГ свідчать, що розчини з масовою часткою кальцій хлориду до 40 % набагато ефективніші, ніж розчини гліколів [13, 16].

Основним недоліком кальцій хлориду є те, що його розчини в присутності кисню кородують сталь, тому при використанні необхідно забезпечувати зниження його корозійної активності [1]. Іншим недоліком є те, що при взаємодії кальцій хлориду з вуглекислим газом, який завжди міститься у природному газі, утворюються карбонати у вигляді осаду. Крім того, він може давати осади з мінералізованими пластовими водами [15], тому при практичному використанні розчинів кальцій хлориду слід звертати особливу увагу на дотримання технології приготування розчину в промислових умовах і зниження його корозійної активності.

Антигідратна активність магній хлориду вища, ніж кальцій хлориду на 20-30 %, а корозійна активність значно нижча. Незважаючи на це, використання як інгібітора гідратуутворення індивідуальної речовини $MgCl_2$ не знайшло широкого застосування через відсутність промислового способу виробництва.

Багато авторів пропонують використовувати антигідратну активність природних мінеральних солей.

В.І. Сьомін дослідив антигідратну активність бішофіту, основним компонентом якого є магній хлорид із домішками кальцій хлориду та інших солей [17].

М.Ш. Мірзаєв, С.В. Козлов, А.А. Комаровських проаналізували можливість використання антигідратної активності високомінералізованих пластових вод на родовищах Пермської області [18]. За даними В.А. Хорошилова пластові води, які знижують рівноважну температуру гідратуутворення на ≈ 11 °С, можуть бути використані як інгібітори гідратуутворення в літній період [16, 18, 19]. Як мінералізовані пластові води прийнятними є стічні води хімічних виробництв, приміром, відходи виробництва епоксидних смол [16].

З однієї сторони, високомінералізовані пластові розсоли можуть забезпечити безгідратну експлуатацію газових свердловин. З іншої, природні розсоли здійснюють мінімально негативний вплив на природне середовище і значно здешевлюють видобуток сировини. Тому в ряді випадків доцільніше з економічної точки зору використовувати високомінералізовані пластові води свердловини, антигідратні властивості яких не поступаються вартісним відомим інгібіторам.

Постановка цілей. Цілі статті полягають в тому, щоб вивчити антигідратні властивості пластових вод Західно-Радченківського газоконденсатного родовища та можливість їх використання для попередження гідратуутворення в системі видобування і підготовки природного газу до транспортування.

Виклад основного матеріалу з повним обґрунтуванням отриманих наукових результатів. З метою визначення можливості використання високомінералізованих вод для боротьби з гідратуутворенням на Західно-Радченківському газоконденсатному родовищі в системі підготовки газу застосовували пластову воду свердловини 202 Біс. Кількісний склад розчинених в ній речовин наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 – Склад основних солей, розчинених в пластовій воді св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища

Компоненти мінералізації			
катіони	мг/л	аніони	мг/л
		Cl^-	159570
		I^-	19,35
$Na^+ + K^+$	85883,70967	Br^-	111,5
Ca^{2+}	14028	B^{3-}	1,61
Mg^{2+}	912	HCO_3^-	536,8
Fe^{2+}	139,6	CO_3^{2-}	0
Fe^{3+}	7,444	SO_4^{2-}	13,168
Густина		1,178 г/см ³	
Загальна мінералізація		22,165 %	

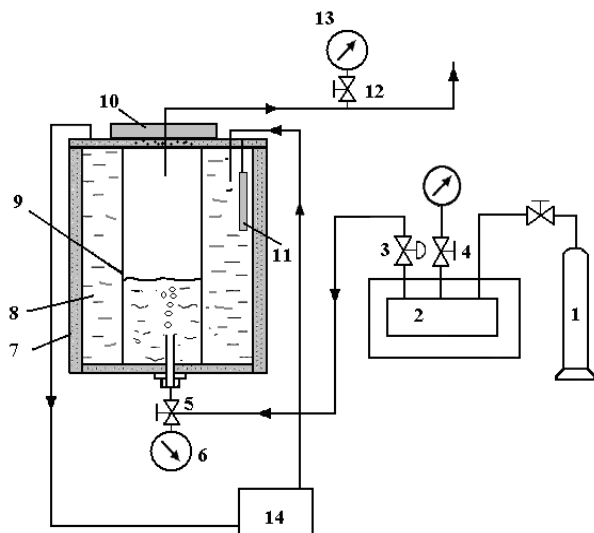
Таблиця 2 – Значення зниження рівноважної температури гідратування ΔT залежно від концентрації електроліту [15]

Електроліт	Концентрація електроліту (C), % мас.						
	5	10	15	20	25	30	35
LiCl	3,50	13,20	26,50	–	–	–	–
NaCl	1,80	5,00	10,00	19,00	–	–	–
MgCl ₂	2,90	8,70	18,00	29,00	–	–	–
CaCl ₂	1,50	4,00	8,00	12,50	25,00	–	–
Ca(NO ₃) ₂	1,00	2,50	4,40	6,50	9,70	15,00	21,00

Виходячи зі складу пластової води, можна зробити припущення, що зниження температури гідратування повинно бути більшим, ніж у розчину NaCl з відповідною концентрацією, у зв'язку з наявністю хлоридів і йодидів кальцію і магнію, антигідратні властивості яких вищі; температура замерзання – нижча (таблиця 2). Вміст основних компонентів досліджуваної пластової води у % такий: NaCl становить 18,461, CaCl₂ – 3,305, інші <1, тому прогнозні значення ΔT становлять не менше 19°C.

Проведено дослідження з визначення зниження рівноважної температури за наявності пластової води св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища.

В якості моделі гідратувального газу використали пропан, гідрати якого мають тип кристалічної ґратки КС-II близький до гідратів природного газу при вмісті пропану понад 0,2 %. В той же час порівняно низькі рівноважні тиски для трифазної системи вода-гідрат-пропан ($t = -11,8^\circ\text{C}$ $p_{\text{рівн}}=100$ кПа) дали змогу візуалізувати процес формування гідратів.



1 – балон із газом; 2 – буферна ємність із газом (термостатується); 3, 4 – газовий редуктор; 5 – впускний кран; 6, 13 – манометр; 7 – корпус; 8 – охолоджувальна камера; 9 – реактор; 10 – кришка; 11 – термометр; 12 – випускний кран; 14 – холодильник

Рисунок 1 – Схема експериментальної установки для досліджень процесів гідратування

Процес гідратування досліджували у динамічних умовах на експериментальній установці. Основним елементом є реактор у формі циліндричного стакану, виготовлений із органічного скла. У реактор заливали розморожену охолоджену досліджувану рідину. Газ із балону під тиском 0,4 МПа подавали до реактору і випускали під тиском 0,35 МПа при заданій температурі, яка підтримувалась термостатом.

Експеримент закінчувався, коли вся рідина в реакторі переходила у тверду фазу, фіксували умови та час гідратування [21].

Експериментальне визначення рівноважних параметрів утворення гідратів технічного пропану для досліджуваної пластової води св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища свідчить, що значення ΔT становить 29°C і є на 10°C є більшим порівняно з прогнозованим. Такий парадоксальний ефект можна пояснити багатокомпонентною комбінацією пластової води та, імовірно, синергетичною дією її мікро- і макрокомпонентів.

Для оцінки можливості використання пластової води на промислових установках комплексної підготовки газу проведено розрахунок температури гідратування. Для розрахунку брали промислові значення тиску в місцях імовірного гідратування.

Рівноважна температура гідратування для природного газу із св. 202Біс Західно-Радченківського газоконденсатного родовища (таблиця 3), який має густину 0,72 кг/м³ була розрахована за формулою Макогона-Схаляхо [1]:

$$\lg P = \beta + \alpha(t_r + kt_r^2), \quad (1)$$

де P – тиск, бар;
 t_r – температура гідратування, °C;
 $k = 0,03$; $\alpha = 0,0497$; $\beta = \lg p_{cm}^0$.

Таблиця 3 – Склад газу Західно-Радченківського газоконденсатного родовища

Компоненти природного газу	%
Метан	82,3
Етан	5,28
Пропан	2,49
ізо-Бутан	0,42
н-Бутан	0,22
Пентан+вище	0,81
N ₂	4,36
CO ₂	4,04

За методом Dickens і Quinby-Hunt (рівняння 2) розраховано температуру гідратоутворення в присутності пластової води [2].

$$\frac{1}{T_w} - \frac{1}{T_s} = \frac{6008n}{\Delta H} \left[\frac{1}{273,15} - \frac{1}{T_{fs}} \right], \quad (2)$$

де T_w – температура гідратоутворення без вводу інгібітора;

T_s – температура гідратоутворення в присутності інгібітора;

ΔH – теплота дисоціації гідрату;

T_{fs} – температура замерзання сольового розчину;

n – гідратне число.

Температура замерзання сольового розчину розрахована за формулою Ранкіна (3) [20]. Як свідчить експеримент, розрахована температура замерзання досить добре відповідає практичним результатами, і становить $-31 \pm 1^\circ\text{C}$.

$$T = 10^7 \times \left\{ 36608 - 32791 \lg a_0 - 74302 (\lg a_0)^2 - 607310 (\lg a_0)^3 \right\}^{-1}. \quad (3)$$

Активність води для електролітів розрахована з моделі Enlezos Vishnoi (1988) (рівняння 4) [2].

$$\ln a_w = - \frac{18m}{1000} \left[1 + z_+ z_- \theta_1 + m \theta_2 + m^2 \beta_2 \right], \quad (4)$$

де m – моляльність електроліту в розчині,
 v – стехіометрична кількість іонів в одному молі солі;

z – заряд кожного іону солі;

I – іонна сила розчину;

$\beta_0, \beta_1, \beta_2$ – розраховані параметри моделі Pitzer;

A_ϕ – коефіцієнт Debye-Huckel.

$$\theta_1 = - \frac{A_\phi I^{0,5}}{I + 12I^{0,5}}, \quad (5)$$

$$\theta_2 = \beta_0 + \beta_1 \exp(-2I^{0,5}). \quad (6)$$

Активність води для суміші електролітів розрахована з використанням методу Patwardhan і Kumar (рівняння 7) [2]:

$$\ln a_w = \sum \left(\frac{m_k}{m_k^0} \right) \ln a_{w,k}^0. \quad (7)$$

Експериментально ефективність пластових вод з попередження гідратоутворення визначена на установці комплексної підготовки газу (УКПГ) Західно-Радченківського родовища, де підготовка газу здійснюється методом низькотемпературної сепарації.

Результати розрахунків процесу гідратоутворення за наведеними формулами та фактичні дані наведено в таблиці 4. Результати розрахунків свідчать, що рівноважна температура гідратоутворення в присутності пластової води Західно-Радченківського родовища знижується на достатню величину, забезпечуючи безгідратний режим роботи свердловини і УКПГ.

Результати промислових випробувань підтвердили ефективність застосування пластової води родовища для попередження утворення

гідратів: гідратоутворення в свердловині і на УКПГ не виявлено. Крім того, завдяки використанню продукції свердловини, витрати на підготування газу до транспорту значно зменшились.

Таблиця 4 – Умови гідратоутворення Західно-Радченківського газоконденсатного родовища

Тиск в сепараторі P_c , МПа	Температура гідратоутворення без інгібітора, $^\circ\text{C}$		Температура гідратоутворення з інгібітором, $^\circ\text{C}$	
	в сепараторі	розрахункова	в сепараторі	розрахункова
I ступ. - 12	+21	+21	-10	-12
II ступ. - 3	+12	+11	-20	-22,8

Слід зазначити, що таке зниження рівноважної температури гідратоутворення високомінералізовані пластові води проявляють в поодиноких випадках, що дало змогу їх використати як на свердловині, так і УКПГ. За даними В.А. Хорошилова пластові води, які знижують рівноважну температуру гідратоутворення на $\approx 11^\circ\text{C}$, можуть бути використані для попередження гідратоутворення стовбурах свердловин, шлейфах, внутрішньопромислових колекторах.

Висновки з даного дослідження і перспективи подальших розвідок у даному напрямі. Схожі можливості зниження витрат у боротьбі з гідратами є в багатьох районах, де присутні високомінералізовані пластові води хлор-кальцієвого типу. Використання пластових вод має проводитися з урахуванням специфіки кожного родовища. Для їх застосування необхідно визначити: температуру замерзання води; склад розчинених речовин; можливість випадання осаду за умови охолодження; рівноважні умови гідратоутворення у присутності пластових вод. Цих даних цілком достатньо для розробки технології боротьби з гідратами із застосуванням пластових вод.

Перспективи подальших досліджень пов'язані з вивченням впливу мінералізації пластових вод на зниження рівноважної температури гідратоутворення на газоконденсатних родовищах України та пошук нових ефективних антигідратних композицій на їх основі.

Література

- 1 Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Юрий Федорович Макогон. – М. : Недра, 1985. – 232с.
- 2 Sloan E. D. Clathrate hydrates of natural gases / E. Dendy Sloan. – [2-nd ed.]. – NY: Marcel Dekker, 1998. – 705 p.
- 3 Is subcooling the right driving force for testing low-dosage hydrate inhibitors? / M. Arjmandi,

- B. Tohidi, A. Danesh [et al.] // Engineering Science. – 2005. – V. 60, № 5. – P. 1313-1321.
- 4 Makogon T. Y. Mechanism of Kinetic Hydrate Inhibitors [Електронний ресурс] / T. Y. Makogon, E. D. Sloan Jr. // Norwegian Petroleum Society : Haltenbankenkonferansen: meeting, 11-12 March, 1996. – Trondheim. – P. 115-120. – Режим доступу до статті: http://www.mines.edu/research/chs/documents/ICGHIV/12_icghiV_makogon.pdf
- 5 Lee J. D. Cationic starches as gas hydrate kinetic inhibitors / Ju Dong Lee, Huijie Wu, Peter Englezos // Chemical Engineering Science. – 2007. – V. 62, № 23. – P. 6548-6555.
- 6 Керролл Д. Гидраты природного газа / Джон Керролл ; пер. с англ. А. Н. Золотоус, М. Я. Бучинский. – М. : ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007. – 316 с.
- 7 Fu S. B. A summary of successful field applications of a kinetic hydrate inhibitor / S. B. Fu, L. M. Cenegy, C. S. Neff // Novel Scale Removers Are Developed for Dissolving Alkaline Earth Deposits : 2001SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 13-16 feb. 2001 : paper. – Houston, TX, 2001. – paper № SPE 65022.
- 8 Studies on some zwitterionic surfactant gas hydrate anti-agglomerants / Malcolm A. Kelland, Thor M. Svartaas, Jorunn ?vsthus [et al.] // Chemical Engineering Science. – 2006. – V. 61, No 12. – P. 4048-4059.
- 9 Мельников В.И. Гидратообразование газов в присутствии добавок ПАВ / В.И. Мельников, А.Н. Нестеров, В.В. Феклисов // Химия в интересах устойчивого развития. – 1998. – Т.6, №1. – С.97-102.
- 10 Experimental determination of methane hydrate dissociation curve up to 55 MPa by using a small amount of surfactant as hydrate promoter / P. Gayet, C. Dicharry, G. Marion [et al.] // Chemical engineering science. – 2005. – V. 60, No 21. – P. 5751-5758.
- 11 Vu V. Q. Use of a predictive electrolyte equation of state for the calculation of the gas hydrate formation temperature in the case of systems with methanol and salts / V. Q. Vu, P. D. Suchaux, W. F?rst // Fluid Phase Equilibria. – 2002. – V. 194-197. – P. 361-370.
- 12 Бухгалтер Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Бухгалтер Э. Б. – М. : Недра, 1986. – 237 с.
- 13 Абдулгасанов А. З. Разработка и внедрение нового ингибитора гидратообразования и осушителя природного газа на основе полипропиленгликоля: дис... кандидата техн. наук : 05.17.07 / Аббас Зейналабдин оглы Абдулгасанов. – Баку, 1985. – 160 с.
- 14 Masoudi R. Extension of the Valderrama-Patel-Teja Equation of State Modelling Single and Mixed Electrolyte Solutions / R. Masoudi, B. Tohidi // Chemical Engineering Science. – 2003. – V. 58, No 9. – P. 1743-1749.
- 15 Андрющенко Ф. К. Растворы электролитов как антигидратные ингибиторы / Андрющенко Ф. К., Васильченко В. П., Шагайденко В.И. – Харьков: Выща школа, 1973. – 38 с.
- 16 Истомина В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти / Истомина В. А. – М. : ВНИИГАЗ, 1990. – 214 с.
- 17 Семин В. И. Бишофит – один из ингибиторов гидратообразования / В. И. Семин // Научно-технический прогресс в технологии комплексного использования ресурсов природного газа : [научн. тр. ВНИИГаз]. – М. : ВНИИГаз, 1989. – С. 79-82.
- 18 Мирзаев М. Ш. Использование пластовой воды в качестве ингибитора гидратообразования / М. Ш. Мирзаев, С. В. Козлов, А. А. Комаровских // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – М. : ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 8. – С.10-12.
- 19 Хорошилов В. А. Применение электролитов в качестве антигидратных ингибиторов / В. А. Хорошилов, В. И. Семин, А. В. Демченко // Газовая промышленность. – 1967. – № 11. – С. 24-27.
- 20 Цейтлин Н.А. Из опыта аналитического статистика / Натан Абрамович Цейтлин. – М.: Солар, 2007. – 912 с.
- 21 Дмитренко В.І. Підвищення надійності експлуатації газоконденсатних родовищ в умовах вуглекислотної корозії і гідратуутворення із застосуванням комплексного інгібітору на основі бішофіту: дис... кандидата техн. наук : 05.15.06 / Вікторія Іванівна Дмитренко. – Івано-Франківськ, 2009. – 200 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
31.08.15*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Зоценком М.Л.**
(Полтавський національний технічний
університет ім. Ю.Кондратюка, м. Полтава)*

ВИКОРИСТАННЯ ВОДНИХ РЕСУРСІВ ПІД ЧАС ПРОВЕДЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

А.І. Стойко¹, І.О. Карпенко², П. Кузмірчук³

¹Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ „Укрнафта”;
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О.Пушкіна, 2, тел. (0342) 726149

²ТОВ „Петроплай Рісерч і Консалтинг”; 02014, м. Київ, вул. Тверський Тупик 9, кв. 33,
тел. +38 (093) 6010857

³Department of Mathematics, Aberystwyth University;
Physical Sciences Building, Aberystwyth, Ceredigion, SY23 3BZ, тел. 01970 622 802

Описано особливості використання водних ресурсів під час проведення гідравлічного розриву пласта. Виконано комп'ютерне моделювання процесу ГРП в різних типах покладів вуглеводнів з використанням різних типів рідин гідророзриву. Проведено аналіз основних чинників залежності обсягу водовикористання та наведено методи його зменшення.

Ключові слова: гідравлічний розрив пласта, водні ресурси, рідина гідророзриву.

Описаны особенности использования водных ресурсов при проведении гидравлического разрыва пласта. Выполнено математическое моделирование процесса ГРП в различных типах залежей углеводородов с использованием различных типов жидкостей гидроразрыва. Проведен анализ основных факторов зависимости объема водопользования и приведены методы его уменьшения.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, водные ресурсы, жидкость гидроразрыва.

The article describes the peculiarities of utilization of water resources during hydraulic fracturing. Mathematical modeling of the hydraulic fracturing process in different types of hydrocarbon deposits and utilization of various types of hydraulic fluids were carried out. The main factors of dependence of the water utilization volume were characterized and some methods to decrease it were provided.

Key words: hydraulic fracturing, water resources, hydraulic fracturing fluid.

Вступ

Протягом останніх двох десятиліть інтенсивне вдосконалення технології гідравлічного розриву пласта (ГРП) та значне покращення результатів призвело до суттєвого збільшення його застосування. Технологія ГРП передбачає використання значного обсягу водних ресурсів, особливо для реалізації багатостадійних гідророзривів в горизонтальних свердловинах, що пов'язано, в основному, з приготуванням технологічних рідин.

Обсяги нещодавно оцінених прогнозних ресурсів важковидобувних вуглеводнів на території України дають привід очікувати в найближчі десятиліття активне освоєння та видобуток цих ресурсів. Враховуючи практичний досвід освоєння та видобутку вуглеводнів в межах численних басейнів, необхідно заздалегідь готувати алгоритм дій всього циклу: від геологорозвідувальних робіт до видобутку вуглеводнів в межах Українських нафтогазоносних регіонів.

Аналіз еволюції технологій, методів та менеджменту індустрії видобутку нетрадиційних вуглеводнів в США, аналіз помилок та складнощів, з якими зіткнулись численні видобувні та сервісні компанії протягом останніх десятиліть, дають нам безцінну можливість робити висновки та заздалегідь корегувати алгоритм освоєння та видобутку власних ресурсів.

Аналогічну тенденцію слід очікувати і в майбутньому. Варто зауважити, що протягом останнього десятиліття в США були періоди, впродовж яких обсяги виконаних ГРП (півріччя, рік) зростали з геометричною прогресією в порівнянні з попереднім періодом.

Ціль статті

При інтенсивному збільшенні застосування ГРП актуальним є питання скорочення використання водних ресурсів. Для цього проаналізовано чинники, що впливають на водовикористання при проведенні ГРП та відповідні методи його скорочення.

Операції ГРП в Харківській області виконуються несистематично і на різних, віддалених одне від одного, родовищах. Середньорічна кількість операцій ГРП в межах Харківської області не перевищує 10, а в межах Східного нафтогазоносного регіону України – не більше 35 операцій в рік. Середня витрата рідини при виконанні одностадійного ГРП становить 91 м³ з середнім значенням коефіцієнту інфільтрації 0,74 (leak-off coefficient). Точно визначити частку рідини, що повертається з продуктивного горизонту після проведення ГРП, разом з видобувними флюїдами (газом, нафтою, пластовою водою), практично неможливо при періодичних гідророзривах. Водовикористання на потреби ГРП в Харківській області є незначним порівняно з середнім водовикористанням на території

Таблиця 1 – Вхідні дані для моделювання процесу ГРП

Вхідні параметри	Традиційний колектор (пісковик)	Щільний колектор (пісковик)	Сланцевий колектор
Коефіцієнт проникності, мД	0,98	0,025	0,0001
Пористість, %	7,3	6,4	1,53
Глибина покладу, м	3200	3400	4400
Тиск нагнітання рідини ГРП, МПа	55	58	65
Пластовий тиск, МПа	32	34	48
Стисливість покладу, Па ⁻¹	$3,942 \cdot 10^{-4}$	$3,942 \cdot 10^{-4}$	$4,401 \cdot 10^{-4}$
Густина рідини ГРП без пропанту, кг/м ³	1050	1050	1050
Тривалість ГРП, секунд	3600	17000	17000
Товщина покладу, м	8	40	40
Модуль Юнга, МПа	5,87	5,710	3,30
Коефіцієнт Пуассона	0,295	0,26	0,36
Об'єм рідини для ГРП, м ³	120	567	567

США за період 2000 – 2010 років, що становить 310 м³. Дослідження даної проблеми в Україні раніше не проводилось.

Успішність інтенсифікації нафтогазовидобування методом гідророзриву пластів значною мірою залежить від властивостей рідин ГРП, тому особлива увага приділяється їх типам, функціональності, властивостям і відповідному складу. Властивості такої рідини відіграють ключову роль у розвитку тріщини та ефективності проведення процесу.

Моделювання використання води під час проведення ГРП

Одним з найважливіших параметрів рідини гідророзриву є в'язкість, оптимальність якої сприятиме найефективнішому використанню об'ємів витраченої води. Для визначення можливих об'ємів рідин і порівняння їх властивостей для умов різних типів порід і в'язкостей рідин гідророзриву нами використано моделювання процесу ГРП, алгоритм якого розроблено науковою групою Аберістутського університету (Уельс, Великобританія) [1].

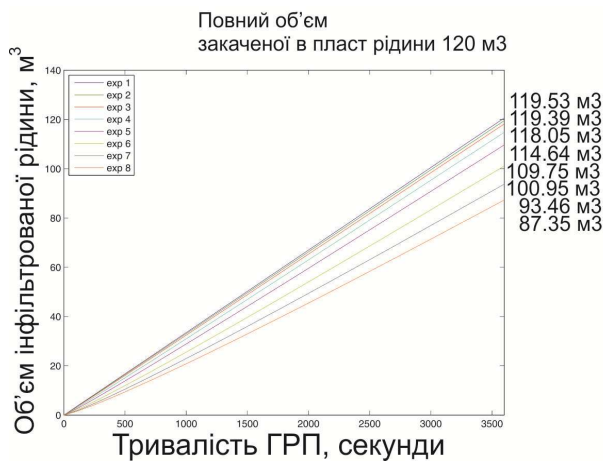
Вхідні параметри з реальних свердловин для моделювання наведено в таблиці 1. Дані відтворюють геологічні умови залягання, механічні та петрофізичні характеристики покладів вуглеводнів трьох типів: сланцевий колектор, щільний колектор та звичайний традиційний колектор-пісковик. Інформацію для традиційного та щільного колекторів взято з двох свердловин, що знаходяться в Харківській області, а характеристики сланцевого колектора – зі свердловини, що знаходиться в Полтавській області. Для виконання моделювання розкриття, розвитку і закріплення тріщини в традиційному колекторі-пісковіку об'єм рідин взято з реальних статистичних даних 120 м³, а в щільних і сланцевих колекторах змодельовано ГРП з об'ємом рідини 567 м³.

Моделювання ГРП проводили за моделлю розвитку тріщини PKN [2, 3]. В процесі нагні-

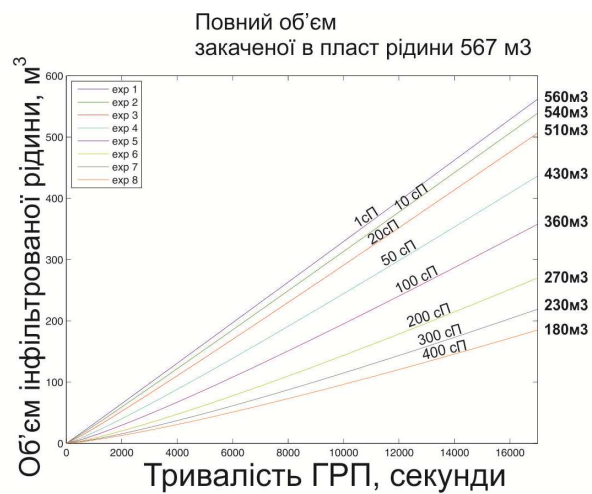
тання рідини в пласт розглядається об'єм утвореної системи тріщин, як однієї тріщини, що просувається в обидві сторони від свердловини з однаковою швидкістю і з однаковими геометричними характеристиками (висота тріщини по всій довжині відповідає висоті пласта-колектора). Моделювання не передбачає впливу латеральної неоднорідності порід-колекторів на розвиток тріщини в їх просторі. При моделюванні зміну в'язкості рідини ГРП при змішуванні з піском ігнорували. Нагнітання рідини в пласт виконували при постійному тиску. Описи моделі PKN викладено в багатьох опублікованих наукових роботах британської наукової групи, яка виконувала моделювання [4].

Для моделювання ГРП в кожному з трьох типів покладів нами було використано 8 типів рідини ГРП (на рис. 1 відповідають криві 1-8), які відрізнялись своєю в'язкістю відповідно: 1, 10, 20, 50, 100, 200, 300, 400 мПас, при цьому для кожного типу колектора окремо визначались коефіцієнти інфільтрації рідини ГРП в пласт (leak off coefficient) відповідно до фільтраційно-смнісних властивостей.

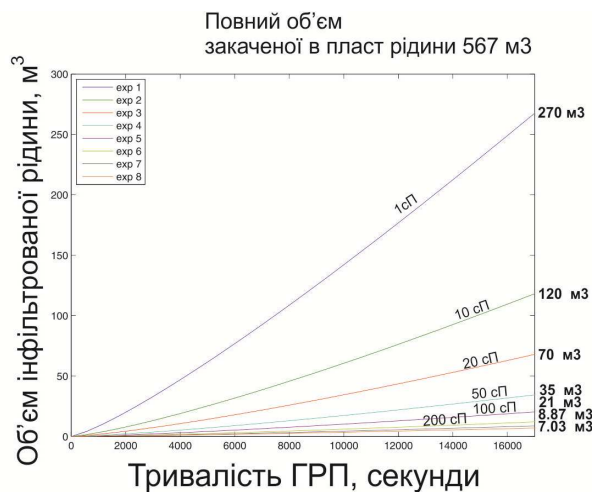
Відповідно до отриманих результатів моделювання можна стверджувати про необхідність використання високов'язких рідин для ГРП у традиційних покладах, адже більша частина малов'язкої рідини інфільтрується в пористий простір, що негативно позначається на ефективності ГРП. В покладах щільних пісковиків немає необхідності використовувати рідини з в'язкістю більше 100 мПас, адже при більших значеннях в'язкості довжина тріщини збільшується несуттєво. При підготовці рідини для проведення ГРП в сланцевих пластах достатньо в'язкості 10 мПас, адже навіть низьков'язкі рідини запобігають інфільтрації рідини в пласт. Низькі значення проникності сланцевих колекторів допускають використання низьков'язких рідин. Низька в'язкість дає змогу нагнітати рідину в свердловину на 30 – 40 % інтенсивніше, що, в свою чергу, позитивно позначається на ефективності ГРП.



а)



б)



в)

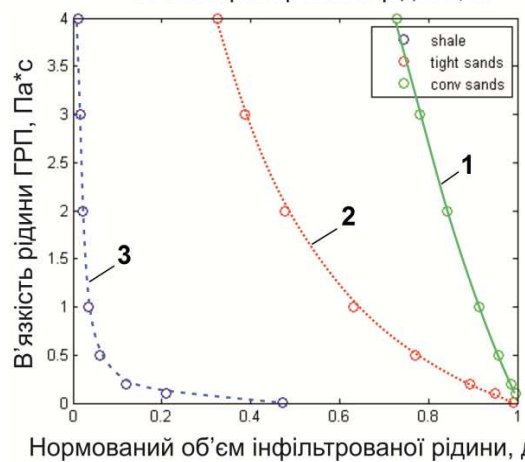
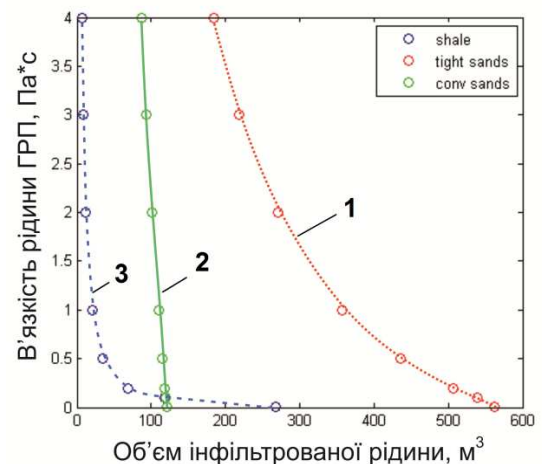
Рисунок 1 – Результати моделювання ГРП в традиційному покладі-пісковикі (а), в покладі щільних пісковиків (б) та сланцевому покладі (в). Криві 1-8 відповідають різним ГРП із в'язкістю від 1 до 400 мПа·с

Коефіцієнт інфільтрації контролюється не тільки в'язкістю рідини ГРП, а й наявністю інших компонентів у складі рідини ГРП. При підготовці рідкого агента для ГРП в традиційних колекторах з високими значеннями проникнос-

ті використовують додаткові компоненти для зменшення інфільтрації механічної чи хімічної дії. Для зменшення втрат рідини та підвищення ефективності ГРП слід приділити увагу її в'язкості та компонентному складу.

Згідно з результатами моделювання ГРП в щільному колекторі збільшення в'язкості рідини з 20 мПа·с до 50 мПа·с зменшує втрати рідини на 14,1 %. За умови виконання 10 операцій в горизонтальній ділянці свердловини, ця частка 14,1 % складе 800 м³. При високих значеннях проникності традиційних порід-колекторів або високих температур можливо, а інколи необхідно, використовувати спеціальні компоненти, що можуть зменшити втрати рідини на 5 – 15 %.

Підсумок результатів впливу в'язкості рідини ГРП на інфільтрацію рідини в пласт зображено на рисунку 2.



Нормований об'єм інфільтрованої рідини, д.о.

Рисунок 2 – Залежність об'єму інфільтрованої рідини в пласт при проведенні ГРП від в'язкості рідини ГРП для трьох типів покладів: звичайний (1) і щільний (2) пісковики та колектор сланцевого складу (3)

Скориставшись наведеними вище прикладами зменшення втрат рідини підраховано щорічні об'єми води, які можна скоротити для реалізації запланованої кількості ГРП в Харківській області з 2016 по 2040 роки відповідно до оптимістичного сценарію розвитку нафтогазової промисловості регіону. Результати підрахунку наведено на рисунку 3.

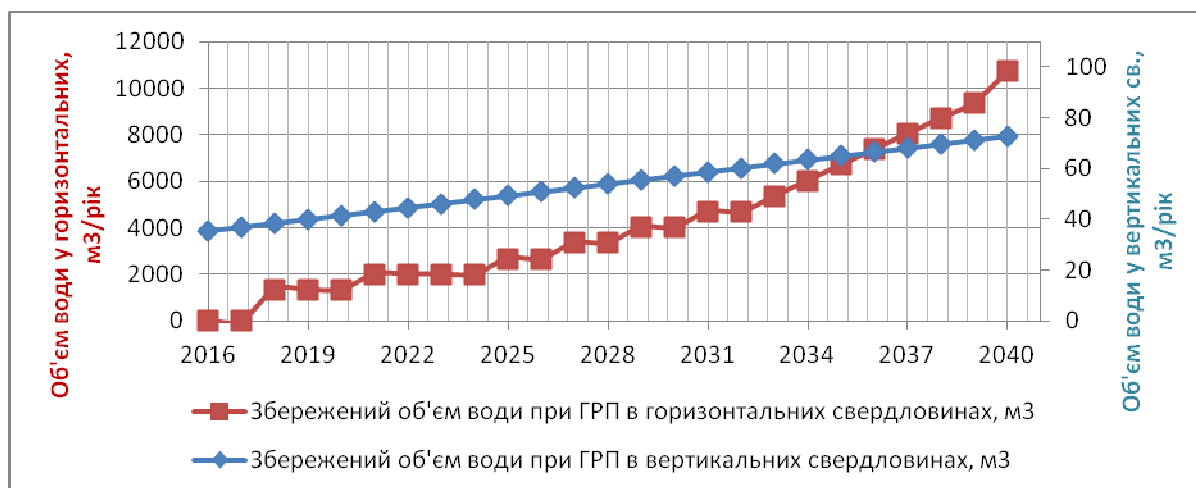


Рисунок 3 – Прогнозне скорочення водовикористання на потреби ГРП у вертикальних і горизонтальних свердловинах в Харківській області

Також успішність та ефективність ГРП значною мірою визначають реологічні властивості рідин гідророзриву, що описуються індексом неньютонівської поведінки, коефіцієнтом консистентності неньютонівської рідини та фільтраційні властивості рідин гідророзриву, які позначаються як коефіцієнти миттєвих та фільтраційних втрат [5].

Фільтраційні характеристики рідини гідророзриву поряд з реологічними значною мірою визначають можливість успішного проведення ГРП. Тому ефективність рідини розриву оцінюється за відношенням об'єму фільтраційних втрат рідини до всього об'єму рідини, запомпованої в пласт під час його проведення.

Знаючи які параметри впливають на фільтраційні втрати рідини гідророзриву, необхідно, в першу чергу, провести відповідний підбір рідини з низьким коефіцієнтом фільтраційних втрат. Це можуть бути високов'язкі зшиті гелі, лінійні гелі з наповнювачами та пінні системи.

Коефіцієнт кіркоутворення на стінці тріщини зменшується зі збільшенням концентрації полімеру через збільшення об'єму полімерних частинок, доступних для формування фільтраційної кірки, що блокує фільтрацію рідини гідророзриву в пласт. Тому застосування високов'язких рідин є одним із способів зменшення коефіцієнтів фільтраційних втрат. Застосування наповнювачів у високов'язких рідинах є мало-ефективним через те, що висока в'язкість запобігає переміщенню добавок у фільтраційну кірку.

При застосуванні лінійних гелів високу ефективність показали добавки для зменшення фільтраційних втрат (кремніземніста мука, суміші полімерів і силікатної муки, різного роду комбінації смол тощо). В такому випадку відбувається зменшення фільтраційних втрат рідини в матрицю породи, але необхідно детально аналізувати тип породи-колектора з метою запобігання подальшого блокування припливу вуглеводнів. Мається на увазі те, що під час ГРП у тріщинних слабопроникних колекторах відбувається розширення природних мікротри-

щин за рахунок високого вибієного тиску, куди й можуть проникати наповнювачі та частина фільтраційної кірки, а сама експлуатація свердловини відбувається при низьких вибієних тисках (значній депресії), що, в свою чергу, може призвести до защемлення наповнювачів і технологічних продуктів розкладу. А це може призвести до зменшення продуктивності свердловини в цілому.

Отже, оптимальним варіантом зменшення фільтраційних втрат рідини є відповідний її підбір до умов проведення та без додаткових наповнювачів під час здійснення ГРП у поровотріщинних чи тріщинних колекторах.

Зазвичай після проведення ГРП закачана рідина може повертатися протягом кількох тижнів разом з пластовим флюїдом – нафтою чи газом. Підрахувати скільки води повернулося складно, адже перед проведенням ГРП свердловину промивають до вибою, частина цієї води фільтрується в пласт-колектор.

Окрім відповідного підбору рідин ГРП на збільшення кількості зворотно видобутої води також впливає спосіб освоєння та підбір рідин глушіння до та після самої операції.

Рідини глушіння повинні бути підібрані таким чином, щоб зменшити їх поглинання під час підготовчо-заклучних робіт. Крім цього вони повинні бути інертними до рідини гідророзриву та продуктів її розкладу, що дозволить не блокувати зворотній приплив залишків рідини гідророзриву за рахунок утворення осадів, зв'язків, змочування тощо.

Не менш важливим фактором є саме освоєння, що повинно відбуватись з послідовним пониженням рівня і недопущення значного зменшення вибієного тиску при незначному відборі рідини зі свердловини. Різде створення депресії на пласт може привести до часткового блокування залишків рідини гідророзриву в окремих зонах через защемлення природніх незакріплених тріщин.

Окрему роль відіграє тривалість проведення ГРП та період простою свердловини до початку її освоєння. Чим швидше свердловину

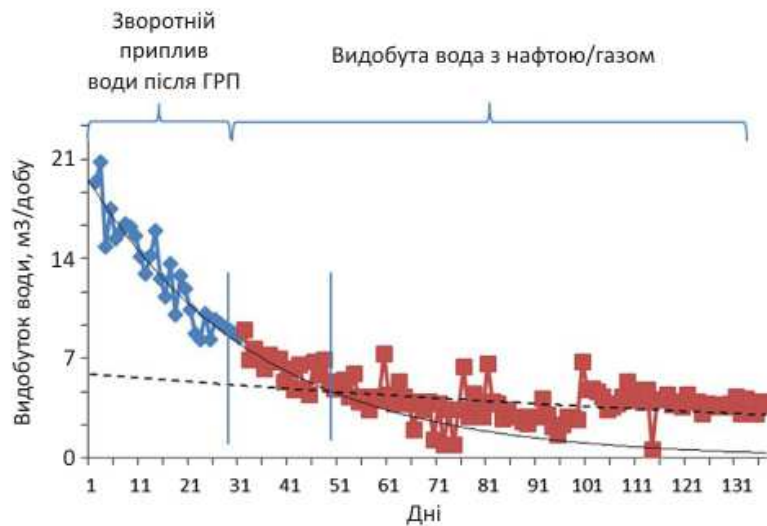


Рисунок 4 – Об'єм води, що повертається після проведення ГРП протягом 141 дня на прикладі свердловини 70 Ranch BB21-65HN

підготувати та запустити після ГРП, тим більший об'єм повернеться в перші години.

Згідно з реальними даними виконаних ГРП в Харківській області 74 % рідини ГРП поглинається породою-колектором, тобто ефективність рідини становить 26 %. Для прикладу на рисунку 4 наведено графік видобутку води після проведення ГРП у горизонтальній свердловині, що пробурена на родовищі щільних пісковиків Ваттенберг в штаті Колорадо, США [6].

Скорочення коефіцієнту інфільтрації можливе при зміні властивостей рідин ГРП, що визначаються їх компонентним складом, проте домінуючий вплив на величину коефіцієнту мають властивості породи-колектора. Згідно з результатами моделювання незначне збільшення в'язкості рідини призводить до значного зменшення втрат і, як результат – до скорочення водовикористання. Можливо збільшити об'єм рідини, що повертається в перші дні після ГРП, дотримуючись викладених вище рекомендацій.

Додатково необхідно розглянути застосування рідин гідророзриву, що готуються на мінералізованій чи пластовій воді або розробити їх. Це дозволить відбирати мінералізовану (пластову) воду з водоносних горизонтів додатково пробурених чи сусідніх свердловин та використовувати її для приготування рідини гідророзриву, що значно знизить громадське напруження навколо використання прісних вод для проведення ГРП. Крім цього, таку зворотно видобуту воду можна без підготовки закачувати у систему підтримання пластового тиску (ППТ) для її утилізації. Така вода може потребувати попередньої підготовки, тому для визначення її складу необхідно при бурінні свердловин у цьому регіоні здійснювати попутні випробування водоносних горизонтів з метою відбору води та визначення її хімічного складу, що значно спростить, в подальшому, її пошуки.

Згідно з українським законодавством дозволено підприємствам видобувати 300 м³ прісної води на добу для власних технічних потреб.

Вартість видобувної води для технічних потреб становить 0,33 грн/м³. Отже економічний ефект оптимізації водовикористання для потреб ГРП з точки зору вартості видобувної води в межах нафтогазоносних басейнів України на сьогоднішній день незначний. Питання утилізації технічних рідин викликає значно більшу зацікавленість, адже вартість утилізації набагато вища.

Оскільки хімічний склад рідини ГРП ретельно підбирається для кожної окремої операції, питання конструювання очисних споруд (механічного чи хімічного принципу) можливе лише при багаторазовому виконанні ГРП з практично однаковим компонентним складом рідини. Цей аргумент зводить до практичності очистки води такими методами до його використання виключно при видобуванні "сланцевих" вуглеводнів, при розробці великих родовищ вуглеводнів зі щільними породами-колекторами або великих родовищ з в'язкою нафтою (чисельні ГРП та водонагнітальні свердловини).

Повторне використання рідини ГРП для проведення чергового ГРП неможливо, адже повернена на поверхню рідина втрачає свої первинні властивості та, як правило, набуває високої мінералізації, що виключає можливість її використання без нової підготовки (очистки).

Повторне використання рідини глушіння чи промивальної рідини є актуальним. За умови виконання ГРП на нафтовому родовищі, на якому проводиться заводнення або поблизу нього, залишкову рідину ГРП можна застосувати для нагнітання в продуктивний горизонт для підтримання пластового тиску, що є одним із способів її утилізації при невеликих об'ємах ГРП.

Практика освоєння нафтогазоносних формацій з низькими колекторськими властивостями та родовищ з високов'язкою нафтою вказує на складності, пов'язані з використанням дуже великих об'ємів води. Механізми мінімізації водовикористання та оптимізації водовикористання окремих свердловин або операцій

ГРП недостатньо ефективні. В масштабах регіону активного освоєння та видобутку "неконвенційних" вуглеводнів необхідно злагоджене та чітко скоординоване управління використання водних ресурсів. Оскільки впровадження механізмів повторного використання води позитивно впливає на економічні показники та знижує вплив на навколишнє середовище основні водокористувачі приділяють цьому питанню максимум уваги та об'єднуються в консорціуми задля спільного подолання складнощів [7].

Одне з основних проблемних питань, з якими зіткнулись Північно-Американські видобувні та сервісні компанії, – це переміщення надзвичайно великих об'ємів води та технологічних рідин на великі відстані. Компанії, що володіють великими ділянками, чи групи компаній, що утворили консорціуми, створили інфраструктуру для транспортування води – трубопроводи та очисні споруди. Саме завдяки спільній діяльності учасників консорціуму водокористувачів в Україні можливо створити повноцінну масштабну інфраструктуру для повторного водовикористання. Спільна діяльність консорціуму повинна бути націлена на розробку довгострокових планів використання водних ресурсів та захисту джерел прісної води, що знаходяться під загрозою.

Об'єднання такого роду консорціуму – складне завдання. Проте, якщо всім ключовим сторонам будуть зрозумілі та обгрунтовані переваги їх участі, а державні регулюючі органи зі своєї сторони підтримуватимуть таку ініціативу – процес розвиватиметься не тільки завдяки ініціативі засновників, а й буде супроводжуватись появою нових учасників.

Окрім конструювання трубопроводів та очисних споруд і безпосередньої оптимізації водовикористання та її удосконалення діяльність консорціуму повинна бути націлена на залучення нових учасників, бути прикладом для інших регіонів нафтогазовидобування та активно підтримувати діалог з громадськістю:

- підтримання діалогу та взаємодії з місцевими і регіональними органами регулювання водних ресурсів та спільне планування управління водними ресурсами для майбутніх потреб;

- визначення та дотримання показників ефективності попередньо скоординованих планів і стимулювання зниження споживання прісної води спільно з учасниками консорціуму та незалежними водоспоживачами регіону;

- надання громадськості інформації про сумарні обсяги водних ресурсів в межах регіону, статистичні дані використання учасниками консорціуму та іншими водокористувачами, прогнози майбутніх потреб у воді в регіоні, результати діяльності та ефективності консорціуму і прогнозні показники водокористування та позитивні результати спільної діяльності.

Успішне проведення ГРП потребує попереднього детального вивчення та розуміння властивостей порід-колекторів, дуже ретельного підбору компонентного складу рідини ГРП, власно якісного його проведення, промивки та освоєння свердловини. Розглянуті причини втрати рідини при проведенні ГРП, та визначені основні та другорядні фактори що впливають на водовикористання. Домінуюча частка об'єму води, що втрачається при ГРП, поглинається пластом - процес інфільтрації.

Скорочення коефіцієнту інфільтрації можливе при зміні властивостей рідин ГРП, проте домінуючий вплив на величину коефіцієнту мають властивості породи-колектора. Згідно результатів моделювання, незначне збільшення в'язкості рідини призводить до значного зменшення втрат, і як результат, – до скорочення водовикористання.

Результати комп'ютерного моделювання процесу ГРП дають можливість стверджувати, що є необхідність використання високов'язких рідин для виконання ГРП у традиційних покладах. В покладах щільних пісковиків немає необхідності використовувати рідини з в'язкістю більше 100 мПас, адже при більших значеннях в'язкості довжина тріщини збільшується несуттєво. При підготовці рідини для проведення ГРП в сланцевих пластах достатньо в'язкості 10 мПас, адже навіть низьков'язкі рідини запобігають інфільтрації рідини в пласт.

Оскільки хімічний склад рідини ГРП ретельно підбирається для кожної окремої операції, питання конструювання очисних споруд (механічного чи хімічного принципу) можливе лише при багаторазовому виконанні ГРП з практично однаковим компонентним складом рідини. Цей аргумент звужує практичність очистки води такими методами до його використання виключно при видобутку "сланцевих" вуглеводнів, при розробці великих родовищ вуглеводнів з щільними породам-колекторами, чи великих родовищ з в'язкою нафтою (численні ГРП та численні водонагнітальні свердловини).

При багаточисленних операціях ГРП в межах одного регіону вагомим скороченням водовикористання можна досягти тільки при спорудженні необхідної інфраструктури для економічно рентабельного транспортування рідин, конструювання очисних споруд та повторного залучення очищеної води в технологічні операції.

Дослідження було виконано в рамках проекту «Використання водних ресурсів Харківської та Донецької областей в контексті розвитку нафтогазової промисловості України.», що був реалізований компанією «Петроплай Рісерч і Консалтинг» за підтримки «Українського інституту природного газу нетрадиційних джерел», що заснований та реалізується компанією «Шелл» спільно з Британською Радою в Україні.

Література

- 1 Mishuris G. On modeling hydraulic fracture in proper variables: stiffness, accuracy, sensitivity / G. Mishuris, M. Wrobel, A. Linkov. – Int J Eng Sci 61:10. – 2012. – 23 p.
- 2 Carter R.D. Derivation of the General Equation for Estimating the Extent of the Fractured Area / R.D. Carter // Appendix to: "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension" by G. C. Howard and C. R. Fast, Drill, and Prod. Prac., API. – 1957. – P. 261-270.
- 3 Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture / R.P. Nordgren // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1972. – №12. – P. 18.
- 4 Kusmierczuk, P. Remarks on application of different variables for the PKN model of hydrofracturing: various fluid-flow regimes / P. Kusmierczuk, G. Mishuris, M. Wrobel // International Journal of Fracture, 2:185. – 2013. – P. 213.
- 5 Інтенсифікація припливу вуглеводнів в свердловину / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2005.
- 6 Bing Bai. Modeling of frac flowback and produced water volume from Wattenberg oil and gas field / Bing Bai, Stephen Goodwin, Ken Carlson // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – P. 383-392.
- 7 Whitfield S. Unconventional Resources: New Facilities Find Solutions to Limited Water Sources / S. Whitfield // Water Treating Insights: SPE Oil and Gas Facilities Journal – December, 2014. – P.7.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
17.08.15*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Цьомко В.В.**
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*

Виробничий досвід

УДК 614.75:622

ПРОБЛЕМНІ АСПЕКТИ ПОВОДЖЕННЯ З НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИМИ ТРУБАМИ, ЩО ЗАБРУДНЕНІ ПРИРОДНИМИ РАДІОНУКЛІДАМИ

П.Г. Дригулич¹, А.В. Пукіш², В.А. Новославський¹, М.П. Шнек³

¹ПАТ „Укрнафта”; 04053, м. Київ, Несторівський провулок 3-5, тел. (044) 2725456,
e-mail: P Drygulych@ukrnafta.com

²Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ „Укрнафта”;
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О. Пушкіна, 2, тел. (03422) 48329,
e-mail: pukish@ndpi.ukrnafta.com

³СП «Бориславська нафтова компанія»; 82300, Львівська обл., м. Борислав, вул. Шкільна, 28а
тел. (03248) 42783, e-mail: pzy@ukr.net

Проаналізовано проблемні аспекти поводження з насосно-компресорними трубами та іншим обладнанням, що забруднені природними радіонуклідами. Проведено моніторингові дослідження стосовно забруднення нафтогазового обладнання радіоактивними речовинами. Розглянуто методи гідродинамічного та механічного очищення НКТ від мінеральних відкладень з NORM. Зроблено висновки щодо ефективності використання різних методів очищення. Запропоновано подальші напрями досліджень.

Ключові слова: нафтогазова галузь України, радіаційна безпека, техногенно-підсилені джерела природного походження, природні радіонукліди, NORM, джерела іонізуючого випромінювання, насосно-компресорні труби, трубопроводи, супутньо-пластові води, мінеральні відкладення, потужність експозиційної дози, питома активність, щільність потоку α - і β -частинок.

Проанализированы проблемные аспекты обращения с насосно-компрессорными трубами и другим оборудованием, загрязненными естественными радионуклидами. Проведены мониторинговые исследования по загрязнению нефтегазового оборудования радиоактивными веществами. Рассмотрены методы гидродинамической и механической очистки НКТ от отложений с NORM. Сделаны выводы относительно эффективности использования различных методов очистки. Предложено дальнейшие направления исследований.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль Украины, радиационная безопасность, техногенно усиленные источники природного происхождения, природные радионуклиды, NORM, источники ионизирующего излучения, насосно-компрессорные трубы, трубопроводы, сопутствующее-пластовые воды, минеральные отложения, мощность экспозиционной дозы, удельная активность, плотность потока α - и β -частиц.

The article analyzes the problematic aspects of handling tubing and other equipment contaminated with natural radionuclides. The monitoring study of the oil and gas equipment contamination with radioactive substances was conducted. The methods for hydrodynamic and mechanical tubing cleaning from the deposits with NORM were considered. The conclusions on effectiveness of different cleaning methods were made. Further study trends were suggested.

Key words: oil and gas industry of Ukraine, radiation safety, technologically enhanced natural sources, natural radionuclides, NORM, sources of ionizing radiation, tubing, pipelines, associated formation water, mineral deposits, exposure dose rate, specific activity, flux density of α - and β -particles.

Вступ. Радіаційна безпека в Україні, як фактор техногенного впливу на довкілля набула особливої актуальності після аварії на Чорнобильській атомній електростанції. При цьому основне спрямування вітчизняних наукових досліджень стосовно радіоактивного випромі-

нювання розглядалось виключно в контексті ядерної енергетики. Інші джерела іонізуючого випромінювання у різних сферах промисловості вважались другорядними. Тому їм приділялось вкрай мало уваги, як таким, що не становлять небезпеки, порівняно з більш потужними

техногенними джерелами іонізуючого випромінювання.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних публікацій. Проблема, пов'язана із забрудненням нафтопромислового обладнання та довкілля нафтогазовидобувних регіонів природними радіонуклідами – радієм, торієм та калієм, виникла відносно недавно. Першими науковцями, які почали займатися вивченням цієї проблеми в Україні, були В.О. Шумлянський, А.Г. Субботін, А.Х. Бакаржієв, М.Ю. Журавель та ін. [1]. Значним внеском у вивчення проблеми радіаційної безпеки стали наукові дослідження А.М. Сердюка, І.П. Лося, А.В. Матошка, О.Д. Саргош, О.С. Загорулька, О.В. Катрушова, Т.О. Павленко, М.В. Аксьонова, Н.Д. Шабуніна, О.Є. Тарасюк та багатьох ін. [2, 3, 4]. Згідно досліджень [1] встановлено мінеральний склад відкладень на внутрішній поверхні НКТ – це радіонукліди ^{226}Ra , ^{232}Th , ^{40}K , ^{214}Pb , ^{212}Pb , ^{228}Ac . Новими дослідженнями [4], крім раніше виявлених, доведено наявність наступні радіонукліди ^{223}Ra , ^{227}Th , ^{210}Pb , ^{235}U . Проте проблеми нафтогазової галузі України (НГУ) у сфері радіаційної безпеки висвітлені лише в окремих публікаціях, і на даному етапі не вирішують проблеми зменшення обсягів накопичення природних радіонуклідів та безпечного поводження з ними.

Виділення не вирішених раніше частин загальної проблеми. На окремих об'єктах НГУ природні радіонукліди або згідно з [5, 6] техногенно-підсилені джерела природного походження (ТПДПП) з'являються в результаті підйому на поверхню супутньо-пластових вод під час видобування вуглеводнів і подальшого осадження мінеральних солей та інших утворень на поверхні обладнання, що призводить до концентрування природних радіонуклідів і збільшення їх активності порівняно з природним фоном. ТПДПП на об'єктах НГУ можуть бути у твердому, рідкому та газоподібному стані. Самі ТПДПП (мінеральні відкладення, шлами, плівки, виділення газів тощо) та техногенні об'єкти, що їх вміщують: насосно-компресорні труби, нафтопроводи, водоводи, резервуари тощо, можуть бути реальною загрозою для персоналу (іонізуюче опромінення), а при відсутності контролю – для навколишнього середовища та населення.

Для забезпечення радіаційної безпеки на об'єктах НГУ в процесі поводження з природними радіоактивними речовинами (англ. Naturally-Occurring Radioactive Materials – NORM) [7] необхідно врахувати світовий досвід та напрацювання вітчизняних науковців і розробити цілий ряд заходів та нормативних документів.

Викладення основного матеріалу. Накопичення ТПДПП відбувається на багатьох нафтогазових родовищах України. На окремих родовищах північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) максимальні рівні потужності експозиційної дози забруд-

нення від промислового обладнання можуть сягати до 6000 мкР/год. На нафтових родовищах Прикарпаття на деяких виробничих об'єктах також спостерігаються підвищені рівні потужності експозиційної дози, але вони є значно нижчими від показників у ДДЗ.

У 1991 році Північно-Східним науковим центром НАН України вперше було встановлено радіоактивне забруднення нафтопромислового обладнання на об'єктах ПАТ «Укрнафта» [1, 7]. Проведеним радіоекологічним моніторингом виявлено ряд аномалій практично на всіх нафтових родовищах НГВУ «Охтирканафтогаз». Пізніше радіаційна обстановка уточнювалась на інших родовищах видобувних підприємств ПАТ «Укрнафта» Північно-Східного регіону України. Максимальні рівні потужності експозиційної дози було виявлено від промислового обладнання НГВУ «Охтирканафтогаз». Для НГВУ «Чернігівнафтогаз» та НГВУ «Полтаванафтогаз» радіоактивність не перевищувала 1000 мкР/год. Найбільш часто радіоактивні аномалії виявляли в межах Талалаївського – Рибальського нафтогазових родовищ з максимальними значеннями на Артнохівському, Анастасівському і Коржівському родовищах.

Також названою науковою установою були проведені відповідні дослідження у Передкарпатській нафтогазоносній області, на об'єктах НГВУ «Долинанфтогаз», «Надвірнанфтогаз» та «Бориславнафтогаз». Підвищені рівні потужності експозиційної дози виявлено було лише на окремих об'єктах [8]. На даний час моніторингові спостереження за станом радіаційної безпеки виробничих об'єктів із залученням сторонніх науково-дослідних установ не проводяться. Дослідження виконують відділи екології та радіаційної безпеки зазначених підприємств та органи МОЗ.

З метою перевірки стану радіаційної безпеки проведено моніторингові спостереження на об'єктах НГВУ «Долинанфтогаз». Для виконання замірів використано радіометр СРП-88. Прилад метрологічно повірений, через кожні дві години за допомогою контрольного джерела перевірялась його чутливість і через кожну годину – режим живлення приладу. Обстеження обладнання, яке використовували в процесі розробки нафтогазових родовищ, показало, що труби та штанги, які вилучали зі свердловин для зачистки та ремонту, мають досить неоднорідні показники потужності експозиційної дози. Так, при обстеженні 20 труб та штанг у ремонтному цеху потужність експозиційної дози коливалась в межах від 3 до 28 мкР/год. Крім того, було помічено зміни потужності експозиційної дози по довжині труби. Отримані результати дають змогу стверджувати, що деякі труби мають підвищені значення потужності експозиційної дози, і складування значної кількості такого обладнання в одному місці хоча і не несе небезпеки для населення, але може бути небезпечним безпосередньо для працівників підприємства.

Крім того, заміри потужності експозиційної дози проводилися на кушовій насосній ста-



Рисунок 1 – Майданчик НГВУ «Охтирканафтогаз» для тимчасового зберігання НКТ, забрудненого природними радіонуклідами

нції № 7 та на груповому зборі нафти і газу № 3. При обстеженні обладнання первинної обробки нафти було виявлено наступну закономірність. На згонах труб спостерігався підвищений рівень радіації, на різних установках потужності експозиційної дози коливалась в межах від 40 до 125 мкР/год. При цьому резервуари, до яких були під'єднані трубопроводи, підвищеною радіацією не характеризувалися.

Слід зазначити, що в цілому по території вказаних вище об'єктів значних відхилень потужності експозиційної дози від фонових показників виявлено не було, не було виявлено таких аномалій і на території села Яворів Долинського району, що знаходиться в безпосередній близькості до території нафтогазовидобування.

Відповідно до вимог нормативних актів всі відпрацьовані насосно-компресорні труби та інше обладнання на даний час зберігають на спеціально облаштованих майданчиках тимчасового зберігання і передають на державні спеціалізовані комбінати Корпорації УкрДО «Радон». Однак, через переповнення складу на пункті захоронення радіоактивних відходів (ПЗРВ) Державного спеціалізованого підприємства Харківського державного міжобласного спецкомбінату (ДСП ХДМСК) та відмову інших спеціалізованих підприємств, у зв'язку із забороною відповідних державних органів, було призупинено надання послуг з приймання матеріалів та обладнання, забрудненого NORM. В той час на підприємствах НГУ забруднене обладнання накопичується у значних обсягах на майданчиках для тимчасового зберігання (рис. 1). Такі майданчики облаштовані майже у всіх видобувних підприємствах ПАТ «Укрнафта». Через значні обсяги утворення забрудненого NORM обладнання особливо гостро проблема стоїть в НГВУ «Охтирканафтогаз». Ситуація жодним чином не вирішується вже декілька років. Через негативне ставлення населення до «радіації» зрос-

тає соціальна напруга у місцях їх тимчасового зберігання.

У нашій країні існує чимало теоретичних розробок і дослідних зразків установок для дезактивації обладнання від NORM, проте впровадження на практиці технологій в Україні не існує. Виходячи з цього спеціалісти ПАТ «Укрнафта» спільно з Харківським Державним міжобласним спеціалізованим комбінатом, Державною екологічною академією післядипломної освіти та управління Міністерства екології та природних ресурсів України, на виконання погодженої спільної «Програми проведення презентації та дослідно-експериментальних робіт мініустановки з очистки труб НКТ, що забруднені техногенно-підсиленими джерелами природного походження...» 15.08.2013 р. на території пункту захоронення радіоактивних відходів ДСП ХДМСК розробили та провели випробовування експериментальної установки та технології гідродинамічного очищення відпрацьованих насосно-компресорних труб і нафтопромислового обладнання, що забруднені NORM [9].

Під час дезактивації трьох фрагментів НКТ Ø73,0 мм, довжиною 1,0-1,3 м, одного фрагменту обсадної труби Ø 168 мм, довжиною 1,25 м та засувки ЗКЛ ДУ-100 отримано:

- 2,01 кг твердих механічних домішок (мінеральних відкладень) зі щільністю потоку β-часток – 1500 част·см²·хв⁻¹ і потужністю експозиційної дози 53 мкР/год;
- загальний об'єм відпрацьованої технологічної води склав 830 л, вода за своїми радіаційними параметрами не перевищує фонових показників.

Таким чином, даними експериментальними дослідженнями підтверджено технічну можливість і ефективність гідродинамічного очищення насосно-компресорних труб та іншого нафтопромислового обладнання від мінеральних відкладень з підвищеною радіоактивністю.

Таблиця 1 – Динаміка надходження та дезактивації партій НКТ

Дата проведення робіт	Маса партії НКТ, яку направляли на дезактивацію, кг	Активність партії, Бк	Дезактивовано, кг	Кількість дезактивованих фрагментів, од.	Не піддалося дезактивації, кг	Маса вторинних РАВ, кг	Активність вторинних РАВ, Бк
10.10.12–20.12.12	720	$1,2 \cdot 10^5$	226	23	494	2	$3,8 \cdot 10^4$
25.12.12–29.04.13	10 972	$1,8 \cdot 10^6$	10 394	1 156	490	88	$9,7 \cdot 10^5$
01.11.13–11.12.13	10 124	$1,7 \cdot 10^6$	8 832	864	1196	96	$1,2 \cdot 10^6$
01.09.13–31.10.13	13 620	$2,3 \cdot 10^6$	12 240	1 226	1192	92	$1,0 \cdot 10^6$
Всього	35 436	$5,9 \cdot 10^6$	31 692	3 269	3 372	278	$3,2 \cdot 10^6$

Ступінь зниження рівня забруднення за всіма радіаційними параметрами становив від 4 до 360 разів. Найбільш показовими є результати дезактивації для α -забруднення і ПЕД. У результаті проведених експериментів ці радіаційні показники були знижені практично до фонових значень.

У складі відпрацьованої води і твердих відходів спостерігається наявність природних радіонуклідів: Th-232, Ra-226 і K-40. Досліджена вода не перевищує допустимі концентрації по НРБУ-97 для питної води і не є рідкими радіоактивними відходами (РАВ). Тверді відходи відповідно до класифікації ОСПУ-2005 можуть бути віднесені до низькоактивних РАВ.

У процесі гідродинамічного очищення фрагментів насосно-компресорних труб ушкодження внутрішніх і зовнішніх поверхонь не відбувається, що забезпечує можливість їх повторного використання. При очищенні/дезактивації виключено утворення пилу або аерозолів від радіоактивних відкладень. Всі відкладення видаляються разом з водою. Екологічна чистота та радіаційна безпека обслуговуючого персоналу в процесі очищення забезпечується відповідно до встановлених норм.

У зв'язку із переповненням сховища пункту захоронення радіоактивних відходів ДСП ХДМСК підприємство самостійно розпочало пошук ефективних методів дезактивації насосно-компресорних труб. Так, вже протягом тривалого періоду дезактивація здійснюється методом механічного видалення з внутрішніх і зовнішніх поверхонь насосно-компресорних труб відкладень із NORM. Установку виконано на базі токарно-гвинторізного верстата ДПП-300 із використанням штатної вентиляційної системи, якою оснащено корпус спалювання.

Динаміку надходження та дезактивації партій насосно-компресорних труб наведено в табл. 1.

Радіаційний і дозиметричний контроль здійснювала служба радіаційної безпеки ДСП ХДМСК. При цьому необхідно зазначити, що радіаційні поля і радіоактивне забруднення досить неоднорідні по поверхні труби. Переважна більшість насосно-компресорних труб має су-

цільне забруднення внутрішніх поверхонь мінеральними відкладеннями з NORM низької активності. Окремі фрагменти труби мають лише поодинокі плями радіоактивного забруднення розмірами 10 – 20 см. Статистичні дані радіаційних параметрів фрагментів насосно-компресорних труб наведено в табл. 2 та 3.

Станом на 01.02.14 р. у результаті проведення експериментальних робіт дезактивовано 31 692 кг насосно-компресорних труб (3 269 фрагментів). Ці труби пройшли державну процедуру зняття з регулюючого контролю відповідно до вимог НП 306.4.159-2010, що підтверджено офіційним рішенням Державної інспекції ядерного регулювання.

Окрема проблема, що потребує інших підходів для вирішення, – це дезактивація нестандартного нафтопромислового обладнання (запірна арматура, насоси, кабельна продукція, трубопроводи тощо). Так, наприклад, при демонтажі водоводів та інших трубопроводів, що перебували тривалий час в експлуатації, на внутрішніх стінках міститься значна кількість осадів з NORM (рис. 2). При дезактивації гідродинамічним методом трубопроводів та іншого обладнання, що містять розчинні мінеральні сполуки, можна отримати рідкі радіоактивні відходи, вартість захоронення яких є у 4 – 10 разів вищою порівняно з твердими NORM-відходами.

На підставі проведених випробовувань можна стверджувати, що даний напрямок досліджень по дезактивації насосно-компресорних труб є перспективним. Це дає можливість проводити подальші дослідження з вибору найбільш оптимального і ефективного способу очищення нафтопромислового обладнання від NORM і зменшити навантаження на персонал, населення і довкілля.

Потребує додаткового дослідження природа мінеральних відкладень, особливо таких, що містять сполуки металів: свинцю, цинку, хрому, нікелю та інших хімічних елементів. Окремі труби по зовнішній поверхні мають «оцинкування» - плівку з характерним з металевим блиском. Насосно-компресорні труби з такими мінеральними сполуками майже не піддаються дезактивації методом гідрокавітації.

Таблиця 2 – Діапазон значень потужності експозиційної дози фрагментів насосно-компресорних труб

Діапазон значень ПЕД на відстані 0,1 м, мкР/год	0,30–1,0	1,0–3,0	3,0–5,0	5,0–7,0	7,0–9,0	>9,0
Кількість фрагментів, шт.	2935	283	22	15	11	3
% по відношенню до загальної кількості фрагментів	90,0	8,6	0,6	0,4	0,3	0,1

Таблиця 3 Діапазон значень щільності потоку β-частинок фрагментів насосно-компресорних труб

Діапазон значень ЩП β-частинок на відстані 0,1 м, част·см ⁻² ·хв ⁻¹	30–100	100–300	300–500	500–800	800–1000	1000–2000	>2000
Кількість фрагментів, шт.	67	2 761	181	77	70	100	13
% по відношенню до загальної кількості фрагментів	2,0	84,5	5,5	2,4	2,2	3,0	0,4



Рисунок 2 – Труба з мінеральними відкладеннями, що містять NORM

Крім цього, на нашу думку, потребує дослідження наявності газоподібних NORM у газоповітряній суміші в межах загазованості територій м. Борислава та інших нафтогазових родовищ Прикарпаття в межах населених пунктів та їхній вплив на здоров'я працівників, населення та довкілля.

Висновки

Проблема з NORM в Україні є специфічною і потребує нормативно-правового врегулювання. Отриманий досвід робіт із радіаційної безпеки на підприємствах НГУ, державних спеціалізованих підприємствах, а також прийнятті міжнародні документи є саме тим підґрунтям, на якому може бути створена система поводження з NORM в НГУ.

Необхідно внести відповідні зміни в чинне законодавство України та інші нормативні акти щодо безпечного поводження з природними радіонуклідами.

На нашу думку, найбільш перспективним способом знешкодження ТПДПІ NORM є гідродинамічна дезактивація (очищення) обладнання на виробничих об'єктах з подальшим поверненням осадів та вторинних РАВ у глибинні геологічні формації в межах гірничих відводів родовищ.

Література

1 Техногенне забруднення радіоактивними елементами на родовищах корисних копалин / В.О. Шумлянський, А.Г. Субботін, А.Х. Бакаржів та ін. – К.: Знання України, 2003. – 133 с. – ISBN 966-7999-73-4.

2 Саргош О.Д. Проблема радіоактивних залишків, що утворюються на підприємствах нафтогазовидобувної промисловості / О.Д. Саргош, О.С. Загорулько, О.В. Катрушов // Проблеми екології та медицини. – 2004. – Т.8. – №3-4. – С. 30-32.

3 Павленко Т.О. Радіаційно-гігієнічна оцінка доз опромінення населення України від техногенно-підсилених джерел природного походження: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра біол. наук: 14.02.01 / Павленко Т.О.; ін-т гігієни та мед. екології ім. О.М. Марзєєва АМН України. – К., 2010. – 39 с.

4 Павленко Т.О. Оцінка вмісту природних радіонуклідів в індустріальних залишках підприємств / Довкілля та здоров'я. – 2015. – №1. – С.21-24.

5 Державні санітарні норми, правила, гігієнічні нормативи. Норми радіаційної безпеки України (НРБУ-97). – К., 1997. – 121 с.

6 Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України (ОСПУ-2005). – К., 2005. – 103 с.

7 Дригулич П.Г. Аналіз стану нормативної бази з радіаційної безпеки у нафтогазовій галузі України / П.Г. Дригулич // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №1 (7). – С. 43-46.

8 Журавель М.Ю. Проблема радіоактивного забруднення навколишнього середовища під час розробки нафтових родовищ України / М.Ю. Журавель, П.В. Клочко, С.В. Лоцкін, В.М. Бульбас, М.Г. Черних, О.Г. Хорошун // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 2. – С. 48-51.

9 Дригулич П.Г. Дослідження методів дезактивації насосно-компресорних труб, забруднених природними радіонуклідами / П.Г. Дригулич // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №2 (8). – С. 39-42.

Стаття надійшла до редакційної колегії
08.09.15

Рекомендована до друку
професором Тарком Я.Б.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Рудим С.М.
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ ПО УСТРАНЕНИЮ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУЗОВНА-МАШТАГА

Фариз Ахмед¹, Ш.Г. Алиев², Э.Х. Искендеров³

¹SOCAR, НИПИ "Нефть и газ";
Baku, AZ1012, H. Zardabi, 88a, e-mail: office.ogpi@socar.az

²SOCAR, НГДУ им. Г.З.Тазиева;
Baku, AZ1053, Suraxani M. Safarov, 31, e-mail: socar.pox@socar.az

³НИИ ГПНГХ;
Baku, AZ1010, Azadlig, 20, e-mail: e.iskenderov62@mail.ru

Вказана низька ефективність застосування тампонажних розчинів при усуненні дефектів експлуатаційної колони, а також представлена можливість застосування металевих "пластирів" для усунення негерметичності експлуатаційної колони у свердловинах родовища "Бузовна-Маштага" за наявності двох або більше дефектів.

Ключові слова: негерметичність експлуатаційної колони, тампонажні склади, кількість негерметичностей, протяжність інтервалу негерметичності, інтервали порушень, металеві пластири.

Указана низкая эффективность применения тампонажных растворов при устранении дефектов эксплуатационной колонны, а также представлена возможность применения металлических "пластырей" для устранения негерметичности эксплуатационной колонны в скважинах месторождения "Бузовна-Маштага" при наличии двух или более дефектов.

Ключевые слова: негерметичность эксплуатационной колонны, тампонажные составы, количество негерметичностей, протяжённость интервала негерметичности, интервалы нарушений, металлические пластиры.

The article shows the low efficiency of utilization of cement slurries when eliminating the production string defects and recommends application of metal "patches" to repair production string leak in the well of the Buzovna-Mashtaha field when there are two or more defects.

Keywords: production string leak, cement slurries, leak interval, the amount of leaks, violation intervals, metal patches.

Введение. Большинство месторождений Азербайджанской Республики находятся на поздней стадии разработки и характеризуются массовым обводнением и интенсивным пескопроявлением скважин. Решение этих проблем приобретает особую значимость. По большинству месторождений Абшеронского п-ва наблюдается увеличение бездействующего фонда скважин, требующих проведения ремонтных работ. К наиболее сложному и трудоёмкому виду ремонтных работ относятся работы по устранению негерметичности (нарушения) эксплуатационных колонн (НЭК). Основной причиной этого является отсутствие достаточной и надёжной информации о характере нарушений эксплуатационной колонны (ЭК), наличии и состоянии цементного камня за колонной и поглощающем тампонажный состав пласте.

В большинстве случаев для достижения эффекта изоляции и предотвращения пескопроявления на месторождении Бузовна-Маштага проводятся многочисленные работы по закачиванию тампонажных составов за ЭК в интервал негерметичности. В среднем в каждую скважину в процессе проведения мероприятия закачивается более 4 тон тампонажного раствора. Ус-

пешность этих работ не превышает 40-50%. Однако при наличии нескольких негерметичностей (2 и более) в протяжённом интервале ЭК (более 10 м) проведение ремонтных работ с применением стандартных технологий становится безуспешным. Технологии герметизации ЭК с применением тампонажных материалов имеют низкую успешность, а технологии с использованием цементируемых "летучек" приводят к значительному уменьшению внутреннего диаметра колонны.

Анализ технического состояния эксплуатационных колонн и методов возникновения их негерметичности. На месторождении "Бузовна-Маштага" из существующих способов устранения НЭК в наибольшем количестве представлены методы тампонирувания под давлением с использованием различных тампонажных составов и технологии перекрытия интервала нарушения эксплуатационной колонны техническими средствами.

Из анализа отечественного и зарубежного опыта осуществления работ по устранению НЭК следует, что основным методом продолжает оставаться тампонирувание. Многолетний

опыт применения тампонажных растворов на основе цемента для проведения изоляционных работ и мероприятий по креплению призабойной зоны пескопроявляющих скважин показывает, что их применение недостаточно эффективно и положительный результат нередко достигается только за счёт многократного повторения работ по тампонированию.

Исходными параметрами выбора технологии устранения НЭК являются число нарушений и их протяжённость. При установлении одного нарушения или нескольких в интервале до 20 м рекомендуется проводить работы методом тампониования. При наличии нескольких нарушений на большом интервале (более 30 м) выполнение даже нескольких и неоднократных операций тампониования не обеспечивает достижения поставленной цели. В этом случае рекомендуется применение технических средств. К последним относятся пакеры, пластыри, колонны-летучки, профильные перекрыватели, двухпакерные компоновки [1, 2, 3, 4].

Применяется технология установки пакера ниже интервала нарушения ЭК, что позволяет разъединить продуктивный пласт и участок негерметичности. Для подъёма жидкости из продуктивного пласта используется установка скважинного штангового насоса (УСШН). Опыт эксплуатации УСШН с пакерами в скважинах месторождения "Бузовна-Маштага" показал, что данный способ имеет свою область применения, преимущества и недостатки. Преимуществом по сравнению с другими способами устранения НЭК это низкая трудоёмкость и затратность, возможность смены отказавшего насоса без подъёма пакера и насосно-компрессорных труб (НКТ). Недостатки данной технологии - это необходимая надёжная герметичность пакера и НКТ, отсутствие возможности определения динамического уровня.

Известна технология устранения НЭК путём спуска металлической колонны-"летучки". Колонна-"летучка" представляет собой 102-мм, либо 114-мм безмуфтовые нефтепроводные трубы с толщиной стенок 9 мм. Колонна-"летучка" со специальной компоновкой спускается в скважину на 73-мм бурильных трубах. Специальная компоновка обеспечивает оставление цементного стакана минимальной высоты в колонне-"летучке", что облегчает его разбуривание [5]. Недостатком технологии являются трудоёмкость работ по подготовке нефтепроводных труб и значительное уменьшение внутреннего диаметра основной НЭК.

Начиная с 1980 г., в основном для восстановления герметичности ЭК в бывшем Союзе использовались профильные перекрыватели [6, 7, 8], которые также могли использоваться и для отключения верхнего пласта. Технология их применения несколько проще по сравнению с установкой пластыря. Профильные перекрыватели с разборными чугунными башмаками производятся из профильных труб. Толщина стенок перекрывателя 5 мм (для сравнения: толщина стенок пластыря 3-6 мм). Известен случай установки перекрывателя максимальной

длиной 29 м на глубине 2550 м при угле наклона скважины 30° для восстановления герметичности ЭК, нарушенной фрезером в процессе аварийных работ. Герметизация контакта перекрывателя с колонной достигается за счёт герметика и увеличения диаметров перекрывателя и пакеров, устанавливаемых на верхнем и нижнем его концах в процессе развальцовки.

Известна технология устранения НЭК горизонтальных скважин и скважин со вскрытыми высокопроницаемыми объектами эксплуатации. Особенностью предложенной технологии является установка в интервале изоляции промежуточной колонны без предварительной установки отсекающего (опорного) цементного моста. Для этого в спускаемой компоновке предусмотрен комплект технологического оборудования для крепления скважин.

Несмотря на многообразие технологий по устранению НЭК техническими средствами, необходимо совершенствование имеющихся, либо разработка новых технических средств, позволяющих надёжно изолировать протяжённые участки, в т.ч. и с возможностью последующего извлечения из скважины при необходимости. Изложенный материал свидетельствует, что в этих условиях разработка надёжных методов восстановления герметичности ЭК и отключения пластов с сохранением полезного сечения скважины является актуальной задачей.

Изложение основного материала. В последние годы значительно возросла потребность в ремонтных работах по устранению НЭК в скважинах [9, 10]. На основании проведенного анализа сведения о наиболее распространённых технологиях устранения НЭК с применением технических средств с указанием их области применения, преимуществ и недостатков представлены в таблице 1.

Причинами возникновения НЭК являются частичное или некачественное её цементирование во время строительства, использование сточных вод для заводнения и агрессивных реагентов при интенсификации добычи нефти, высокие давления нагнетания, низкое качество металла и закрепления резьбовых соединений, длительное время эксплуатации скважин, а также старение и износ крепи скважин в связи с процессами коррозии обсадных труб и цементного камня, коррозионное разрушение колонн под действием химически агрессивных высокосернистых нефтей [11]. На рисунке 1 показаны интервалы нарушений ЭК по ряду скважин месторождения Бузовна-Маштага на протяжении пяти лет.

Как видно из рисунка в проанализированных 13 скважинах 8% нарушений приходится на участок до 100 м; 15% нарушений находится в интервале 100-700 м; 46% нарушений в интервале 1000-1200 м; 31% нарушений в интервале ниже 1200 м.

Как правило, негерметичность обнаруживается уже в процессе строительства скважины или в первые годы её эксплуатации. При подаче

Таблица 1 – Наиболее распространённых технологиях устранения НЭК

Техническое средство	Особенности технологии	Преимущества	Недостатки	Область применения
Металлический пластырь	раскатывание трубы круглого сечения по внутренней стенке ЭК	незначительное сужение ЭК, длина изолируемого участка до 300 м, глубина установки до 3000 м (для двухслойных)	1. При глубине установки свыше 1500 м используются несъёмные пластыри. 2. Допустимая депрессия до 20 МПа. 3. Сужение колонны в интервале изоляции.	многочисленные нарушения на глубине до 3000 м, выше установки ЭЦН
Двухпакерная компоновка	спуск двухпакерной системы, НКТ между пакерами 60-114 мм	установка на глубине до 2500-2800 м. Возможность промывки ниже глубины установки компоновки	1. Сужение колонны до 34-95 мм	многочисленные нарушения на глубине до 1000 м, ниже установки ЭЦН
Дополнительная колонна-летучка	спуск и цементирование трубы круглого сечения	допустимая депрессия до 20 МПа, невысокая стоимость	1. Сужение колонны до 100 мм 2. Невозможность последующего извлечения.	Многочисленные нарушения на глубине до 500 м, ниже установки ЭЦН
ГНО+пакер	интервал негерметичности разобщается пакером	малая трудоёмкость, относительная простота конструкции	1. Необходимость герметичности пакера. 2. Низкая продолжительность эффекта. 3. Эффективное применение в скважинах с газовым фактором не более 100 м ³ /м ³	многочисленные нарушения по всей длине ЭК
Профильный перекрыватель	раскатывание гофрированной трубы по внутренней стенке	возможность установки в необсаженных участках скважины	1. Повышенные требования к подготовке ЭК 2. Продолжительный процесс установки	нарушения ЭК на глубине до 3000 м, выше установки ЭЦН

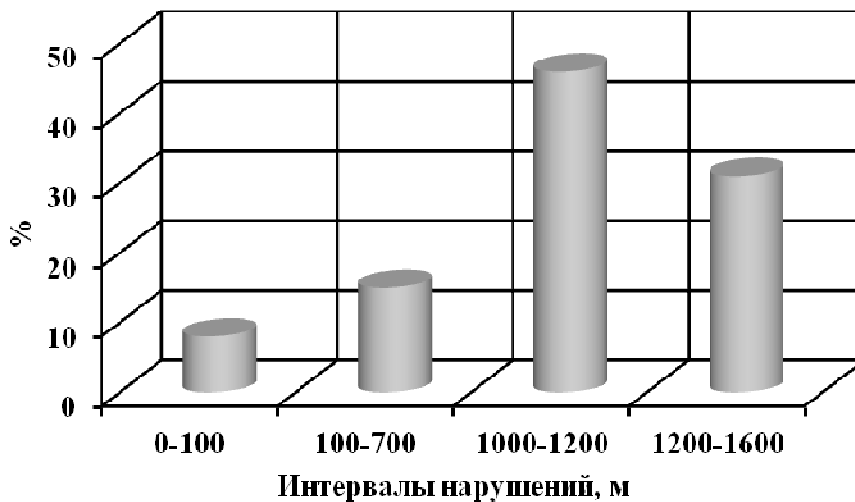


Рисунок 1 – Интервалы нарушений ЭК по скважинам месторождения Бузовна-Маштага за последние 5 лет

пресной воды-это низкое качество спускаемых обсадных труб и нарушение технологии спуска обсадной колонны; при подаче сточных вод-дополнительная коррозия металла обсадных труб. Анализ извлечённых из скважин нарушенных обсадных труб, показывают, что в большинстве случаев первопричиной нарушения обсадных колонн являются негерметичность резьбовых соединений и низкое качество металла обсадных труб. В первом случае фиксируют коррозию резьбовых соединений, во втором-механическое нарушение труб в виде трещин вдоль образующей трубы. Отмечают и случаи местной питтинговой коррозии внутренней поверхности труб. Повсеместной равномерной коррозии подвержена в основном также внутренняя поверхность обсадных труб. Коррозии наружной поверхности обсадной колонны, как правило, не наблюдается. В качестве причины появления НЭК в скважинах отмечается также образование солевых налётов и парафинисто-асфальтено-смолистых отложений на стенках ЭК. Для их устранения используются различные механические средства-скреперы, шаблоны, долота и тд.. Частые спуско-подъёмные операции в таких скважинах истирают поверхность ЭК, что в конечном итоге приводит к нарушению герметичности ЭК.

Для решения задач по восстановлению герметичности ЭК скважины наиболее перспективным является направление по разработке и применению технических средств, позволяющих перекрывать интервалы нарушений колонн при помощи металлических "пластырей".

Известно применение металлических пластырей для устранения НЭК и отключения верхних пластов [12]. Используются модернизированные устройства и технологии для установки двухслойных пластырей с толщиной стенок 6 мм, рассчитанных для применения в скважинах глубиной до 2000 м и при депрессии до 20 МПа [13]. Недостатком ее является уменьшение внутреннего диаметра колонны на 12 мм, то есть в 2 раза больше по сравнению с обычным (однослойным) пластырем.

Известен металлический расширяемый пластырь ПМР для устранения протяжённых участков НЭК. Принцип действия ПМР основан на расширении металлических гладких труб круглого сечения по всей длине. Пластырь позволяет герметизировать участки ЭК длиной от нескольких десятков до сотен метров с сужением прохода не более 10 мм и допустимым перепадом давления до 20 МПа. При необходимости существует возможность извлечения ПМР из скважины с помощью специального оборудования.

В настоящее время разработаны и совершенствуются ряд технологий, позволяющих решать вопросы ликвидации НЭК в конкретных геолого-технических условиях без значительного уменьшения ее внутреннего диаметра. В этом плане безусловный интерес представляют технологии ремонта ЭК расширением металлических гладких труб круглого сечения, разработанные фирмами "Baker Hughes" [14] и

"Weatherford" [15]. Принцип данных технологий аналогичен технологии ПМР.

Поиск и разработка принципиально новых эффективных способов восстановления герметичности ЭК в ПО "Азнефть" продолжает оставаться актуальной задачей. Известны результаты широкого внедрения метода ремонта обсадных колонн гофрированными стальными пластырями, в том числе многочисленные примеры успешного применения способа для решения таких сложных задач, как отключение промежуточных пластов на глубинах до 2500 м и др. Массовое внедрение пластырей характеризовалось высокими технико-экономическими показателями: коэффициент успешности возрос до 0,9-0,95, по сравнению с цементными заливками; снизилась стоимость и длительность операций в 2-2,5 раза, резко увеличилась продолжительность эффекта. За двадцатилетний период с помощью пластырей отремонтировано несколько тысяч скважин.

В ПО "Азнефть" основными причинами не применения металлических "пластырей" предположительно, являются снижение пластовых давлений на большинстве месторождений, где почти 90% скважин эксплуатируются с применением глубинных насосов, в связи с этим в процессе освоения и эксплуатации пластыри подвержены воздействию высоких депрессий, что приводит к потере их герметичности. На всех месторождениях для ремонта ЭК пользуются традиционным и низкоэффективным способом-цементными заливками и использованием "летучек", приводящими к значительному уменьшению внутреннего диаметра колонны.

Принцип работы "пластыря" отличается от всех известных устройств по восстановлению герметичности обсадной колонны. Он изготовлен из прочного высоковязкого металла, который при нагреве принимает форму внутренней поверхности обсадной колонны и давит на стенки скважины. За счет этого усилия он не сползает со стенок скважины.

По сравнению со способами восстановления герметичности обсадных колонн цементованием под давлением, заключающимся в закачке тампонирующей смеси в колонну обсадных труб, заполненную промывочной жидкостью, и последующей задавке этой смеси в зону негерметичности, технико-экономическая эффективность применения технологии обеспечивается за счёт экономии цемента, обсадных труб и других материалов; увеличения межремонтного периода работы скважины; исключения затрат на работу бригады КРС. Установка "пластырей" в скважине может осуществляться на каротажном кабеле, а не на трубах, что значительно сокращает время проведения капитального ремонта и его стоимость. Кроме того, нет необходимости проводить работы по прижатию "пластыря" к стенкам скважины. Эти работы требуют высокой квалификации специалистов. При проведении работ исключается некачественная герметизация обсадной колонны, требующая повторения процесса герметизации.

Выводы

Анализом опыта проведения РИР по устраниению НЭК в скважинах месторождения "Бузовна-Маштага" установлено, что успешность их в условиях интенсивности пескопроявления не превышает 50%.

Установлено, что технические средства, к которым относятся пакеры, профильные перекрыватели и стальные колонны-"летучки" находят ограниченное применение по следующим причинам:

- пакеры - непродолжительный период сохранения герметичности;
- профильные перекрыватели - повышенные требования к подготовке скважины, продолжительный процесс установки;
- колонны-"летучки"- сложность технологии, невозможность возврата прежнего диаметра эксплуатационной колонны.

Не смотря на то, что тампонирующее является основным методом устранения НЭК на скважинах месторождения "Бузовна-Маштага" далеко не все тампонажные растворы обладают достаточными фильтрационными и прочностными свойствами. При устранении двух и более нарушений ЭК имеет место большая продолжительность и стоимость ремонта, в ряде случаев устранить многочисленные нарушения не удаётся вообще.

Литература

1 Гудков-Кученков С.Ю. Изоляция негерметичностей эксплуатационных колонн скважин со вскрытыми высокопроницаемыми объектами эксплуатации / С.Ю. Гудков-Кученков, П.Н. Кучумов // Бурение и нефть. – 2010. – № 5. – С. 28-29.

2 Сарваров А.Р. Разобшение негерметичных участков эксплуатационной колонны и продуктивного пласта установкой пакера 4ПМС / А.Р. Сарваров, А.В. Локтев, И.Д. Болтов, М.В. Мурзяков. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 9. – С. 93-95.

3 Светашов В.Н. Технические средства для ремонтно-изоляционных работ / В.Н. Светашов // Инженерная практика. – 2010. – № 5. – С. 24-30.

4 Уметбаев В.Г. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы / В.Г. Уметбаев, В.Ф. Мерзляков, Н.С. Волочков. – Уфа: РИЦ АНК "Башнефть", 2000. – 424 с.

5 Чесноков Е.Н. Инновационные технические решения РИР со спуском дополнительных эксплуатационных колонн / Е.Н. Чесноков // Инженерная практика. – 2010. – № 5. – С. 50-53.

6 Никитченко В.Г. Применение металлических тонкостенных мостов при перекрытии интервалов перфорации / В.Г. Никитченко, Е.Н.Штахов, К.В. Буйко и др. // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 3. – С. 55-56.

7 Мелинг К.В. Восстановление герметичности эксплуатационных колонн профильными перекрывателями / К.В. Мелинг, А.А. Мухаметшин, А.Л. Насыров, Р.Я. Хабибуллин. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 72-75.

8 Штахов Е.Н. Опыт проведения сервисных работ по ремонту обсадных колонн металлическими пластырями / Е.Н. Штахов, В.Г. Никитченко, А.В.Величко и др. // Сб. научн. тр. ОАО НПО "Бурение". – Краснодар. – 2004. – Вып. 11. – С. 195-199.

9 Назметдинов Р.М. Состояние и проблемы РИР по устраниению негерметичности эксплуатационных колонн в скважинах Западной Сибири / Р.М. Назметдинов, К.В. Стрижнев // Тр. Башнипинефть. – 2000. – Вып. 100. – С. 143-147.

10 Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.

11 Стрижнев К.В. Тампонажные составы для восстановления герметичности эксплуатационной колонны / К.В. Стрижнев // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 49-52.

12 Штахов Е.Н. Особенности отечественной и зарубежной технологий ремонта обсадных колонн стальными пластырями / Е.Н. Штахов, О.А. Ледашов, В.Г. Никитченко и др. // Сб. научн. тр. ОАО НПО "Бурение". – Краснодар. – 2004. – Вып. 12. – С. 217-227.

13 Штахов Е.Н. Современное состояние работ по ремонту обсадных колонн металлическими пластырями / Е.Н. Штахов, О.А. Ледашов, И.Н. Копылов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 3. – С. 44-46.

14 <http://www.bakerhughes.ru>. Нефтепромысловое оборудование и услуги.

15 <http://www.weatherford.ru>. Нефтепромысловое оборудование и услуги.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.09.15*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Мамедовим Н.**
(НІПІ нафтогаз, м. Баку, Азербайджан)*