

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 552.578.18

ГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ РОЗВІДКИ І РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ВУГІЛЬНОГО ГАЗУ

О.О. Орлов

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 242027, 712150,
e-mail: san_sanuch_2010@mail.ru

Світові запаси вугільного газу, який складається, в основному, з метану, оцінюються до 260 трлн м³, зокрема у вугільних пластах Донецького і Львівсько-Волинського басейну – до 25 трлн м³. Інтенсивний розвиток видобування метану в Україні є актуальною проблемою з двох причин: по-перше, видобуток метану з вугільних пластів стане потужним енергоресурсом у загальному енергобалансі України; по-друге, дегазація вугільних пластів знизить небезпеку роботи шахтарів під час видобування вугілля. Розглядаються геологічні умови залягання газу у вугільних пластах, методи видобування метану з вугілля і особливості заходів в процесі виклику припливу газу з вугільного пласта. Наводиться інформація про проведення ядерного вибуху на шахті Юнком з метою дегазації вугільних пластів, що є дуже небезпечним в екологічному відношенні, адже дегазація вугільних пластів певною мірою може бути досягнута при бурінні свердловин і видобутку з них метану.

Ключові слова: метан, вугільні пласти, геологія, шахта

Мировые запасы угольного газа, который состоит, в основном, из метана, оцениваются до 260 трлн м³. В Донецком и Львовско-Волинском угольных бассейнах – до 25 трлн м³. Интенсивное развитие добычи метана на Украине является актуальной проблемой по двум причинам: во-первых, добыча метана из угольных пластов станет мощным энергоресурсом в общем энергобалансе Украины; во-вторых, дегазация угольных пластов повысит безопасность работ шахтёров при добыче угля. Рассматриваются геологические условия залегания газов в угольных пластах, методы добычи метана из угля и особенности вызова притока газа из угольного пласта. Приводится информация о проведении ядерного взрыва на шахте Юнком с целью дегазации угольных пластов, что очень опасно в экологическом отношении. К тому же дегазация угольных пластов в определённой степени может быть достигнута при бурении скважин и добычи из них метана.

Ключевые слова: метан, угольные пласты, геология, шахта.

The reserves of coal gas in the world, which mainly consist of methane, are estimated up to 260 trln m³. In the Donetsk and Lviv-Volyn basin coal beds are estimated nearly 25 trln m³. Intensive development of methane production in Ukraine is an actual problem because of two reasons: 1 - the production of methane from coal beds will become a powerful energy resource in total power balance of our state; 2 - coal beds degassing will reduce the danger of the miners' work in coal production. The article deals with the geological conditions of gas occurrence in coal beds, methods of methane recovery from coal and specific measures applied during the process of causing gas yield from the coal bed. Given is the information about the nuclear explosion in the Unkom mine, with the purpose of coal beds degassing, which is very dangerous in the ecological aspect. Besides coal beds degassing can be to certain degree reached in well-drilling and methane production.

Keywords: methane, coal beds, geology, mine.

Здавна відомо, що в кам'яновугільних басейнах зосереджені дуже великі об'єми газу, який на 80-98% складається з чистого метану. Присутні також сірководень, оксид вуглецю та ін. Світові запаси метану у вугільних пластах перевищують запаси природного газу в традиційних родовищах. В межах вугільних басейнів, що розташовані на територіях Китаю, Росії, США, Австралії, України, Польщі, ЮАР, Індії,

Німеччини, запаси метану дорівнюють 260 трлн м³ [1]. Україна входить до п'ятірки країн, багатих запасами вугільного метану, але на даний момент в Україні видобуток та утилізація вугільного метану знаходиться на рівні побічної діяльності деяких шахт, хоча перші кроки в цьому напрямку в Донбасі зроблено ще в 30-х роках минулого століття [2].

Україна володіє двома кам'яновугільними басейнами: Донецьким (Донбас), де зосереджено 92% вугільних запасів України, та Львівсько-Волинським – 8% запасів вугілля (який в Західно-Європейських країнах називають Люблінським).

Осадова товща Донбасу складена відкладами девону, карбону, пермі, тріасу, юри, крейди, палеоген-неогену і антропогену. Для енергетично-паливної галузі України основний інтерес представляють відклади карбону, в яких виділяють всі три відділи цієї системи. Загальна товщина карбонівих відкладів в центральній частині Донбасу в межах окремих западин (котловин) сягає 18 км, зменшуючись до 5 км на ділянках підняття.

Протягом всієї геологічної історії осадонакопичення карбонівих відкладів у Донбасі циклічно змінювався тектонічний режим і палеогеографічні умови осадонакопичення, що призводило до постійної зміни глибини моря. Як результат цього, в Донбасі сформувалась багатопластова товща порід з шарами і прошарками аргілітів, алевролітів, пісковиків, вапняків і вугілля.

Промисловий видобуток вугілля в Донецькому кам'яновугільному басейні розпочався наприкінці XIX століття, хоча «чорне каміння», яке можна спалювати, було відоме людям, які жили на цій території, вже в XVII столітті. Територія донбасу площею 60 тис км², простяганням у 650 км з північного заходу на південний схід і шириною до 200 км є основною паливно-енергетичною базою України. В кам'яновугільній товщі карбонатного віку налічується до 310 пластів вугілля робочої та неробочої товщини, серед яких 95 пластів відносяться до нижнього карбону, 200 пластів – до середнього і 15 – до верхнього карбону. Товщина робочих (промислових) пластів вугілля в Донбасі коливається в межах від 0,5 до 1,8 м. Але зустрічаються також вугільні пласти, товщина яких сягає 2-2,5 м [3].

Вугілля Донбасу утворилося, в основному, з гумусового матеріалу. Вугілля, походження якого пов'язано з сапропелевою органічною речовиною, зустрічається зрідка у вигляді лінз та дрібних прошарків. Встановлено закономірність зменшення вмісту газів у пластах вугілля Донбасу з північного заходу на південний схід.

В тектонічному відношенні Донбас є великих розмірів синклінорієм, що простягається в напрямку з північного заходу на південний схід між Воронезьким масивом і Українським кристалічним щитом. Він сформувався у результаті дії герцинського тектоногенезу і ускладнювався під дією тектонічних рухів у земній корі в мезозойський і кайнозойський час. В структурному плані в межах синклінорію основним тектонічним елементом є Головна антикліналь. Вона на півночі межує з Головною синкліналлю, яка поділяється поперечним підняттям на дві приопущені частини: Боково-Хрустальну синкліналь, яка поступово переходить у Бахмутську котловину і Должансько-Садкінську синкліналь. На півдні Головна антикліналь межує з

Кальміус-Торецькою, Чистяковською і Шахтинською синкліналями. Кожна з вказаних структур ускладнюється структурами більш високого порядку.

Максимальною дислокованістю кам'яновугільні відклади характеризуються в Донецькому, Макіївському, Єнакієвському, Котовському районах. В Смежанському, Боково-Хрустальному та Несветаєвському районах дислокованість відкладів карбону менша.

В осадовій товщі Донбасу водоносними горизонтами є пісковики та тріщинуваті вапняки карбону, товщина яких іноді сягає декількох десятків метрів і більше. Зустрічаються також водоносні пісковики в крейдових і третинних відкладах. При перетині водоносних горизонтів гірничими виробками (шахтами, квершлагами, штреками тощо), утворюються умови, які сприяють їх обводненню. Приплив води іноді сягає сотень кубічних метрів за годину. Нижче глибини 600 м припливи води в виробки зменшуються. В осадовій товщі Донбасу виявлено понад 130 водоносних горизонтів, що витримуються майже в регіональному масштабі і постійно потребують відкачування води у ході проведення земляних робіт.

На даний час існує два методи видобутку вугільного метану: шахтний, тобто безпосередньо з шахт, коли постійною вентиляцією повітрям гірничих виробок, вугільний газ надходить на поверхню з подальшим відділенням його від повітря; видобуток метану з вугільних пластів, шляхом буріння спеціальних свердловин з денної поверхні.

Шахтний метод одержання газу з вугілля входить до процесу видобутку вугілля, оскільки завдяки винесенню метану з гірничих виробок досягається мета – зменшення його концентрації в шахті, що є превентивним заходом щодо запобігання вибуху метану. Одержаного шахтно-вентиляційним методом метану з гірничих виробок шляхом сепарації його з повітря на поверхні, в основному, вистачає тільки для забезпечення власних потреб на шахтах. Видобування метану з вугільних пластів бурінням спеціальних свердловин може стати достатньо масштабним в Україні для постачання метану як палива промисловим підприємствам. Так, у США видобуток метану свердловинним методом у 2010 р. сягнув 60 млрд м³. Промислове видобування метану з вугільних пластів свердловинним методом розпочато в Австралії, Китаї, Канаді, Німеччині. Згідно з прогнозами експертів США, видобуток метану з вугільних пластів у 2020 р. у цій країні може сягнути 100-150 млрд м³/рік [1].

Головною геологічною особливістю умов метанових накопичень у вугільних пластах є те, що в традиційних покладах газ знаходиться у вільному стані в порах колекторів (наприклад, у пісковиках, ніздрюватих вапняках тощо), а у вугільних пластах метан сорбований, або знаходиться у затиснутому стані у кліважних мікротріщинах. Із звичайного колектора газ, після розкриття його свердловиною, рухається угору стовбуром свердловини під дією пластового

тиску, у той час як у пласті вугілля для руху метану необхідно, як правило, спочатку створити додаткову тріщинуватість з метою дегазації мікротріщин. Це досягається проведенням гідророзривів у свердловинах в інтервалах вугільних пластів з подальшим викачуванням рідини гідророзривів та пластових вод, що впливає на зниження тиску у вугільному пласті. Зниження тиску у вугільному пласті призводить до десорбції метану з вугілля і переходу його у вільний рухомий стан. Він починає рухатися гідророзривними тріщинними каналами по пласту до найбільш депресованого місця, тобто свердловини, і підіймається угору. Тому з початку процесу відкачування води з свердловини вміст газу в продукції, що одержується, поступово збільшується, так як збільшується депресія у привибійній зоні вугільного пласта. Через певний час, якщо затиснута в пласт при гідророзриві рідина закінчилася, за рахунок відкачки у свердловині поступово стабілізується дебіт газу. Але, у випадку, коли вода у свердловину поступає з вміщуючих вугільний пласт відкладів (обводнених пісковиків, вапняків тощо), для одержання з свердловини дебіту чистого газу необхідно застосовувати методи ізоляції водоносних пластів і пропластків [4, 5].

Іншою геологічною особливістю розвідки і видобування газу із вугільних пластів є те, що загалом із них можна одержати промислові дебїти газу з глибин, нижчих зони аерації, яка у працівників вугільної промисловості називається «зоною газового вивітрювання». Товщина цієї зони іноді сягає 250 і більше метрів і залежить від щільності і ступеня порушення порід, які її складають [1, 2, 3].

Економічне і екологічне значення великомасштабного видобування метану в кам'яновугільних басейнах України полягає в тому, що, по-перше, виникає можливість значно збільшити видобуток газу в країні і бути менш залежними від імпортерів газу; по-друге, видобування з вугілля метану в Україні дасть можливість знизити об'єми газу, що викидаються в атмосферу без утилізації, що дуже важливо для екології, а також, можливо, забезпечить часткове зниження податків за екологічними квотами в еквіваленті викидів в атмосферу парникових газів. За даними Мінвуглепрому (2009 р.) згідно з процедурою Кіотського протоколу зниження викидів шахтного газу в еквіваленті угарного газу на 500 млн т, може забезпечити Україні економію до 4 млрд доларів США [2].

Але найголовніше в проблемі постійного вилучення газу з вугільних пластів, на наш погляд, є вирішення проблеми підвищення безпеки робіт шахтарів. В Донбасі майже всі шахти мають високу небезпеку розробки вугільних пластів щодо неочікуваних, раптових викидів газу і вугілля, що призводить до вибухів і пожеж в гірничих виробках. Близько 200 шахт (87%) в Донбасі є вибухонебезпечними. Лише в шахтах Ровеньковсько-Антрацитовського району розробка вугілля не супроводжується викидами газу, у всіх інших районах Донбасу ша-

хтарі працюють в умовах підвищеної вибухонебезпеки.

Найбільш небезпечні шахти знаходяться в центральному районі Донбасу, такі як Юний комунар (Юнком) і Красний профінтерм. Слід сказати, що проблема розробки методів прогнозування і попередження неочікуваних викидів газу і вугілля на вказаних шахтах вивчається вже понад 100 років. У 1952–1953 роках автору статті довелося працювати на Опорних пунктах з вивчення причин і розробки засобів прогнозу неочікуваних викидів газу і вугілля в шахтах Юнком і Красний профінтерм від Маківського науково-дослідного інституту. Проводилися буріння горизонтальних шпурів у лаві і спостерігалися в них зміни тиску у міру розробки вугільних пластів, вивчалися щільність і наявність сорбованого газу у відібраних взірцях вугілля. Пізніше аналіз одержаних даних у ході досліджень в лавах шахт Юнком і Красний профінтерм і результатів досліджень напруг в масивах гірських порід Дніпровсько-Донецької западини, Передкарпатського прогину та Півдня України дозволили нам зробити висновки, що у вугільних пластах Донбасу неочікувані викиди газу і кам'яного матеріалу пов'язані з напругами у склепіннях локальних складок, у флексурах і у перетисках вугільних пластів тощо, а завищена швидкість просування лави при видобуванні вугілля може призводити до раптових викидів напірного газу і вугілля [6, 7].

З метою дегазації вугільних пластів у шахті Юнком 16.09.1979 р. на глибині 903 м в похилій виробці в товщі масивного пісковика, який перекиривався штучними залізобетонними прокладками, був застосований ядерний вибух потужністю до 0,3 Кт. Об'єкт вибуху був названий геологічним терміном «Кліваж». Роботи проводились інститутом ВАНПІПРОМТехнологія [8].

Сьогодні деякі журналісти ядерний вибух в 1979 р. на шахті Юнком пов'язують з випробуванням ядерної зброї [9]. З цієї версією важко погодитись. В 70-х роках минулого століття в США і колишньому СРСР був пік випробувань ядерних вибухів у так званих «мирних цілях» [10]. Ядерні вибухи випробовувались навіть у традиційних нафтових і газових родовищах потужністю до 13 Кт з метою підвищення дебітності нафти і газу з пластів традиційних колекторів. На двох родовищах, а саме у Передкавказзі і в Тімано-Печорській нафтогазозонній провінції, були одержані результати підвищення дебітів з нафтогазових пластів у 1,5 рази більше. У 1972 році в Україні застосовувався ядерний вибух з метою погашення пожежі дуже сильного аварійного газового фонтану на родовищі Христище. В шахті Юнком після ядерного вибуху викидо-небезпечність газу і вугілля зменшилась втричі. Шахта пропрацювала ще 20 років.

Після 1988 р. ядерні вибухи у «мирних цілях» на території СНД не проводились [10]. Були зроблені висновки про високу небезпечність проведення ядерних вибухів у земній корі, тому що 90% радіоактивних продуктів після

цих вибухів залишаються всередині склоподібного розплаву, який образно називають «силікатною пляшкою». З часом в результаті тектонічних рухів дана «силікатна пляшка» в земній корі може розгерметизуватись, і радіоактивна речовина буде проникати у вміщуючі породи, у тому числі і водоносні горизонти, що, з погляду на екологічну ситуацію, неприпустимо. Дегазацію вугільних пластів без радіоактивного забруднення надр можна активізувати звичайними буровибуховими методами, описаними в літературі [11]. Наприклад, можна запропонувати експериментальне використання способу вибухового гідророзриву пласта, ідея якого запатентована нами в Україні у 2002 р. Суть методу полягає в тому, що у привибійну зону пласта закачується не водяний розчин, як це робиться при гідророзриві пласта, а ракетне рідинне паливо, яке саме по собі не є вибуховим. Потім подається каталізатор, що призводить до вибуху ракетного палива і потужного струсу гірничого масиву.

Крім Донбасу, на території України в межах Львівсько-палеозойської западини розташований Львівсько-Волинський вугільний басейн площею 10 тис. км².

У геологічному відношенні басейн є половою монокліналією, що поступово опускається в північно-західному напрямку. Західна частина Львівсько-Волинського басейну (Люблінського вугільного басейну) знаходиться на території Польщі. Вугленосні відклади відносяться до товщі нижнього і середнього карбону, де зосереджено до 60 кам'яновугільних пластів товщиною 0,5–1 м. Геологічні ресурси вугілля складають 2,1 млрд т, балансові запаси на 1985 р. – 1,058 млрд т. Вугілля двох марок: Газове-92% і Жирне-8%. Глибини залягання вугільних пластів – 300–650 м. Видобуток вугілля – нестабільний і у 2010 р. склав 14 млн т [12, 13, 14].

На даний час загальні запаси газу Донецького і Львівсько-Волинського вугільних басейнів оцінюється в 25 трлн м³ [1, 2]. У Донецькому кам'яновугільному басейні на даний час у невеликих кількостях метан видобувається, в основному, методом винесення його на поверхню при вентиляції шахт. Однак цим методом на сьогодні можна видобувати тільки до 120 млн м³ газу на рік, що менше на 0,5% від потреби газу в Україні [2]. В даний період часу в Донбасі розпочали геологорозвідувальні роботи для вирішення проблеми видобування вугільного газу з свердловин. Це, з одного боку, дозволить знизити вкрай високу небезпеку робіт в шахтах Донбасу, а, з іншого, видобуток метану з вугільних пластів стане потужним енергоресурсом у загальному енергобалансі України. Оскільки у Львівсько-Волинському басейні вугільні пласти мають полого (майже горизонтальне) залягання, на невеликих глибинах, ймовірно, доцільно випробувати американську технологію видобутку сланцевого газу горизонтальними свердловинами.

1 Угольный газ: перспективы добычи и использования: http://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_id=6484

2 Метановые миллиарды: <http://minprom.ua/articles/38408.html>

3 Донецкий угольный бассейн: <http://www.mining-enc.ru/d/doneckij-bassejn/>

4 Амиров А.Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / К.А. Карапетов, Ф.Д. Лемберанский. – М.: Недра, 1979. – 309 с.

5 Патент UA, 89738. Спосіб селективної ізоляції водоносних прошарків в тонкошаруватих піщано-глинистих газо водоносних товщах / Орлов О.О. Чорний О.М., Говдун В.В., Локтев А.В. – Бюл. № 8. – 2009. – 4 с.

6 Орлов А.А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины / А.А. Орлов. – Львов: Изд. при Львов. гос. университете «Вища школа», 1980. – С. 140-148.

7 Тарасов Б.Г. Прогнозирование ударо-взрывоопасности в массивных горных породах / Б.Г. Тарасов, А.А. Орлов // Безопасность труда в промышленности. – 1980. – №12. – С. 23-25.

8 Ядерный взрыв в Донецкой области: [http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AF%](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AF%9B)

9 Ядерный взрыв в Енакиеве: [http://blogs.mail.ru/bK/yfnfkbz-09/tag/%](http://blogs.mail.ru/bK/yfnfkbz-09/tag/%D0%9B)

10 Мирные ядерные взрывы СССР: <http://nuclearno.ru/text/asp?12096>

11 Орлов О.О. Нафтогазопромислова геологія / М.І. Євдошук, В.Г. Омельченко, О.М. Трубенко, М.І. Чорний; під редакцією О.О. Орлова. – Київ: Надра, 2005. – С. 364-366.

12 Кушнірук В.А. Газоносность угленосной толщи Львовско-Волинского угольного бассейна / В.А. Кушнірук. – Киев: Наукова думка, 1978. – 117 с.

13 Львовско-Волинский каменноугольный бассейн: <http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9B>

14 Львовско-Волинский бассейн: <http://dic.academic.ru/dic.nst/bsc104983>

Стаття надійшла до редакційної колегії 20.09.11

Рекомендована до друку професором Коцкуlichem Я.С.

ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПІДВИЩЕНОЇ ЕЛЕКТРОПРОВІДНОСТІ ЗА ДАНИМИ ГДС (на прикладі неогенових відкладів Гуцулівського газового родовища)

О.М. Трубенко, С.Д. Федоришин, В.В. Федорів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40155,
e-mail: geotom@nung.edu.ua

Розглядається проблема виділення порід-колекторів підвищеної електропровідності за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Наведено фактичні результати визначення гранулометричного складу порід, виконано комплексну інтерпретацію даних ГДС складнобудованих баденських відкладів на прикладі св. 1-Гуцулівська. Встановлено критерії, що впливають на покази електричних методів у процесі обробки та інтерпретації результатів свердловинних геофізичних досліджень складнобудованих порід-колекторів.

Ключові слова: колектор, мінеральний склад, пісковик, глина, породи-покришки, структура порового простору

Рассматривается проблема выделения пород-коллекторов повышенной электропроводимости по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Приведены фактические результаты определения гранулометрического состава пород, выполнена комплексная интерпретация данных ГИС складнопостроенных баденских отложений на примере скв. 1-Гуцуливская. Установлены критерии, влияющие на показания электрических методов в процессе обработки и интерпретации результатов скважинных геофизических исследований складнопостроенных пород-коллекторов.

Ключевые слова: коллектор, минеральный состав, песчаник, глина, породы-покрышки, структура порового пространства

The article deals with the selection of reservoir rocks of increased electric conductivity according to the well logging data. Given are the factual results of determining the granulometric composition of rocks. Complex interpretation of well logging data of baden deposits of complex structure on the example of Hutsulivsk Well № 1 has been carried out. Determined were the criteria influencing the data of electrical methods in the process of processing and interpretation of the of reservoir rocks of complex structure well logging data.

Keywords: reservoir rock, mineral composition, sandstone, clay, caprocks, porous space structure

Вивчення причин та чинників, які обумовлюють неадекватну насиченню електричну характеристику продуктивних порід колекторів, попередня оцінка їх характеру насичення та встановлення положення міжфлюїдальних контактів за даними геологічно-геофізичних досліджень свердловин є актуальним і необхідним завданням.

Значна частина невилучених вуглеводнів на газових родовищах пов'язана з породами складної будови, які ускладнюють виділення їх у геологічних розрізах. Найчастіше з такою проблемою стикаються при інтерпретації результатів геофізичних досліджень тонкошаруватих неогенових розрізів газових і газоконденсатних родовищ карпатської нафтогазонасної провінції. Як свідчить практика геологопошукових робіт, значні скупчення вуглеводнів приурочені до порід із складною мінералогічною будовою матриці та наявністю в них різних типів пористості (гранулярна, кавернозна, тріщинувата). Вивчення таких порід-колекторів геофізичними методами досліджень свердловин в окремих випадках утруднюється. Зокрема, це стосується інтерпретації показів електричних методів, які не відповідають дійсним електричним параметрам пластів, що вивчаються. Встановлення впливу складу матриці породи, типу

насичуючого флюїду, зв'язаної води та інших чинників на величину електропровідності породи-колектора дають змогу підвищити ефективність електричних досліджень. Підвищення інформативності результатів комплексних геофізичних досліджень складнобудованих порід-колекторів буде сприяти виявленню додаткових об'єктів скупчення вуглеводнів, що дасть змогу прирощувати їх запаси.

Ряд вчених Дахнов В.Н., Д'яконов Д.І., Леонт'єв Е.І., Кузнецов Г.С., Латишова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. [1, 2, 3] займалися вивченням цієї проблеми і стали основоположниками методик та способів обробки і інтерпретації даних ГДС. Однак, у свій час ці роботи не отримали дієвого розвитку в силу недостатнього апаратурного забезпечення свердловинних та лабораторних досліджень. Зокрема, це стосується радіоактивних та електричних методів. Виходячи із того, що в різних регіонах України основні поклади нафти і газу приурочені до пластів кварцевих і польвошпатових пісковиків, алевролітів, вапняків, які зцементовані глинистими, карбонатними, галітовими та змішаними цементами, комплекси геофізичних досліджень повинні бути цілеспрямовано оптимальними. З метою удосконалення інтерпретаційної обробки даних електри-

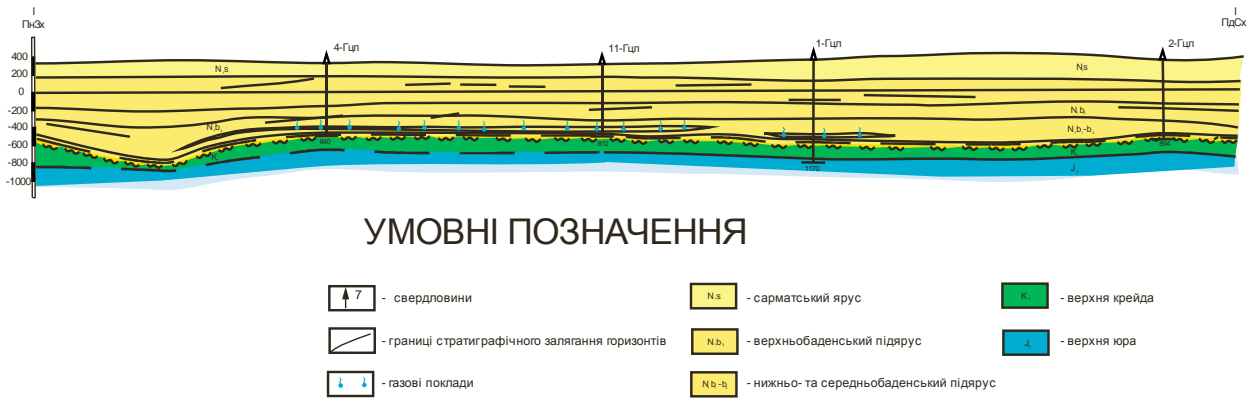


Рисунок 1 – Гуцулівське газове родовище. Геологічний розріз по лінії I-I (за Раделицьким В.С. [1], 2010)

чних досліджень складнобудованих порід-колекторів авторами нижче наводяться ізорезистивна методика обробки даних електрометрії з врахуванням встановлених чинників на прикладі неогенових відкладів Гуцулівського газового родовища.

Гуцулівське газове родовище підпорядковується в адміністративному відношенні Коломийському та Косівському районам Івано-Франківської області, в тектонічному перебуває в межах Івано-Франківської підзони Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

У будові родовища беруть участь породи палеозойської, мезозойської та кайнозойської еротем (рис. 1).

Поклад продуктивного горизонту Б-1 розкритий свердловиною 1-Гцл в інтервалі 850,8-875,6 м. Він приурочений до південно-західного схилу складнобудованої структури, пов'язаної з донеогеновим ерозійним палеопідняттям, зокрема до локального малоамплітудного врізу, який розділяє Гуцулівський виступ на дві частини: північно-західну і південно-східну.

Аналіз та узагальнення геолого-геофізичної інформації досліджень свердловин Гуцулівського родовища дав змогу встановити, що поклад газу продуктивного горизонту Б-2 приурочений до антиклінальної складки субкарпатського простягання розмірами 4x2 км і висотою 50 метрів. З північного заходу він літологічно обмежений в межах осьової лінії складки, що підтверджується відсутністю колекторів у свердловині 6-Пилипівська та значним падінням ефективної товщини у свердловинах 4-Гуцулівська і 19-Коршів-Іспас. Подібним чином поклад літологічно обмежується з південного сходу, де у свердловинах 1-, 2-, 8-Гуцулівські породи-колектори повністю заміщуються непроникиними глинистими різновидами (рис. 2).

Як об'єкт нафтогазоносності в межах Гуцулівського родовища випробуваний майже весь розкритий стратиграфічний розріз, за винятком сарматських відкладів.

Юрські відклади (1115-1170 м св. 1-Гцл) літологічно представлені вапняками: щільними, середньої міцності і міцними, кавернозними і

тріщинуватими. За даними лабораторного аналізу пористість вапняків змінюється від 6,5 до 15,7%, а проникність – від $27 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $< 0,001 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Інтервали 1122-1128 м і 1131-1134 за даними ГДС водонасичені, що і підтверджено випробуванням в процесі буріння (з інтервалу 1115-1170 м отримано приплив пластової води дебітом 2 м³/25 хв.).

Крейдові відклади розкриті свердловиною 1-Гцл. Вони представлені пісковиками сеноманського ярусу (1065-1105 м) і вапняками турон-сантонського віку (938-1065 м).

Пісковики місцями слабкоцементовані (майже піски), пористі. За даними ГДС пористість пісковиків складає 7-28%, а за лабораторними визначеннями – 19,7-36,2%. Величина проникності коливається від $132 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $253 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Вапняки щільні, середньої міцності до міцних. За даними ГДС пористість змінюється від 0 до 7%. Проведене лабораторне визначення вапняків з інтервалу 939-945 м (пористість – 3,8%, проникність – менше $0,001 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Крейдові відклади – водонасичені. Так, при випробуванні в процесі буріння інтервалу 927-972 м, де за даними ГДС вапняки – неколектори, флюїду не отримано. А при випробуванні ВПТ інтервалу 1051-1085 м спостерігався приплив пластової води дебітом 5,5 м³/70 хв.

Баденські відклади на Гуцулівському родовищі представлені мергелями баранівських верств, гіпсоангідритами тираської і піщано-глинистою товщею косівської світи.

Мергелі мають на родовищі невелику потужність (від 1,5 до 10 м) і характеризуються погіршеними колекторськими властивостями. Так, у свердловині 1-Гцл пористість складає 3,8-5,4%, а проникність – менше $1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Тираська світа представлена щільними гіпсоангідритами ($\rho_n^{63} = 80-500$ ом). За даними лабораторного аналізу відкрита пористість дорівнює 0,7-1,2%.

При випробуванні в процесі буріння інтервалів: 927-972 м у свердловині 1-Гцл ($n_1 b_1 + k_2$); 878-910 м у свердловині 8-Гцл ($n_1 b_{1+2} + k_2$); 815-840 м в свердловині 4-Гцл ($n_1 b_{1+2} + k_2$) приплив не було отримано. Це підтверджує, що

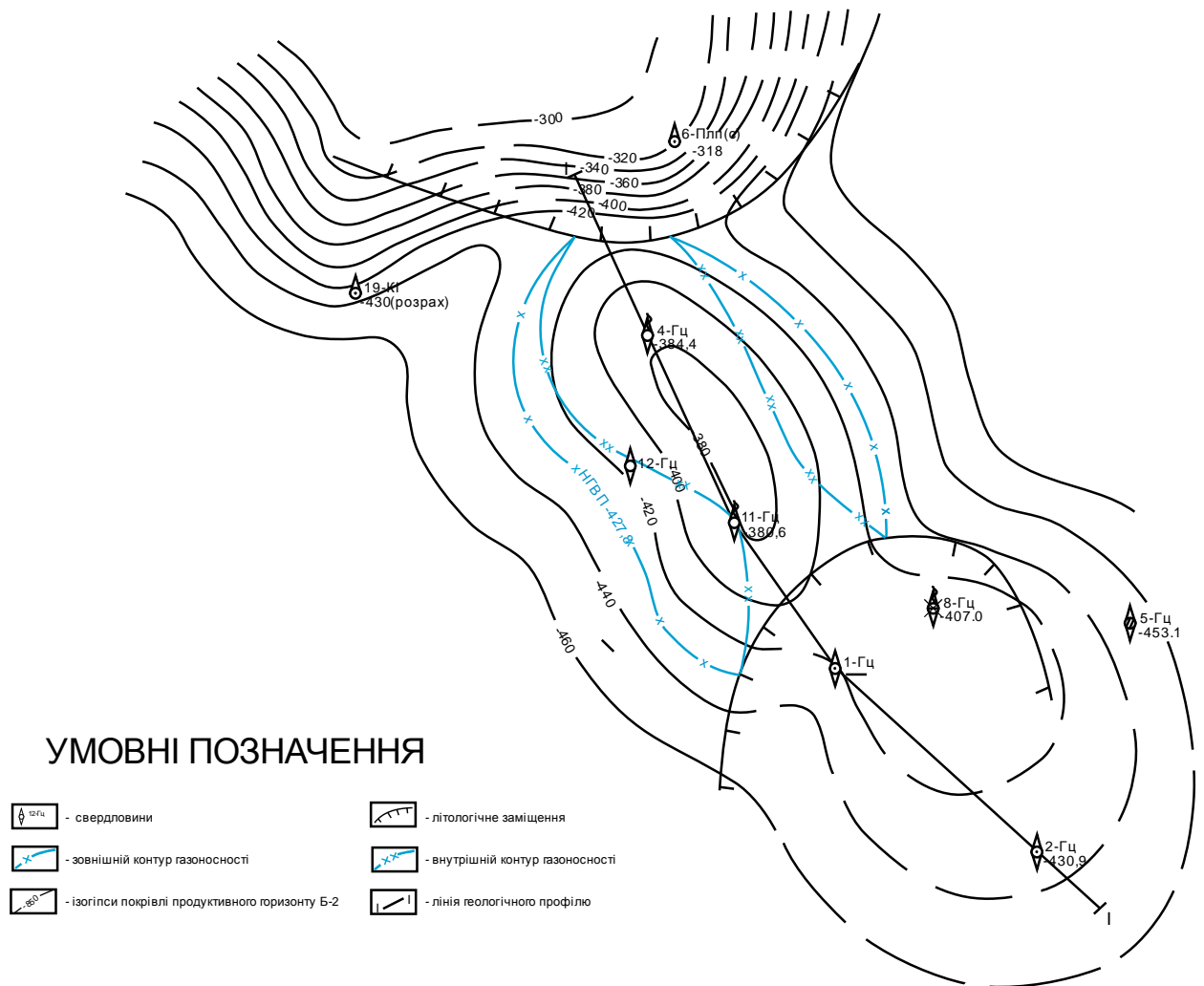


Рисунок 2 – Гуцулівське газове родовище. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Б-2 (за Раделицьким В.С. [1], 2010)

середньо-баденські відклади і верхня частина крейдових відкладів представлені водотривкими породами.

Промислова газонасність Гуцулівського родовища пов'язується з нижньою частиною верньобаденської теригенної товщі, де відкрито два поклади газу, приурочені до піщано-алевролітових горизонтів Б-1 і Б-2. В середній частині верхньобаденської товщі кондиційні колектори водонасичені, а верхня частина представлена глинами і аргілітами.

Продуктивний горизонт Б-1 відкритий свердловиною 1-Гцл, в якій з інтервалу 878-851 м отримано приплив газу дебітом 31,97 тис. м³/добу на 8,2 мм штуцері. Відклади горизонту представлені піщано-алевролітистими різновидами з питомим електричним опором 4,5-4,0 Ом·м, пористістю – 15-18%, газонасиченістю – 58-68%. На жаль, керн з продуктивного горизонту не був піднятий, тому колекторські властивості характеризовані лише за результатами промислово-геофізичних досліджень. В інших свердловинах, пробурених в межах Гуцулівського родовища, колекторські властивості значно погіршуються. До склепіння структури він повністю заміщується малопотужними глинистими різновидами.

Продуктивний горизонт Б-2 відкритий свердловиною 11-Гцл, в якій з інтервалу 711-702 м отримано дебіт газу 145,47 тис. м³/добу на 15,33 мм штуцері. Крім того, другий поклад частково розвіданий свердловиною 4-Гцл, яка пробурена на його північно-західній окраїні в зоні заміщення порід-колекторів слабопроникними (в основному, алевролітовими) різновидами.

Роль покришок відіграють глини та аргіліти. Глини зеленувато-сірі, темно-сірі із слабким зеленуватим відтінком, щільні, середньої міцності, тонкослюдисті і слюдисті, вапнисті, з присипками по площинах нашарування і гніздами піску світло-сірого, дрібнозернистого, слюдистого, вапнистого.

Аргіліти темно-сірі зі слабким зеленуватим відтінком, щільні, середньої міцності, слюдисті, невапнисті і слабковапнисті.

Фізичні властивості порід-колекторів у межах покладів на родовищі лабораторними методами не вивчалися, оскільки зразки керну з продуктивних об'єктів не відбиралися.

Відомості про визначення петрофізичних параметрів для теригенних порід всього верхньобаденського комплексу в межах Гуцулівського родовища зведені до таблиці 1.

Таблиця 1 – Результати визначення петрофізичних параметрів порід-колекторів баденських відкладів (Б-1,2) Гуцулівського родовища

№ з/п	№ св.	Інтервал, м		Назва породи	Геологічний вік	Пористість відкриття, %	Проникність, 10^{-3} мкм ²	Параметр (I) перпенд (L) напл	Карбонатність, %	Літома вага породи, г/см ³	Електричний опір, Ом·м		Примітка
		від	до								породи	наслід розчину	
1	2	593,0	598,0	пісковик	в. баден	10,30	1,10	II	5,90	2,37	3,3	0,0495	
2	2	593,0	598,0	пісковик	в. баден	9,80	< 0,01	II	7,80	2,38	3,2	0,0495	
3	2	593,0	598,0	пісковик	в. баден	9,60	0,19	II	8,60	2,39	2,0	0,0495	
4	2	593,0	598,0	пісковик	в. баден	10,30	0,03	II	8,30	2,37	1,9	0,0495	
5	2	593,0	598,0	пісковик	в. баден	11,20	0,05	II	7,70	2,36	5,4	0,0495	
6	2	593,0	598,0	пісковик	в. баден	10,80	0,02	II	7,50	2,36	2,3	0,0495	
7	2	593,0	598,0	пісковик	в. баден	10,90	< 0,01	II	7,90	2,36	1,5	0,0495	
8	5	701,0	706,0	пісковик	в. баден	11,80	< 0,01	II	6,8	2,26	2,9	0,0495	
9	8	770,0	772,0	пісковик вапнистий	в. баден	12,00	5,93	II	10,20	2,34	2,5	0,0495	
10	8	840,0	845,0	пісковик вапнистий	в. баден	10,10	0,67	II	10,50	2,40	3,7	0,0495	
11	8	858,0	863,0	пісковик вапнистий	в. баден	18,10	< 0,01	II	10,50	2,19	3,4	0,0495	
12	5	701,0	706,0	пісковик	в. баден	11,80	< 0,01	II	6,8	2,26	2,9	0,0495	

Таблиця 2 – Результати комплексної інтерпретації даних електрометрії свердловин складнопобудованих баденських відк.ладів у св. 1-Гупулівська

Номер пласта	Інтервал пласта, м	Товщина пласта, м	Діаметр свердловини, м	Питомий опір, Ом·м					К _{нафтонасичення}	Характеристика колектора	Характер насичення
				Промивальний	Зони проникнення (ЗП)	БКЗ	БК	ІК			
1	209,2-211,6	2,4	0,3	3		16	18	10	пшк.-алевр.рзн.	водонасичений	
2	215,6-218,4	2,8	0,3	3		14	16	12	пшк.-алевр.рзн.	водонасичений	
3	231,2-236,8	5,6	0,3	3		26	28	16	пшк.овик	водонасичений	
4	236,8-243,6	6,8	0,3	3		12	15	8	алевролт		
5	301,6-308,8	7,2	0,3	3,5		8	9	7	алевролт	водонасичений	
6	557,2-558,8	1,6	0,3	3,5	14	8	20	8	пшк.-алевр.рзн.	водонасичений	
7	572,4-578,4	6,0	0,3	3,5	13	8	15	10	пшк.-алевр.рзн.	водонасичений	
8	603,0-608,0	5,0	0,3	3,5		12	18	16	пшк.овик	водонасичений	
9	608,0-611,4	3,4	0,3	3,5		18	20	14	пшк.овик ущ.		
10	770,8-772,8	2,0	0,3	3,5		6	7	6,2	алевролт	невизначений	
11	801,0-807,0	6,0	0,3	3,5		5,5	6	6,2	алевролт	невизначений	
12	850,4-858,4	8,0	0,3	3,5	10,5	5,3	6,5	6	пшк.овик	газонасичений	
13	858,4-875,6	17,2	0,3	3,5	11,3	4,5	6	5	пшк.-алевр.рзн.	газонасичений	
14	876,0-888,0	12,0	0,3	3,5	10,2	3,6	6	3,8	пшк.-алевр.рзн.	газ.водонасичений	
15	914,4-917,0	2,6	0,2	0,2		50	60	43	гпс		
16	917,0-919,2	2,2	0,2	0,2		150	1000	43	андрит		
17	920,0-922,4	2,4	0,2	0,2		80	400	100	андрит		
18	922,4-926,0	3,6	0,2	0,2		50	140	43	гпс		
19	926,0-928,8	2,8	0,2	0,2		180	1000	100	андрит		
20	928,8-937,0	8,2	0,19	0,2		22	20	16	валняк		
21	937,6-943,6	6,0	0,19	0,2		28	30	27	валняк		
22	943,6-954,0	10,4	0,19	0,2		20	23	20	валняк		
23	954,0-963,0	9,0	0,19	0,2		60	87	43	валняк		
24	963,0-977,0	14,0	0,19	0,2		25	29	20	валняк		
25	977,0-989,0	12,0	0,19	0,2		14	17	11	валняк	водонасичений	
26	989,0-1000,0	11,0	0,19	0,2		18	22	14	валняк	водонасичений	
27	1000,0-1005,0	5,0	0,19	0,2		12	16	10	валняк	водонасичений	

Таблиця 3 – Результати інтерпретації даних геофізичних досліджень у свердловині 1-Гуцулівська

Інтервал пласта, м		Перший вимір			Другий вимір		
покрівля	підосва	R_p , Ом	D/d	$R_{3П}$, Ом	R_p , Ом	D/d	$R_{3П}$, Ом
850	858,2	6,2	2,5	12,8	6,1	7	10,9
858,2	863,7	4,7	3,4	10,5	4,7	6	12,2
863,7	866,8	4,6	3,0	10,5	4,4	5,3	11,8
866,8	874,8	4,9	3,4	10,0	4,6	7,1	10,7

Сарматські відклади в свердловинах 1-, 2-, 8-Гцл за даними промислово-геофізичних досліджень – обводнені. Тільки у свердловині 4-Гцл в інтервалі 94,2-116,8 за даними ГДС визначено газонасичені пласти, які, однак, на газоносність не випробувались.

У результаті експериментальних досліджень встановлено, що геофізична характеристика складнобудованих порід-колекторів неогенових відкладів визначається низкою чинників, без врахування яких виділення продуктивних пластів є труднодійною, а в окремих випадках і нерозв'язною геологічною задачею. Електрометричні методи, які входять до типового комплексу ГДС, мають свої обмеження при реєстрації значень питомого електричного опору, зокрема недостатню роздільну здатність та неоднозначність оцінки характеру насичення при дослідженні складнобудованих порід-колекторів. Форма кривих самочинних потенціалів (ПС) слабкодиференційована, погано ув'язується з кривими інших методів. Низька інформативність методу ПС пояснюється літологічною будовою геологічного розрізу та однаковою мінералізацією пластової води і промивальної рідини. Така форма зареєстрованої інформації не дозволяє використати її для кількісної інтерпретації.

Інтегральна радіоактивність на кривій гамма-каротажу змінюється в межах від 8 мкр/год до 9 мкр/год, що відповідає подвійному різницевого параметру $\delta i_r = 0,20$, характерному для мономінеральних пісковиків.

Крива нейтронного гамма-каротажу (НГК) також слабкодиференційована за рахунок впливу на канал НГК фону інтенсивності природної радіоактивності.

Інформативність кривих мікроградієнтів та мікропотенціалів зондів, а також мікробокового каротажу низька внаслідок впливу значної товщини глинистої кірки. За даними БКЗ, БК, ІК вказані пласти як продуктивні породи-колектори не виділяються. Для такого типу порід нами проведено ізорезистивну методику обробки даних електрометрії з врахуванням встановлених чинників, які впливають на геофізичні параметри. Обробка даних показана на прикладі свердловини 1-Гуцулівська (табл. 2). Розрахунки та побудова фактичної кривої БКЗ проводилися за методикою повторних вимірів. За результатами першого виміру встановлено, що крива зондування є тришаровою, що вказує на підвищувальне проникнення.

Геоелектричні параметри при цьому становили:

- опір пласта ρ_p змінювався в межах 5,3-6,1 Ом·м;
- відношення діаметра зони проникнення (ЗП) до діаметра свердловини D/d складає 2,5-3,4;
- опір ЗП ($\rho_{3П}$) змінюється в межах 10,0-12,8 Ом·м;
- подвійний різничний параметр δi_r змінюється в межах 0,20-0,27.

Другий вимір, який здійснювався через 25 діб, показав, що геоелектричні дані в інтервалах досліджень змінилися (табл. 3).

Однак електричний опір незмінної частини пласта ρ_p не змінився, в той час $\rho_{3П}$ змінилося разом із зміною відношення D/d, що свідчить про зростання радіуса зони проникнення в процесі її формування.

Виділений пласт у інтервалі 850-858,2 м характеризується підвищенням значенням електричного опору. За даними гамма-спектрометрії та гамма-каротажу цей пласт характеризується незначною глинистістю. У нижніх пластах кількість глинистого матеріалу зростає, електричний опір пласта зменшується і стає врівень опору вмшуючих порід. У матриці породи присутні мінерали, до складу яких входить калій та алюміній (алюмосилікати натрію, калію, польові шпати, глауконіт).

Результати експериментальних досліджень дозволили встановити, що наявність вище вказаних мінералів є основним чинником низькоомності продуктивних порід. Це підтверджено роботами таких вчених Н.І. Hill, J.D. Milburn, Н.В. Patnode (1956 р.), де обґрунтовано залежність електричних параметрів порід від ємкості катіонного обміну та вмісту мінералів класу алюмосилікатів. Зростання останнього чинника призводить до зниження питомого електричного опору. На рисунках 3, 4 показано геоелектричні розрізи у свердловині 1-Гуцулівська, де видно співвідношення електричних опорів вмшуючих порід і продуктивного колектора. Виділені інтервали (850,4-858,4) м та (858,4-875,6) м є газонасиченими, а коефіцієнт їх складає відповідно $\kappa_2=64$, $\kappa_2=52$.

Апробація встановлених критеріїв, які впливають на покази електричних методів, в процесі обробки та інтерпретації результатів свердловинних геофізичних досліджень складнобудованих порід-колекторів дозволила встановити, що продуктивні низькоомні породи-колектори, які представлені поліміктовими

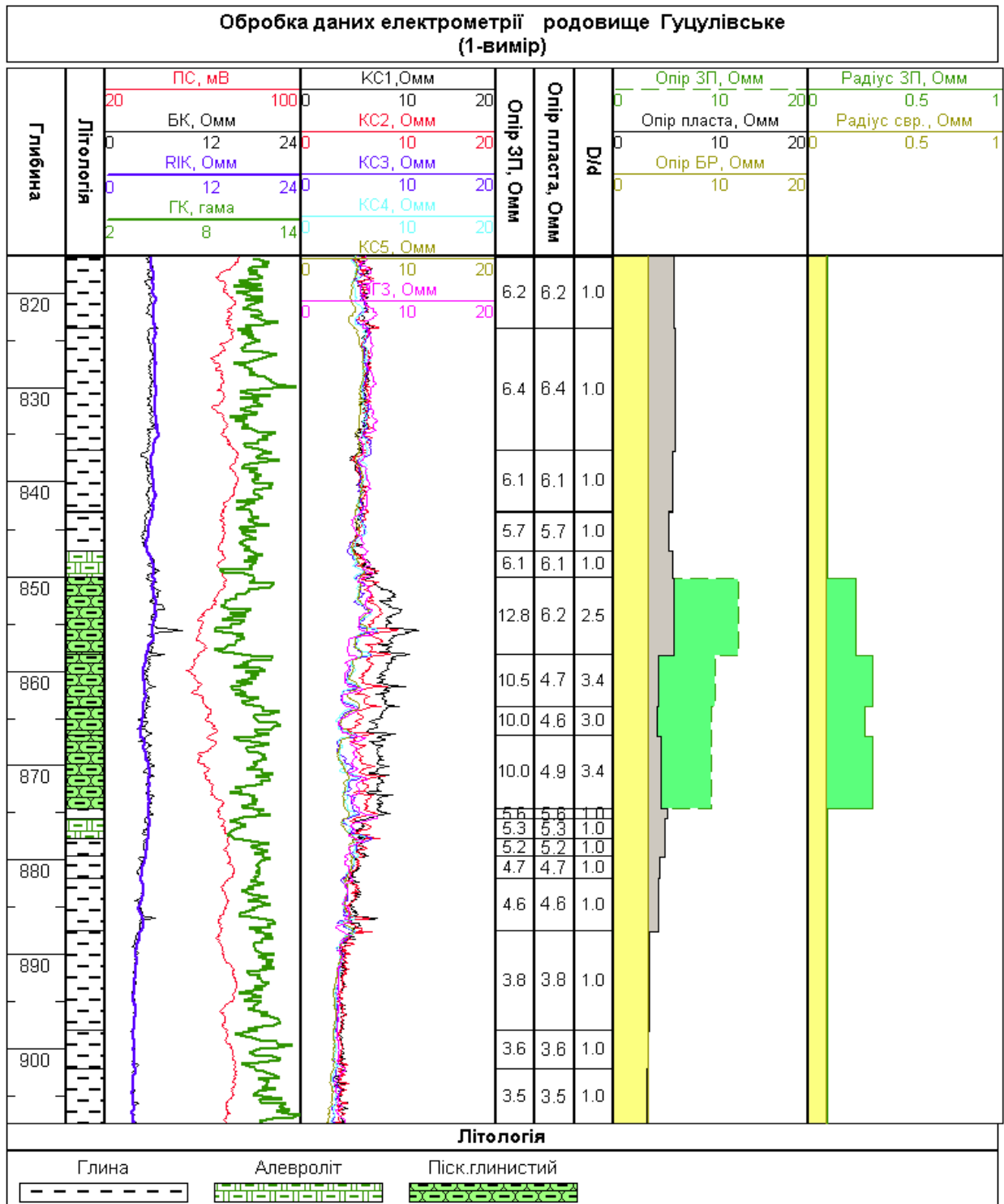


Рисунок 3 – Комплексна геофізична характеристика міоценових відкладів Гуцулівського газового родовища (перший вимір)

пісковиками, характеризуються властивим тільки для них розподілом радіоактивних ізотопів урану, торію та калію-40, а також їх співвідношенням та вмістом глинистого матеріалу.

Для більш обґрунтованого висновку про причини низькоомності продуктивних газонесних порід-колекторів необхідно провести комплексні петрофізичні дослідження та виконати серію свердловинних вимірювань впливу промивальної рідини на питомий опір.

Література

1 Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
 2 Дьяконов Д.И. Общий курс геофизических исследований скважин: учебник для вузов; изд-во 2-е перероб. / Д.И. Дьяконов, Е.И. Леонтьев, Г.С. Кузнецов. – М.: Недра, 1984. – 432 с.

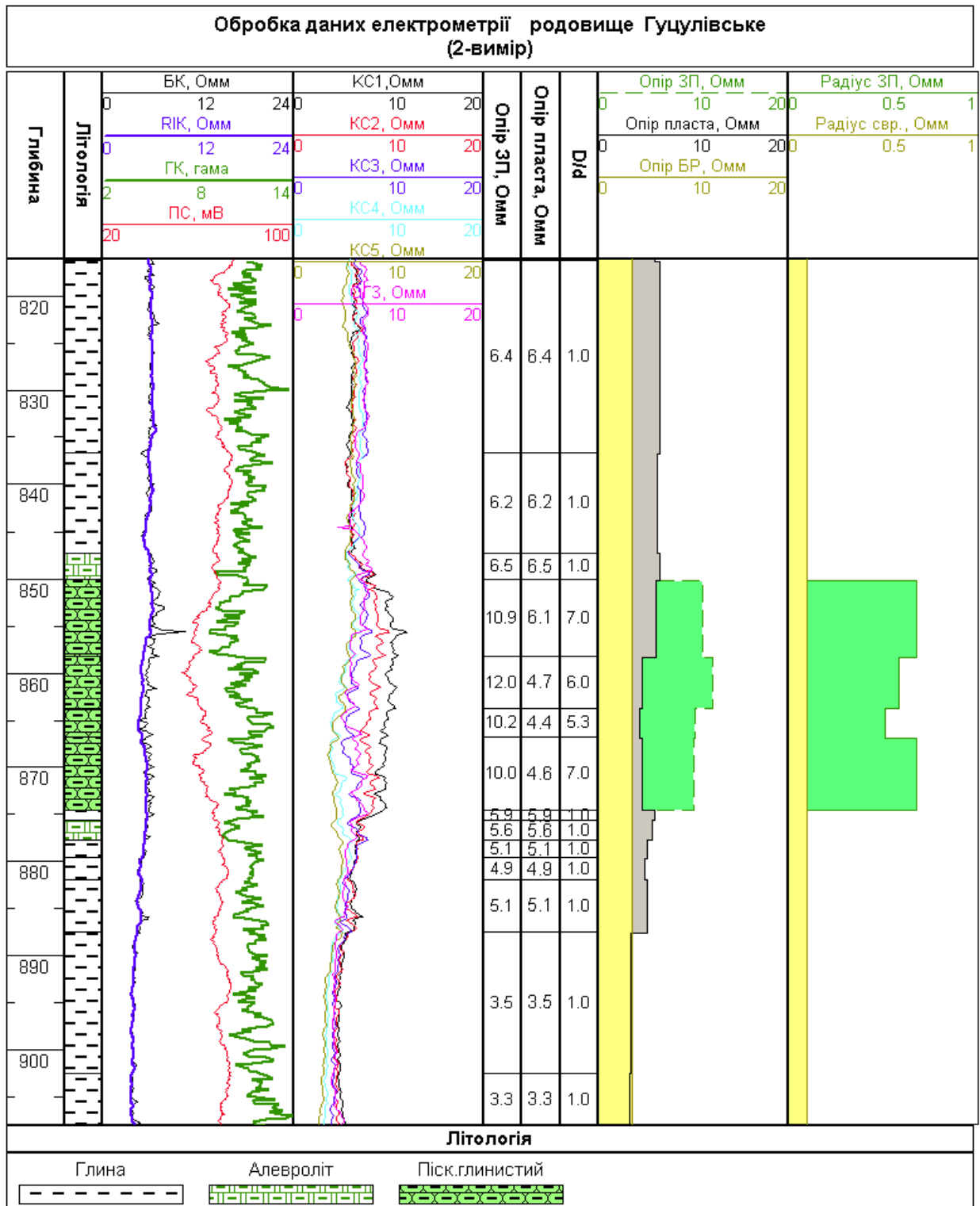


Рисунок 4 – Комплексна геофізична характеристика міоценових відкладів Гуцулівського газового родовища (другий вимір)

3 Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г.Латышова, Б.Ю.Вендельштейн, В.П.Тузлов. – М.: Недра, 1990. – 312 с.

4 Андрейчук М.М. Геолого-економічна оцінка Гуцулівського газового родовища в Івано-Франківській області (станом на 01.01.2010 року): звіт (3 книги, 1 папка) / Андрейчук М.М.

та ін. – Львів: ДП "Західургеологія", 2010. – 214 с., 62 табл., 28 рис., 58 посилань.

Стаття надійшла до редакційної колегії
30.08.11
Рекомендована до друку професором
Федоришиним Д.Д.

Техніка і технології

УДК 629.113

ТОРМОЗНЫЕ УСТРОЙСТВА С ОХЛАЖДЕНИЕМ ТИПА «ТЕПЛОВАЯ ТРУБА»

Д.А. Вольченко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Розглядаються конструкції пристроїв і систем для примусового охолодження пар тертя барабанно-стрічково-колодкових гальм, що працюють на ефекті теплової труби. Наведено принцип роботи гальмівних пристроїв. Використання двоступінчастого стрічково-колодкового гальма в буровій лебідці дає змогу істотно поліпшити не тільки динаміку гальмування, але й зносо-фрикційні характеристики зворотних пар тертя першого ступеня гальма за рахунок інтенсивного охолодження. Розглянуто стадії гальмування двоступінчастим стрічково-колодковим гальмом. Розглянуто роботу двоступінчастих гальм в різних гальмівних режимах

Ключові слова: стрічково-колодкове гальмо, барабанно-колодкове гальмо, бурова лебідка, робочі поверхні шківів, фрикційна накладка

Рассматриваются конструкции устройств и систем для принудительного охлаждения пар трения барабанно- и ленточно-колодочных тормозов, работающие на эффекте тепловой трубы. Наведено принцип работы тормозных устройств. Использование двухступенчатого ленточно-колодочного тормоза в буровой лебедке позволяет существенно улучшить не только динамику торможения, но и износо-фрикционные характеристики обратных пар трения первой ступени тормоза за счет интенсивного охлаждения. Рассмотрены стадии торможения двухступенчатым ленточно-колодочным тормозом. Рассматривается работа двухступенчатых тормозов в разных тормозных режимах

Ключевые слова: ленточно-колодочный тормоз, барабанно-колодочный тормоз, буровая лебедка, рабочие поверхности шкивов, фрикционная накладка

The constructions of devices and systems are examined for the forced cooling of pairs of friction drum- and band-shoe brakes that work on the effect of thermal pipe. Principle over of work of brake devices is brought. The use of two-stage band-shoe brake in a boring winch assists the substantial improvement of not only braking dynamics but also wear-friction descriptions of reverse pairs of friction of the first degrees of brake due to their intensive cooling. The stages of braking a two-stage band-shoe brake are considered. Work of two-stage brakes is considered in a different brake.

Keywords: band-shoe brake, drum-shoe brake, drilling winch, working surfaces pulleys, frictional unit

Принудительное охлаждение пар трения тормозных устройств подъемно-транспортного оборудования, дорожных и строительных машин, а также транспортных средств направлено на их работу в диапазоне поверхностных температур ниже допустимой для материалов накладки. Это позволит эксплуатировать пары трения тормозных устройств с улучшенными износо-фрикционными свойствами из-за непопадания материала накладок в зону термодеструкционных превращений. Особо эффективным охлаждением пар трения тормозных устройств является снижение теплонагруженности на эффекте тепловой трубы, относящейся к жидкостному охлаждению.

К разновидностям жидкостного охлаждения относятся испарительно-конденсационные системы, по принципу которых работают различного рода теплообменники, в том числе и тепловые трубы. Последние представляют собой герметичное устройство (в виде корпуса 1, рис. 1), работающее по замкнутому циклу для передачи теплового потока (q) с помощью теплоносителя при малых перепадах температуры между зонами испарения 2 и конденсации 3 (части тепловой трубы, в которых под воздействием подводимой и отводимой теплоты протекают, соответственно, процессы кипения, испарения и конденсации теплоносителя). Принцип работы тепловой трубы основан на

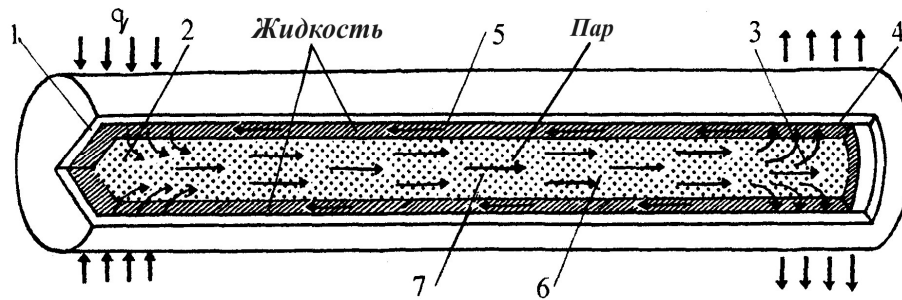


Рисунок 1 – Конструктивные элементы тепловой трубы

том, что теплоноситель, испаряясь на одном ее конце, поглощает теплоту, а затем, конденсируясь на другом конце, отдает ее.

В качестве теплоносителя используются вода, аммиак, метиловый спирт, жидкий металл и др. Внутренняя поверхность трубы 4 покрыта капиллярной структурой 5, т. е. фитилем, и частично заполнена теплоносителем, что позволяет вакуумировать оставшийся ее объем. Наличие капиллярной структуры 5 в тепловой трубе обеспечивает циркуляцию теплоносителя по ее артериям (каналам, на рис. 1 не показаны) в различных фазах под воздействием капиллярных сил либо силы тяжести. Между зонами испарения 2 и конденсации 3 трубы находится транспортная зона 6. Кроме того, внутренняя полость трубы имеет паровой канал 7, по которому пар перемещается от испарительной зоны 2 к конденсационной 3 за счет разности его давлений.

Эффективность работы тепловой трубы в значительной степени зависит от ее ориентации, т. е. положения относительно поля массовых сил. Под полем массовых сил подразумевается гравитационное, электрическое, магнитное и акустическое поля, центробежные силы и т. д. При этом различают положительную (+φ) и отрицательную (–φ) ориентации тепловой трубы, при которых перемещение теплоносителя от конденсационной зоны к испарительной происходит, соответственно, с уменьшением или увеличением его потенциальной энергии.

Различают тепловые трубы следующих видов: криогенные, низкотемпературного и среднетемпературного диапазонов, высокотемпературные (температура пара изменяется в диапазоне от 200 до 750 К), регулируемые (с переменным термическим сопротивлением), газорегулируемые (стабилизация температуры части корпуса трубы достигается путем использования неконденсирующегося газа), диодные (работают при передаче теплового потока только в одном направлении); также возможны их разнообразные сочетания.

Наличие во фрикционных узлах тормозных устройств (барабанно- и ленточно-колодочных) подъемно-транспортного оборудования, дорожных и строительных машин, а также транспортных средств свободных строительных объемов позволяет использовать эффект тепловой трубы. Остановимся на анализе работ, посвященных данному виду охлаждения в тормозных устройствах.

В работе [1] рассмотрена конструкция барабанно-колодочного тормоза с охлаждением типа «тепловая труба», в которой на тормозном шпите выполнена камера, подключенная с помощью пустотелых трубопроводов к металлическим фрикционным накладкам тормозных колодок. Данная система является некомпактной, так как в ней не использован объем колодок под их основаниями, а также объем над нерабочей поверхностью ободов тормозных барабанов.

Двухступенчатые ленточно-колодочные тормоза позволяют разгрузить тормозные шкивы [2], но при этом необходимо эффективно охлаждать их фрикционные элементы, подверженные одновременному двухстороннему тепловому воздействию в процессе работы.

Эффективность охлаждения фрикционных узлов барабанно-колодочных тормозов зависит от того, в каком месте находится зона конденсации тепловой трубы, имеющей различную форму. Тепловая труба может быть вмонтирована в подвижный (обод тормозного барабана) или в неподвижный (тормозная колодка) их элементы, или могут быть вынесены за пределы тормозного механизма.

Остановимся на особенностях конструкций и их работе барабанно-колодочных тормозов, охлаждаемых с помощью эффекта «тепловой трубы».

На рис. 2 а представлен поперечный разрез барабанно-колодочного тормоза, а на рис. 2 б разрез по А-А охлаждающего узла с фрикционными элементами тормоза.

Барабанно-колодочный тормоз содержит тормозной барабан 1, имеющей обод 2 с рабочей 3 и нерабочей 4 поверхностями. На последней со стороны свободного края обода 2 выполнен прилив в виде подкрепляющего кольца 5. В средней части обода 2 тормозного барабана 1 расположены сквозные отверстия 6 одинакового диаметра. Отверстия 6 выполнены по периметру обода 2 с равномерным шагом и в них установлены цилиндрические трубы 7, торцы которых с заглушкой 8 находятся заподлицо рабочей поверхности 3 обода 2.

Полость 9 цилиндрической трубы 7 заполнена жидкостью, например, 25%-ым раствором аммиака, имеющего высокую скрытую теплоту парообразования. Объемы полости 8 и цилиндрических труб 7 вакуумированы, что позволяет использовать эффект «тепловой трубы» для охлаждения фрикционных узлов тор-

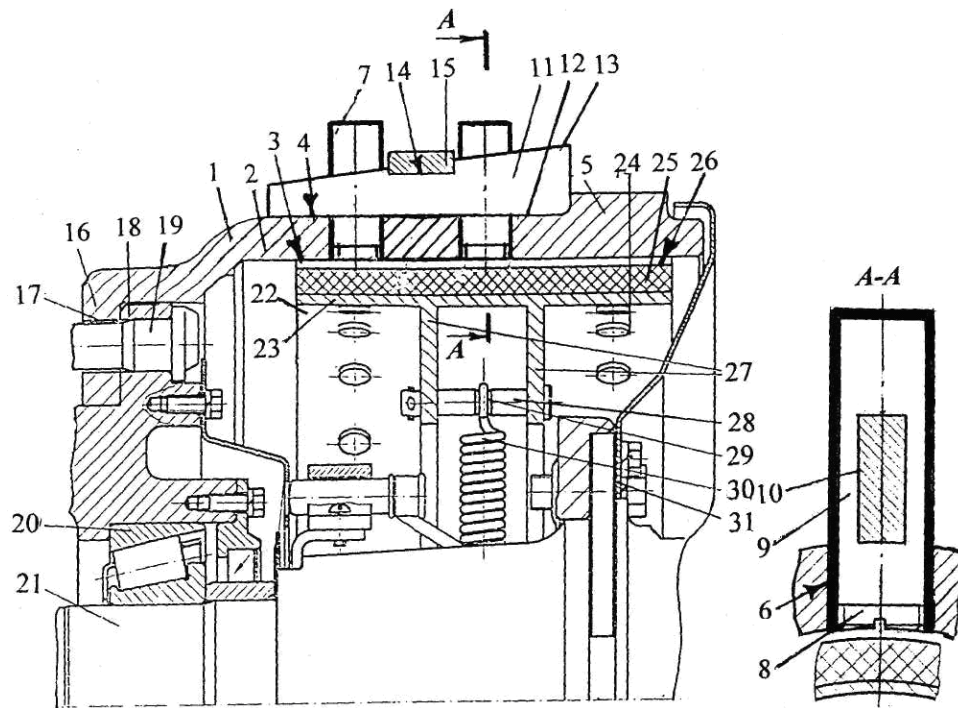


Рисунок 2 – Барабанно-колодочный тормоз (а) с охлаждаемым устройством (б)

моза. В средней части тепловых труб 7 имеются сквозные клиноподобные отверстия 10 прямоугольного сечения, в которые установлены клиноподобные пластины 11, являющиеся дополнительными поверхностями теплообмена. Кроме того, больший торец (по высоте) клиноподобной пластины 11 упирается в выступ подкрепляющего кольца 5 обода 2. При этом клиноподобные пластины 11 своими внутренними торцевыми поверхностями 12 (по длине) соприкасаются с нерабочей поверхностью 4 обода 2 барабана 1. На наружной поверхности 13 клиноподобных пластин 11 между тепловыми трубами 7 выполнены проточки 14, в которые установлено прижимное пружинное кольцо 15.

С противоположной стороны обода 2 барабана 1 сопряжен с фланцем 16, в котором выполнены отверстия 17. С помощью последних тормозной барабан 1 прикреплен к фланцу 16 ступицы 18 посредством болтов 19. В свою очередь, фланец 16 ступицы 18 снизу через роликовый подшипник 20 опирается на полуось 21 заднего моста.

Внутри тормозного барабана 1 установлены тормозные колодки 22, к основаниям 23 которых прикреплены с помощью заклепок 24 фрикционные накладки 25, имеющие рабочую поверхность 26. С нерабочей стороны основания 23 колодок 22 размещены их ребра жесткости 27, которые между собой соединены пальцем 28 с проточкой 29. В последнюю посажена оттяжная цилиндрическая пружина 30. Со свободного края обода 2 тормозного барабана 1 установлен направляющий диск 31.

Барабанно-колодочный тормоз с охлаждаемым устройством типа «тепловая труба» работает следующим образом. Разгоняют транспортное средство до заданной скорости и выполняют его тор-

можение. В процессе торможения барабанно-колодочным тормозом разжимной кулак (не показан) разводит тормозные колодки 22 с фрикционными накладками 25, которые взаимодействуют своими рабочими поверхностями 26 с рабочими поверхностями 3 ободов 2 тормозных барабанов 1. При этом на поверхностях трения тормоза генерируется некоторое количество теплоты, которое в дальнейшем отводится от нерабочей поверхности 4 обода 2 барабана 1 конвекцией и лучеиспусканием.

Незначительная часть теплоты отводится кондуктивным теплообменом от фланца 16 барабана 1 к ступице 18 заднего моста транспортного средства.

Особенностью работы охлаждающих устройств в барабанно-колодочном тормозе в процессах притормаживания и полного торможения является следующее. Часть поверхности тепловой трубы 7, которая находится в ободу 2 тормозного барабана 1, является ее зоной испарения (а). Остальная часть поверхности тепловой трубы 7, т. е. выступающая над нерабочей поверхностью 3 обода 2, является зоной конденсации (б). Для интенсификации теплообмена в тепловых трубах 7 зона конденсации (б) снабжена дополнительными поверхностями теплообмена, которые имеют клиноподобные пластины 11 и пружинное кольцо 15. Кроме того, необходимо отметить, что сопряжение внутренней поверхности 12 клиноподобной пластины 11 с нерабочей поверхностью 4 обода 2 позволяет интенсифицировать кондуктивный вид теплообмена от тормозного барабана 1. При расчетах соотношения поверхностей охлаждения (матовых) к нагреваемой (полированной) тормозного барабана 1, должно быть равно отношению коэффициентов излучения ма-

товой поверхности к полированной для обеспечения квазиустановившегося теплового состояния его обода 2. Так, для заднего тормозного барабана транспортного средства КраЗ-250, изготовленного из чугуна, отношение указанных поверхностей составляет

$$\frac{A_{ОХЛ}}{A_{НАГР}} = \frac{0,6945}{0,2375} = 2,92, \text{ а коэффициентов излучения} - \frac{c_{ЛМ}}{c_{ЛП}} = 3,3. \text{ Поэтому все поверхности}$$

клиноподобных пластин 11 должны быть матовыми и иметь общую площадь равную 0,143 м², что обеспечит отношение

$$\frac{A_{ОХЛ}}{A_{НАГР}} = 3,3.$$

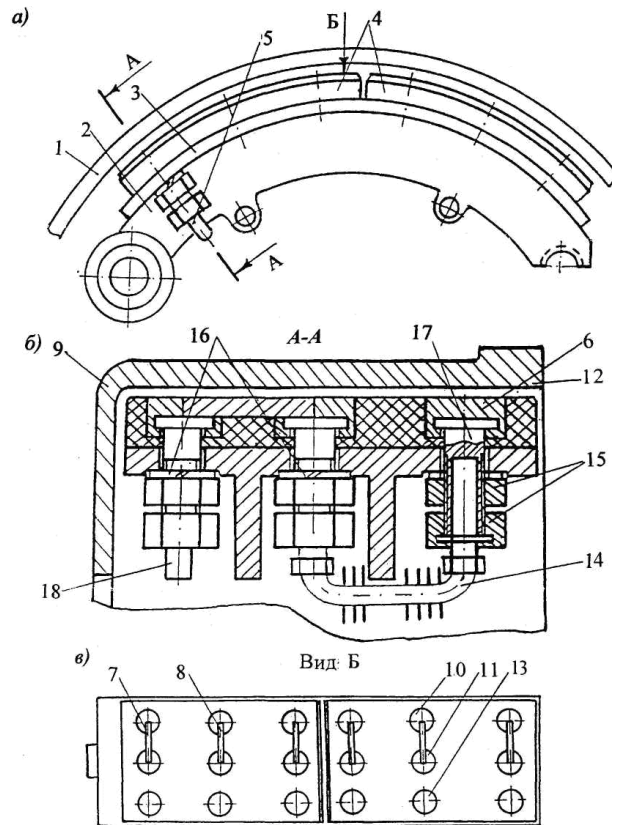
В процессах притормаживания и полного торможения транспортного средства тормозной барабан 1 вращается, поэтому симметрично расположенные тепловые трубы 7 будут находиться сверху и снизу его обода 2. При этом жидкость будет находиться в зоне испарения (а) тепловых труб 7, располагающихся сверху обода и частично разбрызгиваться в зону конденсации (б) за счет действия центробежных сил. В тех тепловых трубах 7, которые будут расположены снизу обода 2 барабана 1, жидкость будет находиться в их зоне конденсации (б) и частично разбрызгиваться в зону испарения (а) за счет действия центробежных сил. В зонах испарения (а) тепловых труб 7 жидкость превращается в пар, а в зонах конденсации (б) – конденсируется. Таким образом, циркуляция жидкости в полости 9 тепловых труб 7 и будет способствовать интенсивному отводу теплоты от пар трения барабанно-колодочного тормоза. Кроме того, теплота отводится от наружных поверхностей тепловых труб 7 конвективным, радиационным и кондуктивным теплообменом.

После завершения торможения транспортным средством водитель снимает нагрузку с тормозной педали и с помощью оттяжной цилиндрической пружины 30, концы которой сидят в проточках 29 пальцев 28, чем способствует отведению тормозных колодок 22 с накладками 25 от рабочей поверхности 3 тормозного барабана 1. После завершения торможения транспортного средства процессы охлаждения тормозных барабанов 1 продолжают, но только не с такой интенсивностью как раньше.

Применение предложенного технического решения позволяет снизить теплонагруженность пар трения барабанно-колодочного тормоза, повысить эффективность их действия и увеличить ресурс фрикционных элементов.

Посредством эффекта “тепловой трубы” достигается выравнивание тепловой нагруженности фрикционных узлов барабанно-колодочных тормозов.

На рис. 3 а, б показан фрагмент барабанно-колодочного тормоза (а) и его поперечный разрез по А-А (б), на рис. 3 в – вид сверху на тормозную колодку [3].



а – фрагмент барабанно-колодочного тормоза;
б – поперечный разрез фрикционного узла с охлаждающими устройствами;
в – вид Б (сверху) на тормозную колодку

Рисунок 3 – Устройства для выравнивания теплонагруженности барабанно-колодочного тормоза

Барабанно-колодочный тормоз содержит тормозной барабан 1, тормозную колодку 2, на основании 3 которой установлены фрикционные накладки 4, пустотелые винты 5, являющиеся устройством для охлаждения пар трения тормоза, выполненные в виде тепловой трубы. Сверху на головки пустотелых винтов 5 прямоугольной формы надеты теплоотводящие вставки 6, имеющие в своей нижней части вырезы (не показаны) для удобства их соединения с пустотелыми винтами 5. В верхней части теплоотводящие вставки 6 имеют поперечные теплопроводные пластины 8 со стороны защемления обода барабана 1 с фланцем 9, соединяющие первый 10 и второй 11 ряды теплоотводящих вставок 6. При этом второй ряд 11 вставок находится в средней части накладок 4. Второй ряд 11 концов пустотелых винтов 5 со стороны нерабочей поверхности основания 3 колодки 2 и свободного края обода барабана 12 соединен с третьим рядом 13 посредством гибкого оребренного трубопровода 14. Фрикционные накладки 4 крепятся к основанию 3 тормозной колодки 2 посредством гаек 15 через шайбу 16.

Полость винтов 5 представляет собой так называемые “тепловые трубы”, которые запол-

наются теплоносителем, а также тонкой путаной проволокой, губчатым медным порошком и другими материалами, исполняющими роль фитиля. Фитиль применяется для увеличения поверхности теплообмена. Незаполненная полость винтов 5 вакуумируется и герметизируется. В трубе различают горячую 17 и холодную 18 зоны. При подводе теплоты к горячей зоне 17, хладагент превращается в пар, который конденсируется в холодной зоне 18, а затем по фитилю передается в горячую зону 17 тепловой трубы. Таким образом, осуществляется циркуляция хладагента в различных фазах в объеме тепловой трубы.

Барабанно-колодочный тормоз с устройствами для выравнивания теплонагруженности его пар трения работает следующим образом.

При взаимодействии рабочих поверхностей тормозного барабана 1 и накладок 4 с теплоотводящими вставками 6 вследствие разных по величине коэффициентов их теплопроводности большая часть теплоты передается от обода барабана 1 к горячей зоне 17 тепловой трубы, в которой хладагент превращается в пар. Конденсируясь в холодной зоне 18, хладагент возвращается обратно в горячую зону 17 тепловой трубы. Циклы циркуляции хладагента повторяются, способствуя тем самым работе тепловых труб в режиме снижения поверхностных температур пар трения барабанно-колодочного тормоза.

Выравнивание теплонагруженности пар трения тормоза достигается за счет последовательного соединения горячих зон 17 тепловых труб первого 10 и второго 11 ряда посредством поперечных теплопроводных пластин 8, установленных в накладках 4. Первый ряд 10 тепловых труб нагревается в 1,225 раза быстрее, чем второй ряд 11, что и обеспечивает интенсивный отвод теплоты от пар трения тормоза. В дальнейшем переданная теплота от второго ряда 11 тепловых труб с помощью увеличенной зоны конденсации (оробренного гибкого трубопровода 14) интенсивно рассеивается в окружающую среду. Третий ряд 13 тепловых труб также осуществляет сброс теплоты в оробренный гибкий трубопровод 14. Таким образом, за счет неравномерного охлаждения пар трения тормоза и достигается выравнивание их теплонагруженности.

При работе тормоза совместно с фрикционными накладками 4 изнашиваются теплоотводящие вставки 6 и поперечные теплопроводные пластины 8. Головки винтов 5, установленные на величину допустимого износа фрикционных накладок 4, износу не подвержены. В дальнейшем замененные теплоотводящие вставки 6 и пластины 8 совместно с пустотелыми винтами 5 применяются для крепления новых фрикционных накладок 4.

Упрощение конструкции устройств для охлаждения и выравнивания поверхностных температур пар трения тормоза позволяет использовать пустотелые винты многократно. Применение предлагаемых устройств способ-

ствует повышению эффективности и надежности фрикционных узлов тормозов.

Более сложной конструкцией в серийном ленточно-колодочном тормозе является комбинированная система охлаждения, в которой составным выступает эффект «тепловой трубы».

На рис. 4 показаны кинематические схемы буровой лебедки (а) и ленточно-колодочного тормоза (б); на рис. 5 проиллюстрирован фрагмент ленточно-колодочного тормоза с барабаном, имеющим комбинированную систему охлаждения (поперечный разрез по А-А представлен на рис. 4 а).

Серийный ленточно-колодочный тормоз содержит тормозные ленты 2, на которых установлены фрикционные накладки 3 с постоянным шагом. Тормозные ленты 2 имеют набегающую (I) и сбегающую (II) ветви, которые подвержены натяжениям S_H и S_C . Со стороны сбегающей ветви (II) тормозные ленты 2 через тяги 13 и 14 прикреплены к балансиру 11. Последний при неравномерном изнашивании рабочих поверхностей накладок 3 лент 2 в момент торможения несколько отклоняется от горизонтального положения и выравнивает нагрузки на сбегающей ветви (II) тормозных лент 2, обеспечивая при этом равномерный и одновременный обхват ими тормозных шкивов 4. Благодаря шаровым шарнирам передача усилий от тормозных лент 2 к балансиру 11 при этом не изменяется. Со стороны набегающих ветвей (I) тормозные ленты 2 напрямую присоединены к шатунным шейкам 6 коленчатого вала 10, имеющего также кривошип 9 и 12 с радиусом r . В свою очередь, с коленчатым валом 10 связан рычаг управления 1 тормоза, к которому бурильщик прикладывает усилие (F_p). К одной из шатунных шеек 6 коленчатого вала 10 присоединен шток пневматического цилиндра 8, который через кран 7 подключен к сети сжатого воздуха. Тормозные ленты 2 с накладками 3 при работе тормоза взаимодействуют со шкивами 4, имеющими рабочую 15 и нерабочую 16 поверхности. Со стороны нерабочей поверхности 16 шкив 4 имеет выступ 17, который с помощью болтового соединения 18 крепится к фланцу 19 барабана 20. Снизу фланец 19 переходит в ступицу 21, которая с помощью шпонки 22 крепится к подъемному валу 23 лебедки.

Внешний контур тепловой трубы 24 имеет цилиндрическую поверхность и устанавливается с зазорами между внутренней поверхностью 25 барабана 20 и подъемным валом 23 после его монтажа. Тепловая труба 24 изготавливается из теплопроводного материала, имеющего малый удельный вес, например, из алюминиевого сплава. Тепловая труба 24 основаниями с обеих сторон через кольцевую прокладку 26 присоединена к внутренним поверхностям 27 фланца 19 барабана 20 с помощью болтовых соединений 28. Внутренняя полость 29 тепловой трубы 24 образована снизу цилиндрической поверхностью 30, а сверху конусоподобными поверхностями 31, суживающимися в ее средней части к цилиндрической перемычке 32,

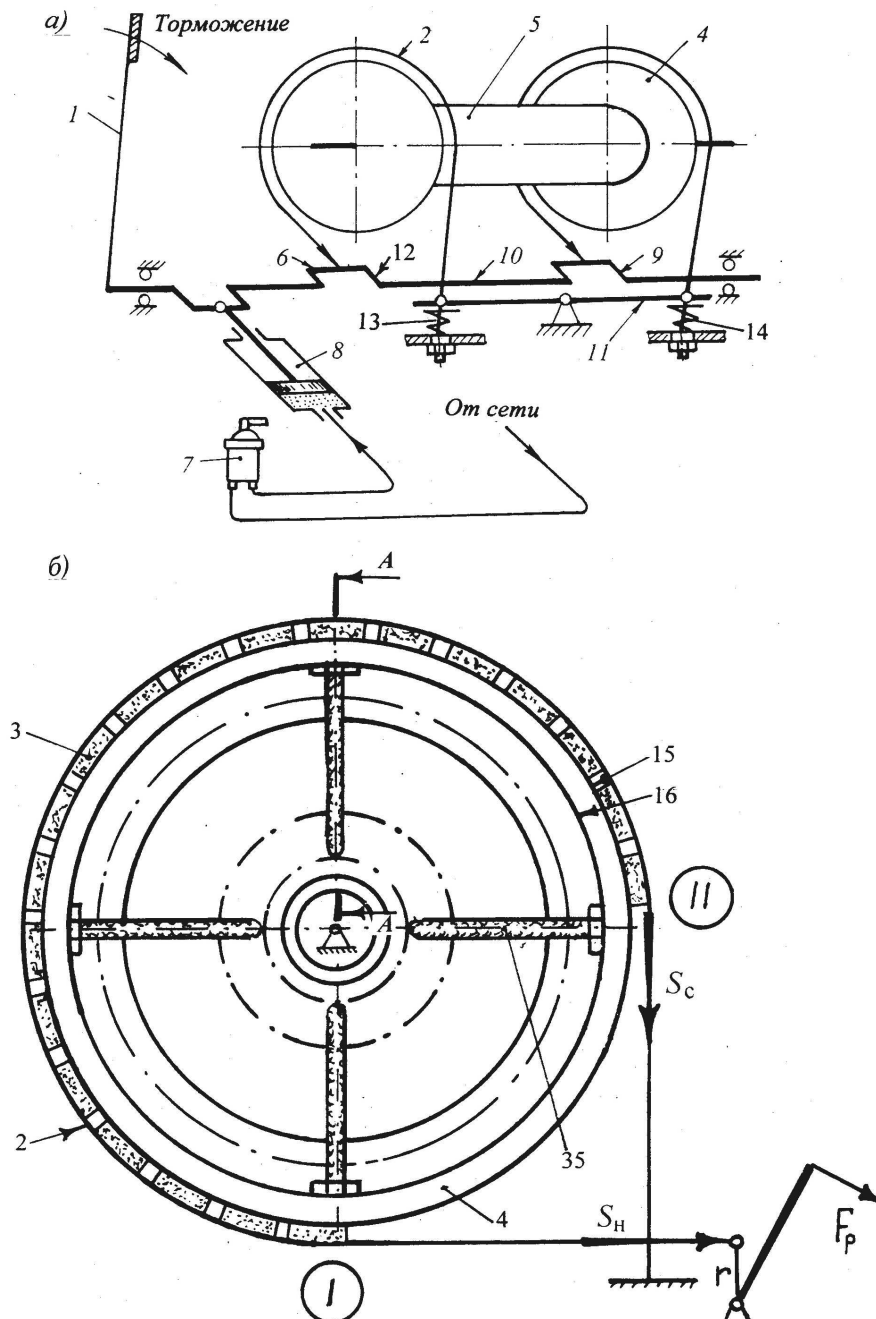


Рисунок 4 – Кинематические схемы буровой лебедки (а) и ленточно-колодочного тормоза (б)

в которой размещены цилиндрические отверстия 33 различного диаметра. Во фланцах 19 имеются отверстия 34 с резьбой, в которые заворачиваются с наружной поверхности фланца 19 барабана 20 штуцера гибких теплопроводных шлангов 35.

На втором конце гибких теплопроводных шлангов 35 нарезана резьба, на которую навинчена специальная гайка 36, установленная в резьбовые отверстия 37 шкива 4 и являющаяся заглушкой 38 с выступом, торец которой выведен заподлицо его рабочей поверхности 15. Со стороны нерабочей поверхности 16 шкива 4 специальная гайка 36 стопорится обычной гайкой 39.

Заправка полости 29 тепловой трубы 24 производится теплоносителем через заливное

отверстие (на чертеже не показано), после чего оставшийся объем полости 29 вакуумируется, и его герметизируют. Таким образом, получают теплопередающее устройство, называемое тепловой трубой. В случае повышения давления, образовавшегося пара из теплоносителя, в полости 29 тепловой трубы 24 срабатывает предохранительный клапан (на чертеже не показан), стравливающий пар на внутреннюю поверхность 25 барабана 20.

Количество гибких теплопроводных шлангов 35 и размер их поперечного сечения, которое монтируется в тормозные шкивы 4 и фланцы 19 барабана 20, а также объем теплоносителя в полости 29 тепловой трубы 24 зависит от энергоемкости тормозных шкивов 4 буровой лебедки.

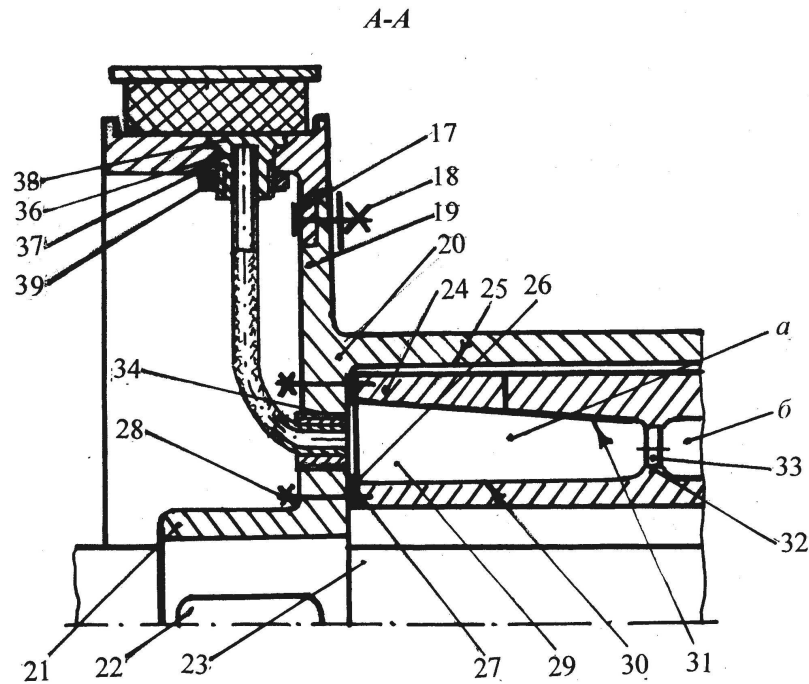


Рисунок 5 – Фрагмент ленточно-колодочного тормоза с барабаном, имеющим комбинированную систему охлаждения

Серийные ленточно-колодочные тормоза буровой лебедки работают следующим образом. Перемещением рукоятки 1 осуществляется поворот коленчатого вала 10, в результате которого бурильщик затягивает тормозные ленты 2 с фрикционными накладками 3 и они садятся на тормозные шкивы 4. Управление тормозом буровой лебедки осуществляют также подачей сжатого воздуха через кран 7 бурильщика в пневматический цилиндр 8, шток которого соединен с одной из шатунных шеек коленчатого вала 10 тормоза. Величину давления сжатого воздуха в пневмоцилиндре 8 регулируют поворотом крана 7 бурильщика.

Процесс торможения ленточно-колодочным тормозом характеризуется следующими стадиями: начальной (первой), промежуточной (второй) и заключительной (третьей). Остановимся на каждой из стадий по отдельности.

На начальной стадии торможения фрикционные накладки 3, размещенные в средней части тормозной ленты 2, взаимодействуют с рабочей поверхностью тормозного шкива 4. Фронт взаимодействия расширяется в сторону фрикционных накладок 3 набегающей ветви (I) тормозной ленты 2.

Промежуточная стадия торможения характеризуется дальнейшим распространением фронта взаимодействия в сторону фрикционных накладок 3 сбегающей ветви (II) тормозной ленты 2.

Конечная стадия торможения характеризуется тем, что почти все неподвижные накладки 3 тормозной ленты 2 взаимодействуют с рабочей поверхностью вращающегося шкива 4. При притормаживании последовательность вхождения поверхностей трения в контакт повторяется. Полный цикл торможения завершается ос-

тановкой тормозных шкивов 4 с барабаном 5. Комбинированная система охлаждения фрикционных узлов ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки при торможении работает следующим образом. Теплота в процессе торможения генерируется на поверхностях трения ленточно-колодочного тормоза и распределяется так: в материал накладок 3 поступает до 5,0 %, а остальная часть теплоты поглощается тормозным шкивом 4. Кондуктивная схема передачи теплоты от тормозных шкивов 4 к тепловой трубе 24 и ее теплоносителю осуществляется двумя путями. Первый путь – от тормозных шкивов 4 через выступы 17 к фланцу 19 барабана 20, через кольцевые прокладки 26 к телу тепловой трубы 24. Второй путь – от рабочей поверхности 15 тормозных шкивов 4 и их поверхностей, прилегающих к специальным гайкам 36, к гибким теплопроводным шлангам 35 и непосредственно к теплоносителю полости 29 тепловой трубы 24.

Полость 29 тепловой трубы 24, вращающейся вокруг своей оси, с объемами гибких теплопроводных шлангов 35, необходимо рассматривать в двух положениях. Первое – когда верхний сектор полости 29 тепловой трубы 24 с примыкающими к нему объемами гибких теплопроводных шлангов 35 не заполнен теплоносителем и все поверхности данной системы являются зоной испарения. Второе положение – когда верхний сектор полости 29 тепловой трубы 24 с примыкающими к нему объемами гибких теплопроводных шлангов 35 за счет поворота барабана 20 с тормозными шкивами 4 на угол π становится заполненным теплоносителем, и поэтому все поверхности данной системы являются зоной конденсации. Такое разделение на зоны испарения и конденсации явля-

ется идеальным при статическом положении барабана 20 с тормозными шкивами 4. На самом деле зоны испарения и конденсации в объеме гибких теплопроводных шлангов 35 и полости 23 тепловой трубы 24 являются переменными, так как узлы комбинированной системы вращаются как при замкнутом, так и разомкнутом тормозе. Это способствует нагреванию и испарению теплоносителя, находящегося в объеме гибких теплопроводных шлангов 35 и в полости 23 тепловой трубы 24. Попадание жидкого теплоносителя из полости 29 тепловой трубы 24 в объеме гибких теплопроводных шлангов 35 осуществляется за счет конусоподобных поверхностей 31, на которых центробежная сила инерции теплоносителя увеличивается. Пересыхание сконденсировавшегося теплоносителя как в левой (а), так и в правой (б) камерах полости 29 тепловой трубы 24 невозможно из-за того, что они соединены между собой дросселирующими отверстиями 32 различного диаметра.

Циркуляция теплоносителя в разных фазах, т. е. жидкой и газообразной, в объеме гибких теплопроводных шлангов 35 и в полости 29 тепловой трубы 24, способствует интенсивному охлаждению тормозных шкивов 4, что позволяет повысить его эффективность и снизит термические напряжения в его ободу. Такое выполнение системы охлаждения обеспечит интенсивный отвод теплоты от пар трения тормоза, эффективность его торможения и их надежность.

В последнее время разработчики ленточно-колодочных тормозов начали обращать внимание на двухступенчатое их конструктивное выполнение, исходя из необходимости тепловой разгрузки тормозного шкива.

На рис. 6 а, б представлен общий вид охлаждаемого двухступенчатого ленточно-колодочного тормоза (а) и его поперечный разрез (б). На рис. 7 а, б показаны: а – вид Б на фрикционный узел тормоза (см. рис. 6 а); б – вид В на прямую пару трения тормоза (см. рис. 6 а) [4].

Двухступенчатый ленточно-колодочный тормоз содержит тормозной шкив 1, имеющий окна 2 с резьбой постоянного диаметра, расположенные с постоянным шагом по периметру его рабочей поверхности 3. Шкив 1 имеет выступ 4, которым он с помощью болтового соединения 5 крепится к фланцу 6 барабана 7. Ступица 8 барабана 7 с фланцем 6 посредством призматической шпонки 9 закреплена на подъемном валу 10 лебедки.

В окна 2 шкива 1 установлены фрикционные элементы (накладки) 11, состоящие из основной 12 и дополнительной 14 накладок, с выпуклыми рабочими поверхностями 13 и 15, которые отличаются площадями их поверхностей. Соединены между собой накладки 12 и 14 с помощью трубообразной емкости 16, на внешней поверхности которой выполнена наружная резьба 17. Внутренняя резьба 18 выполнена только на $\frac{1}{4}$ длины трубы 16. Внутренний объем трубы 16 заполнен теплопоглощающим наполнителем 19, например, карби-

дом алюминия (Al_4C_3). При этом нижний торец трубы 16 в дополнительной накладке 14 находится на уровне допустимого износа ее рабочей поверхности 15. Сверху труба 16 закрывается крышкой 20, имеющей прорезь 21, и, таким образом, торец трубы 16 выведен заподлицо рабочей поверхности 13 основной фрикционной накладки 12. При этом верхний торец крышки 19 расположен на глубине допустимого износа рабочей поверхности 13 основной накладки 12, после чего в пустотелый объем верхней части трубы 16 запрессовывается цилиндрический столбик 22 из фрикционного материала основной накладки 12, увеличивая таким образом ее площадь поверхности. Над рабочими поверхностями 13 основных накладок 12 расположена внутренняя (рабочая) поверхность 23 тормозной ленты 24, имеющей набегающую (а) и сбегающую (б) ветви.

Своими рабочими поверхностями 15 дополнительные фрикционные накладки 14 контактируют с нанесенным фрикционным покрытием 25 на наружную поверхность 26 торовой резиновой пневмокамеры 27. Внутренняя поверхность 28 пневмокамеры 27 расположена на неподвижном цилиндрическом выступе 29 специального фланца 30, опирающегося на установочную лапу 31. Крепление внутренней поверхности 28 торовой резиновой пневмокамеры 27 к цилиндрическому кольцевому выступу 29 осуществляется при помощи штуцеров 32 воздушных трубопроводов 33. Трубопроводы 33 подсоединены к воздушному тракту 34, проходящему через отверстия, выполненные в специальном фланце 30. Второй шкив тормоза (на рис. 6 а, б и рис. 7 а не показан) подключен аналогичным образом к общей пневмосистеме.

Тормозная лента 24 своей набегающей ветвью (а) связана с опорой 35, а сбегающая ветвь (б) соединена с рычагом 36 управления тормозом.

В данном тормозе различают следующие пары трения при условии, что их рабочие поверхности сопряжены:

обратная – «рабочая поверхность 13 основной накладки 12 (индекс 1) – рабочая поверхность 23 тормозной ленты 24 (индекс 2)» при соблюдении условия расположения ее материалов: $H_2 > H_1$ (твердость) и $A_{H2} > A_{H1}$ (площади поверхностей касания);

обратная – «рабочая поверхность 15 дополнительной накладки 14 (индекс 3) – фрикционное покрытие 25 наружной поверхности 26 торовой резиновой пневмокамеры 27 (индекс 4)» при соблюдении условия расположения ее материалов: $H_4 > H_3$ (твердость) и $A_{H4} > A_{H3}$ (площади поверхностей трения).

Охлаждаемый двухступенчатый ленточно-колодочный тормоз работает на следующих тормозных режимах.

Первый тормозной режим

При нажатии на рычаг управления 37 тормозная лента 24 набегающей (а) и сбегающей (б) ветвями взаимодействует с выступающими над поверхностью шкива 1 выпуклыми рабочими поверхностями 13 основных фрикционных

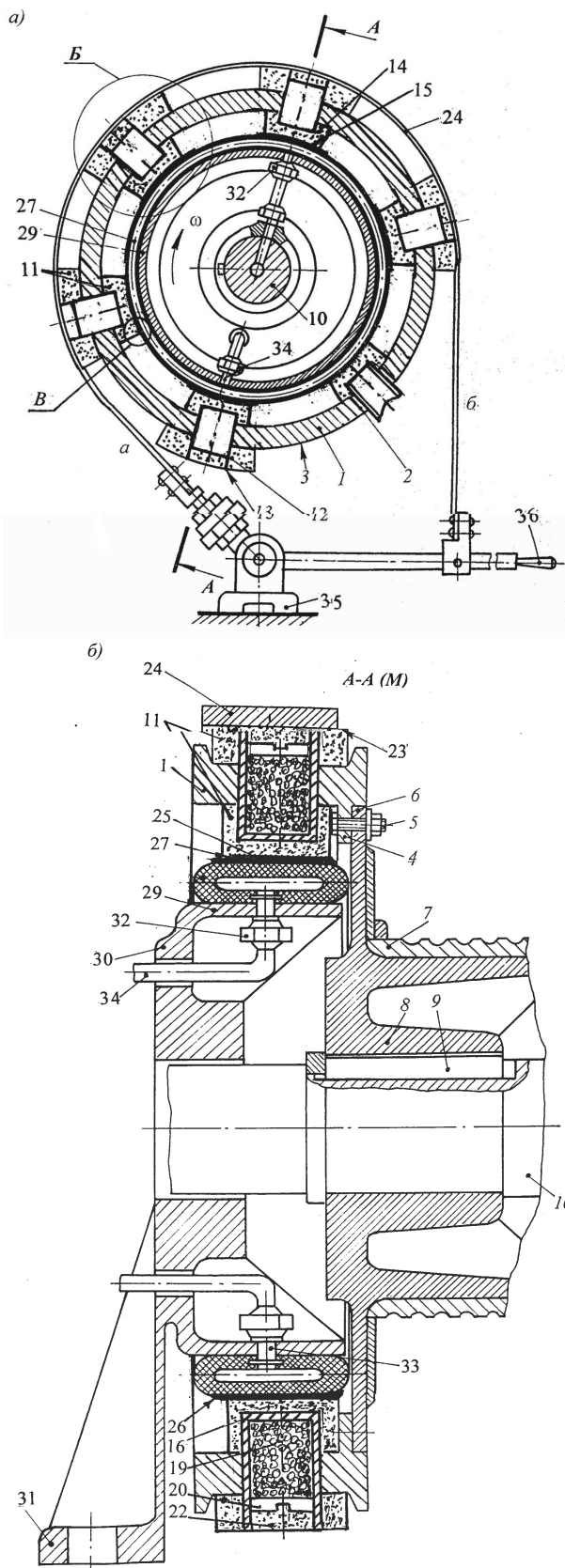


Рисунок 6 – Общий вид охлаждаемого двухступенчатого ленточно-колодочного тормоза (а) и его поперечный разрез (б)

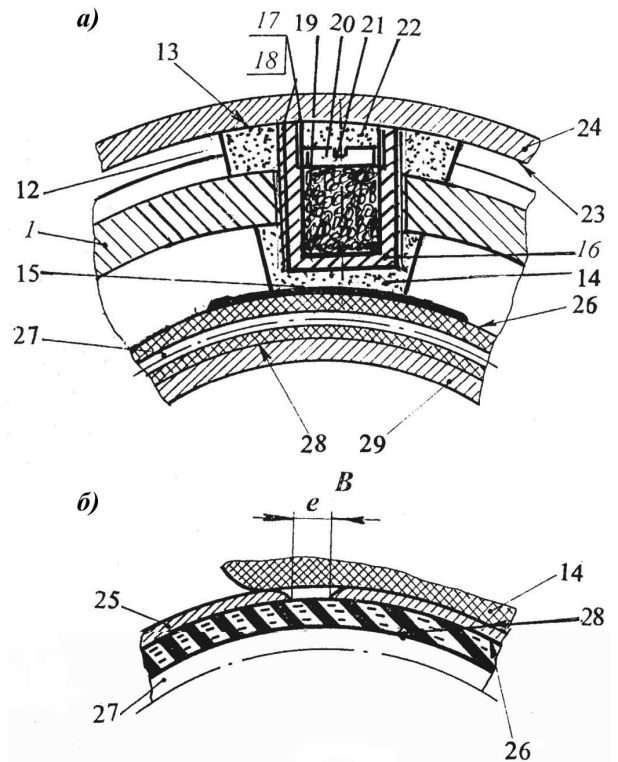


Рисунок 7 – Фрикционный узел (а) и его прямая пара трения (б) в двухступенчатом ленточно-колодочном тормозе

накладок 12, обуславливая тем самым притормаживание шкива 1, имеющего момент инерции меньший, чем у серийного шкива. При этом на поверхностях трения «внутренняя поверхность 23 тормозной ленты 24 – рабочие поверхности 13 основных фрикционных накладок 12» генерируется некоторое количество теплоты. Последнее делится на две части. Первая часть теплоты воспринимается тормозной лентой 24 и от ее наружных поверхностей конвективным и радиационным теплообменом рассеивается в окружающую среду. Вторая часть теплоты посредством теплопроводности от торцов труб 16, которые расположены заподлицо рабочих поверхностей 13 основных накладок 12, передается теплопоглощающему наполнителю 19 (например, Al_2C_3), имеющему высокую удельную теплоемкость и низкую плотность. От наружной поверхности трубы 16, которая завинчена 8 отверстие 2 шкива 1 теплота передается к его телу и от его наружной и внутренней поверхности рассеивается в окружающую среду конвективным и радиационным теплообменом. Для интенсификации радиационного теплообмена от наружных и внутренних поверхностей тормозного шкива 1 они выполняются матовыми.

При увеличении усилия нажатия на рычаг управления 37 тормозная лента 24 набегающей (а) и сбегающей (б) ветвями взаимодействует с выступающими над наружной поверхностью шкива 1 выпуклыми рабочими поверхностями 13 основных фрикционных накладок 12, обуславливая тем самым остановку шкива 1.

Второй тормозной режим

В этом случае работают торовые резиновые пневмокамеры, которые заполняются сжатым воздухом, в результате чего фрикционное покрытие 25, расположенное на наружной поверхности 26 пневмокамеры 27, взаимодействует с рабочими поверхностями 15 дополнительных фрикционных накладок 14 и тем самым притормаживают тормозной шкив 1. Данный тормозной режим является вспомогательным и при его реализации на взаимодействующих парах трения генерируется незначительное количество теплоты, поэтому их трущиеся поверхности не охлаждаются.

Третий тормозной режим

Данный режим торможения является суммарным, включающий первый и второй.

Величина развиваемого тормозом тормозного момента определяется усилием замыкания тормоза (усилием на рычаге управления 37), но и давлением сжатого воздуха в торовой резиновой пневмокамере 27, поскольку именно величина давления сжатого воздуха в ней влияет на силу прижатия основных накладок 12 к тормозной ленте 24. В общем случае тормозной момент, развиваемый ленточно-колодочным тормозом, равен $M_{T1} = (S_H - S_C)R$, где S_H , S_C – натяжение набегающей (a) и сбегаящей (b) ветвей тормозной ленты 24; R – радиус поверхности трения. Таким образом, управлять величиной тормозного момента можно не только изменяя разность натяжения ветвей тормозной ленты 24, но и давлением сжатого воздуха в пневмокамере 27.

Тормозной момент, развиваемый вторыми обратными парами трения тормоза, равен $M_{T2} = n \cdot p \cdot A_2 \cdot f_2 \cdot R_2$, где n – количество обратных пар трения тормоза; p – давление сжатого воздуха в полости пневмокамеры 27; A_2 – площадь вторых обратных пар трения; f_2 – коэффициент трения скольжения во вторых обратных парах трения тормоза; R_2 – радиус поверхности трения вторых обратных пар трения. Суммарный тормозной момент равен $M_C = M_{T1} + M_{T2}$. Все составляющие, входящие в последнюю аналитическую зависимость для определения суммарного тормозного момента, являются переменными. Целенаправленно изменяя величины S_H ; S_C ; n ; p ; A_2 ; f_2 ; R_1 и R_2 можно добиться существенного уменьшения усилий натяжения тормозной ленты 24 при том же значении тормозного момента.

При реализации третьего тормозного режима суммарный тормозной момент, развиваемый данным видом тормоза, будет несколько большим, чем максимальный тормозной момент серийного тормоза.

Интенсивность износа рабочей поверхности 13 основной накладки 12 и рабочей поверхности 15 дополнительной накладки 14 будет различной. Большая – основной накладки 12 и меньшая – дополнительной накладки 14 фрикционного элемента 11. Однако интенсивное охлаждение рабочей поверхности 13 основной накладки 12 будет способствовать улучшению

ее износо-фрикционных свойств. После износа рабочей поверхности 13 основной накладки 12 до торца крышки 20 трубы 16 и рабочей поверхности 15 дополнительной накладки 14 до торца дна трубы 16, т. е. до их допустимой величины, производят замену всего фрикционного элемента 11. Изношенное фрикционное покрытие 25 наружной поверхности 26 торовой резиновой пневмокамеры 27 наносят на указанную поверхность после ее снятия с цилиндрического кольцевого выступа 29.

В данном виде тормоза вторую обратную пару можно превратить в прямую пару путем установки на рабочей поверхности 15 дополнительной накладки 14 в виде металлического фрикционного элемента.

Предложенное техническое решение позволяет существенно улучшить не только динамику процесса торможения, но и износо-фрикционные характеристики обратных пар трения первой ступени тормоза путем интенсивного охлаждения.

Таким образом, предложены конструкции устройств и систем для принудительного охлаждения не только прямых, но и обратных пар трения тормозных устройств, работающих на эффекте тепловой трубы, позволяющих улучшать износо-фрикционные свойства, и следовательно, эффективность торможений подъемно-транспортного оборудования, дорожных и строительных машин, а также транспортных средств.

Литература

1 Вольченко Д.А. Охлаждение фрикционных узлов: эффект тепловой трубы (часть первая) / Д.А. Вольченко, Г.П. Рыбин, Н.А. Вольченко // Приводная техника. – 1997. – №6. – С. 29-31.

2 Вольченко Д.А. Особливості конструкцій і режими роботи двоступеневих стрічково-колодкових гальм бурових лебідок / Д.А. Вольченко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – №1(22). – С. 5-9.

3 Пат. 2224927 Российская Федерация, МПК⁷ F16D 65/82. Устройство для выравнивания теплонагруженности барабанно-колодочного тормоза / [Вольченко А.И., Палюх М.Д., Вольченко Н.А., Палюх В.М., Вольченко Д.А.]; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковск. национал. техн. ун-т нефти и газа и ассоциация «Автобус». – №2000103357; заявл. 10.02.2000; опубл. 27.02.2004. Бюл. №6. – 10 с.

4 Пат. 2224927 Российская Федерация, МПК⁷ F16D 49/08; F16D 65/813. Охлаждаемый двухступенчатый ленточно-колодочный тормоз / Вольченко А.И., Крыжановский Е.И., Вольченко Н.А., Вольченко Д.А., Малов А.Ю.; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковск. национал. техн. ун-т нефти и газа. – №2006141976; заявл. 27.11.2006; опубл. 20.04.2009. Бюл. №11. – 9 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
14.09.11*

*Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.692.4

ОЦІНКА ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ НАФТОГАЗОПРОВІДІВ ЗА НАЯВНОСТІ ЛОКАЛЬНИХ ДЕФЕКТІВ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ

Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42464,
e-mail: rector@nimg.edu.ua

Пропонується розрахунково-експериментальна методика оцінки небезпеки локального дефекту, представленого тріщиною, на підставі розрахунку співвідношення максимального еквівалентного коефіцієнта концентрації напруги в зоні дефекту та проектного допустимого коефіцієнта.

Ключові слова: втома, наводнення, концентратор напружень, зварне з'єднання, зварний шов, газопровід, статичне навантаження, низькочастотне навантаження.

Предлагается расчетно-экспериментальная методика оценки опасности локального дефекта, представленного трещиной, на основании расчета соотношения максимального эквивалентного коэффициента концентрации напряжений в зоне дефекта и проектного допустимого коэффициента.

Ключевые слова: втома, наводораживание, концентратор напряжения, сварное соединение, сварной шов, газопровод, статическое нагружение, низкочастотное нагружение

An experimental method of settlement and risk assessment of a local defect, represented by a crack on the basis of calculating the ratio of the maximum equivalent stress concentration factor in the area of defect and design acceptable ratio.

Keywords: fatigue, inundation, stress concentrator, annular coupling, welding seam, gas pipeline, static stress, low-frequency stress

Основна причина виходу з ладу промислових трубопровідних конструкцій – наявність в них дефектів, що виникають при виконанні зварювально-монтажних робіт і експлуатації з порушенням регламентуючих правил. Для виявлення дефектів зварювального походження створені автоматичні засоби неруйнівного контролю на підставі принципово нових фізико-технічних методів – струмовихрового, ультразвукового та ін., що дає змогу своєчасно запобігти руйнуванню трубопроводів, що пов'язано з такими дефектами.

Однак у більшості випадків причиною виходу з ладу трубопровідних систем є їх незадовільна дефектоскопічна технологічність, яка виключає можливість своєчасного виявлення дефектів з розмірами, меншими за ті, які зустрічаються на практиці. Крім того, оцінка небезпеки дефекту проводиться на підставі суб'єктивного досвіду фахівця, який аналізує результати діагностики. Такий підхід є часто неприйнятним через відсутність достатнього досвіду або нестандартності дефекту.

Отже, необхідним є впровадження в практику діагностичного контролю зварних промислових трубопроводів, які експлуатуються в суворих кліматичних і ґрунтово-геологічних умовах (діапазон зміни температур $+40\dots-60^{\circ}\text{C}$), сучасних критеріїв тріщиностійкості механіки руйнування з метою своєчасного виявлення дефектів (типу тріщин) і прогнозування надійності конструкцій.

Для аналізу граничного стану трубопроводів, які знаходяться під тиском за статичного і циклічного навантажень, найбільш перспективним є деформаційний критерій, прийнятий для широкого діапазону розмірів тріщин і станів матеріалу. Однак використання цього критерію для оцінки міцності труб нафтопроводів з тріщиноподібними дефектами до теперішнього часу було неможливим через відсутність необхідної експериментальної інформації про критичні коефіцієнти інтенсивності деформації і рішення для коефіцієнтів інтенсивності напружень у відносно довгих нескрізних тріщинах в циліндричних тонкостінних оболонках. Виконано

ристання критеріїв лінійної механіки також неможливе, оскільки крихке руйнування промислових і магістральних трубопроводів (з урахуванням характеристик трубних сталей і товщин стінок) може реалізуватися тільки за температур, нижчих температури в'язкокрихкого переходу матеріалу (від -40 до -10°C).

Тому на підставі результатів експериментальних досліджень (наявність пластичних деформацій у зоні доламу) ряд авторів визначає критичний розмір тріщини, послуговуючись критерієм утворення пластичного шарніра в ослабленому перерізі стінки труби. Руйнування ослабленого перерізу внаслідок утворення пластичного шарніра є пружнопластичним до моменту початку розповсюдження тріщини. Передбачається, що руйнування відбувається за критичної напруги в ослабленому перерізі, що дорівнює $\sigma_f = (\sigma_b + \sigma_{0,2}) / 2$ або $\sigma_f = A\sigma_{0,2} + B$, де A і B емпіричні коефіцієнти. Критична напруга приймається $\sigma_f = \sigma_b / A$, де A – емпіричний коефіцієнт, що враховує місце розташування тріщиноподібного дефекту (приймається рівним 1,10–1,15).

Відомі класичні моделі розрахунків міцності трубопроводу з поздовжніми і кільцевими наскрізними дефектами стінки, використовувани в нормативах США, Німеччини та Японії. Однак вони не враховують поздовжні зусилля і згини в трубопроводі, пов'язані з профілем траси і взаємодією з ґрунтом. Це може призвести до заниження розрахункового рівня руйнівного тиску для дефектів з великими кутами нахилу, що характерно для дефектів спірального шва труб (кут нахилу $60-70^{\circ}$). Оскільки граничними випадками орієнтації дефекту є поздовжні та колові дефекти, то слід визначити можливість приведення розрахункових формул для цих дефектів до одного виду.

Як розрахункову для оцінки небезпеки колових дефектів пропонується використовувати модель С. Ранганата – визначальну залежність між навантаженням (внутрішній тиск і вигин) і розміром дефекту, і модель А. Даффі і Р. Ейбера для наскрізних поздовжніх дефектів у трубах, навантажених внутрішнім тиском.

У зв'язку з цим здійснена спроба розробити метод оцінки надійності нафтопроводів за наявності локальних дефектів (типу тріщин) зварних з'єднань.

Завдання знаходження коефіцієнта концентрації напружень в зоні локального дефекту є об'ємним і повинно вирішуватися у тривимірній постановці. Оскільки його вирішення аналітичним методом є неможливим, для розрахунку було обрано найбільш універсальний чисельний метод кінцевих елементів. Однак навіть у разі його використання вирішення поставленого завдання в об'ємному вигляді ускладнене необхідністю введення повної інформації про геометричні розміри дефекту, великим обсягом обчислень і невизначеністю граничних умов. Тому пропонується розраховувати коефіцієнти інтенсивності напруги по перетину тріщини, вирішуючи не об'ємне (тривимірне) завдання, а ряд плоских (двовимірних).

Відомо, що при аналізі напруженого стану розраховується загальний коефіцієнт концентрації напружень K_0 . Для обліку впливу профілів зварних швів, форми і розмірів дефектів на міцність використовують локальні коефіцієнти концентрації напружень K_d .

Теоретичний коефіцієнт концентрації напружень за наявності локального концентратора визначається як $K_T = K_d + K_0$.

Концентратори напружень поділяються на такі види: ризики, тріщини, підрізи, непровари

$$K_m = 1 + 2 \cdot \sqrt{\frac{t}{c}}, \quad (1)$$

зміна форми стикового шва

$$K_T = 1 + 1,1h \frac{(b/\delta)^2 + 1}{\delta} \sqrt{\frac{h}{c}}; \quad (2)$$

зміщення кромки

$$K_m = 1 + 3c/\delta; \quad (3)$$

вм'ятини

$$K_m = 1 + 6H/\delta, \quad (4)$$

Тут: ρ – радіус у вістрі дефекту або переході шва до основного металу; t – глибина дефекту; h – висота посилення шва; b – ширина шва; c – зміщення кромки; δ – товщина стінки; H – глибина вм'ятини.

Існуючі літературні дані про оцінку внеску концентраторів напружень в експлуатаційну надійність трубопроводів стосуються тільки випадків наявності двох концентраторів напружень з розташуванням локального в загальному концентраторі. Так, наприклад, в роботі для оцінки розрахункової працездатності трубопроводу в порівнянні з експериментальними даними досліджено випадок створення підрізу під вм'ятиною, внаслідок чого за загальний коефіцієнт концентрації напружень приймався коефіцієнт (4), а за локальний – коефіцієнт (1). Теоретичний коефіцієнт концентрації в цьому випадку є утворенням виразів (1) і (4).

В технічних умовах на виготовлення нафтогазопровідних труб неприпустимість одночасної наявності двох концентраторів напружень в одному поєднанні стосується тільки одного виду дефектів – підрізів. Так, в технічних умовах на виготовлення електрозварних спіральношовних труб вказується, що за наявності одиничних підрізів з розмірами по глибині і по довжині не більшими заданих, збіг підрізів в одному перерізі труби на внутрішньому і зовнішньому швах не допускається.

У нашому випадку об'єктом дослідження були два типи зразків, вирізаних із зварних з'єднань, отриманих на електрозварних спіральношовних і прямошовних (I тип) та цільно-тиснутих (II тип) трубах. Зварювали ручним електродуговим зварюванням електродами УОНИ – 13/55 від джерела постійного струму на зворотній полярності. Режим зварювання: $I_{св} = 180 \text{ А}$, $U_d = 23-24 \text{ В}$ (діаметр 4 мм); $I_{св} = 120 \text{ А}$, $U_d = 22-23 \text{ В}$ (діаметр 3 мм). Досліджували зварні з'єднання трубопровідної низьколегованої сталі 17Г1С, що перебувала в экс-

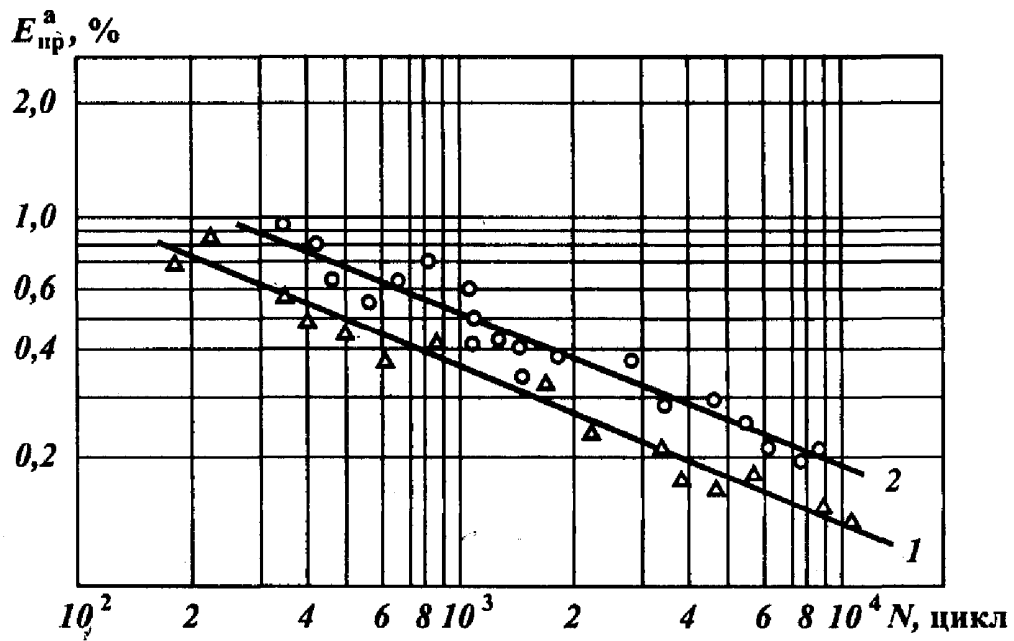


Рисунок 1 – Криві малоциклової втоми металу зразків I (1) та II (2) типів

платуації. Монтажні стики збиралися в польових (трасових) умовах відповідно до вимог. Зварювання неповоротних стиків трубопроводів виконували електрозварювальники VI розряду з великим досвідом роботи.

Експериментальні зразки, вирізані з зварних з'єднань трубопроводів, піддавали в подальшому малоцикловим випробуванням.

З метою отримання залежностей $E_{пр}^a - N_{ц}$ ($E_{пр}^a$ – амплітуда повної пружнопластичної подовжньої деформації, $N_{ц}$ – число циклів до руйнування) проводили випробування на повторне пружнопластичне деформування. Вид навантаження – розтяг–стиск, частота навантаження N – до 1 Гц. Режим навантаження – жорсткий ($E = const$), цикл деформацій – симетричний ($PE = -1$). Випробовувалася серія (до 15 шт.) зразків на п'яти рівнях деформації за температури $+20^{\circ}C$. База випробувань складала 105 циклів.

Випробування проводили на відповідних зразках із записуванням поперечної деформації в заданому перетині і подальшим перерахунком її у подовжню. За даними експериментів будували в логарифмічних координатах криві малоциклової втоми (рис. 1), а також обчислювали інтенсивність напружень.

Випробуванням піддавалися зразки з двома локальними концентраторами напружень різного типу, розташованими у місці знаходження спільного концентратора: у першому випадку на перетині заводського і кільцевого монтажного швів, а в другому – в кореновому шві (місце притуплення) V-подібного стику.

За результатами малоциклових випробувань зразків I і II типів і розрахунку коефіцієнтів інтенсивностей напружень оцінювали експлуатаційну надійність трубопроводів.

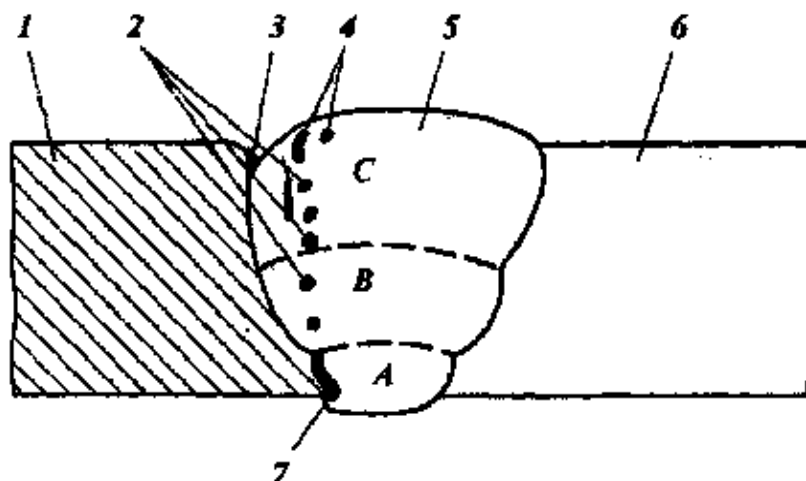
Локальні концентратори в трубах (зразки I типу) являли собою внутрішні дефекти шва мікротріщини і дефекти у вигляді різкого переходу від наплавленого металу шва до основного, яке характеризується як неплавне сполучення зварного шва. Обидва локальних концентратора перебували в зоні взаємодії один одного і одночасно в зоні загального концентратора. У нафтогазопровідних трубах (зразки II типу) в зоні загального концентратора розташовувалися два локальних концентратора, що не взаємодіяли між собою.

На зовнішній поверхні труби в місці розташування зони сплавлення зварного шва мала місце вм'ятини глибиною 1-1,5 мм, на внутрішній – дефект форми шва у виді натікання наплавленого металу без сплавленням з ним. Даний дефект характеризується як наплав на зварному з'єднанні. Таким чином, максимальний коефіцієнт концентрації напружень досліджуваних труб високий і в першому випадку з внутрішньої сторони шва досягав значення, розрахованого за наступною моделлю:

$$K_T = \left(1 + 2\sqrt{\frac{t}{c}}\right) \cdot \left(1 + 1,1h_2 \frac{(b_2 / \delta_2)^2 + 1}{\delta_2} \sqrt{\frac{h_2}{c_2}}\right) \times \left(1 + 1,1h_3 \frac{(b_3 / \delta_3)^2 + 1}{\delta_3} \sqrt{\frac{h_3}{c_3}}\right), \quad (5)$$

де: t, ρ – параметри пористості; $b_2, \delta_2, h_2, \rho_2; b_3, \delta_3, h_3, \rho_3$ – відповідно геометричні параметри спірального і кільцевого швів на внутрішній поверхні труби.

У піддослідних трубах II типу теоретичні коефіцієнти концентрації напружень на зовнішній і внутрішній поверхнях труби були різними і виражалися відповідно формулами:



1 – перетин заводського зварного шва труби; 2 – ланцюжок пор; 3 – дефекти форми на зовнішній поверхні зварного шва; 4 – проміжна і кінцева ділянки росту і поширення мікротріщини, 5 – зварний стик; 6 – тіло труби; 7 – тріщина в місці напливу кореневого шару шва на основний метал; А, В, С – відповідно кореневий, заповнюючий і облицювальний шари зварного шва

Рисунок 2 – Поперечний перетин зварного стику в трубопроводі I типу в місці знаходження трьох концентраторів напруги (один загальний і два локальних)

$$K_{T1} = \left(1 + \frac{6H}{\delta}\right) \left(1 + 1,1h_5 \frac{(b_5 / \delta_5)^2 + 1}{\delta_5} \sqrt{\frac{h_5}{c_5}}\right), \quad (6)$$

$$K_{T2} = \left(1 + 1,1h_4 \frac{(b_4 / \delta_4)^2 + 1}{\delta_4} \sqrt{\frac{h_4}{c_4}}\right) \times \left(1 + 1,1h_6 \frac{(b_6 / \delta_6)^2 + 1}{\delta_6} \sqrt{\frac{h_6}{c_6}}\right), \quad (7)$$

де: H, δ – параметри вм'ятини;

$b_4, \delta_4, h_4, \rho_4$ – геометричні параметри напливу зварного шва;

$b_5, \delta_5, h_5, \rho_5; b_6, \delta_6, h_6, \rho_6$ – геометричні параметри кільцевого шва відповідно на зовнішній і внутрішній поверхнях труби.

Вигляд поперечного перерізу зварних швів у місці з двома локальними концентраторами представлений на рис. 2, з якого видно, що концентратори були розташовані майже в одному перетині по товщині стінки зварного шва.

Результати випробувань (зразки готувалися з 5 труб кожної партії) показали, що труби I типу, всі концентратори яких перебували в зоні дії один одного, руйнувалися при числі циклів $N_{ци1} = 0,8 \cdot 10^2$, а труби II типу, локальні концентратори яких не взаємодіяли між собою і були розташовані в зоні дії загального концентратора, - при середньому значенні $N_{ци2} = 7,5 \cdot 10^3$.

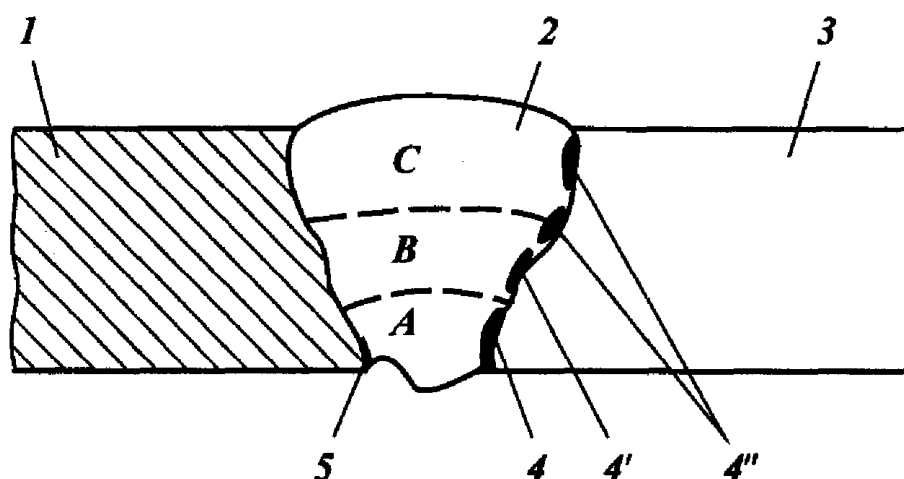
Випробування зразків труб I типу були припинені з появою мікротріщин по всьому поперечному перерізу зварного шва. Тріщини (на рис.2 позначені цифрою 7), що зародилися на внутрішній поверхні шва від місця знаходження першого локального концентратора (дефекту у формі шва), при поширенні об'єднались з ланцюжком пор 2, зв'язавши їх одна з одною мікротріщинами на ділянці, яка прилягає до зовнішньої поверхні труби.

При випробуванні зразків II типу руйнування відбувалося на зварному шву (зона сплавлення). Поверхня зламу (рис. 3) об'єднала два локальні концентратори, що знаходилися приблизно в одному перерізі, але на різних поверхнях трубопроводу (зовнішній і внутрішній).

Досліджували причини виникнення дефектів та їх розміщення відносно кільцевих зварних з'єднань трубопроводів після тривалого терміну експлуатації (понад 10-15 років) з аналогічним для труби II типу розташуванням і поєднанням дефектів зварного шва, які є локальними концентраторами напружень. Локальні концентратори і місце руйнування також перебували в безпосередній близькості від зони сплавлення кільцевих (стикових швів).

Результати досліджень показали, що причиною передчасного виходу з ладу нафтогазопроводу є локалізація двох концентраторів напружень, що знаходяться на зовнішній і внутрішній поверхнях зварних швів труби в одному перетині по товщині стінки, а також розташування їх поблизу від кільцевого зварного шва. Необхідно відзначити, що поза зоною дії загального концентратора напружень були виявлені одиничні пори великих розмірів і вм'ятини тієї ж величини, що і в зоні зламу, однак вони розташовувалися в наплавленому металі шва і не вплинули на руйнування.

Отже, для підвищення надійності і працездатності нафтопроводів необхідний строгий контроль за геометричними параметрами зварного шва і відбракування труб з двома і більше дефектами будь-якого типу, які знаходяться в одному перетині по товщині стінки трубопроводу. У першу чергу це стосується кінцевих ділянок стикових труб нафтопроводів, де до локальних концентраторів напруження долучається загальний концентратор, що є місцем перетину заводських і кільцевих (монтажних) швів.



1 – перетин заводського зварного шва труби; 2 – зварний стик; 3 – тіло труби; 4 – тріщина в зоні кореневого шару шва; 4' і 4'' – відповідно проміжна і кінцева ділянки росту і поширення мікротріщини; А, В, С – відповідно кореневий, заповнюючий і облицювальний шари зварного шва

Рисунок 3 – Поперечний перетин зварного з'єднання трубопроводу II типу в місці знаходження трьох концентраторів напруги (один загальний і два локальних)

Література

1 Крижанівський Є.І. Вплив наводнення на корозійно-механічні властивості зварних швів газопроводів / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський, Д.Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №1(14). – С.25-29.

2 Крижанівський Є.І. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №3(12). – С.31-34.

3 Крижанівський Є.І. Дослідження корозійно-втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – Спец випуск. Том 1 – С.290-295.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.06.11
Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*

МЕТОД КВАЗИКОНФОРМНИХ ВІДОБРАЖЕНЬ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ НЕЛІНІЙНИХ ПРОЦЕСІВ ВІТІСНЕННЯ ЗА УМОВ ІСНУВАННЯ ТРІЩИН ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА

А.Я. Бомба, А.М. Сінчук, С.В. Ярощак

Рівненський державний гуманітарний університет, м. Рівне, вул. Остафова 31,
тел. (067) 9986498, e-mail: a b o m b a @ u k r . n e t , s i n c h u k k @ m a i l . r u

На основі ідей методів квазиконформних відображень та поетапної фіксації характеристик середовища й процесу запропоновано числовий алгоритм визначення притоку пластової рідини до свердловини за наявності тріщин ГРП скінченної проникності. На конкретному прикладі проаналізовано ефективність гідророзриву та вплив просторової орієнтації тріщин на значення фільтраційної витрати.

Ключові слова: квазиконформні відображення, пластова рідина, гідророзрив, фільтраційна витрата

По идеях методов квазиконформных отображений и поэтапной фиксации характеристик среды и процесса предложен числовой алгоритм определения притока пластовой жидкости в скважину при наличии трещин ГРП конечной проницаемости. На конкретном примере проанализирована эффективность гидроразрыва и влияние пространственной ориентации трещин на значение расхода при фильтрации.

Ключевые слова: квазиконформные отображения, пластовая жидкость, гидроразрыв, расхода при фильтрации

Based on the ideas of methods of quasiconformal mappings and fixed phase characteristics of the environment and the process proposed numerical algorithm to determine the flow of formation fluid into the well in the presence of a finite fracture permeability. A specific example is analyzed and the efficiency of hydraulic influence of the spatial orientation of cracks on the value of spending by filtration.

Keywords: quasiconformal mappings, formation fluid, hydraulic influence, spending by filtration

На теперішньому етапі, коли більшість продуктивних родовищ нафти та газу вичерпали свої можливості, у розробку вводяться родовища з важковидобувними запасами, до яких зазвичай доводиться застосовувати різні методи інтенсифікації. Одним із них є використання гідравлічного розриву пласта (ГРП), у результаті якого значно підвищуються дебіти експлуатаційних свердловин за рахунок зниження гідравлічного опору в привибійних зонах [1]. Останніми роками інтенсивно розвиваються технології створення високопрвідних тріщин відносно невеликої протяжності для збільшення ефективного радіуса свердловин. Ефективність роботи тріщин вимагає підбору адекватних параметрів їх геометрії, аналізу їх взаємодії між собою, визначення впливу розмірів тріщини на фільтраційний процес та значення дебіту свердловин.

У цій роботі на основі методу квазиконформних відображень та поетапної фіксації характеристик середовища й процесу [2–3], запропоновано числовий алгоритм визначення притоку пластової рідини до свердловини за наявності тріщин ГРП скінченної проникності. Проаналізовано ефективність гідророзриву та вплив його на значення фільтраційної витрати.

Розглянемо модельну задачу на еволюцію (рух) границі розділу Γ_t двох різнокольорових рідин [4] у пласті G_z ($z = x + iy$), обмеженому контуром живлення та контуром експлуатаційної свердловини за наявності тріщин, утворених в результаті ГРП (див. рис. 1). Для математичної постановки задачі запишемо рівняння

нерозривності та рівняння руху [5–6] відносно квазіпотенціалу швидкості:

$$\operatorname{div} \vec{v} = 0, \quad \vec{v} = k \cdot \operatorname{grad} \varphi,$$

де: $k = k(x, y)$ – коефіцієнт фільтрації, $\varphi = \varphi(x, y)$ – квазіпотенціал швидкості фільтрації $\vec{v} = v_x(x, y) + i \cdot v_y(x, y)$. У випадку існування тріщин коефіцієнт фільтрації подамо у вигляді:

$$k(x, y) = \begin{cases} k_l(x, y), & (x, y) \in D_l, \\ k_*(x, y), & (x, y) \in G_z \setminus \bigcup_l D_l, l = 1, 2, 3, \dots, \end{cases}$$

де: D_l – ділянка пласта, що відповідає тріщині з індексом l ; $k_l(x, y)$, $k_*(x, y)$ – деякі задані достатньо гладкі і певним чином узгоджені між собою функції.

Аналогічно до [7], ввівши функцію течії $\psi = \psi(x, y)$, комплексно спряжену до φ , та здійснивши умовний розріз Γ області G_z вздовж лінії розділу течії, що визначаються точками $A = B = (x_*, y_*) \in L_*$, $C = D = (x^*, y^*) \in L^*$, задача на побудову гідродинамічної сітки, відшукання фільтраційної витрати, положення точок (x^*, y^*) , (x_*, y_*) та інших характерних фільтраційних параметрів зводиться до задачі на квазиконформне відображення $\omega = \omega(z) = \varphi(x, y) + i\psi(x, y)$ [7], утвореної при цьому однозв'язної області $G_z^0 = G_z / \Gamma$ на від-

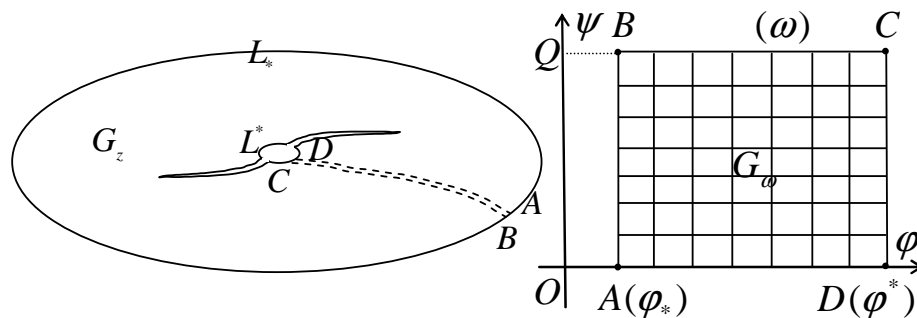


Рисунок 1 – Горизонтальний пласт після процедури ГРП та відповідна область комплексного квазіпотенціалу

повідну прямокутну область комплексного квазіпотенціалу $G_\omega = \{\omega: \varphi_* < \varphi < \varphi^*, 0 < \psi < Q\}$:

$$k(x, y) \frac{\partial \varphi}{\partial x} = \frac{\partial \psi}{\partial y}, k(x, y) \frac{\partial \varphi}{\partial y} = -\frac{\partial \psi}{\partial x}, (x, y) \in G_z^0,$$

$$\varphi|_{L_*} = \varphi_*, \varphi|_{L^*} = \varphi^*, \psi|_{AD} = 0, \psi|_{BC} = Q, \quad (1)$$

де: $v(x, y) = \sqrt{v_x^2(x, y) + v_y^2(x, y)}$,

$$Q = \oint_{L_*} -v_y dx + v_x dy \text{ – невідома витрата.}$$

Через геометричну складність області G_z^0 та тривіальність відповідної їй області комплексного квазіпотенціалу G_ω ми розглядатимемо замість прямої задачі на квазіконформне відображення $G_z^0 \rightarrow G_\omega$ обернену до неї ($G_\omega \rightarrow G_z^0$). Обвернена крайова задача на квазіконформне відображення $z = z(\omega) = x(\varphi, \psi) + iy(\varphi, \psi)$ області G_ω на G_z^0 та рівняння для дійсної $x = x(\varphi, \psi)$ і уявної $y = y(\varphi, \psi)$ частини (виконання яких вимагатимемо і на розрізі для врахування його «роздвоєння» при переході від області G_z до G_ω) характеристичної функції течії при невідомій Q запишуться у вигляді:

$$k \frac{\partial y}{\partial \psi} = \frac{\partial x}{\partial \varphi}, \quad k \frac{\partial x}{\partial \psi} = -\frac{\partial y}{\partial \varphi}, \quad (\varphi, \psi) \in G_\omega, \quad (2)$$

$$f_*(x(\varphi_*, \psi), y(\varphi_*, \psi)) = 0,$$

$$f^*(x(\varphi^*, \psi), y(\varphi^*, \psi)) = 0, \quad 0 \leq \psi \leq Q, \quad (3)$$

$$x(\varphi, 0) = x(\varphi, Q), \quad y(\varphi, 0) = y(\varphi, Q), \quad (4)$$

$$\frac{\partial}{\partial \psi} \left(k \frac{\partial x}{\partial \psi} \right) + \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{1}{k} \frac{\partial x}{\partial \varphi} \right) = 0, \quad (5)$$

$$\frac{\partial}{\partial \psi} \left(k \frac{\partial y}{\partial \psi} \right) + \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{1}{k} \frac{\partial y}{\partial \varphi} \right) = 0,$$

де f_* , f^* – задані функції, що характеризують контури області G_z відповідно L_* , L^* .

Запис рівнянь контурів області G_z може бути представлено як у неявній, так і у параметричній формі, що є зручнішим у деяких випадках, тому в подальшому користуватимемося

як неявним, так і параметричним представленням контурів:

$$L_* = \{z: x = x_*(\tau), y = y_*(\tau), \alpha_* \leq \tau \leq \beta_*\} = \{z: f_*(x, y) = 0\},$$

$$L^* = \{z: x = x^*(\tau), y = y^*(\tau), \alpha^* \leq \tau \leq \beta^*\} = \{z: f^*(x, y) = 0\}.$$

Маючи характеристичну функцію течії $z = z(\omega)$ та виділивши її дійсну і уявну частини $x = \text{Re } z(\omega)$, $y = \text{Im } z(\omega)$, знаходимо поле швидкості, компоненти якої визначаються такими співвідношеннями:

$$v_x = \frac{k}{J(\varphi, \psi)} \frac{\partial y}{\partial \psi}, \quad v_y = -\frac{k}{J(\varphi, \psi)} \frac{\partial x}{\partial \psi},$$

де $J(\varphi, \psi) = x'_\varphi y'_\psi - x'_\psi y'_\varphi$.

Час t проходження частинкою шляху від точки $(\varphi_*, \bar{\psi}_0)$ до поточної точки $(\varphi, \bar{\psi}_0)$ вздовж лінії течії $\psi(x, y) = \bar{\psi}_0$ знаходимо за формулою [4]

$$t = \Phi(\varphi, \bar{\psi}_0) \stackrel{\text{def}}{=} \int_{\varphi_*}^{\varphi} \sigma k v^{-2}(x(\tilde{\varphi}, \bar{\psi}_0), y(\tilde{\varphi}, \bar{\psi}_0)) d\tilde{\varphi}, \quad (6)$$

де: $\varphi_* \leq \varphi \leq \varphi^*$, σ – пористість ґрунту (вважатимемо, що пористість обчислюється за формулою $\sigma = ak$, де a – деяке додатне дійсне число). Використовуючи (6), знаходимо положення лінії розділу $\Phi(\varphi, \psi) = \bar{t}$ різнокольорових рідин у довільний фіксований момент часу $t = \bar{t}$, зокрема, час початку та повного заводнення експлуатаційної свердловини, відповідно

$$\Phi(\varphi^*, \underline{\psi}) = \min_{\psi \in [0, Q]} \Phi(\varphi^*, \psi),$$

$$\Phi(\varphi^*, \bar{\psi}) = \max_{\psi \in [0, Q]} \Phi(\varphi^*, \psi).$$

Для побудови різницевого аналогу задачі введемо в області G_ω рівномірну ортогональну сітку

$$G_\omega^l = \{(\varphi_i, \psi_j): \varphi_i = \varphi_* + i\Delta\varphi, \Delta\varphi = \frac{\varphi^* - \varphi_*}{n}$$

$$\text{при } i = \overline{0, n}; \psi_j = j\Delta\psi, \Delta\psi = \frac{Q}{m}, j = \overline{0, m}\},$$

де $n, m \in \mathbb{N}$ – параметри розбиття області комплексного квазіпотенціалу, $\Delta\varphi, \Delta\psi$ – кроки сітки відповідно за змінними φ та ψ .

Рівняння (5) усередині сіткової області G_ω та розрізі Γ , крайові умови та умови періодичності з додатковими умовами для граничних та приграничних вузлів (умови ортогональності) апроксимуємо наступним чином [8]:

$$\left\{ \begin{aligned} &\gamma^2(k_{i,j+1/2}(x_{i,j+1} - x_{i,j}) - k_{i,j-1/2}(x_{i,j} - x_{i,j-1})) + \\ &+ \frac{x_{i+1,j} - x_{i,j}}{k_{i+1/2,j}} - \frac{x_{i,j} - x_{i,j-1}}{k_{i-1/2,j}} = 0, \\ &\gamma^2(k_{i,j+1/2}(y_{i,j+1} - y_{i,j}) - k_{i,j-1/2}(y_{i,j} - y_{i,j-1})) + \\ &+ \frac{y_{i+1,j} - y_{i,j}}{k_{i+1/2,j}} - \frac{y_{i,j} - y_{i,j-1}}{k_{i-1/2,j}} = 0, \end{aligned} \right. \quad (7)$$

$$\left\{ \begin{aligned} &f_*(x_{0,j}, y_{0,j}) = 0, f^*(x_{n,j}, y_{n,j}) = 0, j = \overline{0, m}, \\ &x_{i,0} = x_{i,m}, y_{i,0} = y_{i,m}, i = \overline{0, n}; \end{aligned} \right. \quad (8)$$

$$\left\{ \begin{aligned} &(4x_{1,j} - 3x_{0,j} - x_{2,j})(x_{0,j+1} - x_{0,j-1}) + \\ &+ (4y_{1,j} - 3y_{0,j} - y_{2,j})(y_{0,j+1} - y_{0,j-1}) = 0, \\ &(3x_{n,j} + x_{n-2,j} - 4x_{n-1,j})(x_{n,j+1} - x_{n,j-1}) + \\ &+ (3y_{n,j} + y_{n-2,j} - 4y_{n-1,j})(y_{n,j+1} - y_{n,j-1}) = 0, \\ &j = \overline{0, m-1}, \end{aligned} \right. \quad (9)$$

де: $x_{i,j} = x(\varphi_i, \psi_j), y_{i,j} = y(\varphi_i, \psi_j),$

$$k_{i,j+1/2} = k \left(\frac{x_{i,j+1} + x_{i,j}}{2}, \frac{y_{i,j+1} + y_{i,j}}{2} \right),$$

$$k_{i,j-1/2} = k \left(\frac{x_{i,j} + x_{i,j-1}}{2}, \frac{y_{i,j} + y_{i,j-1}}{2} \right),$$

$$k_{i+1/2,j} = k \left(\frac{x_{i+1,j} + x_{i,j}}{2}, \frac{y_{i+1,j} + y_{i,j}}{2} \right),$$

$$k_{i-1/2,j} = k \left(\frac{x_{i,j} + x_{i-1,j}}{2}, \frac{y_{i,j} + y_{i-1,j}}{2} \right);$$

$$\gamma = \frac{\Delta\varphi}{\Delta\psi} - \text{квазіконформний інваріант.}$$

Невідому витрату Q шукаємо за формулою $Q = \frac{m\Delta\varphi}{\gamma}$, величину γ одержуємо на підставі умови «квазіконформної подібності в малому» відповідних елементарних чотирикутників двох областей:

$$\gamma = \frac{1}{mn} \sum_{i,j=0}^{n-1, m-1} \frac{1}{k_{i+1/2, j+1/2}} \frac{\alpha_{i,j} + \alpha_{i,j+1}}{\beta_{i,j} + \beta_{i+1,j}}, \quad (10)$$

де: $\alpha_{i,j} = \sqrt{(x_{i+1,j} - x_{i,j})^2 + (y_{i+1,j} - y_{i,j})^2},$

$$\beta_{i,j} = \sqrt{(x_{i,j+1} - x_{i,j})^2 + (y_{i,j+1} - y_{i,j})^2}.$$

Згідно з (6) маємо формулу для наближеного розрахунку часу проходження частинкою шляху вздовж j -тої лінії течії від i_* - ї до i^* - ї еквіпотенціалей:

$$t_{j(i_*, i^*)} = \sum_{i=i_*}^{i^*} \frac{\sigma k_{i,j} \Delta\varphi}{v^2(x(\varphi_i, \psi_j), y(\varphi_i, \psi_j))},$$

$$j = \overline{0, m}, (i_*, i^*) = \overline{0, n}.$$

Таким чином, алгоритм наближення розв'язку оберненої диференціальної задачі (2)–(5) різницевою задачею в загальному випадку, як і в роботах [2–4], побудуємо шляхом поетапної параметризації величини γ , граничних та внутрішніх вузлів сітки з використанням ідей блочної ітерації, для аналітичного обґрунтування його збіжності. А саме: задавши геометричну конфігурацію фізичної області G_z , що обмежена контурами L_*, L^* , кількість вузлів розбиття відповідної області комплексного квазіпотенціалу G_ω (параметри n та m); параметри необхідної точності роботи алгоритму $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ та рівень квазіконформності δ_* відображення, задаємо початкові наближення шуканих координат граничних вузлів так, щоб виконувалися умови (8), та координат внутрішніх вузлів гідродинамічної сітки і, використовуючи (10), знаходимо початкове наближення квазіконформного інваріанту $\gamma^{(0)}$ та невідому величину

$$\text{витрати } Q^{(0)} = \frac{(\varphi^* - \varphi_*)m}{n\gamma^{(0)}}.$$

Проводимо уточнення координат внутрішніх вузлів $(x_{i,j}, y_{i,j})$ за формулами, отриманими шляхом розв'язання (7) відносно $x_{i,j}$ та $y_{i,j}$ (з метою прискорення швидкості збіжності всього процесу і економії машинного часу використовуємо лише перший ітераційний крок; при цьому враховуємо періодичність шуканих функцій). Підправляємо граничні вузли (координати даного вузла підправляємо за умови фіксації навколишніх граничних та приграничних), використовуючи різницеві аналоги умов типу Коші-Рімана (9). Використовуючи значення квазіконформних інваріантів (10), знаходимо нове наближення величини Q , якщо її зміна за останню проведenu ітерацію більша за ε_1 , то повертаємося до уточнення вузлів. Визначаємо величину

$$S = \max_{i,j} \sqrt{(x_{i,j}^{(k)} - x_{i,j}^{(k-1)})^2 + (y_{i,j}^{(k)} - y_{i,j}^{(k-1)})^2} -$$

зміщення вузлів на границі за проведену k -ту загальну ітерацію, якщо вона більша за ε_2 , то переходимо до уточнення вузлів. У протилежному випадку оцінюємо ступінь квазіконформності $\delta = \sqrt{\delta_1^2 + \delta_2^2}$ отриманого відображення області комплексного квазіпотенціалу на фізи-

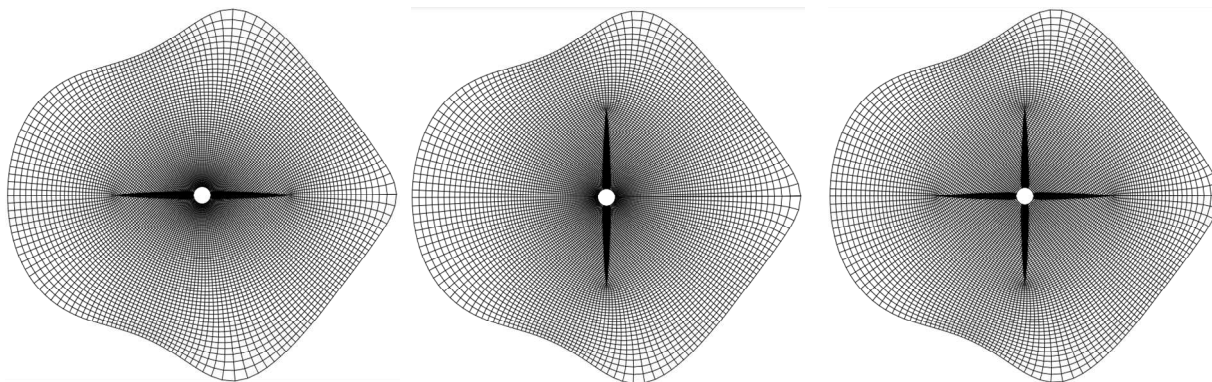


Рисунок 2 – Гідродинамічні сітки для пласта з тріщинами ГРП

чну область із розрізами вздовж ліній течії, де δ_1, δ_2 – нев'язки апроксимацій рівнянь (2):

$$\delta_1 = \max_{i,j=1}^{n-1,m-1} |(x_{i+1,j} - x_{i-1,j}) - \gamma k_{i,j} (y_{i,j+1} - y_{i,j-1})|,$$

$$\delta_2 = \max_{i,j=1}^{n-1,m-1} |(y_{i+1,j} - y_{i-1,j}) - \gamma k_{i,j} (x_{i,j+1} - x_{i,j-1})|.$$

Якщо $\delta \geq \delta_*$, то змінюємо кількість вузлів розбиття області G_ω та повторюємо кроки алгоритму, інакше задача розв'язана із необхідною точністю. Формули для розрахунку швидкості у внутрішніх вузлах сітки запишемо наступним чином:

$$(v_x, v_y)_{i,j} = \frac{k(x_{i,j}, y_{i,j})}{2\Delta\psi J_{i,j}} (y_{i,j+1} - y_{i,j-1}, x_{i,j-1} - x_{i,j+1}),$$

$$j = \overline{1, m-1}, i = \overline{1, n},$$

$$J_{i,j} = \frac{1}{4\Delta\psi\Delta\varphi} ((x_{i+1,j} - x_{i-1,j})(y_{i,j+1} - y_{i,j-1}) - (x_{i,j+1} - x_{i,j-1})(y_{i+1,j} - y_{i-1,j})).$$

Аналогічним чином знаходимо значення швидкості у вузлах, що належать розрізу Γ та границі області. Після розв'язання фільтраційної задачі аналогічно, як і в роботі [4], будемо ліній розділу рідин.

Проведемо числові розрахунки для пласта обмеженого контуром свердловини

$$L^* = \begin{cases} x^*(t) = 0.1 \cos(t) + \tilde{x}^*, \\ y^*(t) = 0.1 \sin(t) + \tilde{y}^*, \end{cases}$$

та контуром живлення

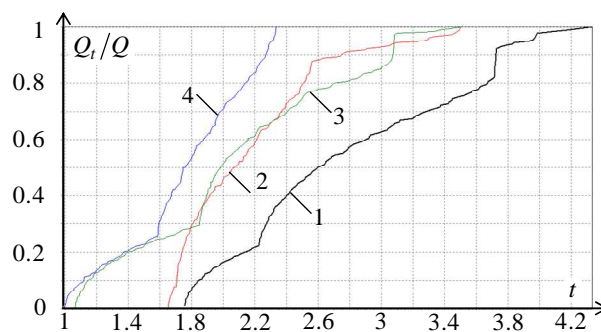
$$L_* = \begin{cases} x_*(t) = 2(\cos(t) + 0.1 \cos(3t)), \\ y_*(t) = 2(\sin(t) - 0.1 \sin(4t)), 0 \leq t < 2\pi, \end{cases}$$

при $\varphi_* = 0, \varphi^* = 1$,

$$k(x,y) = \begin{cases} k_l, (x,y) \in D_l = \left\{ (x,y) : \left(\frac{x-\tilde{x}^*}{a_l} \right)^2 + \left(\frac{y-\tilde{y}^*}{b_l} \right)^2 \leq 1 \right\}, \\ k_*, (x,y) \in G_\omega \setminus \bigcup_l D_l, l=1,2,3,\dots \end{cases}$$

$\sigma = 0.5, n \times m = 70 \times 180, \varepsilon = 10^{-5}$, де $k_l = 10, k_* = 1, a_l$ і b_l – півосі еліпсів, що моделюють тріщини гідророзриву, $(\tilde{x}^*, \tilde{y}^*)$ – координати центру експлуатаційної свердловини. На рисунку 2 зображено гідродинамічні сітки за різних положень тріщин, утворених внаслідок ГРП.

На рис. 3 зображено залежності частки витісняючої рідини (води) Q_i у загальній фільтраційній витраті Q експлуатаційної свердловини від часу для випадків різної кількості тріщин ГРП та їх різної просторової орієнтації та випадку пласта без тріщин. Як бачимо, з використанням процедури ГРП у конкретному випадку віддача пласта значно збільшується зі збільшенням кількості тріщин. Змінюючи їх просторову орієнтацію при використанні розробленого алгоритму, вдалося підібрати таке їх положення, при якому час розробки пласта є мінімальним, а фільтраційна витрата – максимальною.



1 – пласт без тріщин;
2 – пласт з горизонтальною тріщиною;
3 – пласт з вертикальною тріщиною;
4 – пласт з двома тріщинами

Рисунок 3 – Залежність частки витісняючої рідини у загальній фільтраційній витраті від часу

На рис. 4 зображено гідродинамічні сітки у випадку існування однієї та двох тріщин, де «жирні» лінії відповідають положенню границі розділу різнокольорових рідин у відповідні моменти часу, зокрема, в час прориву води до експлуатаційної свердловини, що становить для

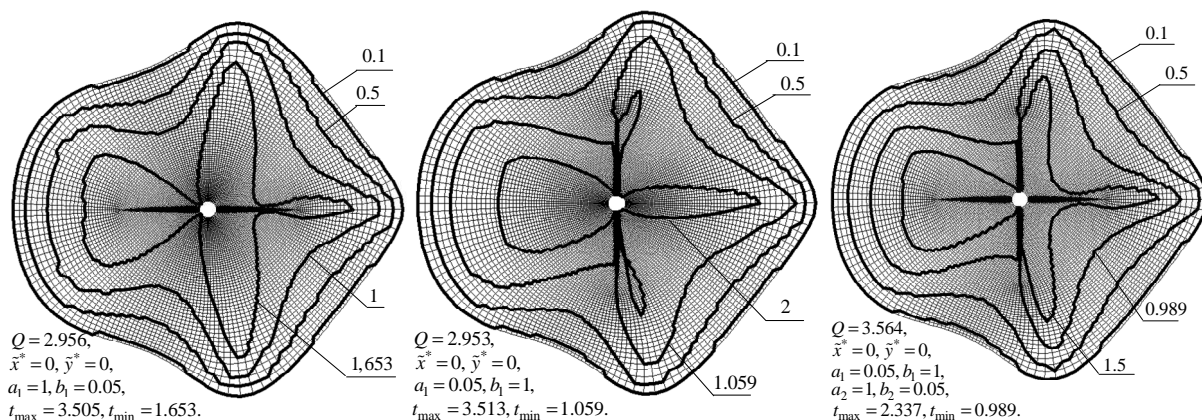


Рисунок 4 – Гідродинамічні сітки та лінії розділу різнокольорових рідин для різних моментів часу

кожного з випадків відповідно 1.653, 1.059 та 0.989. Таким чином, змінюючи орієнтацію тріщин чи збільшуючи їх кількість, маємо можливість забезпечити оптимальні умови експлуатації пласта за мінімальних затрат коштів.

Висновки. На основі ідей методів квазіконформних відображень та поетапної фіксації характеристик середовища й процесу запропоновано числовий алгоритм визначення притоку пластової рідини до свердловини за наявності тріщин ГРП скінченної проникності, який автоматично вирішує проблему побудови рівномірної гідродинамічної сітки, знаходження положення лінії розділу різнокольорових рідин у різні моменти часу, частки витісняючої рідини (води) у загальній фільтраційній витраті (зокрема час повного обводнення експлуатаційної свердловини) за наявності збурюючих фільтраційну течію включень (моделей тріщин ГРП). На конкретному прикладі проаналізовано ефективність гідророзриву та вплив просторової орієнтації тріщин на значення фільтраційної витрати, встановлено оптимальні значення відповідних їм характеристичних параметрів. **У перспективі** – узагальнення розробленої методики на випадок багатозфазної та багатокомпонентної фільтрації.

Література

- 1 Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская. – М. : ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 212 с.
- 2 Бомба А.Я. Метод квазіконформних відображень розв'язання модельних задач двофазної фільтрації / А. Я. Бомба, С. В. Ярошак // Доповіді НАН України. 2010. – №10 – С. 34–40.
- 3 Бомба А.Я. Числовий метод квазіконформних відображень дослідження двофазної фільтрації в елементах площового заводнення / А. Я. Бомба, С. В. Ярошак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2010. – № 2(35). – С. 31–35.

- 4 Бомба А.Я. Метод конформних відображень математичного моделювання процесів витіснення у нафтогазових пластах: прогнозування динаміки руху лінії розділу різнокольорових рідин / А. Я. Бомба, С. В. Ярошак // Волинський математичний вісник. Серія прикладна математика. – 2009. – Вип. 6 (15). – С. 20–35.

- 5 Баренблатт Г. И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. – М. : Недра, 1972. – 288 с.

- 6 Zhangxin C. Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media (Computational Science and Engineering) / C. Zhangxin, H. Guanren, M. Yuanle. Paperback. Society for Industrial and Applied Mathematic, 2006. – 531 pp

- 7 Бомба А. Я. Нелінійні математичні моделі процесів геогідродинаміки / А. Я. Бомба, В. М. Булавацький, В. В. Скопецький. – К. : Наукова думка, 2007. – 308 с.

- 8 Versteeg Н. К. An introduction to computational fluid dynamics. The finite volume method / Н. К. Versteeg, W. Malalasekera. - Longman Scientific & Technical. New York, 1995. – 267 pp.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.09.11

Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЗЕНІТНОГО КУТА НА СТІЙКІСТЬ СТІНОК СТОВБУРІВ, ЩО ЗНАХОДЯТЬСЯ В ПРУЖНО-ДЕФОРМОВАНОМУ СТАНІ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

М.Є. Чернова, Я.В. Куцяк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,
e-mail: physics@nuing.edu.ua

Розглядається проблема стійкості стінок стовбура свердловини в процесі буріння, що супроводжується осипанням та обвалюванням породи в нестійких продуктивних горизонтах та прихопленням породоруйнівного інструменту, з точки зору пружно-деформованого стану твердого тіла та механіки руйнування гірських порід. З врахуванням теорії механіки матеріалів та фізико-механічних властивостей гірських порід дається оцінка впливу азимутального кута на тимчасовий опір руйнуванню породи, яка складає стінки свердловини, зокрема на Південно-Панасівському, Бугруватівському та Качанівському родовищах.

Ключові слова: опір руйнуванню, гірська порода, стінки свердловини, напруження, пружно-деформований стан, механіка руйнування.

Рассматривается проблема устойчивости стенок ствола скважины в процессе бурения, сопровождающегося осипанием и обвалом породы в неустойчивых продуктивных горизонтах, прихвотом породоразрушающего инструмента, с точки зрения упругодеформированного состояния твердого тела и механики разрушения горных пород. С учетом теории механики материалов и физико-механических свойств горных пород оценивается влияние азимутального угла на временное сопротивление разрушению породы стенок скважин Южно-Панасивского, Бугруватовского и Качанивского месторождений.

Ключевые слова: сопротивление разрушению, горная порода, стенки скважины, напряжение, упруго-деформированное состояние, механика разрушения.

The problem of stability of well bore walls during the drilling process is examined from the point of view of elastic deformation condition and mechanics of rock destruction in the conditions of rock crumbling and falling in unstable productive horizons and sticking of rock destruction instrument. Taking into account the theory of mechanics of materials and physical-mechanical properties of rocks, the work evaluates the influence of zenithal angle on the temporary resistance to the destruction of rock which constitutes the well bore wall, in particular, in Pivdenno-Panasivske, Bugruvativske and Kachanivske fields.

Keywords: resistance of destruction, rock, well bore walls, pressure, elastic deformation condition, mechanics of destruction.

Видобування корисних копалин нерозривно пов'язане зі збільшенням об'ємів розвідувальних бурових робіт, та будівництвом експлуатаційних свердловин. Для зниження собівартості проходки свердловини існує безліч чинників, і не останню роль у цьому відіграє удосконалення параметрів режиму буріння та встановлення раціональних меж застосування породоруйнівних інструментів різних типів в конкретних геологічних умовах, правильне нормування бурових робіт з врахуванням теорії руйнування гірських порід на основі аналізу діючих зусиль, а, отже, і напружень, що виникають в породі.

Руйнування – це процес, що розвивається в локальних об'ємах та з досягненням гранично допустимих значень напружень в породі призводить до глобального руйнування. У відкритих системах, якими є пластові породи в процесі руйнування, відбувається обмін енергією і речовиною з навколишнім середовищем, тому однорідний стан рівноваги може втрачати стійкість і незворотною переходити в неоднорідний стаціонарний стан, що залишається стійким тільки за відносно малих збурень. Такі стаціонарні неоднорідні стани отримали загальну назву дисипативних структур. Відкриті системи під час нестаціонарних процесів завжди пря-

мують до мінімуму ентропії. Деформований стан гірських порід, як дисипативна система, що є далекою від рівноважного та квазірівноважного стану, переходить до нерівноважного стану, в процесі якого формуються дисипативні структури.

Показники тимчасового опору руйнуванню (межа міцності) за основних видів деформації (стиск-розтяг, зсув, згинання) вважаються основними міцнісними характеристиками твердих тіл і широко використовуються для практичних розрахунків як у галузях техніки, так і в гірничій справі [2].

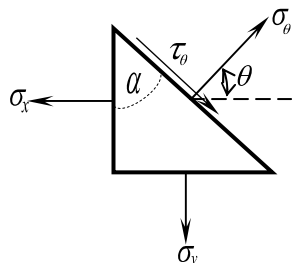
Основним видом деформації в процесі механічного руйнування гірських порід є зсув чи сколювання в процесі переміщення руйнівного елемента долота чи бурильної головки (в процесі ковзання чи обертання). Показники опору до елементарних видів напружень можуть слугувати лише для загальної оцінки поведінки гірських порід під час механічного впливу інструменту на них.

Як свідчать результати експериментальних та промислових досліджень, використовувати основні характеристики процесів деформації (модулі пружності, коефіцієнт Пуассона) в практичних розрахунках для процесу буріння не вдається, оскільки реальні умови вибою

свердловини є складнішими, однак показники тимчасового опору до елементарних деформацій дають узагальнену картину міцнісних характеристик гірської породи. На даний час існує значний обсяг фактичного матеріалу щодо визначення цих показників і властивостей гірських порід з точки зору теорії механіки руйнування твердих тіл, тому оцінка міцності гірських порід і шляхів їх використання на практиці викликає значний науковий і практичний інтерес.

Напружений стан стінки свердловини, що буриться, характеризується як головними, так і максимальними дотичними напруженнями. Оскільки гірську породу для умовно горизонтально розміщених горизонтів можна вважати квазіізотропною, то дану задачу можна розглядати з точки зору плоского напруженого стану.

Розглянемо елемент перерізу похило-скерованої стінки свердловини, нормаль до якої нахилена до осі x на кут θ (рис.1).



σ_x – нормальне напруження в напрямку осі x ;

σ_y – нормальне напруження в напрямку осі y ;

θ – кут між нормаллю і віссю x до похилої площини;

σ_θ – нормальне напруження;

τ_θ – дотичне напруження;

α – зенітний кут (кут нахилу стовбура свердловини до вертикальної осі)

Рисунок 1 – Елемент плоско-напруженого стану твердого тіла

Нормальне σ_θ і дотичне τ_θ напруження, що виникає в цьому перерізі, визначається з умови рівноваги [1].

Умова рівноваги зусиль в напрямку σ_θ описується рівнянням:

$$\sigma_\theta = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta. \quad (1)$$

Така ж умова в напрямку τ_θ має вигляд:

$$\tau_\theta = (\sigma_x - \sigma_y) \sin \theta \cos \theta + \tau_{xy} (\sin^2 \theta - \cos^2 \theta). \quad (2)$$

Враховуючи проведені відповідні тригонометричні перетворення, ці рівняння можна переписати у вигляді:

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + \tau_{xy} \sin 2\theta, \quad (3)$$

$$\tau_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \sin 2\theta - \tau_{xy} \cos 2\theta, \quad (4)$$

де τ_{xy} – дотичні напруження в напрямку осі y .

Рівняння (3) і (4) описують нормальне і дотичне напруження, що виникають на довільній похилій площині, через напруження σ_x , σ_y та τ_{xy} . Зауважимо, що для $\theta = 0$ ці співвідношення дають $\sigma_\theta = \sigma_x$ і $\tau_\theta = -\tau_{xy}$, а для $\theta = \frac{\pi}{2}$ маємо $\sigma_\theta = \sigma_y$ і $\tau_\theta = \tau_{xy}$.

Під час застосування наведених вище співвідношень для σ_θ і τ_θ слід чітко дотримуватись правила знаків для напружень:

а) всі нормальні напруження є додатними;

б) дотичне напруження τ_{xy} додатне, якщо воно спрямоване вздовж осі y ;

в) дотичне напруження τ_θ додатне, якщо воно спрямоване за годинниковою стрілкою. Так вважається з тієї причини, що кут 2θ в крузі Мора є додатним в напрямку проти стрілки годинника і відповідає такому ж додатному напрямку для кута θ .

Під час зміни кута θ від 0 до 360° напруження σ_θ і τ_θ також змінюються. Максимальне і мінімальне значення σ_θ є головними напруженнями, а положення головних площин, на яких вони виникають, можна визначити, взявши похідну $\frac{d\sigma_\theta}{d\theta}$, прирівнявши її до нуля і розв'язавши отримане рівняння відносно θ . Таким чином, зі співвідношення (4) отримуємо:

$$\frac{d\sigma_\theta}{d\theta} = -(\sigma_x - \sigma_y) \sin 2\theta + 2\tau_{xy} \cos 2\theta = 0, \quad (5)$$

або

$$\operatorname{tg} 2\theta_{cl} = \frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y}. \quad (6)$$

Тут для зазначення кута, що визначає головні площини, замість θ застосовуємо позначення θ_{cl} . З рівняння (6) отримуємо два значення кута $2\theta_{cl}$, що відрізняються на 180°: перше значення лежить в межах 0÷180°, а друге – між 180÷360°. Отже, для кута θ можна знайти два значення: одне в межах 0÷90°, друге – в межах 90÷180°. Одному з цих значень кута θ_{cl} буде відповідати максимальне нормальне напруження σ_θ , другому – мінімальне. Ці головні напруження виникають у взаємно перпендикулярних площинах.

Два значення кута θ_{cl} , знайдені з рівняння (6), можна підставити у співвідношення (3) і обчислити два головні напруження для довільного випадку.

Загальне рівняння для головних напружень можна отримати за допомогою алгебраїчних перетворень. Так, з врахуванням рівняння (6), одержимо:

$$\begin{aligned} \cos 2\theta_{2l} &= \pm \frac{\sigma_x - \sigma_y}{s}; \\ \sin 2\theta_{2l} &= \pm \frac{2\tau_{xy}}{s}, \end{aligned} \quad (7)$$

де $s = \sqrt{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + 4\tau_{xy}^2}$.

Підставивши в рівняння (3), отримаємо:

$$\sigma_{1,2} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)^2 + \tau_{xy}^2}, \quad (8)$$

де σ_1 і σ_2 – відповідно максимальне і мінімальне головні напруження. З рівняння (8) видно, що $\sigma_1 + \sigma_2 = \sigma_x + \sigma_y$.

Зі співвідношення (4) отримано важливий висновок, що стосується головних площин: якщо у співвідношення підставити $\tau_\theta = 0$ і розв'язати отримане рівняння відносно 2θ , то знову одержимо рівняння (6). Це доводить, що на головних площинах відсутні дотичні напруження.

Визначимо максимальні дотичні напруження і положення площин, на яких вони виникають. Візьмемо похідну $\frac{d\tau_\theta}{d\theta}$ з рівняння (4) і, прирівнявши до нуля, одержимо

$$\operatorname{ctg} 2\theta_\theta = -\frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y}, \quad (9)$$

де θ_θ – кут, що визначає положення площини з максимальним дотичним напруженням. Зіставляючи отримане рівняння з рівнянням (6), бачимо, що $\operatorname{ctg} 2\theta_\theta = -\operatorname{tg} 2\theta_{2l}$, тому робимо висновок, що кути $2\theta_\theta$ і $2\theta_{2l}$ повинні відрізнятися на 90° . Звідси випливає, що площини з максимальними дотичними напруженнями складають кут 45° з головними площинами.

З рисунка 1 видно що кути θ і α є подібними, отже рівняння (9) є справедливим для зенітного кута свердловини.

Оскільки обвалювання стінок свердловини може відбуватися в площинах, де значення дотичних напружень є максимальними, можемо оцінити величину кута нахилу стовбура свердловини відносно стійкості її стінок, для чого скористаємося ще однією теорією для підтвердження отриманих результатів.

При будівництві свердловини, порода, що буриться, перебуває в напружено-деформованому стані, оскільки бурильним інструментом породі передаються сколюючі зусилля (рис. 2), що призводить до виникнення дотичних напружень [2]:

$$\tau = \frac{F_\tau}{S}, \quad (10)$$

де: F_τ – зовнішня сила, що призводить до зсуву, H ;

S – площа грані, що зсувається, m^2 ;

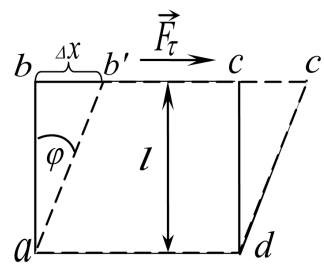


Рисунок 2 – Схема напружено-деформованого стану твердого тіла при деформації зсуву

φ – кут зсуву, град.;

Δx – абсолютний зсув, m ;

l – віддаль між гранями, що характеризують відносний зсув, m .

В лінійній механіці руйнування [3] поля деформації і напружень описуються коефіцієнтом інтенсивності напружень k . Зв'язок між k і τ не залежить від статичних, циклічних чи динамічних навантажень. Основну роль тут відіграє густина енергії напружено-деформованого стану стінок свердловини, яку вона набула в процесі руйнування гірської породи.

За теорією Л. Жильмо [4] ця енергія є питомою, тому залежить не від умов навантаження, а від теоретичної міцності гірської породи, що уможливорює перехід до безрозмірних констант подібності локального руйнування, пов'язаних з міцністю міжатомних зв'язків.

Енергія, що поглинулася одиницею об'єму породи, зменшується в напрямку, перпендикулярному до поверхні стінок свердловини, за експоненціальним законом, тому максимум енергії припадає на привибійну поверхню.

Враховуючи це, є можливим розглядати цю проблему також з точки зору плоского напруженого стану.

Критичне значення густини поглинутої енергії визначає міцність міжатомних зв'язків породи, а, отже, і процес руйнування (осипання, обвалювання) стінок свердловини у процесі її будівництва. Рівень процесу руйнування (локального чи глобального) залишається однаковим, оскільки в кінцевому варіанті результатом залишається самоорганізація дисипативних структур, яка є, з точки зору ентропії, оптимальною для поглинутої енергії. Дисипація енергії в гірській породі відбувається лише шляхом мікроруйнувань сколюванням, що призводить до осипання і обвалювання породи загалом. Цей процес описується критичним співвідношенням напруження зсуву та напруженням відривання породи. Реалізація цієї дисипативної структури в точці біфуркації, що відповідає глобальній нестабільності руйнування, залежить від структури гірської породи.

Оскільки енергія, поглинута поверхнею стінок свердловини, спричинена впливом зусилля, що мало напрям дотичної до цієї поверхні, напружено-деформований стан породи, в основному, залежить від відносного зсуву і є пропорційним до коефіцієнта зсуву і сколюючого зусилля [5]. Відносний зсув γ є прямопропорційним до кута зсуву, а оскільки кут

зсуву φ в шарах породи визначається рівнянням:

$$\gamma = \frac{\Delta x}{l} = \operatorname{tg} \varphi, \quad (11)$$

то, згідно теорії пружних деформацій, відносний зсув γ пропорційний сколюючому зусиллю τ , що характеризує дотичне напруження (зусилля і напруження це величини рівні за модулем і протилежні за напрямком, зусилля характеризує зовнішній вплив на тіло, а напруження характеризує протидію тіла на цей вплив з точки зору молекулярної взаємодії):

$$\gamma = \beta \tau, \quad (12)$$

де β – коефіцієнт пропорційності – константа, що залежить від матеріалу сколюючого пристрою.

Оскільки робота, виконана зовнішньою силою (породоруйнівним інструментом), накопичується у вигляді поглинутої стінками стовбура енергії, то тангенціальне напруження, що виникає в породі, буде рівним за модулем, але протилежним за напрямком сколюючому зусиллю:

$$\sigma_{\tau} = -N \cdot \operatorname{tg} \varphi = -N\gamma, \quad (13)$$

де N – модуль зсуву.

Водночас, величина сколюючого зусилля прямопропорційно залежить від обертового моменту породоруйнівного інструменту.

Отже, послаблення тиску на стінки стовбура можливе за рахунок вибору оптимального кута нахилу свердловини та підбору оптимального обертового моменту породоруйнівного інструменту. Якщо вибір оптимального обертового моменту залежить від характеристик породоруйнівного інструменту, то вибір оптимального кута нахилу свердловини залежить від величини тангенса цього кута, а тут важливою є поступова зміна числових значень $\operatorname{tg} \theta$, оскільки накопичена енергія виконує роботу, пов'язану з руйнуванням (осипанням та обвалюванням) стінок свердловини. Величину роботи можна оцінити із залежності кута зсуву від навантаження.

Слід зауважити, що кут зсуву φ пов'язаний із зенітним кутом θ , який змінює своє значення від 0° до 90° . З наведеної попередньої теорії, що стосується висновків до рівняння (9), максимальні дотичні напруження складають кут 45° із зенітним кутом свердловини. Оскільки навантаження є пропорційним тангенсу кута, а в межах кута нахилу свердловини $0 \div 60^\circ$ $\operatorname{tg} \theta$ характеризується поступовою зміною числових значень (рис. 3), а відповідно і поступовою зміною градієнта енергії вздовж дотичної до поверхні стовбура свердловини, тому в цьому інтервалі, що і підтверджують експериментальні дані, спостерігається стійкість стінок свердловини до осипання та обвалювання. Після цього інтервалу значень кута нахилу свердловини, спостерігається різке зростання його числових значень $\operatorname{tg} \theta$, а це, в свою чергу, призводить до різкого збільшення питомої енергії, що поглинається стінками свердловини.

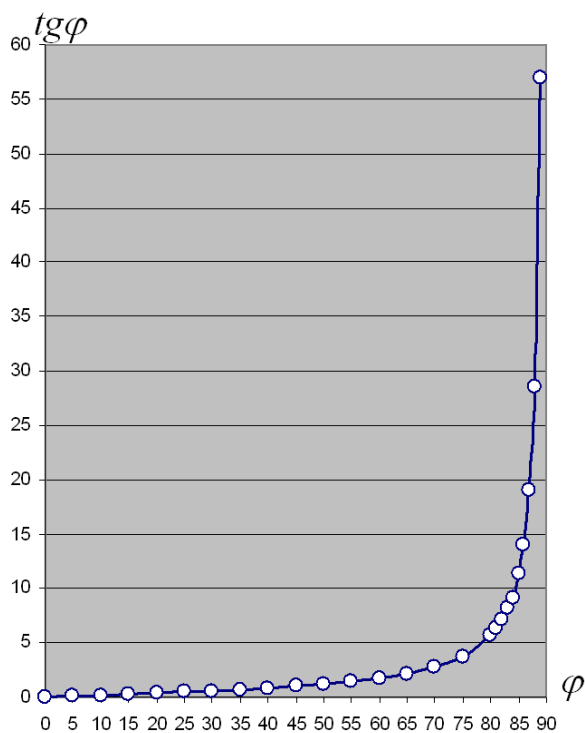


Рисунок 3 – Графічна залежність $\operatorname{tg} \varphi$ від φ

Питома енергія деформації є функцією від дотичного напруження і в загальному вигляді описується рівнянням:

$$du = \frac{\tau_{\max}^2}{2G}, \quad (14)$$

де: τ_{\max} – дотичне напруження на поверхні площини елемента породи, яке виникає за рахунок дії породоруйнівного інструменту, Па;

G – модуль зсуву, Па,

з якого випливає, що питома енергія, отримана породою, що буриться, пропорційна тангенсу кута зсуву - φ і величині модуля зсуву, який за різних кутів для одного і того ж пласта є різним через зміну анізотропних характеристик, а, отже, може теж змінювати свою величину (13). Зміна анізотропних характеристик може відбуватися у 2÷9 разів, що у стільки ж разів змінить модуль зсуву [6]. Поступова зміна значень $\operatorname{tg} \varphi$ і котангенса кута нахилу свердловини $\operatorname{ctg} \alpha = \operatorname{ctg} \theta$ (рис.1 та (9) і (14)) призводить до поступової зміни градієнта енергії, що, в свою чергу, зменшує ймовірність руйнування (осипання, обвалювання) стінок свердловини з точки зору зміни ентропії системи, тобто згідно з теорією термодинамічної стійкості флуктуацій [7] в цій зоні ймовірність критичного значення густини енергії деформації, а отже і ймовірність процесу руйнування, прямує до нуля.

Проведені експериментальні дослідження керну [8] на міцність підтвердили теоретичну оцінку залежності анізотропних властивостей гірської породи від зенітного кута свердловини, давши якісну картину цієї залежності.

На міцність досліджувались натурні зразки породи з кернавого матеріалу, вирізані під різними кутами нашарування від 0° до 90° з кроком 15° . Аналізуючи результати досліджень руйнування гірських порід, встановлено, що міцність анізотропних гірських порід залежить від кута залягання породи, і кут 0° – межа міцності на стискування – становить 16 МПа. Зі збільшенням кута залягання від 0° до 66° вона зменшується до 8,6 МПа, а далі знову зростає, набуваючи за кута 90° максимального значення, що вказує на наявність гранично допустимих значень зенітних кутів з умов збереження стійкості стінок свердловини.

Результати, які одержані на основі аналітичних і експериментальних досліджень, підтвердилися в процесі промислових випробувань на Бугруватівському, Південно-Панасівському, Лесяківському, Качанівському, Штормовому родовищах. За результатами аналітичних, експериментальних і промислових досліджень встановлено критично допустимі значення зенітного кута ($\alpha=65^\circ$), за яких існує найбільша ймовірність руйнування стінок похилої свердловини в процесі буріння горизонтів з нестійкими гірськими породами на ДДз та шельфі Чорного моря. Рекомендуємо розбурювати нестійкі горизонти за зенітних кутів нижчих або вищих від критичного.

Література

- 1 James M. Gere Mechanics of materials. // Van No strand Reinhold company. Civil Engineering Stanford University. – Melbourne, 1992. – p.670.
- 2 Воздвиженский Б.И. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения / [Б.И.Воздвиженский и др.] – М: Недра, 1973. – 270 с.
- 3 Панин В.Є. Структурные уровни деформации твёрдых тел / [В.Є. Панин и др.] – Новосибирск: Наука, 1985. – 517 с.
- 4 Gillemot L. - Int. J. of Engineering Fracture Mechanics. – 1987. – v. 10, №2. – p. 77-94.
- 5 Нотт Д.Ф. Основы механики разрушения: пер. с англ. / Д.Ф. Нотт. – М.: Металлургия, 1989. – 256 с.
- 6 Ohji K., Harada S. – Bull. JSME. – 1983. – v. 16. – p. 787.
- 7 Гленсдорф П. Термодинамическая теория структуры устойчивости флуктуаций: пер. с англ. / Гленсдорф П. – М.: Мир, 1997. – 597 с.
- 8 Карев В. Исследование и прогнозирование устойчивости стволов горизонтальных скважин баженовских отложений, бурящихся на депрессии / В. Карев, Ю. Коваленко, Ю. Кулинич // НИЦ Геомеханика и технология. Труды Института проблем механики РАН. – 2005. – Вып. 5. – С. 12-38.
- 9 Кунцяк Я.В. Экспериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин в нестійких породах / Я.В. Кунцяк, Р.Я. Кунцяк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 1(38). – С. 62-69

Стаття надійшла до редакційної колегії

09.06.11

Рекомендована до друку професором

Мойсишиним В.М.

ОСЬОВІ КОЛИВАННЯ РОТОРА НА ШАРИКОПІДШИПНИКОВИХ ОПОРАХ

¹І.В. Цідило, ²К.Г. Левчук

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 44277,
e-mail: public@pung.edu.ua

²Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»;
03056, м. Київ, пр. Перемоги, 37; e-mail: k.levcuk@kpi.ua

Розглянуто обертання ротора на підшипниках кочення. Створено математичну модель роторної системи та аналітично отримано амплітудно-частотну характеристику гармонічних коливань. За допомогою чисельних методів інтегрування нелінійного диференціального рівняння руху отримано закони осьових коливань ротора та побудовані фазові траєкторії у комп'ютерному середовищі Maple. Показано, що у випадку обертання вала на підшипниках кочення виникають коливання параметричного, комбінаційного типів, які залежать від багатьох чинників: швидкості, навантажень, геометрії дорожок качення, шорсткості контактних поверхонь, радіального зазору в підшипнику, жорсткості підшипника.

Ключові слова: ультрагармоніка, субгармоніка, коливання, резонанс, частота, демпфування, підшипники.

Рассмотрено вращение ротора на подшипниках качения. Составлена математическая модель роторной системы и аналитически получена амплитудно-частотная характеристика гармонических колебаний. При помощи числовых методов интегрирования нелинейного дифференциального уравнения движения получены законы осевых колебаний ротора и построены фазовые траектории в компьютерной среде Maple. Показано, что при вращении вала на подшипниках качения возникают колебания параметрического, комбинационного типов, которые зависят от многих факторов: скорости, нагрузок, геометрии дорожек качения, шорсткости контактных поверхностей, радиального зазора в подшипнике, жесткости подшипника.

Ключевые слова: ультрагармоника, субгармоника, колебания, резонанс, частота, демпфирование, подшипники.

The article deals with the rotation of roller-bearing rotors. The mathematical model of the rotating system is created and amplitude frequency characteristic of harmonic fluctuations is found analytically. The laws of axial fluctuations of rotor are found by the numeral integrative methods of non-linear differential moving equation. As a result phase trajectories have been built in computering Maple. It is shown that in case of shaft rotating on roller-bearings parametric and combined types of fluctuation appeared depending on many factors: speed, loadings, geometry of rolling track, roughness of contacting surfaces, radial gap in bearing, its stiffness.

Keywords: ultraharmonic, subharmonic, fluctuation, resonance, frequency, damping, bearings.

Вступ

Вимушені нелінійні коливання систем з одним ступенем вільності активно досліджуються тривалий час [1–2]. Попри значну кількість публікацій, присвячених розв'язанню задачі, що описується рівнянням Дуффінга, розглянута в статті роторна система на шарикопідшипникових (ШП) опорах, демонструє низку цікавих тонких незвичних ефектів, пов'язаних, зокрема, з наявністю резонансних режимів (головний, субгармонійний і ультрагармонійний резонанси).

У більшості публікацій основна увага приділяється можливостям розв'язання асимптотичними методами нелінійних диференціальних рівнянь, що є можливим у випадку відносно досить малих коефіцієнтів при нелінійностях і дослідженні розбіжностей між наближеними аналітичними законами коливального руху і експериментальними випробовуваннями.

В нафтогазовій галузі все частіше маємо справу з установками, де коефіцієнти нелінійності у пружних силах можуть досягати значних величин. У сучасних потужних комп'ютерних математичних середовищах з'явилась мож-

ливість досліджувати поведінку механічної системи в залежності від різноманітних параметрів: збурювальної сили й властивостей системи, початкових умов. Тобто, дослідити систему стає можливим у випадку стаціонарних і перехідних режимів, навіть у тих випадках, коли описати рух за допомогою елементарних функцій неможливо.

Постановка задачі

Для дослідження коливальних рухів ротора на ШП опорах необхідно скласти її математичну модель й записати динамічне рівняння руху. Аналітично дослідити гармонічні коливання цієї роторної системи, що зводяться до розв'язання лінійного рівняння, побудувати амплітудно-частотні характеристики для різних значень збурювальної сили. За допомогою чисельних методів у комп'ютерному середовищі Maple побудувати закони осьових коливань ротора, фазові траєкторії та фазовий портрет.

1 Математична модель роторної системи

Згідно з контактною теорією Г. Герца потенціальна енергія роторної системи, до якої

входять два однакових шарикопідшипники (ШП), описується рівнянням

$$\Pi = \sum_{n=1}^2 \Pi_n = \frac{2}{5} \sum_{n=1}^2 \sum_{i=1}^N k_{in} w_{in}^{5/2} = \frac{2}{5} k \sum_{n=1}^2 \sum_{i=1}^N w_{in}^{5/2}, \quad (1)$$

де: $n=1$ для лівого і $n=2$ для правого ШП, N – кількість кульок, k_{in} – коефіцієнт Герца, що залежить від матеріалу, з якого виготовлені кільця і кульки i -ої контактної пари n -го ШП, w_{in} – пружна контактна деформація i -ої контактної пари n -го ШП, що визначається зміною відстані між центрами радіусів кривизни зовнішнього і внутрішнього кілець ШП.

Розглянемо два однакових ШП з нерухомими зовнішніми кільцями (рис. 1), поверхні кочення зовнішнього і внутрішнього кілець яких опишемо у системах координат, зв'язаних з відповідними кільцями, а кульок – у сферичних координатах, віднесених до центра кульок.

Для запису рівнянь руху роторної системи введемо дві системи координат: $Ox_0y_0z_0$, пов'язану з нерухомою основою, і $Sx_1y_1z_1$, пов'язану з центральними осями інерції ротора. Якщо нерухомими є зовнішні кільця ШП, то вісь Sy_1 спрямуємо вздовж геометричної осі їхньої поверхні посадки, а якщо внутрішні – вздовж осі центрів вала ротора. Вважатимемо, що ротор динамічно зрівноважений, тоді систему координат $Sx_1y_1z_1$ виберемо так, щоб вона не приймала участі у власному обертанні ротора. Положення ротора задамо трьома лінійними x, y, z і двома кутовими α, β координатами (рис. 2).

Положення i -ої контактної пари n -го ШП визначається кутом φ_i , який відраховується від осі Oy в напрямку обертання ротора. Деформацію цієї контактної пари подамо у вигляді

$$\begin{aligned} w_{in} &= \sqrt{y_{in}^2 + z_{in}^2} - R_1 - R_2 + d; \quad (2) \\ y_{in} &= (-1)^n (R_1 + R_2 - h_1 + h_2) + \\ &+ [y - (-1)^n \ell_1 \alpha] \cos \varphi_i + [z + (-1)^n \ell_1 \beta] \sin \varphi_i; \\ z_{in} &= (-1)^n (\ell_2 - \ell_1 - x_0) + \\ &+ [x + (R_2 + h_2)(\beta \sin \varphi_i - \alpha \cos \varphi_i)], \end{aligned}$$

де: R_1, R_2 – радіуси доріжок зовнішнього і внутрішнього кілець ШП; h_1, h_2 – відстані від осі обертання до зовнішнього і внутрішнього кілець ШП; ℓ_1, ℓ_2 – відстань до місць посадки лівого і правого ШП; d – діаметри кульок ШП; x, y, z – переміщення ротора; α, β – кути повороту ротора навколо осей, перпендикулярних до осі обертання; x_0 – осьова деформація ротора, що виникає як наслідок посадки ШП з натягом.

З урахуванням виразу для потенціальної енергії (1) реакція підвісу ротора по координаті x запишеться у вигляді

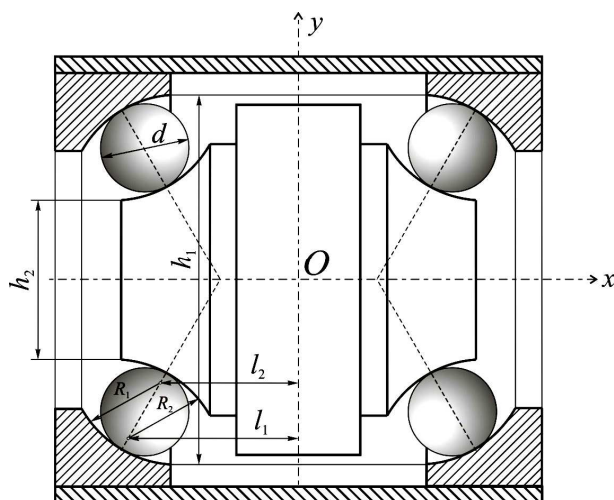


Рисунок 1 – Роторна система з двома симетрично розміщеними шарикопідшипниками

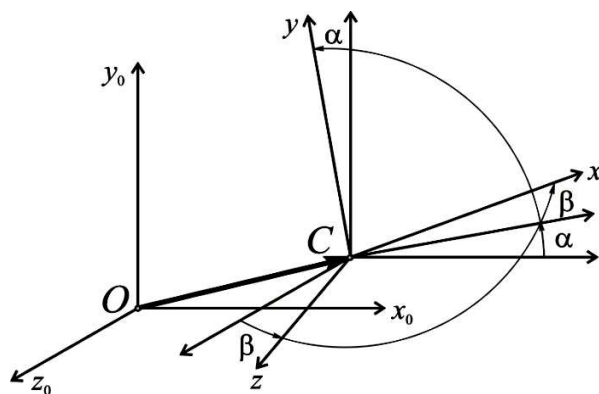


Рисунок 2 – Системи координат, пов'язані з нерухомою основою і центральними осями інерції ротора

$$\begin{aligned} F_x^{np} &= -\frac{\partial \Pi}{\partial x} = -k \sum_{n=1}^2 \sum_{i=1}^N w_{in}^{3/2} \frac{\partial w_{in}}{\partial x} = \\ &= -k \sum_{n=1}^2 \sum_{i=1}^N w_{in}^{3/2} \frac{z_{in}}{\sqrt{y_{in}^2 + z_{in}^2}}. \quad (3) \end{aligned}$$

Будемо вважати, що зближення кілець ШП під впливом осьового натягу більше деформацій в контактних парах, викликаних навантаженнями і переміщеннями ротора. У цьому випадку для аналітичних досліджень доцільно силу пружності (3) розкласти в ряд Тейлора

$$F_x^{np} = F_0^{np} - k \sum_{n=1}^2 \left[\sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m!} A_m^n x^m \right], \quad (4)$$

де: $F_0^{np} = -k \sum_{n=1}^2 (-1)^n w_0^{3/2} \frac{z_0}{\sqrt{y_0^2 + z_0^2}} = 0$ – нульовий член ряду Тейлора;

$$A_m^{in} = \frac{\partial^m f}{\partial x^m} \Big|_{x=y=z=0, \alpha=\beta=0} = \frac{\partial^m f}{\partial x^m} \Big|_0 - m\text{-ий коефіцієнт у розкладі в ряд Тейлора;}$$

$f = w_{in}^{3/2} \frac{z_{in}}{\sqrt{y_{in}^2 + z_{in}^2}}$ – функція лінійних та кутових переміщень ротора.

Отримаємо перші три коефіцієнти у розкладі сили пружності (4)

$$A_1^n = \left. \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \right|_0 = \frac{\sqrt{w_{in}}}{y_{in}^2 + z_{in}^2} \left(\frac{3}{2} z_{in}^2 + \frac{w_{in} y_{in}^2}{\sqrt{y_{in}^2 + z_{in}^2}} \right) \Bigg|_0 =$$

$$= \frac{\sqrt{w_0}}{y_0^2 + z_0^2} \left(\frac{3}{2} z_0^2 + \frac{w_0 y_0^2}{\sqrt{y_0^2 + z_0^2}} \right) = A_1;$$

$$A_2^n = \left. \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \right|_0 = z_{in} \sqrt{\frac{w_{in}}{y_{in}^2 + z_{in}^2}} \times$$

$$\times \left[\frac{1}{2w_{in}} \left(1 - \frac{4w_{in}}{\sqrt{y_{in}^2 + z_{in}^2}} \right) \left(\frac{3}{2} z_{in}^2 + \frac{w_{in} y_{in}^2}{\sqrt{y_{in}^2 + z_{in}^2}} \right) \Bigg|_0 + \right.$$

$$\left. + \frac{1}{\sqrt{y_{in}^2 + z_{in}^2}} \left(3 + \frac{y_{in}^2}{y_{in}^2 + z_{in}^2} - \frac{w_{in} y_{in}^2}{\sqrt{(y_{in}^2 + z_{in}^2)^3}} \right) \Bigg|_0 \right] =$$

$$= (-1)^n z_0 \sqrt{\frac{w_0}{y_0^2 + z_0^2}} \times$$

$$\times \left[\frac{1}{2w_0} \left(1 - \frac{4w_0}{\sqrt{y_0^2 + z_0^2}} \right) \left(\frac{3}{2} z_0^2 + \frac{w_0 y_0^2}{\sqrt{y_0^2 + z_0^2}} \right) + \right.$$

$$\left. + \frac{1}{\sqrt{y_0^2 + z_0^2}} \left(3 + \frac{y_0^2}{y_0^2 + z_0^2} - \frac{w_0 y_0^2}{\sqrt{(y_0^2 + z_0^2)^3}} \right) \right] = (-1)^n A_2,$$

$$A_3^n = \left. \frac{\partial^3 f}{\partial x^3} \right|_0 = A_3; \quad A_4^n = \left. \frac{\partial^4 f}{\partial x^4} \right|_0 = (-1)^n A_3,$$

де: $y_0 = (-1)^n (R_1 + R_2 - h_1 + h_2);$

$z_0 = (-1)^n (\ell_2 - \ell_1 - x_0);$

$w_0 = \sqrt{y_0^2 + z_0^2} - R_1 - R_2 + d.$

З урахуванням коефіцієнтів A_m^n вираз для сили пружності (4) з двома однаковими ШП набуває вигляду

$$F_x^{np} = -k \sum_{n=1}^2 \left[\sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \frac{1}{(2m-1)!} A_{2m-1} x^{2m-1} + \right. \right.$$

$$\left. \left. (-1)^n \frac{1}{(2m)!} A_{2m} x^{2m} \right\} \right] = \quad (5)$$

$$= -2k \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{(2m-1)!} A_{2m-1} x^{2m-1}$$

2 Динамічне рівняння руху роторної системи

З урахуванням двох перших членів у розкладі сили пружності (5) і сили в'язкого тертя рівняння руху роторної системи на двох симетричних ШП опорах вздовж осі обертання записується у вигляді

$$m\ddot{x} + \beta\dot{x} + 2k A_1 x + \frac{k}{3} A_3 x^3 = H_0 \sin \omega t,$$

або

$$\ddot{x} + h\dot{x} + \omega_0^2 x + bx^3 = H \sin \omega t, \quad (6)$$

де: $h = \frac{\beta}{m}$ – коефіцієнт згасань; $\omega_0 = \sqrt{\frac{2k A_1}{m}}$ –

власна частота ротора; $b = \frac{k A_3}{3m}$ – коефіцієнт нелінійної складової пружності роторної системи, $H = \frac{H_0}{m}$ – амплітуда збурювальної сили на одиницю маси роторної системи.

Рівняння (6) відносять до типу рівнянь Дуффінга¹. Динамічне рівняння руху ШП роторної опори (6) нелінійне, а піддатливість самих ШП призводить до значного зниження резонансних швидкостей, тому субгармонійні та ультрагармонійні коливання ротора, поміщеного в ШП опору з пружними опорами, можуть виникати в робочому діапазоні швидкостей [4]. Оскільки в (6) коефіцієнт при нелінійному члені (b) того ж порядку, що і при лінійному (ω_0^2), то для розв'язання цього рівняння асимптотичні методи, за допомогою яких, зазвичай, досліджують квазілінійні системи, у цьому випадку непридатні.

При обертанні ротора на підшипникових опорах виникають субгармонійні коливання параметричного і комбінаційного типу, викликані різноманітними чинниками, такими, як кутова швидкість ротора, динамічні навантаження на опори, геометрія доріжок і кульок, якість обробки поверхонь, що контактують, радіальним зазором, жорсткістю підшипників. Перелічені чинники викликають значні труднощі у складанні точної математичної моделі руху ротора, що призводить до необхідності прийняття спрощень.

¹ Звичайне диференціальне рівняння другого порядку $x'' + kx' + \omega_0^2 x + \alpha x^3 = F \cos \omega t$, де $k > 0$, ω_0 , α , F , ω – сталі. Це динамічне рівняння руху системи з нелінійною відновлювальною силою $F_{np} = -\omega_0^2 x - \alpha x^3$ і згасанням, що здійснює вимушені коливання під дією гармонічної збурювальної сили $Q = F \cos \omega t$. При $\alpha > 0$ силу пружності називають жорсткою, а при $\alpha < 0$ – м'якою. Вперше дослідження розв'язків цього рівняння провів Г. Дуффінг.

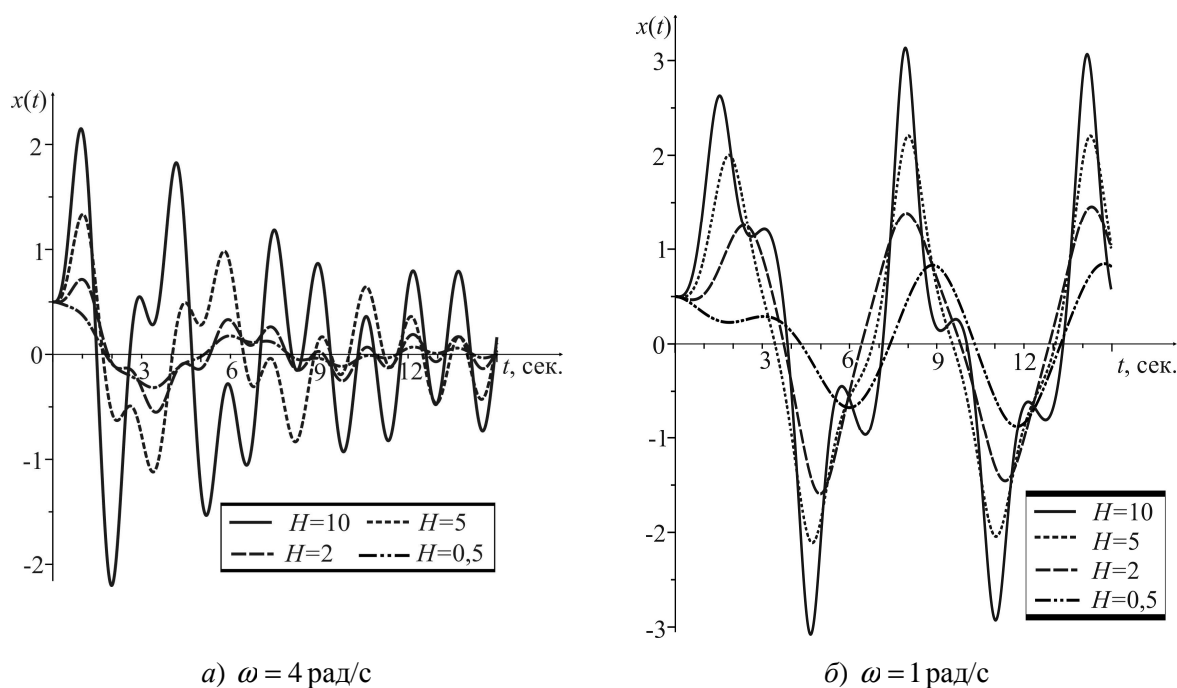


Рисунок 3 – Осьові коливання ШП роторної системи для $\omega_0 = 1$ рад/с, $h = 0,4$ рад/с, $b = 1$ (мс)⁻²

3 Чисельне дослідження гармонічних коливань ротора у математичному середовищі Maple

В даній статті акцентується увага на деяких характерних ефектах, пов'язаних з проблемою, що розглядається, та на розробці методів комп'ютерного моделювання стосовно до задач динаміки машин.

Експеримент свідчить, що, на відміну від лінійних коливальних систем у нелінійних системах, рух яких описується рівнянням Дуффінга, існують коливання, частота яких:

- менше частоти збудовальної сили ω в кратно число разів – такі коливання називають субгармонічними порядку $\omega/2, \omega/3, \omega/4$ тощо;
- вище частоти збудення ω в кратно число разів – такі коливання називають ультрагармонічними або супергармонічними порядку $3\omega, 5\omega, 7\omega$ тощо [3].

На рис. 3, а наведено отримані шляхом комп'ютерного моделювання графіки осьових коливань ШП роторної системи для різних частот і амплітуди збудовальної сили: далеко від зони резонансу $\frac{\omega}{\omega_0} = 4$ (рис. 3, а) і в зоні гармонійного резонансу. Дослідження показали, що збільшення частоти збудовальної сили призводить до збільшення появи субгармонік та зменшення амплітуди коливального руху ротора, і навпаки, зменшення частоти збудовальної сили – до збільшення ультрагармонік та збільшення амплітуди коливань ротора аж до резонансних значень.

У результаті комп'ютерного моделювання також вдалося переконатись у тому, що, починаючи з певного моменту часу, коливання все

швидше входять у стаціонарний режим, у якому спостерігається наявність лише гармонічних коливань у випадку віддалення від зони резонансу. Тобто з деякого моменту часу згасання коливань припиняється.

Одним із якісних методів дослідження нелінійних коливальних систем є метод фазової площини [4]. Фазовий портрет для зведеної амплітуди збудовальної сили $H = 10$ м/с² і фазові траєкторії для $H = 5$ м/с² та $H = 2$ м/с² показано на рис. 4-6 з урахуванням демпфування ($h = 0,4$ рад/с) і без нього. З наведених графіків видно, що фазові траєкторії утворюють сім'ю спіралей, що, навиваючись, зливаються в бік початку системи координат $Ox\dot{x}$ і у випадку наявності демпфування ($h = 0,4$ рад/с на рис. 4, а-6, а) зміщення відбувається швидше, ніж за його відсутності ($h = 0$ на рис. 4, б-6, б).

4. Аналітичне дослідження гармонічних коливань ротора

Аналітичне дослідження проблеми врахування нелінійних сил при неодночастотному збуденні базується на ідеї поділу руху. При цьому розроблено декілька підходів, в яких рух системи розглядають як сукупність двох рухів, а саме: відокремлення тих рухів, що істотно залежать від дисипації (резонансних) від тих, що практично не залежать від дисипації (нерезонансних), які умовно можна поділити на два. Перший підхід базується на методах гармонійної або статистичної лінеаризації. Другий підхід, заснований на ідеях вібраційної реології, за яким рух поділяють на швидкий і повільний, і визначення так званих вібраційних сил, які відтворюють вплив високочастотних складових збудення [5].

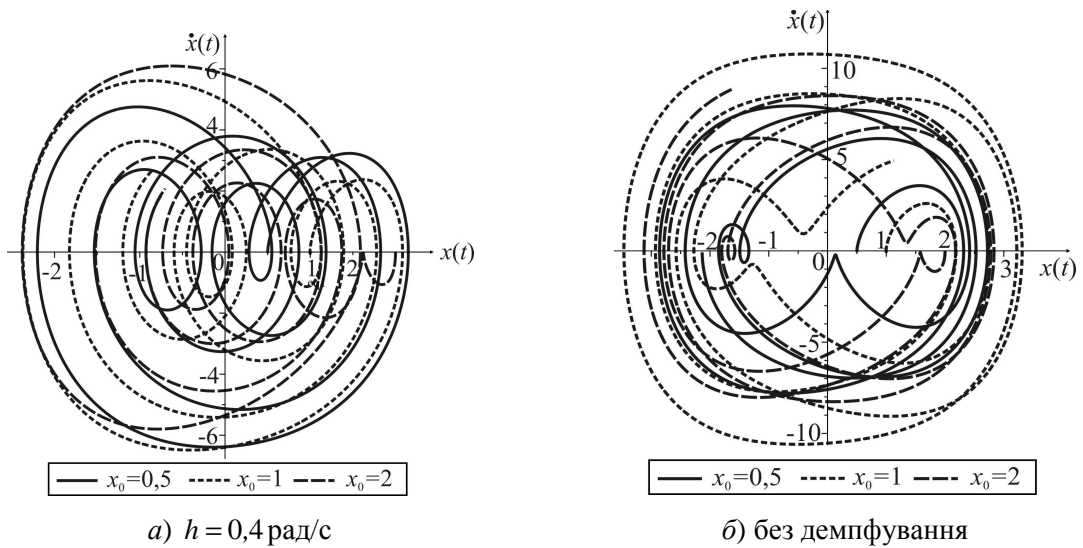


Рисунок 4 – Фазовий портрет ШП роторної системи для $\dot{x}_0 = 0$, $\omega_0 = 1 \text{ рад/с}$, $\omega = 4 \text{ рад/с}$, $b = 1 \text{ (мс)}^{-2}$, $H = 10 \text{ м/с}^2$

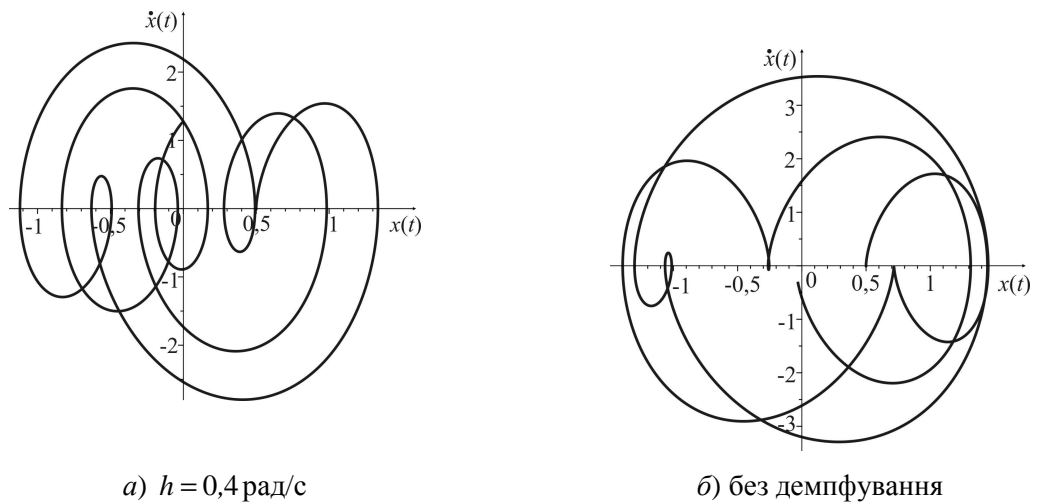


Рисунок 5 – Фазова траєкторія ШП роторної системи для $x_0 = 0,5 \text{ м}$, $\dot{x}_0 = 0$, $\omega_0 = 1 \text{ рад/с}$, $\omega = 4 \text{ рад/с}$, $b = 1 \text{ (мс)}^{-2}$, $H = 5 \text{ м/с}^2$

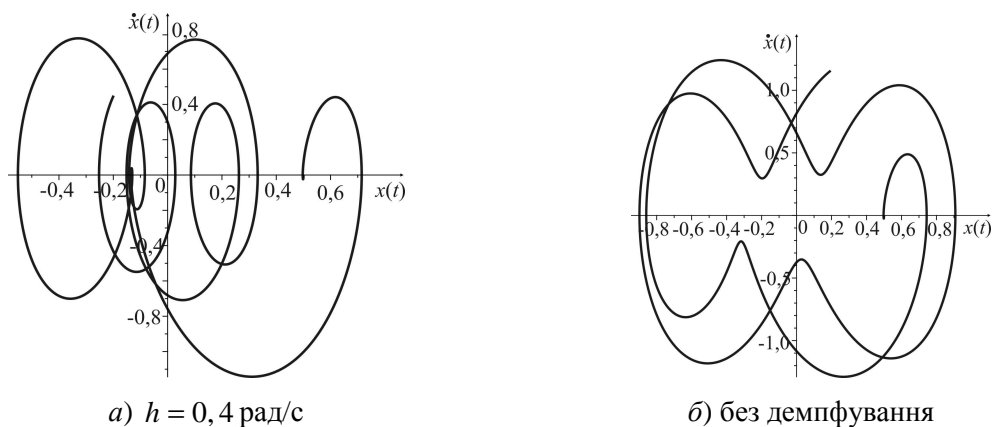


Рисунок 6 – Фазова траєкторія ШП роторної системи для $x_0 = 0,5 \text{ м}$, $\dot{x}_0 = 0$, $\omega_0 = 1 \text{ рад/с}$, $\omega = 4 \text{ рад/с}$, $b = 1 \text{ (мс)}^{-2}$, $H = 2 \text{ м/с}^2$

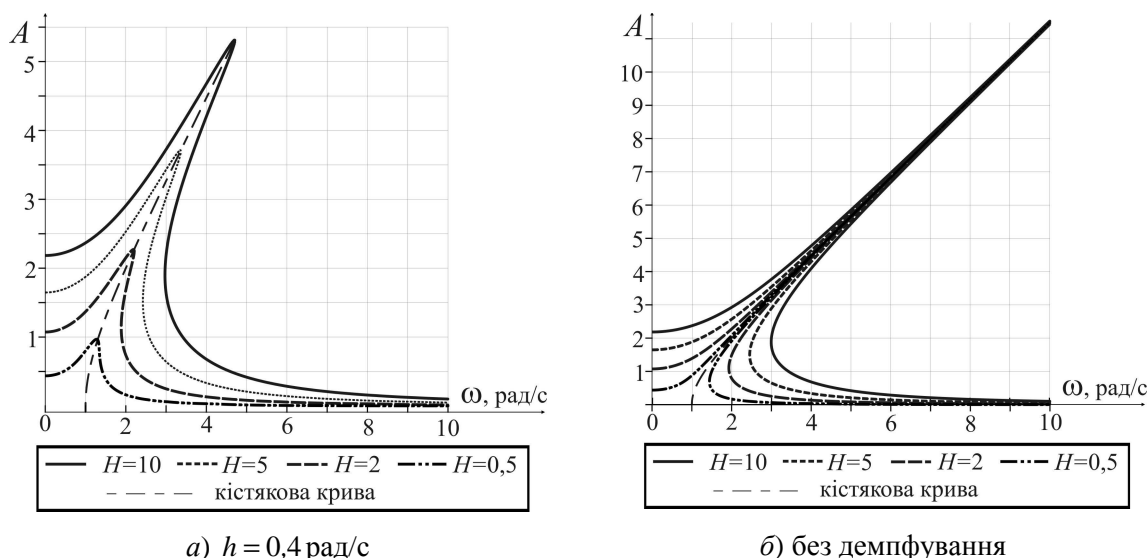


Рисунок 7 – Амплітудно-частотні характеристики гармонічних коливань ротора для $\omega_0 = 1$ рад/с, $b = 1$ (мс)⁻²

Щоб дослідити ШП роторну систему на гармонічні коливання частинний розв’язок рівняння (6) шукатимемо у вигляді

$$x = C_1 \sin \omega t + C_2 \cos \omega t, \quad (7)$$

де C_1, C_2 – сталі коефіцієнти.

Невідомі сталі коефіцієнти C_1, C_2 знайдемо шляхом підстановки частинного розв’язку (7) в рівняння (6)

$$\begin{aligned} & \left[C_1(\omega_0^2 - \omega^2) - h\omega C_2 + \frac{3b}{4}C_1(C_1^2 + C_2^2) \right] \sin \omega t + \\ & + \left[C_2(\omega_0^2 - \omega^2) + h\omega C_1 + \frac{3b}{4}C_2(C_1^2 + C_2^2) \right] \cos \omega t - \\ & - \frac{b}{4}C_1(C_1^2 - 3C_2^2) \sin 3\omega t + \frac{b}{4}C_2(C_2^2 - 3C_1^2) \cos 3\omega t = \\ & = H \sin \omega t. \end{aligned} \quad (8)$$

З (8) для гармонічних коливань маємо

$$\begin{cases} C_1 \left(\omega_0^2 - \omega^2 + \frac{3b}{4}A^2 \right) - h\omega C_2 = H; \\ C_2 \left(\omega_0^2 - \omega^2 + \frac{3b}{4}A^2 \right) + h\omega C_1 = 0, \end{cases} \quad (9)$$

де $A = \sqrt{C_1^2 + C_2^2}$ – амплітуда гармонічних коливань. Позбувшись у системі рівнянь (9) коефіцієнтів C_1 і C_2 , отримуємо амплітудно-частотну характеристику цих коливань

$$A \sqrt{\left(\omega_0^2 - \omega^2 + \frac{3b}{4}A^2 \right)^2 + (h\omega)^2} = H. \quad (10)$$

Амплітудно-частотну криву для різних значень амплітуди збудовувальної сили зображено на рис. 7. Очевидно, що у роторній системі з демпфуванням (рис. 7, а) максимальна амплітуда коливань менша, ніж у випадку коливань без демпфування (рис. 7, б). Нахил кістякової кривої пов’язаний з наявністю нелінійності.

Оскільки у роторній системі на ШП опорах пружність жорстка, то вона нахилена вправо, а кут нахилу збільшується із збільшенням коефіцієнта нелінійності. У такій системі одній частоті збудовувальної сили може відповідати три значення амплітуди.

Зазначимо, що у лінійному випадку ($b = 0$) амплітуда гармонічних коливань

$$A = \frac{H}{\sqrt{(\omega_0^2 - \omega^2)^2 + (h\omega)^2}} \quad \text{з максимальним значенням}$$

$$A_{max} = \frac{H}{h \sqrt{\omega_0^2 - \frac{h^2}{2}}} \quad \text{при } \omega = \sqrt{\omega_0^2 - \frac{h^2}{2}}.$$

Однак на відміну від лінійних коливань навіть за відсутності демпфування максимальна амплітуда коливань обмежена, що зумовлено наявністю нелінійності у силі пружності ШП опори (рис. 8).

Висновки

З отриманих досліджень чисельного інтегрування динамічних рівнянь руху роторної системи видно, що характер осьових коливальних рухів ротора на симетричних ШП опорах залежить від співвідношень між коефіцієнтами пружності A_1 і A_3 , котрі, в свою чергу, є функціями початкових умов і геометричних параметрів самих ШП.

Водночас у роторних системах з нелінійною жорсткістю окрім гармонічних коливань порядку 1, (особливо у перехідних (нестационарних) і резонансних зонах), можливе виникнення ультрагармонічних і субгармонічних коливань.

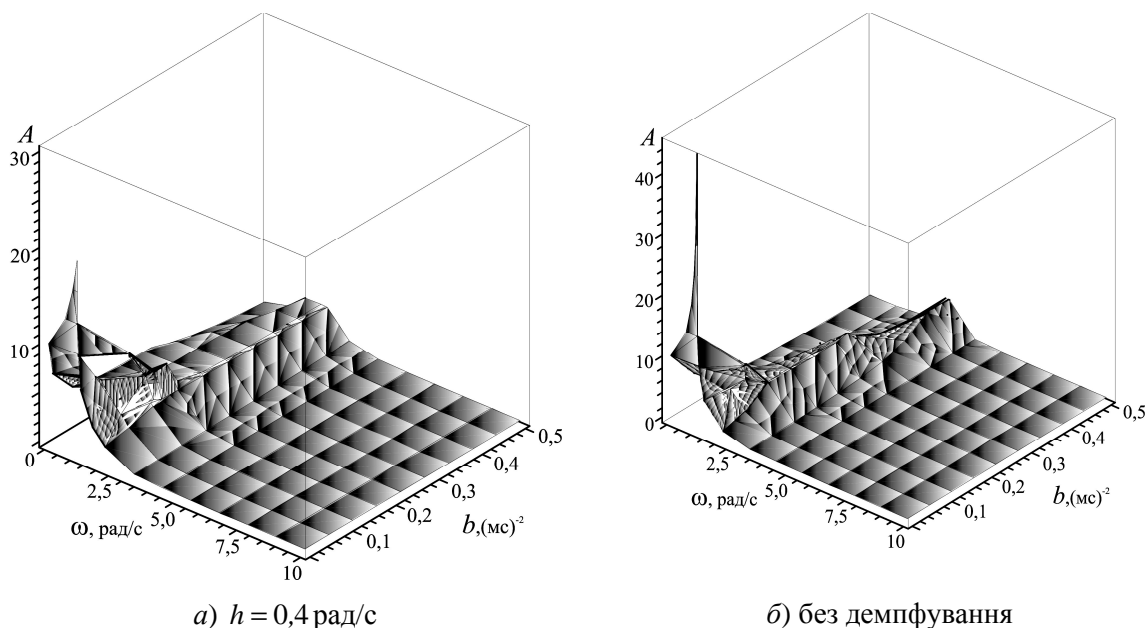


Рисунок 8 – Амплітудно-частотна характеристика гармонічних коливань ротора для $\omega_0 = 1 \text{ рад/с}$, $b = 1 \text{ (мс)}^{-2}$, $H = 10 \text{ м/с}^2$

Література

- 1 Блэкьер О. Анализ нелинейных систем / Блэкьер О. – М.: Мир, 1969. – 400 с.
- 2 Скотт Э. Нелинейная наука: рождение и развитие когерентных структур / Скотт Э. – М.: Физматлит, 2007. – 560 с.
- 3 Журавлёв В.Ф. Прикладные методы в теории колебаний / Журавлёв В.Ф., Климов Д.М. – М.: Наука, 1988. – 328 с.
- 4 Вульфсон И.И. Компьютерное моделирование динамических эффектов, обусловленных нелинейными диссипативными силами при полигармоническом возбуждении / Вульфсон И.И. // Теория механизмов и машин. – 2005. – № 2. – Том 3. – С. 42-53.

5 Kolsch H. Simulation und Identifikation von Bauteilen mit statischer Hysterese / Kolsch H. – Dämpfung und Nichtlinearität. Düsseldorf: VDI. – Verlag, 1993. – S. 179-194.

Стаття надійшла до редакційної колегії
09.06.11
Рекомендована до друку професором
Векериком В.І.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РУХУ ПОРШНЯ НА НАДІЙНІСТЬ БАЛКОВОГО ПЕРЕХОДУ, ПРОКЛАДЕНОГО ЗА СХЕМОЮ ПРУЖНОВИКРИВЛЕНОГО ТРУБОПРОВОДУ

Я.В. Дорошенко, Ю.І. Дорошенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Наведено методику розрахунку впливу інерційної відцентрової сили, обумовленої рухом поршня надземним балковим переходом, покладеним за схемою пружновикривленого трубопроводу, на стрілку прогину трубопроводу. Встановлено, що температура довкілля є основним чинником, який впливає на надійність надземного балкового переходу, прокладеного за схемою пружновикривленого трубопроводу. Визначено температуру довкілля, перевищення якої може призвести до перевищення стрілки прогину трубопроводу (під час руху поршня переходом) значення максимальної розрахункової стрілки прогину трубопроводу і до зміщення трубопроводу з вільно-рухомої опори.

Ключові слова: балковий перехід, пружновикривлений трубопровід, надійність, стрілка прогину, поршень, інерційна відцентрова сила, температура довкілля.

Приведена методика расчета влияния инерционной центробежной силы, обусловленной движением поршня по надземному балочному переходу, проложенному по схеме упругоискривленного трубопровода, на стрелку прогиба трубопровода. Установлено, что температура окружающей среды является основным фактором, влияющим на надежность надземного балочного перехода, проложенного по схеме упругоискривленного трубопровода. Определена температура окружающей среды, превышение которой может привести к превышению стрелки прогиба трубопровода (при движении поршня по переходу) значения максимальной расчетной стрелки прогиба трубопровода и к смещению трубопровода со свободно-подвижной опоры.

Ключевые слова: балочный переход, упругоискривленный трубопровод, надежность, стрелка прогиба, поршень, инерционная центробежная сила, температура окружающей среды.

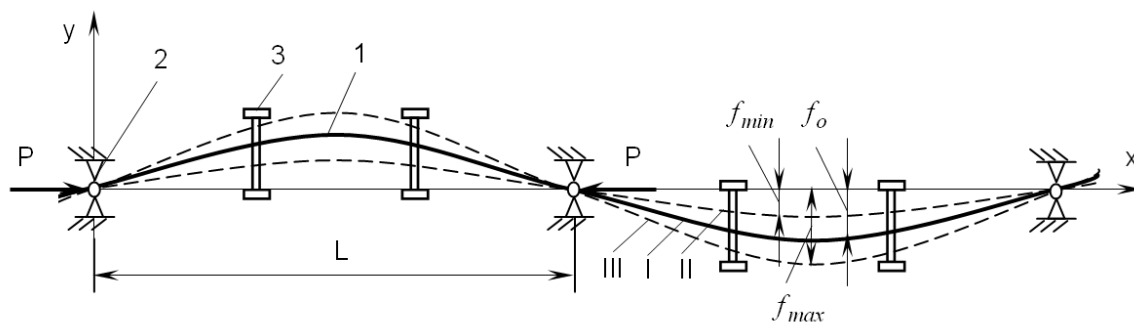
A method of calculation the influence of inertial centrifugal force caused by the pig movement on beam bridge on a pipeline sagging direction is presented, laid under the elastic curved pipeline scheme on pipeline deflection. The ambient temperature was established to be the main factor affecting the reliability of the beam bridge laid under the scheme of elastic curved pipeline. The value of ambient temperature was calculated, exceeding of it may cause the excess of pipeline deflection (wails pigging through the bridges), then its maximum calculated value and correspondingly the shift of the pipeline laid on the free-moving support were observe.

Keywords: beam bridge, elastic curved pipeline, reliability, value of deflection, pig, inertial centrifugal force, ambient temperature.

Надземна схема прокладання трубопроводів застосовується для перетину різного роду природних і штучних перешкод, коли застосування підземної схеми є недоцільним. Найчастіше надземна схема застосовується для прокладання трубопроводів через яри, ріки з нестійким руслом, дно яких сильно розмивається, малі річки з високими берегами. Застосування надземної схеми прокладання є також доцільним в місцях вічномерзлих ґрунтів, при перетині трубопроводом територій, які підробляються, тобто ділянок місцевості, під денною поверхнею яких вибираються породи чи корисні копалини, в болотистій та гірській місцевостях, на ділянках зсуву. Одним з видів балкової надземної конструктивної схеми прокладання трубопроводів з компенсацією видовжень труб, зумовлених зміною температури і внутрішнього тиску, є пружновикривлений трубопровід (рис. 1) [1]. Компенсація видовжень досягається за рахунок зміни початкового положення трубопроводу, укладеного у вигляді синусоїди на опорах. Шарнірні опори 2 не дають трубопроводу переміщуватись як у поздовжньому, так і в поперечному напрямках. На вільно-рухомих опорах 3 трубопровід переміщується в

поперечному напрямі, чим і досягається ефективність компенсації.

Після укладання секції на опори трубопровід викривлюють у горизонтальній площині за синусоїдою (положення I), і за температури монтажу t_o замикають стики. Зміна довжини трубопроводу внаслідок підвищення або зниження його температури порівняно з температурою монтажу призводить до зміни стрілки прогину f_o . Найбільшу стрілку горизонтального прогину f_{max} (положення III) розраховують таким чином, щоб забезпечити можливість компенсації температурних деформацій для максимального розрахункового перепаду температур, а також деформації від дії внутрішнього тиску. Однак цей розрахунок не враховує збільшення стрілки прогину трубопроводу, яке буде відбуватись під час руху очисних і інтелектуальних поршнів криволінійною ділянкою переходу між шарнірними опорами. Внаслідок дії інерційної відцентрової сили на поршень та забруднення, які рухаються перед ним, трубопровід зміщуватиметься в поперечному напрямі. За певної температури довкілля це може призвести до перевищення стрілкою прогину



1 – трубопровід; 2 – шарнірна опора; 3 – вільно-рухома опора

Рисунок 1 – Схема пружновикривленого трубопроводу

трубопроводу її максимального розрахункового значення і зміщення трубопроводу з вільно-рухомої опори, оскільки ширина вільно-рухомої опори розраховується залежно від максимальної розрахункової стрілки прогину трубопроводу.

Дослідженню динаміки руху поршнів трубопроводами присвячені роботи [2, 3, 4]. Однак в усіх цих роботах не враховано вплив руху поршня на конструктивні елементи трубопроводів, зокрема надземні переходи.

Для запобігання перевищенню стрілки прогину трубопроводу значення максимальної розрахункової стрілки прогину і зміщення трубопроводу з вільно-рухомої опори пружновикривленого трубопроводу необхідно визначити температуру довкілля t_c так, щоб стрілка прогину, яка була розрахована для максимального розрахункового перепаду температур, була б рівна сумі стрілки прогину, яка утворилася від дії температури t_c , а також внутрішнього тиску і збільшення стрілки прогину трубопроводу від дії на поршень інерційної відцентрової сили. Тобто

$$f_{max} = f_{tc} + \Delta f_n, \quad (1)$$

де: f_{tc} – стрілка прогину від дії температури t_c і внутрішнього тиску;

Δf_n – збільшення стрілки прогину від дії інерційної відцентрової сили, яка виникає під час руху поршня криволінійною ділянкою.

Згідно з [1] максимальна стрілка прогину від дії максимально можливої розрахункової температури і внутрішнього тиску

$$f_{max} = \left\{ f_0^2 + 4 \frac{L^2 \alpha_t (t_{max} - t_0)}{\pi^2} + \frac{0,4PD_B L(L + \alpha_t L(t_{max} - t_0))}{\pi^2 E \delta_n} \right\}^{1/2}, \quad (2)$$

де: L – відстань між шарнірними опорами;
 α_t – коефіцієнт лінійного розширення металу труби;

t_{max} – максимально можлива розрахункова температура;

P – робочий тиск;

D_B – внутрішній діаметр трубопроводу;

E – модуль пружності металу труби;

δ_n – номінальна товщина стінки трубопроводу.

Стрілка прогину від дії температури t_c і внутрішнього тиску

$$f_{tc} = \left\{ f_0^2 + 4 \frac{L^2 \alpha_t (t_c - t_0)}{\pi^2} + \frac{0,4PD_B L(L + \alpha_t L(t_c - t_0))}{\pi^2 E \delta_n} \right\}^{1/2}. \quad (3)$$

Робота сил при переміщенні трубопроводу з положення I в положення III

$$A_p = A_{tc} + A_n = P \Delta + A_n =$$

$$= \frac{P \pi^2}{4L} (f_{tc}^2 - f_0^2) + N_n (\Delta f_n - f_0) \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}, \quad (4)$$

де: A_{tc} – робота сил, зумовлених температурним перепадом і внутрішнім тиском;

A_n – робота інерційної відцентрової сили;

Δ – фіктивне зближення шарнірних опор;

P – поздовжня стискаюча сила, визначається згідно з [1];

$(\Delta f_n - f_0) \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}$ – сума горизонтальних переміщень трубопроводу, які виникли під дією інерційної сили;

n – кількість вільно-рухомих опор між шарнірними опорами;

N_n – інерційна відцентрова сила, яка згідно з [5] рівна

$$N_n = \frac{mV^2}{R}, \quad (5)$$

де: m – маса поршня;

V – швидкість руху поршня;

R – радіус криволінійної ділянки між шарнірними опорами, який рівний

$$R = \frac{4f_{max}^2 + L^2}{8f_{max}}. \quad (6)$$

Робота сил тертя

$$A_Q = Q(f_{max} - f_o) \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}, \quad (7)$$

де: $(f_{max} - f_o) \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}$ – сума горизонтальних переміщень при переході трубопроводу з положення I в положення III;

Q – сумарна сила тертя

$$Q = n(q_m + q_n + q_z)L\varphi, \quad (8)$$

де: q_m – розрахункова вага 1 м довжини трубопроводу;

q_n – вага поршня;

q_z – вага очікуваних забруднень;

φ – коефіцієнт ковзання трубопроводу на опорах.

Оскільки $A_P = A_Q$, отримуємо

$$\begin{aligned} \frac{P\pi^2}{4L} (f_{tc}^2 - f_o^2) + N_n (\Delta f_n - f_o) \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L} = \\ = Q(f_{max} - f_o) \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}. \end{aligned} \quad (9)$$

Звідси, враховуючи (1), визначаємо

$$\Delta f_n = \frac{\frac{P\pi^2}{4L} \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L} (f_{tc}^2 - f_o^2) - Q(f_{tc} - f_o) - N_n f_o}{Q - N_n}. \quad (10)$$

Підставивши (2) і (10) в (1), отримаємо

$$\begin{aligned} \sqrt{f_o^2 + 4 \frac{L^2 \alpha_t (t_{max} - t_o)}{\pi^2} + \frac{0,4PD_B L(L + \alpha_t L(t_{max} - t_o))}{\pi^2 E \delta_n}} = \\ = f_{tc} + \frac{\frac{P\pi^2}{4L} \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L} (f_{tc}^2 - f_o^2) - Q(f_{tc} - f_o) - N_n f_o}{Q - N_n}. \end{aligned} \quad (11)$$

Звідси

$$\begin{aligned} f_{tc} = \sqrt{f_o^2 + 4 \frac{L^2 \alpha_t (t_{max} - t_o)}{\pi^2} + \frac{0,4PD_B L(L + \alpha_t L(t_{max} - t_o))}{\pi^2 E \delta_n}} - \\ - \frac{\frac{P\pi^2}{4L} \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L} (f_{tc}^2 - f_o^2) - Q(f_{tc} - f_o) - N_n f_o}{Q - N_n}. \end{aligned} \quad (12)$$

З рівняння (12) методом ітерації визначаємо f_{tc} , а з рівняння (3) визначаємо температуру, за якої стрілка прогину трубопроводу (з врахуванням стрілки прогину від дії інерційної відцентрової сили при русі поршня) буде максимальною

$$t_c = \frac{\frac{\pi^2}{4L^2 \alpha_t} (f_{tc}^2 - f_o^2) - \left(\frac{0,1PD_B (1 - \alpha_t t_o)}{\alpha_t E \delta_n} - t_o \right)}{1 + \frac{0,1PD_B}{E \delta_n}}. \quad (13)$$

Температура довкілля є основним чинником, який впливає на надійність надземного балкового переходу, прокладеного за схемою пружновикривленого трубопроводу. Якщо вона перевищує температуру t_c , визначену за допомогою наведеного розрахунку, то під час руху поршня трубопроводом, прокладеним за схемою пружновикривленого трубопроводу, можливе перевищення стрілки прогину трубопроводу максимальної розрахункової стрілки прогину і зміщення трубопроводу з вільно-рухомої опори.

Література

- 1 Бородавкін П.П. Сооружение магистральных трубопроводов [Текст]: учебник для вузов / П.П. Бородавкін, В.Л. Березин. – М.: Недра, 1977. – 407 с.
- 2 Грудз В. Математичне моделювання руху інтелектуального поршня по газопроводу [Текст] / Володимир Грудз, Віталій Бакаєв, Ярослав Грудз // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 4. – С. 29–30.
- 3 Грудз В.Я. Методика оптимізації процесу очищення магистральних газопроводів [Текст] / В.Я. Грудз, В.Б. Михалків, Д.Ф. Тимків. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – 51 с.
- 4 Калашников П.К. Механика движения внутритрубных снарядов в рельефных нефтепроводах [Текст] / Петр Калашников // Известия вузов «Нефть и газ». – 2009. – №6. – С. 38–44.
- 5 Смолдырев А.Е. Пневматический транспорт штучных грузов [Текст] / А.Е. Смолдырев, А.В. Тантлевский. – М.: Машиностроение, 1979. – 325 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
20.09.11

Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ГЛИНЫ-НАНОЧАСТИЦЫ НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

¹Т.М. Мамедов, ²Г.Т. Махмудов, ¹А.Н. Гурбанов

¹ Институт «НИПИнефтегаз», Азербайджан, Аз.1012, г.Баку, Зардаби 88а, тел. (99412) 4307219, e-mail: direktor@sokar.az

² НГДУ Абшероннефт, Азербайджан, Аз.1024, г.Баку, остров Рупаллахи, тел. (99412) 4571141, 4572227

Наведено результати досліджень із вивчення фракційного складу, набрякання та втрати вологості глин родовищ «Digah», «Masazır», «Corat».

Вказано, що після уведення до складу кромки мікропінорозчину у кількості 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025% від ваги кромки глин згаданих вище родовищ дає змогу підвищити коефіцієнт витіснення рідини з пористого середовища на 15-20%.

Обґрунтовано, що чим більшою у фракційному складі є частка мінералів розміром 0,005-0,001мм, тим вищим буде коефіцієнт витіснення рідини із пористого середовища. В дослідженнях використовувались три моделі сумішей нафти, пластової рідини та лужної води.

Вказується, що при вмісті в глині понад 50% фракції розміром 0,001мм коефіцієнт витіснення рідини із пористого середовища підвищується на 23-25%, тобто до 0,96.

Також вказується, що за подібних умов коефіцієнт витіснення із пористого середовища рідини, розробленої на основі пластової жорсткої води, на 10-15% вищий, ніж при витісненні суміші рідиною, приготованою з пластової лужної води.

Ключові слова: глина, фракційний склад, наночастинки, коефіцієнт газоріднинної суміші, модель

Приведены результаты исследований по изучению фракционного состава, набухаемости и потери влажности глин месторождений «Digah», «Masazır», «Corat».

В статье указано, что при введении в состав кромки, состоящей из микропеноразтвора в количестве 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025% от веса оторочки глин вышеперечисленных месторождений можно повысить коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды на 15-20%.

Обосновано, что чем больше во фракционном составе минералов размером 0,005-0,001мм, тем выше коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды. В исследованиях используются три модели смеси нефти и пластовой жесткой и щелочной воды.

В статье отмечается, что при содержании в глине более 50% фракции размером 0,001мм коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды повышается на 23-25%, доведя его до 0,96.

Также отмечено, что при прочих равных условиях коэффициент вытеснения из пористой среды жидкости, разработанной на основе пластовой жесткой воды, на 10-15% выше, чем при вытеснении смеси жидкостью, приготовленной на пластовой щелочной воде.

Ключевые слова: глина, фракционный состав, наночастицы, коэффициент газожидкостной смеси, модель

Results of researches on studying of fractional structure, and humidity losses of clays deposits «Digah», «Masazır», «Corat» are resulted.

In article it is specified that at introduction in structure, consisting from in number of 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 and 0,025 % from weight of the deposits set forth above possibility to raise factor of replacement of a liquid from the porous environment on 15-20 % is presented.

It is proved that the more in fractional structure of minerals in the size 0,005-0,001mm, the above factor of replacement of a liquid from the porous environment. In researches three models of a mix of oil and rigid and alkaline water are used.

In article it is noticed that when in clay contain more than 50 % of fraction in the size 0,001mm, the factor of replacement of a liquid from the porous environment raises on 23-25 %, having finished it to 0,96.

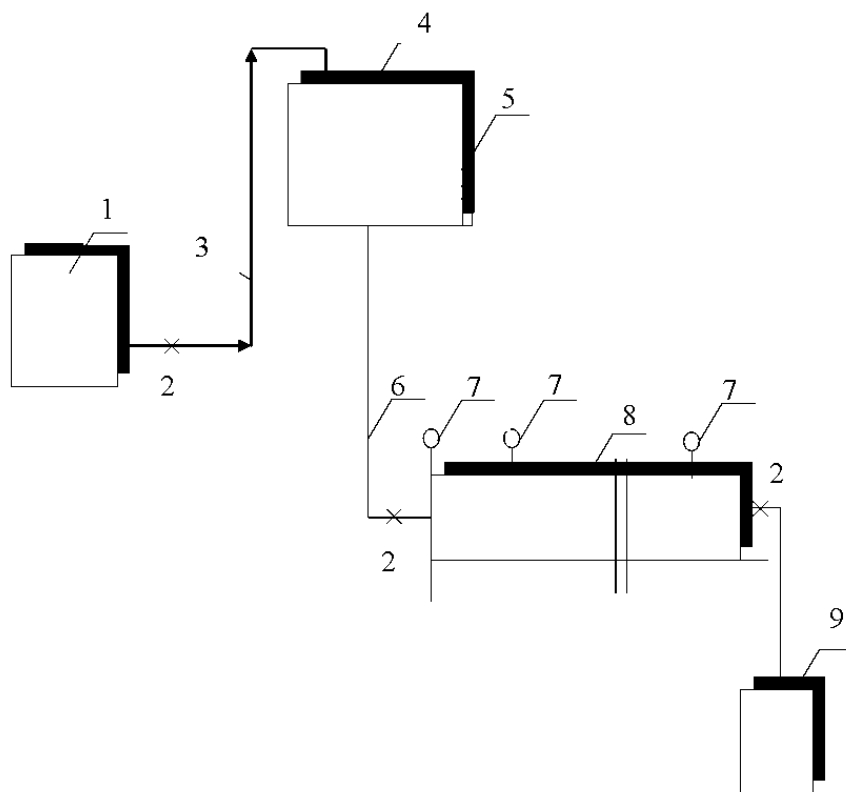
Also it is noticed that with other things being equal the factor of replacement of a liquid from the porous environment developed on a basis of hard water on 10-15 % exceeds, than at replacement of a mix of the liquid prepared by alkaline water.

Keywords: clay, fractional structure, nanocorpuscle, coefficient of gas-liquid mixture, model

За последние годы во многих отраслях народного хозяйства, в том числе и в нефтяной промышленности, заметно возросло применение нанотехнологии [1-5].

В нефтяной промышленности наносистемы применяются при воздействии на нефтяную залежь с целью повышения нефтеотдачи пла-

ста, при воздействии на призабойную зону пласта – в методах интенсификации добычи нефти, при регулировании реофизических свойств лифтируемых газожидкостных систем (ГЖС) с целью повышения производительности скважин, при борьбе с осложнениями в нефтедобыче и т.д. [5,6,7].



1 – компрессор КВБ-50-10; 2 – вентиль; 3 – линия нагнетания воздуха; 4 – бак для испытуемой жидкости; 5 - замерная шкала; 6 – линия для закачки жидкости в модель пласта; 7 – образцовые манометры; 8 – модель пласта; 9 – емкость для замера расхода жидкости

Рисунок 1 – Схема установки для вытеснения нефти из пористой среды

Таблица 1 – Результаты определения фракционного состава минералов и их содержание

Месторождение глин	Фракционный состав минералов, мм и их содержание, %					
	>0,25	0,25-0,05	0,05-0,01	0,01-0,005	0,005-0,001	<0,001
«Digah»	1,00	1,43	1,05	2,1	42,43	51,99
«Masazir»	0,30	1,6	1,20	2,02	41,82	53,06
«Corat»	23,8	27,3	45,4	2,1	1,4	нет

По мнению многочисленных исследователей, к объектам исследований в области нанонауки относятся аэрозоли, мицеллярные коллоидные растворы, глины и т.д. [1-6].

Выявлено, что у воды, применяемой с целью воздействия на нефтяную залежь, на наноуровне имеется память [2].

Авторами работы [6] выявлено, что при смешивании пластовой щелочной воды (рН>8) с глиной, содержащей порошок алюминия со средним поверхностным размером 120нм, повышается давление с выделением большого количества газа.

Известно, что, начиная с конца 70-х годов прошлого века, на нефтепромыслах Азербайджана в промышленном масштабе осуществляется вытеснение нефти из пластов с применением систем, разработанных на углеводородной основе – микропенораствором [7, 8].

Отметим, что за счет применения выше-названных систем дополнительно добыто более 630 тыс. тонн нефти.

С целью изучения влияния фракционного состава наночастицы-глины месторождения «Digah», «Masazir» и «Corat» на эффективность вытеснения нефти (жидкости) из пористой среды микропенораствором проводились лабораторные исследования на модели пласта (рис.1).

До проведения лабораторных исследований определяли некоторые физико-химические свойства глин указанных месторождений, микроагрегатный состав, потери влаги, набухаемость их в пластовой жесткой и щелочной воде.

Результаты определения фракционного состава минералов и содержание их приведены в таблице 1.

Из таблицы видно, что глины месторождения «Digah» и «Masazir» содержат минералы с размером фракции 0,005-0,001мм соответственно 51,99% и 53,06%, а глины месторождения «Corat» в основном содержат фракции размером более 0,25мм – 23,8%, фракции размером 0,25-0,05мм – 27,3%, фракции размером

0,05-0,01мм – 45,4%. Во фракціонном составе глины месторождения «Corat» размером 0,01-0,005мм содержится 2,1%, фракции размером 0,005-0,001мм – всего 1,4%, а фракция размером менее 0,001мм вообще отсутствует.

Была исследована набухаемость глин указанных выше месторождений в пластовой жесткой и щелочной воде.

В пластовой жесткой воде содержатся, в %: Cl – 190,4; HCO₃ – 3,9; RCOO – 0,1; SO₄ – 0; Ca – 16,8; Mg – 11,2; Na+K – 196,2мг/экв.

Концентрации йода и брома соответственно 22 и 430 мг/л; соленость воды – 12,4⁰Ве.

В пластовой щелочной воде содержатся, в %: Cl – 169,7; N a+K – 778; Ca – 13,2; Mg – 24,1; SO₄ – 3,3; HCO₃+CO₃ – 28,4; RCOO – 9,3; мг/экв; соленость воды – 1,6⁰Ве; pH – 8,4.

В таблице 2 приведены максимальная набухаемость глин в пластовой жесткой и щелочной воде.

Таблица 2 – Максимальная набухаемость глин в пластовой жесткой и щелочной воде

Месторождение глин	Максимальная набухаемость глин в пластовой воде, % в объеме	
	в жесткой	в щелочной
«Digah»	230	260
«Masazir»	360	540
«Corat»	185	205

Из таблицы 2 видно, что наибольшее набухание наблюдается у глин месторождения «Masazir» в пластовой щелочной воде – в 5,4 раза, а в пластовой жесткой воде – в 3,6 раза. При прочих равных условиях набухаемость глин в пластовой щелочной воде больше, чем в жесткой – это объясняется различием содержания минеральных солей.

На установке – модели пласта исследовали влияние концентрации наночастицы, разработанные на основе глин указанных месторождений, содержащиеся в кромке микропенораствора на коэффициент вытеснения нефти и пористой среды.

Модель пласта длиной 10м и диаметром 0,1м, заполненная кварцевым песком частиц 0,2-0,4x10⁻⁴м, имела коэффициент пористости 0,25 и проницаемость 0,1мкм². Опыты проводили при температуре 29-30⁰С и градиенте давления 0,25МПа/м.

Вытеснение испытуемой жидкости из пористой среды осуществляли кромкой микропенораствора в объеме 10% порового объема пласта при скорости 0,5м/сут. Микропенораствор состоит из 20% растворителя композиции, 2,5% ПАВ и 78,5% воды.

В состав композиции входят: 45% пароконденсата, 35% пиролизной смолы и 20% отработанного керосина. Степень аэрации микропенораствора колеблется от 10 до 40. Вязкость микропенораствора составляет 14,6 мПа·с; коэффициент консистенции (к) – 0,1 мПа·с; показатель неньютоновского поведения (п) – 0,98.

Микропенораствор обладает способностью значительно снижать межфазное натяжение на границе раздела, растворяют отложившиеся на поверхности породы парафино-смолистые вещества, снижают реологические свойства различных систем.

Оригинальность микропенораствора заключается в том, что он в процессе перемещения в пористой среде увеличивает свой объем вследствие непрерывного обогащения вспенивающим веществом; снижается плотность кромки, благодаря чему наблюдается ее подъем к верхней части пласта, т.е. к кровельной части пласта.

Вытеснению подвергалась смесь жидкости, состоящая из 50% нефти +50% воды (модель 1); 30% нефти +70% воды (модель 2); 15% нефти +85% воды (модель 3), что характерно для большинства разрабатываемых месторождений. В опытах в качестве нефтяной фазы испытывалась ньютоновская нефть с плотностью 856кг/м³, структурной вязкостью η – 2,1 мПа·с и предельным напряжением сдвига τ=0.

Исследования проводились в следующей последовательности: определяли коэффициент вытеснения всех трех моделей смеси нефти и воды кромкой микропенораствора. Затем, добавляя к кромке микропенораствора наночастицы глин месторождений «Digah», «Masazir» и «Corat» (в отдельности) в количестве 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025% веса кромки, вновь устанавливали коэффициент вытеснения смеси нефти и воды. Результаты проведенных исследований приведены в таблице 3.

Из таблицы 3 видно, что при вытеснении жидкости, состоящей из 50% нефти +50% пластовой жесткой воды кромкой микропенораствора (модель 1) конечный коэффициент вытеснения составляет 0,78; при вытеснении жидкости модели 2 коэффициент вытеснения снижается и составляет 0,73; а при вытеснении жидкости модели 3 из пористой среды коэффициент вытеснения снижается и составляет 0,69. Это объясняется уменьшением нефтяной фазы в смеси жидкости. Добавление в смесь жидкости модели 1 глин месторождения «Digah» в количестве 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025% коэффициент вытеснения повышается и соответственно составляет 0,78; 0,81; 0,85; 0,92 и 0,93, т.е. добавка в смесь жидкости модели 1 наночастицы-глины месторождения «Digah» в количестве 0,025% от веса кромки способствует повышению коэффициента вытеснения жидкости из модели пласта на 15%.

Когда в жидкости модели 2 содержится глины месторождения «Digah» в указанной концентрации (0,025%), коэффициент вытеснения жидкости из модели пласта повышается от 0,73 до 0,87, т.е. на 14%, а когда (указанное количество наночастицы 0,025%) – глины месторождения «Digah» содержится в смеси жидкости модели 3 коэффициент вытеснения повышается от 0,69 до 0,77, т.е. на 8%.

Из таблицы также видно, что введение в состав кромки микропенораствора 0,005 и 0,010% наносостава-глины месторождения

Таблица 3 – Результаты проведенных исследований

Место-рождение глин	Объем кромки микропенораствора %, от порового объема пласта	Концентрация глины в микропенорастворе, %	Конечный коэффициент вытеснения модели жидкости, состоящей из пластовой жесткой воды и ньютоновской нефти из пористой среды пласта		
			M ₁	M ₂	M ₃
«Digah»	10	0,00	0,78	0,73	0,69
		0,005	0,78	0,76	0,69
		0,010	0,81	0,78	0,71
		0,015	0,85	0,82	0,73
		0,020	0,92	0,86	0,76
		0,025	0,93	0,87	0,77
«Masazır»	10	0,005	0,80	0,79	0,72
		0,010	0,86	0,84	0,75
		0,015	0,91	0,89	0,78
		0,020	0,95	0,92	0,83
		0,025	0,96	0,93	0,84
«Corat»	10	0,005	0,78	0,73	0,69
		0,010	0,78	0,73	0,69
		0,015	0,80	0,75	0,71
		0,020	0,82	0,77	0,72
		0,025	0,83	0,78	0,73

«Digah» коэффициент вытеснения жидкости из модели 1 соответственно составляет 0,78 и 0,81, т.е. рост незначительный. Однако, дальнейшее увеличение концентрации глины до 0,015 и 0,020% коэффициент вытеснения жидкости модели 1 из пористой среды повышается до 0,85 и 0,92; но увеличение концентрации глины до 0,025% не приводит к заметному росту коэффициента вытеснения. То же самое можно отнести и к смесям моделей 2 и 3. В отличие от глин месторождения «Digah» при введении в состав кромки микропенораствора 0,005;0,010;0,015;0,020 и 0,025% наносостава глины месторождения «Masazır» коэффициент вытеснения жидкости модели 1 повышается с 0,78 до 0,80;0,86;0,91;0,95 и 0,96, т.е. в целом на 18%. Коэффициент вытеснения жидкости модели- 2 также повышается при одинаковых расходах наносистемы-глины месторождения «Masazır» соответственно от 0,79 до 0,93, т.е. на 14%, а при вытеснении смеси жидкости модели 3 – от 0,72 до 0,84, т.е. на 12%.

Таким образом, при введении в объем кромки микропенораствора наночастиц – глин месторождения «Masazır» в количестве 0,005; 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025%, коэффициент вытеснения жидкости моделей 1, 2 и 3 повышается соответственно на 3; 6 и 7%, т.е. больше, чем при использовании глин месторождения «Digah».

При введении в состав смеси жидкости модели 2 наночастиц в количестве 0,010; 0,015; 0,020 и 0,025%, коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды составит соответственно 0,84; 0,89; 0,92; 0,93, что в целом на 6% больше, чем при использовании наночастиц-глин месторождения «Digah».

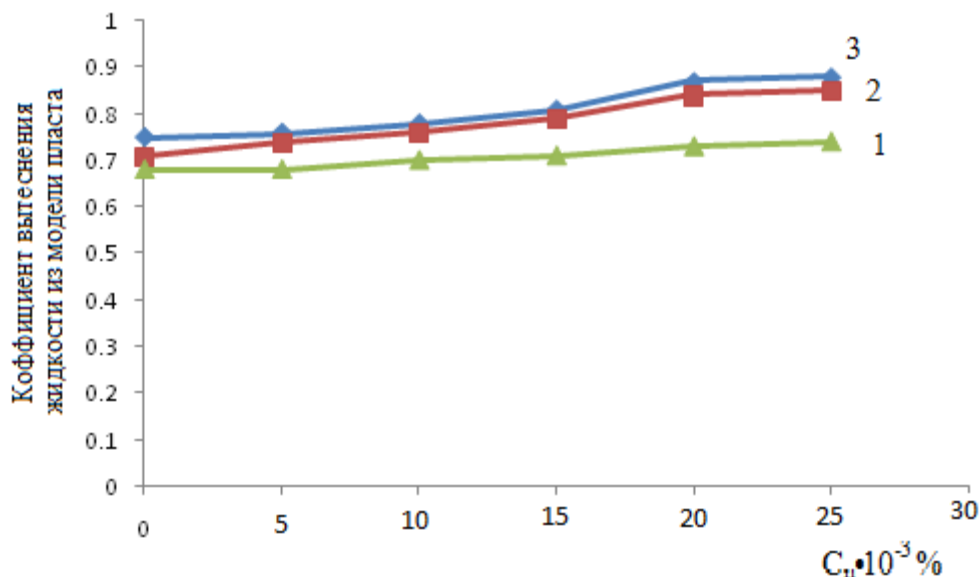
При введении в состав жидкости модели 3 наночастиц-глины месторождения «Digah» в количестве 0,025% коэффициент вытеснения жидкости составит 0,77, т.е. увеличится на 8%, а при введении в состав жидкости модели 3 наночастиц-глины месторождения «Masazır» коэффициент вытеснения жидкости будет равен 0,84, т.е. на 15% увеличится, а это почти в два раза больше по сравнению с наночастицами-глинами месторождения «Digah».

Таким образом, при содержании в жидкостях модели 1, 2 и 3 наночастиц-глин месторождения «Masazır» в количестве 0,025%, коэффициент вытеснения жидкости повышается соответственно на 18, 20 и 15%, т.е. на 3; 6; 7% больше, чем при использовании наночастиц-глин месторождения «Digah».

Данные таблицы 3 свидетельствуют о том, что при прочих равных условиях наилучшие результаты получены при использовании наночастиц-глин месторождения «Corat». Например, при введении в объем кромки микропенораствора 0,025% наночастиц-глин месторождения «Corat», нефтеотдача пласта для жидкостей моделей 1, 2 и 3 повышается соответственно на 5; 5 и 4%, т.е. значительно меньше глин месторождения «Digah» и «Masazır».

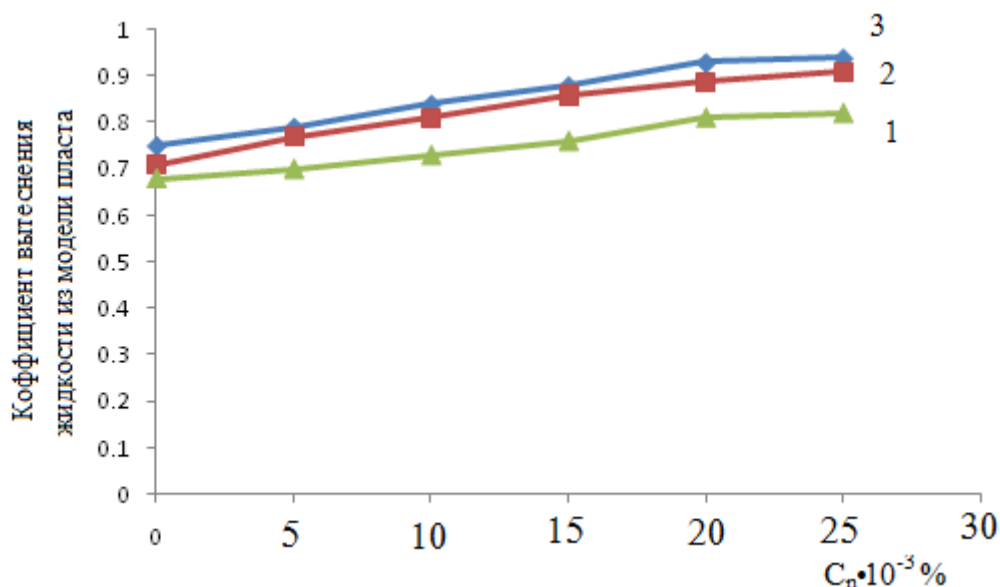
Было исследовано влияние концентрации глины с различными фракциями в кромке микропенораствора на коэффициент вытеснения смеси моделей 1; 2; 3, разработанных на основе пластовой щелочной воды. По результатам исследований построены кривые (рис. 2-4).

Из данных кривых видно, что когда вытесненная из модели пласта жидкость состоит из смеси ньютоновской нефти и пластовой щелочной воды, коэффициент вытеснения жидко-



1; 2 и 3 – коэффициенты вытеснения жидкости из пористой среды моделей 1, 2 и 3 соответственно

Рисунок 2 – Влияние концентрации наночастицы-глины месторождения «Digah» ($C_n \cdot 10^{-3} \%$) на коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды



1; 2 и 3 – коэффициенты вытеснения жидкости из пористой среды моделей 1, 2 и 3 соответственно

Рисунок 3 – Влияние концентрации наночастицы-глины месторождения «Masazır» ($C_n \cdot 10^{-3} \%$) на коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды

сти по сравнению с жесткой водой уменьшается на 10-12%.

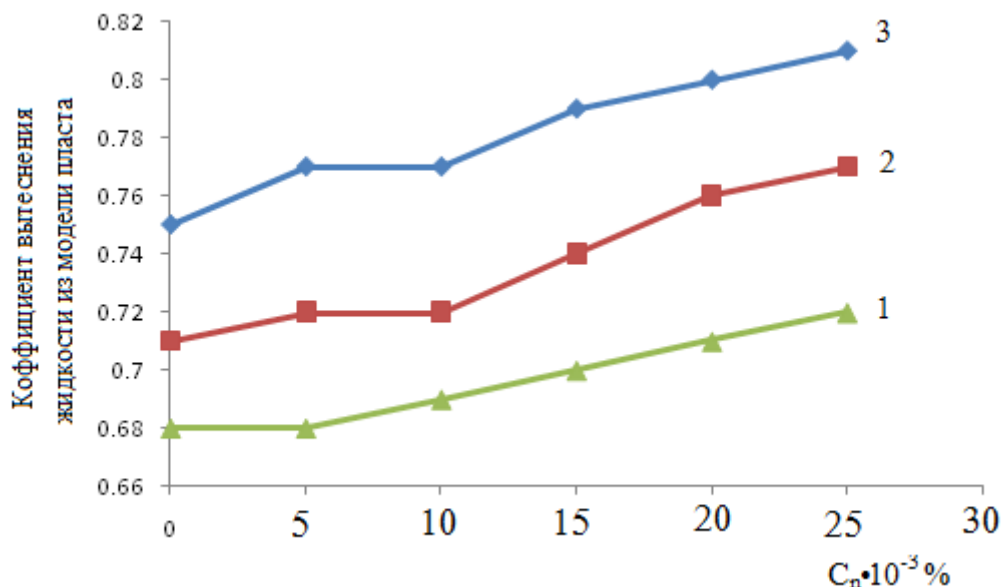
ВЫВОДЫ

При содержании в глине фракции 0,005-0,001мм в количестве более 50%, коэффициент вытеснения жидкости из модели пласта повышается на 15-20%.

Коэффициент вытеснения жидкости из пласта повышается на 23-25% при содержании в глине фракции размером менее 0,001мм и более 50%.

В случае, если в глине содержание фракции с размером до 0,05 мм превышает 70%, рост коэффициента вытеснения жидкости из модели пласта не составит 3-4%.

При прочих равных условиях, когда вытесняемая из модели пласта жидкость состоит из нефти и пластовой жесткой воды, коэффициент вытеснения на 10-12% превышает смесь жидкости, разработанной на основе щелочной воды.



1;2 и 3 – коефіцієнти витеснення жидкості з пористої середовища моделей 1, 2 и 3 відповідно

Рисунок 4 – Влияние концентрации наночастицы-глины месторождения «Согат» ($C_n \cdot 10^{-3} \%$) на коэффициент вытеснения жидкости из пористой среды

Литература

1 Вогатиков О.А. Неорганические наночастицы в природе / О.А. Вогатиков // Вестник РАН. – 2003. – Т. 73. – № 5. – С. 426-428.

2 Маврина Т.В. Наука уходит в наномир. Обсуждение в президиуме РАН / Т.В. Маврина // Вестник РАН. – 2002. – Т. 72. – № 10. – С. 905-909.

3 Мелихов И.В. Физико-химия наносистем: успехи и проблемы / И.В. Мелихов // Вестник РАН. – 2002. – Т. 72. – № 10. – С. 900-904.

4 Хавкин А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти / А.Я.Хавкин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С.58-60.

5 Хавкин А.Я. Геолого-физические факторы эффективной разработки месторождений углеводородов / А.Я.Хавкин. – М.: ИПНГ РАН, 2005. – 312 с.

6 Мирзаджанзаде А.Х. О разработке нанотехнологии в добыче нефти / А.Х.Мирзаджанзаде, А.М.Магеррамов, Ф.Б. Нагиев // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2005. – № 10. – С. 51-65.

7 Мамедов Т.М. Добыча нефти с применением углеводородных растворителей / Т.М. Мамедов. – М.: Недра, 1984. – 152 с.

8 Багиров М.К. Повышение нефтеотдачи пласта с применением микрогенных систем / М.К. Багиров, Т.М. Мамедов. – Баку: из-во БТУ, 2001. – 279 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

05.09.11

Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.

ОЦІНКА ВПЛИВУ ХАРАКТЕРИСТИК РІДИНИ ТА ПАРАМЕТРІВ ПОТОКУ НА РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ ТЕЧІЇ В'ЯЗКОЇ РІДИНИ З ВІДТОКОМ ЧЕРЕЗ ГРАНИЦЮ ОБЛАСТІ

Л.О. Штаєр

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48000,
e-mail: lida.shtayer@gmail.com

Розглянуто особливості застосування різних типів математичних моделей для опису течії рідини в зоні витоків. Досліджено поля швидкостей при обтіканні тіла з відбором рідини. Вивчено вплив на вказані поля кінематичної в'язкості речовини, швидкості відбору та швидкості незбуреної рідини. Узагальнено результати досліджень з метою їх використання при визначенні малих витоків продуктів з трубопроводу. Проведено розрахунки для різних типів рідин та газів, здійснено порівняльний аналіз результатів розрахунків, виявлено межі застосування запропонованої методики.

Ключові слова: трубопровід, відбір рідини, моделювання, тиск, витоки рідини

Рассмотрены особенности применения различных типов математических моделей для описания течения жидкости в зоне утечек. Исследовано поле скоростей при обтекании тела с отбором жидкости. Изучено влияние на указанные поля кинематической вязкости вещества, скорости отбора и скорости невозмущенной жидкости. Обобщены результаты исследований с целью их использования при определении малых утечек продуктов из трубопровода. Проведены расчеты для разных типов жидкостей и газов, проведен сравнительный анализ результатов расчетов, обнаружены пределы применения предлагаемой методики.

Ключевые слова: трубопровод, отбор жидкости, моделирование, давление, утечки жидкости

The application peculiarities of different types of mathematical models to describe the liquid flow in the leakage area have been considered. The velocity field in the process of the body's flow with the liquid's extraction has been investigated. The undisturbed liquid's velocity, the extraction velocity and kinematic viscosity influence on the state fields has been studied. The results of the investigations have been generalized having the aim to use for solving the problem connected with the product's low leakage from pipeline determination. The calculations for different kinds of liquid and gases have been made, the analysis to compare the results for different kinds of materials has been presented, the limits of the application of presented method have been defined.

Keywords: pipeline, liquid's extraction, modeling, pressure, liquid leakage

Знаходження місць витоків з трубопроводів є актуальним науково-технічним завданням, завдяки чому вдасться попередити негативні економічні та екологічні наслідки таких аварій. Існуючі методи виявлення витоків [1, 2], як правило, не передбачають застосування математичних моделей. Водночас, існує значна кількість теоретичних розробок [3], які пропонують достатньо ефективні розрахункові алгоритми для попередньої оцінки величини витоків. Серед існуючих теоретичних моделей розглядаються наступні: з метою вивчення поведінки незбуреної течії аналізується задача про течію в'язкої рідини в трубі круглого перерізу, розглядаються задачі про течію рідини вздовж пластини зі сталим відбором рідини за сталого тиску та при його зміні за лінійним законом по поздовжній координаті, вивчається можливість точних розв'язків системи рівнянь Нав'є-Стокса (при цьому встановлюються відповідні граничні та початкові умови), за припущення, що процес транспортування вуглеводнів характеризується значними відстанями, система рівнянь Нав'є-Стокса зводиться до нелінійної системи одновимірного руху рідини по циліндричній трубі, а за наявності припущень про малу зміну параметрів потоку використовується акустичне наближення для розв'язку вказаної задачі. Кожна з наведених моделей має свої пе-

реваги та недоліки, проте їх спільний розгляд дає змогу вивчити всі особливості процесу як на макроскопічному рівні, коли важливою є інформація про вплив дефекту на течію по довжині труби, так і на локальному рівні, коли вивчається поведінка рідини безпосередньо в зоні витоку.

Саме такою моделлю є модель обтікання пластини регулярним потоком рідини. При цьому метою вивчення особливостей поведінки різних типів рідини, що транспортується, для виявлення закономірностей, є формування профілю швидкості поздовжньої компоненти в залежності від типу рідини. При цьому розглядається поведінка рідин та газів, для яких проводились дослідження інших властивостей, пов'язаних з особливістю витоків [4].

В даній роботі для побудови ефективних теоретичних та апаратних методів [1, 2] визначення місця розташування зон витоків продуктів з трубопроводів проводиться моделювання течії в'язкої рідини в геометрично простій області. Одержані результати дають підстави для якісних висновків про поведінку об'єктів з більш складною геометричною конфігурацією.

Розглядається процес обтікання необмеженої за лінійними розмірами пластини потоком, який на достатній відстані від поверхні вважається рівномірним, зі швидкістю U_∞ . Через по-

верхню здійснюється рівномірний відбір рідини або газу з постійною швидкістю V_0 ($V_0 > 0$) [3]. В системі координат Oxy , пов'язаною з поверхнею пластини, записуються рівняння Нав'є-Стокса в стаціонарній двовимірній постановці:

$$\begin{cases} u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right); \\ u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + \nu \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} \right); \\ \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0, \end{cases} \quad (1)$$

де: ν – кінематична в'язкість; p – тиск; ρ – густина; $\vec{V}(u, v)$ – швидкість.

Описано [3] випадок течії з відбором характеризується такими граничними умовами:

$$\begin{aligned} u = 0; v = -V_0; y = 0 \quad (V_0 > 0); \\ u \rightarrow U_\infty, y \rightarrow \infty. \end{aligned} \quad (2)$$

Виходячи з умов (2), можна зробити висновок про те, що їм відповідає розв'язок системи (1), який не залежить від x :

$$u = u(y); v = -V_0; p = const. \quad (3)$$

Вказані припущення, які стосуються формування течії в зоні над пластиною, можуть бути застосовані для опису течії рідини в трубі, оскільки характерні розміри трубопроводів (діаметри, товщини стінок) дозволяють розглядати локально внутрішню поверхню трубопроводу як фрагмент площини. Крім того, слід зазначити, що при оцінці величини та інтенсивностей витоків дослідника, як правило, цікавлять ефекти на відстані від поверхні $0,1 - 0,2 D_{mp}$, де D_{mp} – діаметр трубопроводу.

Очевидно, що в такому випадку два останні рівняння (1) виконуються тотожно, а перше рівняння записується у вигляді:

$$-V_0 \frac{du}{dy} = \nu \frac{d^2u}{dy^2}, \quad (4)$$

після інтегрування якого [5] з урахуванням (2) одержуємо:

$$u = U_\infty \left(1 - \exp\left(-\frac{V_0 y}{\nu}\right) \right). \quad (5)$$

При аналізі залежності (5) встановлюється, що профіль швидкостей експоненційно залежить від вертикальної координати, що відповідає реальній фізичній картині процесу в трубопроводах – основні ефекти проявляються в невеликій за відстанню зоні від поверхні труби. Однак залежність (5) не дозволяє врахувати особливості просторового розташування ефекту (на дні труби, на верхній чи боковій поверхні). Моделью ці моменти можна розрізняти шляхом, наприклад, задання різної швидкості відбору речовини з поверхні: вона має бути найбільшою на дні труби та мінімальною на поверхні.

Формула (5) визначає профіль швидкості вздовж горизонтальної осі в залежності від вертикальної координати. Визначальними параметрами (5) є величина коефіцієнта кінематичної в'язкості рідини ν , $\text{см}^2/\text{с}$; швидкості відбору рідини через поверхню $-V_0$ (знак “-” означає, що досліджується саме випадок відбору рідини; у випадку закачування рідини в область цей знак змінився б на протилежний); а також швидкості незбуреної рідини U_∞ . Залежність від U_∞ є фактично лінійною, тому особливий інтерес викликає дослідження впливу на величини $u(y)$ саме значень ν та V_0 . Проводяться дослідження профілю швидкості $u = u(y)$ [3] для таких рідин та газів [4]: води ($\nu = 0,01 \text{ см}^2/\text{с}$); повітря ($\nu = 0,13 \text{ см}^2/\text{с}$); бензину ($\nu = 0,0077 \text{ см}^2/\text{с}$); метану ($\nu = 0,157 \text{ см}^2/\text{с}$); аміаку ($\nu = 0,127 \text{ см}^2/\text{с}$) та дизельного палива ($\nu = 0,045 \text{ см}^2/\text{с}$) для широкого діапазону швидкості відбору рідини та газу ($V_0 = 0,001 \div 10 \text{ см}/\text{с}$). Величина U_∞ приймається рівною $500 \text{ см}/\text{с}$.

Досліджено профіль швидкості потоку при $V_0 = 0,02 \text{ см}/\text{с}$ для вказаних речовин. Результати розрахунків наведено в таблиці 1.

Аналізуючи одержані результати, можна зробити висновок про те, що для рідини (вода, бензин, дизельне паливо) зона впливу на значення поздовжньої компоненти швидкості наявності відбору є досить малою – вказані ефекти практично зникають на відстані до 2 см від поверхні відбору для води та бензину, і 10 см для дизельного пального. Це означає, що при використанні моделі течії з відбором загальний вплив відбору на профіль швидкості є несуттєвим, в той час як для газів (повітря, аміак, метан) характер такого впливу в кількісному відношенні є значним.

Проведено дослідження профілю швидкості речовини по горизонтальній осі для бензину в залежності від швидкості відбору речовини. Результати розрахунків наведено в таблиці 2.

Аналізуючи одержані дані, можна зробити висновок про те, що вплив на профіль швидкості є більш значним за малих швидкостей відбору, а вже при величині $V_0 = 0,2 \text{ см}/\text{с}$ вплив відбору на профіль швидкості практично відсутній.

Досліджено вплив на профіль горизонтальної компоненти швидкості для метану за різних швидкостей відбору продукту ($V_0 = 0,02; 0,08; 0,14; 0,2; 0,56; 0,83 \text{ см}/\text{с}$). Результати розрахунків наведено в таблиці 3.

Аналізуючи одержані результати, встановлено, що, на відміну від рідини (бензину), вплив відбору для метану є більш суттєвим. Наприклад, при $V_0 = 0,02 \text{ см}/\text{с}$ вплив відбору відчувається на відстані 22 см від поверхні відбору, в той час як для бензину такий вплив практично відсутній. З метою вивчення вказаного впливу дослідження для бензину та метану проводились для різних значень швидкості відбору V_0 .

Таблиця 1 – Розподіл швидкості потоку по горизонтальній координаті для різних речовин

U , см/с y , см	швидкість потоку для різних типів рідин					
	вода	повітря	бензин	метан	аміак	дизпаливо
2,00	490,8422	132,4293	497,2274	112,4554	135,0912	294,4438
4,00	499,8323	229,7835	499,9846	199,6183	233,6831	415,4933
6,00	499,9969	301,3526	499,9999	267,1774	305,6372	465,2583
8,00	499,9999	353,9661	500,0000	319,5417	358,1506	485,7172
10,00	500,0000	392,6444	500,0000	360,1287	396,4758	494,1282
12,00	500,0000	421,0785	500,0000	391,5872	424,4462	497,5860
14,00	500,0000	441,9815	500,0000	415,9704	444,8595	499,0076
16,00	500,0000	457,3482	500,0000	434,8696	459,7575	499,5920
18,00	500,0000	468,6449	500,0000	449,5181	470,6303	499,8323
20,00	500,0000	476,9496	500,0000	460,8720	478,5655	499,9310
22,00	500,0000	483,0547	500,0000	469,6723	484,3567	499,9717

Таблиця 2 – Розподіл швидкості потоку по горизонтальній координаті для бензину за різних швидкостей відбору речовини через поверхню

V_0 , см/с y , см	швидкості потоку за різних значень V_0					
	0,001	0,005	0,008	0,2	1,2	2,4
2,00	114,3741	363,5570	437,4050	500,0000	500,0000	500,0000
4,00	202,5853	462,7666	492,1637	500,0000	500,0000	500,0000
6,00	270,6183	489,8395	499,0190	500,0000	500,0000	500,0000
8,00	323,0890	497,2274	499,8772	500,0000	500,0000	500,0000
10,00	363,5570	499,2434	499,9846	500,0000	500,0000	500,0000
12,00	394,7681	499,7935	499,9981	500,0000	500,0000	500,0000
14,00	418,8397	499,9437	499,9998	500,0000	500,0000	500,0000
16,00	437,4050	499,9846	500,0000	500,0000	500,0000	500,0000
18,00	451,7235	499,9958	500,0000	500,0000	500,0000	500,0000
20,00	462,7666	499,9989	500,0000	500,0000	500,0000	500,0000
22,00	471,2837	499,9997	500,0000	500,0000	500,0000	500,0000

Таблиця 3 – Розподіл швидкості потоку по горизонтальній координаті для метану за різних швидкостей відбору речовини через поверхню

V_0 , см/с y , см	швидкості потоку за різних значень V_0					
	0,02	0,08	0,14	0,2	0,56	0,83
2,00	112,4554	319,5417	415,9704	460,8720	499,6011	499,9872
4,00	199,6183	434,8696	485,8781	496,9380	499,9997	500,0000
6,00	267,1774	476,4933	497,6267	499,7604	500,0000	500,0000
8,00	319,5417	491,5161	499,6011	499,9812	500,0000	500,0000
10,00	360,1287	496,9380	499,9330	499,9985	500,0000	500,0000
12,00	391,5872	498,8949	499,9887	499,9999	500,0000	500,0000
14,00	415,9704	499,6011	499,9981	500,0000	500,0000	500,0000
16,00	434,8696	499,8560	499,9997	500,0000	500,0000	500,0000
18,00	449,5181	499,9480	499,9999	500,0000	500,0000	500,0000
20,00	460,8720	499,9812	500,0000	500,0000	500,0000	500,0000
22,00	469,6723	499,9932	500,0000	500,0000	500,0000	500,0000

Аналізуючи одержані результати, можна встановити таку закономірність: профіль швидкості змінюється тим сильніше, чим меншою є швидкість витoku продукту з трубопроводу. Це пояснюється тим, що за малих швидкостей витoku ($V_0 \rightarrow 0$) вказана модель фактично еквівалентна моделі обтікання пластини або моделі течії Пуазейля в'язкої рідини по трубі. В такому випадку фактично виконується умова непротікання рідини, а профіль швидкості є близьким до параболічного. Цей ефект відсутній за великих швидкостей відбору, оскільки в такому випадку умова непротікання відсутня і всі ефекти проявляються лише в пограничному шарі рідини [3].

Висновки

На основі проведених досліджень та розрахунків можна зробити такі висновки стосовно застосованості математичних методів моделювання процесу локальних витоків:

– для рідин та газів поведінка течії за наявності стаціонарного відбору через поверхню є суттєво різною, що визначається значенням їх кінематичної в'язкості ν ;

– розглянута модель вивчає процес обтікання пластини, тому її адаптація на випадок дослідження витоків з трубопроводів може бути проведена наступним чином: необхідним є врахування геометрії об'єкта, зокрема за великих значень діаметра труби вказана модель є більш прийнятною, ніж для трубопроводів з малими діаметрами;

– встановлення факту того, що для рідин вплив відбору на профіль є тим більшим, чим менша швидкість відтоку, може бути обґрунтованим тим, що течію в трубопроводах, в яких здійснюється малий відбір, можна розглядати як течію з малими збуреннями. При цьому слід зазначити, що малі значення V_0 швидкості відбору для вказаних трубопроводів можуть характеризувати декілька моделей процесу, серед яких слід виділити такі: а) течія з дефектами (отворами) малих розмірів, для яких рідина фактично просочується через поверхню; б) течія з дефектами великих розмірів, при яких проводиться зупинка трубопроводу через його фактичний прорив;

– методи діагностування витоків з використанням апарату математичного моделювання є більш прийнятними для вивчення витоків з газопроводів, тоді як для нафто- та продуктопроводів необхідно розробляти інші (наприклад, акустичні) методи, що базуються на проведеному певних фізичних експериментів.

Література

1 Неразрушающий контроль и диагностика: справочник / [Клюев В. В., Соснин Ф. Р., Ковалев А. В. и др.] ; под ред. В. В. Клюева. – М. : Мишиностроение, 2003. – 656 с.

2 Карпаш О.М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання / О.М. Карпаш, М.П. Возняк, В.М. Василюк. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – 341 с.

3 Шкадов В. Я. Течение вязкой жидкости / В.Я. Шкадов, З.Д. Запранов. – М.: Из-во Моск. ун-та, 1984. – 200 с.

4 Заміховський Л.М. Дослідження впливу частоти генерування тестових сигналів на максимальну відстань виявлення витоків з трубопроводів / Л.М. Заміховський, Л.О. Штаєр, В.А. Ровінський // Методи та прилади контролю якості. – Івано-Франківськ, 2010. – № 25. – С. 60-66.

5 Meredith F. W. Modern Developments in Fluid Dynamics / F. W. Meredith, A. A. Griffith. – Oxford University Press, Vol. 2, 1938. – 534 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
08.07.11*

*Рекомендована до друку професором
Юрчишиним В.М.*

МЕТОД ФОРМУВАННЯ СТРУКТУРИЗОВАНИХ ДАНИХ КВАЗІСТАЦІОНАРНИХ ОБ'ЄКТІВ НА ОСНОВІ СИСТЕМИ ЧИСЛЕННЯ ЗАЛИШКОВИХ КЛАСІВ БАЗИСУ КРЕСТЕНСОНА

Н.Я. Возна, Я.М. Николайчук, Н.Г. Ширмовська

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 45092,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Описано метод формування структуризованих даних на основі досконалої форми системи залишкових класів. Наведено теоретичні положення перетворень системи залишкових класів базису Крестенсона. Описано алгоритм обробки даних контролерами низових рівнів розподілених комп'ютерних систем. Подано характеристики квазістаціонарних об'єктів управління. Вказано шляхи застосування методу структуризованих даних на низових рівнях товарно-сировинних резервуарів.

Ключові слова: система залишкових класів, структуризовані дані, квазістаціонарний об'єкт, техніко-економічні дані, товарно-сировинний резервуар.

Описан метод формирования структуризованных данных на основе совершенной формы системы остаточных классов. Приведены теоретические положения преобразований системы остаточных классов базиса Крестенсона. Описан алгоритм обработки данных контроллерами низовых уровней распределенных компьютерных систем. Представлены характеристики квазистационарных объектов управления. Указаны пути применения метода структуризованных данных на низовых уровнях товарно-сырьевых резервуаров.

Ключевые слова: система остаточных классов, структуризованные данные, квазистационарный объект, технико-экономические данные, товарно-сырьевой резервуар.

The article described a method of forming structured data based on perfect form of residual classes. These theoretical principles of transformation of residual classes Krestensona basis. The described algorithm for data controllers grassroots distributed computer systems. The presented characteristics of quasi-stationary objects. Method shows the use of structured data on the grassroots levels of commodity and raw material tanks.

Keywords: system of remaining classes, structured information, kvazistacional object, technic-ekonomical information, commodity raw material reservoir.

Вступ

Принципи організації руху даних у комп'ютеризованих системах найбільш методологічно були розроблені в роботах відомого американського вченого Дж. Мартіна [1]. Найбільш повно основи теорії, методології та інформаційної технології побудови матричних моделей руху даних (МРД) у низових обчислювальних мережах розроблені Я.М.Николайчуком [2]. Практично технологія побудови МРД знайшла широке застосування в різних галузях при створенні програмно-апаратних засобів (СКУБ, СКУБ-М – управління процесами буріння, "КИС", "ГТИ" – управління геофізичними випробовуваннями, "ТСГК", "АЙИС" – процесів формування та обробки даних із вибою морських свердловин) низових обчислювальних мереж автоматизованих систем нафтогазової промисловості [4].

Водночас, існуючі методи формалізації процесів формування структуризованих даних базуються на перетворенні цілочисельної форми системи залишкових класів (СЗК) [4]. Тому, використання інших форм СЗК, які дозволяють спростити алгоритм кодування інформації на низових рівнях розподілених комп'ютерних систем (РКС), є актуальною науково-технічною задачею.

1 Методи формалізації та формування структуризованих даних на низових рівнях проблемно-орієнтованих РКС

В основу процесів формалізації та формування структуризованих даних покладена теоретична база системи числення залишкових класів.

Відомі чотири форми перетворення залишкових класів [5], які базуються на аналітиці прямих та зворотних перетворень (табл.1).

На основі аналізу характеристик та функціональних можливостей використання ТЧБ для формування СД на низових рівнях РКС запропоновано метод компактного завадозахищеного формування СД на основі ТЧБ Крестенсона, який описується таким алгоритмом:

$$\left. \begin{array}{l} x_1(t) \rightarrow x_{i1} \rightarrow p_1 \rightarrow b_1 \\ x_2(t) \rightarrow x_{i2} \rightarrow p_2 \rightarrow b_2 \\ \dots \\ x_j(t) \rightarrow x_{ij} \rightarrow p_j \rightarrow b_j \\ \dots \\ x_m(t) \rightarrow x_{im} \rightarrow p_{k-1} \rightarrow b_{k-1} \\ D_i \rightarrow p_k \rightarrow b_k \end{array} \right\} N_k = \quad (1)$$

$$= \text{res} \sum_{j=1}^k b_j B_j \pmod{P};$$

Таблиця 1 – Теоретичні положення перетворень СЗК базису Крестенсона

№ з/п	Пряме перетворення форми СЗК	Зворотне перетворення форми СЗК
1	Цілочисельна форма СЗК	
	$N_k = (b_1 b_2 \dots b_i \dots b_k)_{(p_1 p_2 \dots p_i \dots p_k)}$ $N_k = b_i \pmod{p_i},$ $N_k = a_i p_i + b_i,$ $P = \prod_{i=1}^k p_i; 0 \leq N_k \leq P.$	$b_i = \text{res} N_k \pmod{p_i}$ $N_k = \text{res} \sum_{i=1}^k b_i \cdot B_i \pmod{P},$ $B_i = \frac{P}{p_i} \cdot m_i \equiv 1 \pmod{p_i}.$
2	Нормалізована форма СЗК	
	$\frac{N_k}{P} = \text{res} \sum_{i=1}^k \frac{b_i \cdot B_i \pmod{P}}{P},$ $[N_k]_0 = \text{res} \sum_{i=1}^k b_i \cdot \frac{B_i}{P} \pmod{1},$ $0 \leq [N_k]_0 \leq P-1; \frac{B_i}{P} = \frac{1}{p_i},$	$[N_k]_0 = \text{res} \sum_{i=1}^k b_i \cdot \frac{m_i}{p_i} \pmod{1},$ $[N_k]_0 = \text{res} \sum_{i=1}^k [b_i]_0 \cdot m_i \pmod{1},$ $[b_i]_0 = \frac{b_i}{p_i}, 0 \leq [b_i]_0 \leq 1.$
	$\delta_p \leq \frac{1}{P}, \frac{1}{p_i} = 0.\overbrace{g}^{n_i} \overbrace{g}^{\delta_p},$	$N_k = \text{int}[N_k]_0 \cdot P,$
3	Досконала форма СЗК	
	$[N_k]_0 = \text{res} \sum_{i=1}^k [b_i]_0 \pmod{1}.$	$b_i = \text{int} \text{res}[N_k]_0 \pmod{1} \cdot P_i$

N_k – число у позиційній системі числення (у базисі Радемахера); $(b_1 b_2 \dots b_i \dots b_k)$ – представлення числа у СЗК; $(p_1 p_2 \dots p_i \dots p_k)$ – набір взаємно простих модулів СЗК; b_i – найменший невід’ємний залишок; P – діапазон кодування чисел в СЗК; a_i – ранг; K – число модулів СЗК; B_i – базисні числа СЗК; res – символ операції знаходження найменшого невід’ємного залишку; int – символ операції виділення цілої частини; mod – символ операції за модулем; m_i – ранговий коефіцієнт СЗК; δ_p – дробова частина в нормалізованій формі СЗК; $[N_k]_0, [b_i]_0$ – відповідно число та залишок у нормалізованій формі базису Радемахера.

$$B_j = \frac{P}{p_j} m_j = 1 \pmod{p_j},$$

де: $x_j(t)$ - аналогові дані телеметрії;
 x_{ij} - цифрові дані телеметрії;
 D_i – техніко-економічні дані (ТЕД);
 $p_1, p_2 \dots p_k$ – система взаємно простих модулів;
 $b_1, b_2, \dots, b_j, \dots, b_k$ – набір найменших невід’ємних залишків;

B_j – система ортогональних базисів СЗК.
 Наявність операції множення на базисні числа B_j та операції обчислення залишку за модулем P у виразі (1) ускладнює алгоритм кодування даних, який відповідає роботі контролерів низових рівнів РКС.

При використанні нормалізованої досконалої форми СЗК даний метод формування СД реалізується у вигляді більш простого алгоритму:

$$\left. \begin{array}{l} x_1(t) \rightarrow x_{i1} \rightarrow p_1 \rightarrow [b_1]_0 \\ x_2(t) \rightarrow x_{i2} \rightarrow p_2 \rightarrow [b_2]_0 \\ \dots \\ x_j(t) \rightarrow x_{ij} \rightarrow p_j \rightarrow [b_j]_0 \\ \dots \\ x_m(t) \rightarrow x_{im} \rightarrow p_{k-1} \rightarrow [b_{k-1}]_0 \\ D_i \rightarrow p_k \rightarrow [b_k]_0 \end{array} \right\} [N_k]_0 =$$

$$= \text{res} \sum_{i=1}^k [b_i]_0 \pmod{1},$$

$$b_i = \text{int} \text{res}[N_k]_0 \pmod{1} \cdot P,$$

де $[N_k]_0$ – аналітичний вираз з табл. 1.

2 Інформаційні характеристики квазі-стаціонарних об’єктів управління

Особливістю квазістаціонарних ОУ, які в більшості відповідають реальним технологічним процесам, є стрибкоподібна зміна елемен-

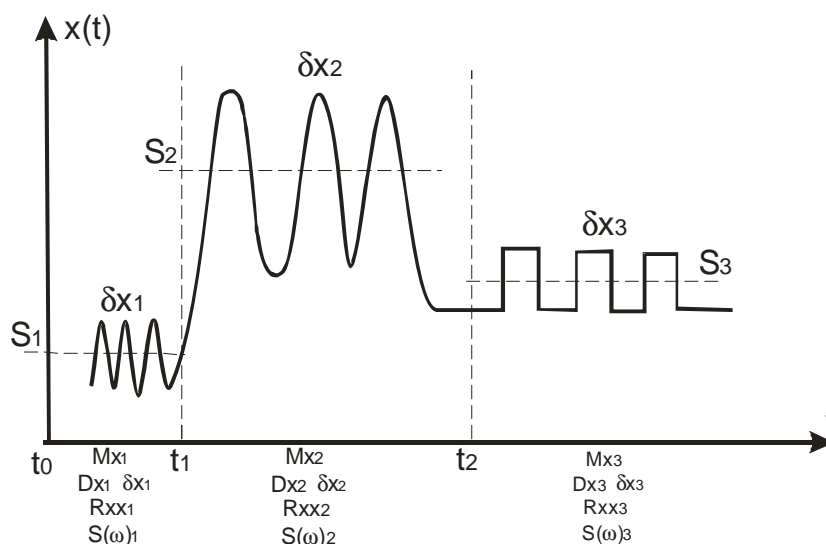


Рисунок 1 – Реалізація продукційної моделі квазістаціонарного ОУ (S_1, S_2, S_3 – відповідні квазістаціонарні стани ОУ)

тів функціоналів X_{Oy} та F_{Oy} (рис.1), тобто $(Mx, Dx, \delta x, Rxx, S(\omega), Ix) \Rightarrow var(t)$, причому перелічені параметри є постійними на інтервалах $t_{i-1} \leq t \leq t_i, i = 1, 2, \dots$

Таким чином, функціонал X_{Oy} , який враховує квазістаціонарні властивості ОУ, повинен бути розширений ідентифікатором його стану S_i , що найбільш доцільно виконувати при формуванні масивів ТЕД [6]:

$$X_{Oy} = F(S_i : X(t) + ТЕД, M_x, D_x, \sigma_x, R_{xx}, R_{xy}, M_{ij}, S(\omega), K_{ij}, ЛСИМ, I_x, СД), \quad (3)$$

де: $X(t)$ – поточні значення технологічних параметрів ОУ, M_x – математичне сподівання, D_x – дисперсія, σ_x – середньоквадратичне відхилення, R_{xx} – автокореляційна функція, R_{xy} – взаємкореляційна функція, M_{ij} – матриця нормованих коефіцієнтів взаємкореляції, $S(\omega)$ – спектральні моделі, K_{ij} – матриця ймовірностей переходу в різні стани, $ЛСИМ$ – логіко-статистична інформаційна модель, I_x – ентропійна модель.

Як показано в роботі [5], для ідентифікації станів квазістаціонарних об'єктів управління, особливо виявлення передаварійних та аварійних ситуацій, доцільно використовувати логіко-статистичні та кластерні інформаційні моделі, які будуються на основі матриці ймовірності переходу в різні стани K_{ij} .

3 Застосування методу формування структуризованих даних на низових рівнях "АСУ резервуарних парків НПЗ"

Об'єкти нафтогазового комплексу України належать до класу стратегічних об'єктів, автоматизоване управління якими здійснюється засобами спеціалізованих комп'ютерних систем. Важливим підкласом таких систем є спеціалі-

зовані системи контролю зберігання та обліку руху нафтопродуктів "АСУ резервуарних парків НПЗ". Особливістю технологічних об'єктів, товарно-сировинних резервуарів (ТСР) для зберігання нафти та нафтопродуктів є такі характеристики:

- квазістаціонарність, що потребує відповідної ідентифікації стану ТСР та формування його коду оператором апаратури мобільного адаптера;
- іскро-вибухонебезпечність, що потребує особливої екологічної безпеки при реалізації відповідних програмно-апаратних засобів його контролю;
- обмежений фізичний доступ оператора в промислову охоронну зону;
- значні габарити об'єкта (висота – до 20м, діаметр – 60м та ємність – понад 20 тис.т нафтопродуктів).

На рис. 2 зображена структура взаємодії оператора з об'єктами ТСР нафтопереробних заводів та диспетчером-оператором серверного центру "АСУ резервуарних парків НПЗ". Кожен ТСР оснащений не менш ніж шістьма автономними сенсорами, які контролюють такі параметри [7]:

S_1, S_2, S_3 – температура на різних рівнях по висоті ТСР;

S_4, S_5, S_6 – відповідно висота нафтопродукту, рівень підтоварної води, питома вага нафтопродукту.

Розподілена комп'ютеризована система "АСУ резервуарних парків НПЗ" обслуговується оператором-диспетчером (ОД), який знаходиться в центральній серверній, та багатьма операторами-контролерами (ОК), які виконують технологічне обслуговування ТСР, їх профілактику, контроль стану технологічного обладнання, сенсорів та ін.

Регламентна технологічна процедура взаємодії ОК та ОД відбувається шляхом використання мобільних адаптерів з безпроводним зв'язком, оскільки всі технічні засоби розміще-

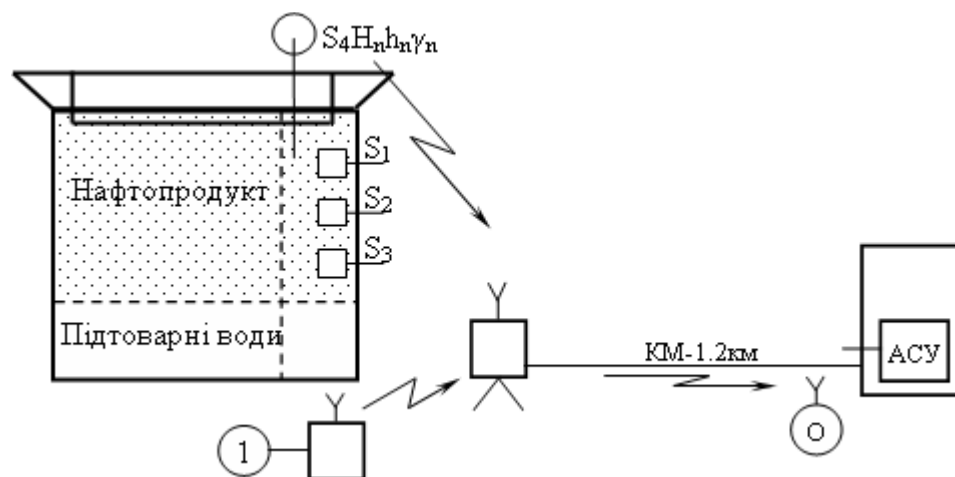


Рисунок 2 – Структура взаємодії оператора з об'єктами ТСП

ні в іскро-вибухонебезпечних контейнерах класу ВЗГ, що виключає можливість безпосереднього доступу ОК без спеціально оформленого дозволу до названих контейнерів. При цьому оператор ідентифікує свої дані в алфавітно-цифровому вигляді на основі синтезованої клавіатури [6] та вказує номер ТСП, тип регламентних робіт та ін. Дана інформація документується центральним сервером через автономні безпроводні канали зв'язку.

Висновки

Викладені теоретичні засади методу формування структурованих даних квазістаціонарних об'єктів на основі цілочисельної та досконалої форм системи числення залишкових класів базису Крестенсона. Наведено приклади застосування розробленого методу в системах автоматизованого контролю розподілених та квазістаціонарних об'єктів нафтогазового комплексу України.

Література

- 1 Мартин Дж. Введение в сетевые технологии. Практическое руководство по организации сетей. – СПб.: Лори, 2002. – 659 с.
- 2 Николайчук Я.М. Теория джерел інформації: монографія. – Тернопіль: Економічна думка, 2008. – 396 с.
- 3 Николайчук Я.Н. Эффективное кодирование суточного рапорта бурового мастера для формализованного ввода в ЭВМ / Я.Н. Николайчук, Г.Я. Ширмовский // Экспресс-информация. – 1986. – Вып. 7. – С. 29-33. – Серия "Экономика и управление в нефтяной промышленности".
- 4 Акушский И.Я. Машинная арифметика в остаточных классах / И.Я. Акушский, Д.И. Юдицкий. – М.: Сов. радио, 1978. – 256 с.
- 5 Ширмовська Н.Г. Теоретичні основи та методологія формалізації станів квазістаціонарних об'єктів / Н.Г. Ширмовська // Методи та прилади контролю якості. – 2010. – № 24. – С. 116-120.
- 7 Возна Н.Я. Архітектура та базові функції мобільного адаптера низового рівня розподіленої комп'ютерної системи / Н.Я. Возна, М.І. Чирка // Поступ в науку: Збірник наукових праць Буцацького інституту менеджменту і аудиту. – 2009. – №5. – Т. 1. – С.77-82.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.06.11
Рекомендована до друку професором
Горбійчуком М.І.

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЇ ГАЗУ В ҐРУНТІ ВНАСЛІДОК ВИНИКНЕННЯ МАЛИХ ВИТОКІВ У ГАЗОПРОВОДІ

В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук, Н.Я. Дрінь, Р.Б. Стасюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42342,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Побудовано двомірну математичну модель нестационарної фільтрації газу в пористому середовищі (ґрунті), викликану появою точкового витoku з газопроводу, який імітується за допомогою функції Дірака. Математична модель базується на рівнянні фільтрації Дарсі і рівнянні нерозривності потоку. Розроблено алгоритм реалізації математичної моделі і одержано числові розв'язки для різних умов. Проведено аналіз одержаних розв'язків, за якими встановлено закономірності процесу фільтрації газу в ґрунті. Зокрема, дано оцінку тривалості процесу до досягнення газом поверхні ґрунту і величини ареалу загазованості ґрунту при цьому.

Ключові слова: фільтрація, витік газу, ареал загазованості.

Построена двухмерная математическая модель нестационарной фильтрации газа в пористой среде (почве), вызванная появлением точечной утечки из газопровода, который имитируется с помощью функции Дирака. Математическая модель базируется на уравнении фильтрации Дарси и уравнении неразрывности потока. Разработан алгоритм реализации математической модели и получены численные решения для различных условий. Проведен анализ полученных решений, по которым установлены закономерности процесса фильтрации газа в почве. В частности, дана оценка длительности процесса к моменту достижения газом поверхности почвы и величины ареала загазованности почвы при этом.

Ключевые слова: фильтрация, утечка газа, ареал загазованности.

The article deals with the two-dimensional mathematical model of non-stationary gas filtration in porous environment (ground) caused by the gas pipeline pinhole leakage which is simulated by Dirac function. The mathematical model is based on Darcy's equation and flow continuity equation. The algorithm of the mathematical model implementation is developed. The computational solutions for different conditions are obtained. The author analyses the achieved solutions, which show common factors of the underground gas filtration process. The duration of the process of gas reaching the ground surface and the concurrent area of the underground gas contamination are described.

Keywords: filtration, gas leakage, area of gas contamination.

Актуальність проблеми. В газопроводі з тривалим терміном експлуатації у разі пошкодження ізоляційного покриття внаслідок корозійних процесів можуть утворюватися наскрізні отвори (свищі), крізь які газ витікає в довкілля. Якщо в газопроводі газ знаходиться під високим тиском, то виникнення свища буде невдовзі зафіксоване за характерним звуком і викиданням ґрунту газовою струминою. Для газових мереж характерні невисокі тиски в трубопроводі, тому виникнення свища може не привертати уваги, і витікання може існувати протягом значного проміжку часу. Це призводить до значних втрат газу і виникнення вибухонебезпечної ситуації.

Аналіз літературних джерел. Дослідження витікання газу з газопроводу присвячено роботам Капцов И.И. [2], Щербаков С.Г. [5], Яковлева Е.И. [6], в яких приведено методіку визначення втрати газу при витіканні, дано оцінку втрат газу при транспортуванні, запропоновано методи діагностування витоків. Закономірності фільтрації газу в пористому середовищі висвітлено в працях Бузинова С.Н. [1], Левикина Е.В. [3], Хейна А.Л. [4] та ін. Приведені залежності швидкості фільтрації від розподілу тисків та характеристики пористого середовища. Однак, сумісні дослідження процесів

витікання газу з трубопроводу і формування при цьому ареалу забруднення ґрунту в літературі відсутні.

Метою дослідження є проведення аналітичних досліджень витікання газу з газопроводу і формування ареалу забруднення ґрунту при цьому. Завдання створення і реалізації математичної моделі полягають в тому, щоб на основі аналітичних досліджень встановити час, за який фільтрація газу в ґрунті, що виникне в результаті появи свища в газопроводі, досягне поверхні ґрунту, і який при цьому обсяг в ґрунті займатиме сформований ареал забруднення.

При створенні математичної моделі формування ареалу забруднення ґрунту газу, що витікає з газопроводу, прийнято такі припущення:

- інтенсивність витікання газу в ґрунті постійна в часі;
- фільтрація рідини в ґрунті лінійна і підпорядковується закону Дарсі;
- фільтрація ґрунтових вод у середовищі відсутня.

В основу математичної моделі покладено рівняння нестационарної плоскої фільтрації рідини в пористому середовищі, в якій джерело витоків розглядається як точкове джерело і моделюється за допомогою функції Дірака. Ліній-

на фільтрація неперервного середовища в ґрунті описується законом Дарсі, згідно з яким швидкість фільтрації з урахуванням джерела:

$$\omega = -\frac{k}{\eta} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{q}{F} \delta(x - x_g). \quad (1)$$

Рівняння нерозривності лінійної фільтрації має вигляд

$$-\frac{\partial P}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x}. \quad (2)$$

Диференціюючи (1) за часом і (2) за лінійною координатою та переходячи до плоскої задачі, отримаємо математичну модель у вигляді

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} = \text{ж} \left(\frac{\partial^2 \omega}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial y^2} \right) - \text{ж} \frac{q}{F} \delta(x - x_g) \delta(y - y_g), \quad (3)$$

де: ω – швидкість фільтрації як функція часу t і просторових декартових координат.

$$\text{ж} = \frac{kc^2 \rho}{\eta},$$

k – проникність пористого середовища;
 c – швидкість розповсюдження звуку в середовищі;

η – динамічна в'язкість газу;

ρ – густина газу;

q – інтенсивність джерела;

F – площа поверхні, через яку здійснюється фільтрація;

x_g, y_g – додаткові координати джерела в площині;

$\delta(x - x_g), \delta(y - y_g)$ – функції Дірака.

При виборі початкових і граничних умов вважалось, що в початковий момент часу фільтрація газу в ґрунті відсутня, поверхня ґрунту газу непроникна, а на безмежному віддаленні від джерела швидкість фільтрації дорівнює нулю, тобто

$$\omega(x, y, 0) = 0; \omega(0, h, t) = 0; \omega(\infty, h, t) = 0, \quad (4)$$

де h – глибина закладення газопроводу в ґрунті.

Поставлена задача розв'язувалась із застосуванням інтегральних перетворень. На першому етапі було використане синус-перетворення Фур'є, згідно з яким

$$W = \int_0^{\infty} \omega(x, y, t) \sin \lambda y dy. \quad (5)$$

Таким чином, рівняння (3) зводилось до вигляду

$$\frac{\partial W}{\partial t} = \text{ж} \left(\frac{\partial^2 W}{\partial x^2} - \lambda^2 W \right) - \text{ж} \frac{q}{F} \sin \lambda y_g \delta(x - x_g). \quad (6)$$

В подальшому було використано перетворення Лапласа

$$\bar{W} = \int_0^{\infty} W(x, \lambda, t) e^{-st} dt. \quad (7)$$

Тепер на основі (6) одержано

$$\frac{d^2 \bar{W}}{dx^2} - \left(\frac{s + \text{ж} \lambda^2}{\text{ж}} \right) \bar{W} = \frac{q}{Fs} \sin \lambda y_g \delta(x - x_g). \quad (8)$$

Розв'язок (8) з використанням початкових умов, одержаних на основі (4), має вигляд

$$\bar{W} = \frac{q \sin \lambda y_g}{2F} \left[\sigma(x - x_g) - 1 \right] \frac{\text{ж} e^{-\sqrt{s + \text{ж} \lambda^2} \frac{(x - x_g)}{\sqrt{\text{ж}}}}}{s \sqrt{s + \text{ж} \lambda^2}} - \frac{q \sin \lambda y_0}{2F} \sigma(x - x_g) \frac{\sqrt{\text{ж} e^{-\sqrt{s + \text{ж} \lambda^2} \frac{(x - x_g)}{\sqrt{\text{ж}}}}}}{s \sqrt{s + \text{ж} \lambda^2}}. \quad (9)$$

Застосування до (9) оберненого перетворення Лапласа дозволило отримати

$$W = \frac{q \sin \lambda y_g}{4F \lambda} \left[\sigma(x - x_g) - 1 \right] \times \frac{1}{2 \lambda \sqrt{\text{ж}}} \left[e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0 - x}{2 \sqrt{\text{ж} t}} - \lambda \sqrt{\text{ж} t} \right) - e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_g - x}{2 \sqrt{\text{ж} t}} + \lambda \sqrt{\text{ж} t} \right) \right] - \frac{q \sin \lambda y_0}{4 \lambda F} \sigma(x - x_0) \left[e^{-\lambda(x - x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_g}{2 \sqrt{\text{ж} t}} - \lambda \sqrt{\text{ж} t} \right) - e^{-\lambda(x - x_g)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_g}{2 \sqrt{\text{ж} t}} + \lambda \sqrt{\text{ж} t} \right) \right]. \quad (10)$$

Використовуючи обернене синус-перетворення Фур'є, одержимо розв'язок поставленої задачі у вигляді

$$\omega(x, y, t) = \frac{q}{2 \pi F} \int_0^{\infty} \frac{\sin \lambda y_g \sin \lambda y}{\lambda} \times \left\{ \left[\sigma(x - x_g) - 1 \right] \left[e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_g - x}{2 \sqrt{\text{ж} t}} - \lambda \sqrt{\text{ж} t} \right) - e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_g - x}{2 \sqrt{\text{ж} t}} + \lambda \sqrt{\text{ж} t} \right) \right] - \sigma(x - x_g) \left[e^{-\lambda(x - x_g)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_g}{2 \sqrt{\text{ж} t}} - \lambda \sqrt{\text{ж} t} \right) - e^{-\lambda(x - x_g)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_g}{2 \sqrt{\text{ж} t}} + \lambda \sqrt{\text{ж} t} \right) \right] \right\} d \lambda, \quad (11)$$

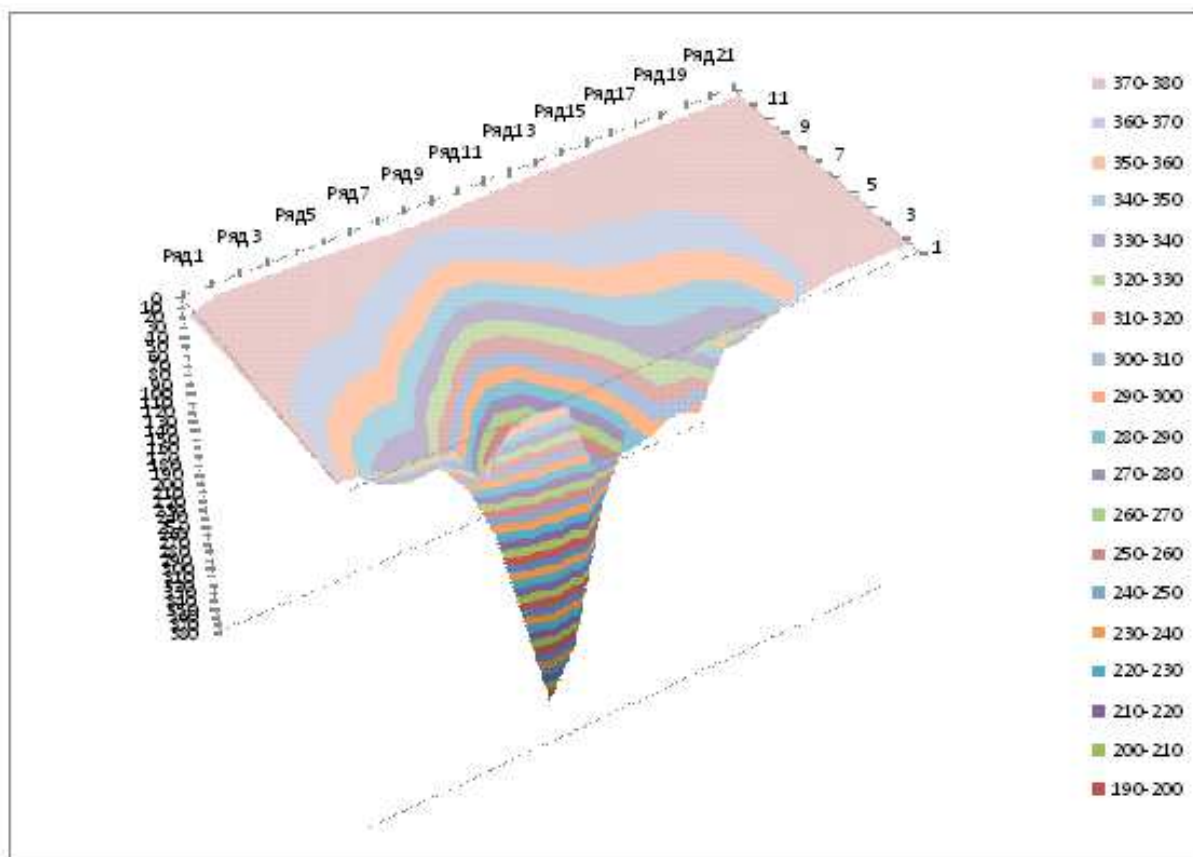


Рисунок 1- Результати математичного моделювання поля швидкостей фільтрації при появі витoku з газопроводу

де: $\sigma(x - x_g)$ - одинична функція Хевісайда

$$\sigma = \begin{cases} 1, & \text{якщо } x > x_g \\ 0, & \text{якщо } x \leq x_g \end{cases}$$

$erfc(z)$ - інтеграл імовірності

$$erfc(z) = \int_0^{\infty} e^{-z^2} dz.$$

Рівняння (11) дозволяє отримати в кожній точці площини з координатами (x_i, y_i) значення швидкості фільтрації w_i в певний момент часу, обумовлене дією одного точкового джерела інтенсивністю q .

Реалізація (11) із застосуванням числових методів дозволила отримати характер розподілу швидкостей фільтрації газу в ґрунті при появі витoku газу з газопроводу різної інтенсивності. Слід зауважити, що математичне моделювання у формулі (11) справдилося для проміжку часу, коли витік газу не досягне поверхні ґрунту.

Для встановлення закономірностей формування поля швидкостей фільтрації газу в ґрунті проведено обчислювальний експеримент на основі створеної моделі. В умовах експерименту вважалося, що на глибині 1 м знаходиться точковий малий витік газу інтенсивністю

20 мм³/с через корозійний отвір в стінці труби круглої форми діаметром 2 мм. При цьому лінійна швидкість витoku газу через отвір складає 6,37 мм/с (382 мм/хв). Проникність середовища (ґрунту в непорушеному стані) прийнято рівною 0,5 дарсі. Вздовж осі трубопроводу (засипка траншеї) проникність вважається в 1,5 рази більшою.

Висновки

При виникненні малих витokів газу з газопроводів низького тиску індикація їх на поверхні ґрунту можлива через короткий проміжок часу (5-10хв) і залежить від властивостей ґрунту.

Ареал загазованості ґрунту витокami газу з газопроводу на глибинах, близьких до трубопроводу, займає поверхню, співрозмірну з розмірами траншеї. З наближенням до поверхні трубопроводу форма ареалу загазованості наближається до еліпса, велика вісь якого спрямована вздовж осі трубопроводу, а площа складає близько 40 м².

Запропонована математична модель дозволяє підвищити ефективність діагностування малих витokів з газопроводів і оцінити розміри ареалів загазованості при цьому.

Література

- 1 Бузинов С. Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С. Н. Бузинов, И. Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
- 2 Капцов И. И. Определение количества жидкости в газопроводе / И. И. Капцов, В. Н. Гончар // Газовая промышленность. – 1989. – № 3.
- 3 Левикин Е. В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е. В. Левикин. – М.: Недра, 1973. – 207 с.
- 4 Хеш А. Л. Газодинамические расчеты ПХГ / А. Л. Хеш. – М.: Недра, 1968. – 314 с.
- 5 Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С. Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 206 с.
- 6 Яковлев Е. И. Методика диагностики состояния внутренней полости магистрального газопровода / Е. И. Яковлев, Г. Крылов и др. // Мингазпром СССР. – Киев: Союзгазпроект, 1987. – 254 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
17.08.11
Рекомендована до друку професором
Тимківим Д. Ф.*

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ОЦІНКА ПІДСИЛЮЮЧОЇ ЗДАТНОСТІ ЗВАРНИХ МУФТ ПОШКОДЖЕНИХ ТРУБ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

¹Р.О. Дейнега, ¹В.І. Артим, ²О.В. Івасів, ³В.М. Василюк, ⁴С.Р. Яновський, ⁴Р.М. Басараб

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40089,
e-mail: deynega2004@i.ua

²Карпатський ЕТЦ, 76007, м. Івано-Франківськ, вул. Максимовича, 15,
e-mail: ivasivov@rambler.ru

³ПАТ "Укртранснафта", 01133 м., Київ, вул. Кутузова, 18/7, тел. (044) 2015790

⁴ПАТ "Укртранснафта", філія "Магістральні нафтопроводи "Дружба",
м. Львів, вул. Липинського, 12, тел. (0322) 919756, e-mail: rbasarab@druzhba.lviv.ua

Розглянуто принципову схему установки для гідравлічних випробувань труб. Для визначення фактичної деформації тіла труби на всіх етапах випробувань здійснювався запис розмірів деформації за допомогою тензодавача. Представлено результати запису деформації труби. Проаналізовано результати експериментальних досліджень міцності укріпленої ремонтними конструкціями труби з корозійними і ерозійними локальними дефектами.

Ключові слова: муфта, нафтопровід, міцність, корозійний дефект

Рассмотрена принципиальная схема установки для гидравлических испытаний труб. Для определения фактической деформации тела трубы на всех этапах испытаний осуществлялась запись размеров деформации с помощью тензодатчика. Представлены результаты запису деформации трубы. Проанализированы результаты экспериментальных исследований прочности укреплённой ремонтными конструкциями трубы с коррозионными и эрозийными локальными дефектами.

Ключевые слова: муфта, нефтепровод, прочность, коррозионный дефект.

The schematic circuit of installation for hydraulic tests of pipes was examined. For actual barrel deformation determination at all stages of tests deformation sizes records by means of the strain gage were carried out. Results of pipe deformation record are presented. Experimental research results of pipe durability with corrosive and erosive local defects strengthened by repair constructions were analysed.

Keywords: thimble, union, oil pipeline, durability, corrosive defect.

Магістральні нафтопроводи є складними, високовартісними, матеріалосьмними і вибухонебезпечними спорудами, тому їх руйнування пов'язані зі значними матеріальними витратами, а наслідки таких руйнувань можуть призвести до екологічних катастроф і, навіть, до загибелі людей.

Загальна довжина магістральних нафтопроводів в Україні становить 4,7 тис. км. Близько 80% нафтопроводів перевищили термін експлуатації 20 років, а 60% експлуатується понад 30 років, тому забезпечення їх надійності є однією з найактуальніших науково-технічних проблем галузі.

Найпоширенішою причиною руйнування лінійної частини нафтопроводів є корозійні та ерозійні дефекти труб, зумовлені локальним місцевим пошкодженням матеріалу у ході їх тривалої експлуатації [1]. З часом такі дефекти можуть набувати критичних розмірів, тобто напруження, зумовлені впливом внутрішнього тиску нафти, досягатимуть рівня чи перевищуватимуть границю міцності, що може стати причиною аварії.

Щоб звести до мінімуму руйнування експлуатованих нафтопроводів, проводять їх періодичне діагностування, у ході якого виявляють дефектні ділянки і визначають геометричні параметри дефектів. Залежно від ступеня небезпеки дефектів, вдаються до таких дій: припиняють експлуатацію, знижують робочий тиск, проводять поточний ремонт або повністю замінюють пошкоджену ділянку.

Враховуючи вітчизняний та світовий досвід, поточний ремонт лінійної частини нафтопроводу доцільно проводити шляхом підсилення бандажами [2]. Таке підсилення дає змогу відновити проектну несівну здатність послаблених різного роду дефектами ділянок лінійної частини магістральних трубопроводів, і в такий спосіб підвищити їх надійність та подовжити термін експлуатації.

Найбільш достовірну оцінку підсилюючої здатності бандажів можна провести за допомогою експериментальних досліджень на натурних конструкціях. З цією метою нами використано насосну установку УВ1/200 ЦК (рис. 1), призначену для гідроопресування та випробування трубопроводів на міцність та гермети-

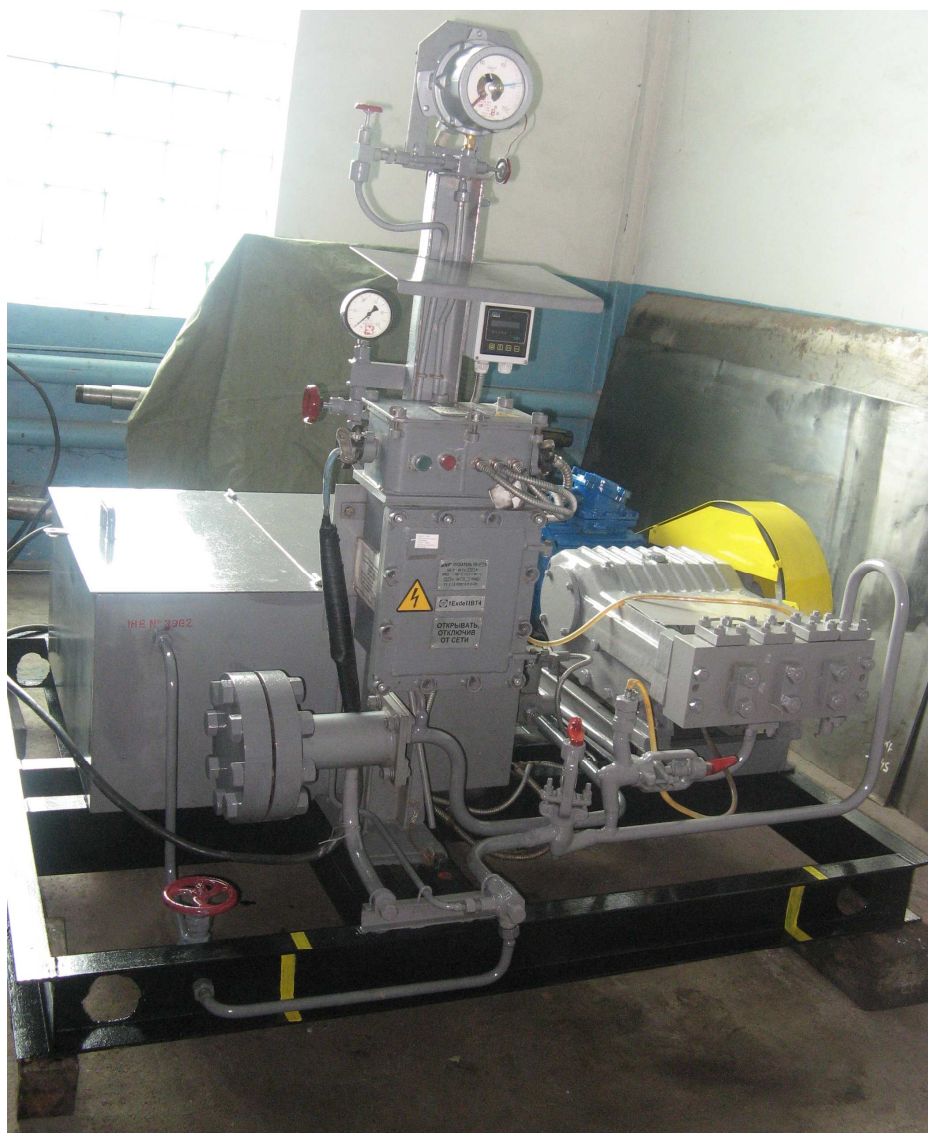


Рисунок 1 – Загальний вигляд установки UB1/200 ЦК

чність. Ця установка спроектована та виготовлена ЗАТ НВО “Гідромаш” (м. Суми) на замовлення філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ПАТ “Укртранснафта”.

Технічні характеристики:

потужність приводного двигуна – 15 кВт;

ємність бака резервуару – 0,5 м³;

напруга живлення – 400 В;

номінальна подача насоса – 1 м³/год;

номінальний тиск насоса – 20 МПа.

Установка складається з триплунжерного насоса 2,3 ПТ-1/40, який приводиться в дію від двигуна АІММ 160М6 ІМ 1081 через клинопасову передачу. Робоча рідина заливається в ємність через горловину з фільтрувальною сіткою. У ході випробовувань на статичну міцність насос нагнітає у випробовуваний зразок рідину до досягнення тиску, необхідного для випробування останнього.

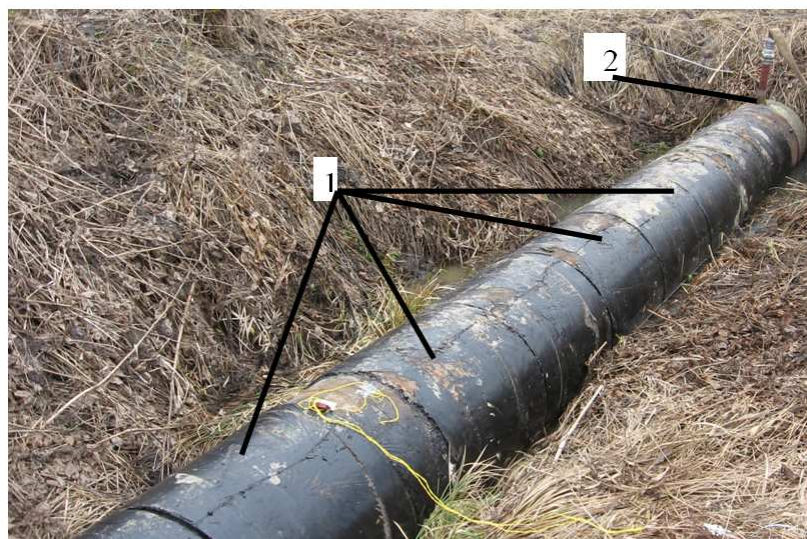
Особливістю даної установки є можливість проведення циклічних випробовувань внутрішнім тиском. Для цього спеціальний електромагнітний клапан налаштовують на відповідний тиск. Після увімкнення установки та дося-

гнення даного тиску спрацьовують контакти на манометрі, і клапан відкривається. Через відкритий клапан робоча рідина повертається до ємності, тобто відбувається скидання тиску. З досягненням тиску величини 1,5 МПа електромагнітний клапан закривається і цикл повторюється.

Для експериментальних випробовувань взято трубу діаметром 720 мм і товщиною стінки 9 мм, виготовлену зі сталі 17ГС (рис. 2) з ремонтними конструкціями у вигляді зварних муфт. Попереднім неруйнівним контролем встановлено значну пошкодженість внутрішньої поверхні труби локальними корозійно-ерозійними дефектами.

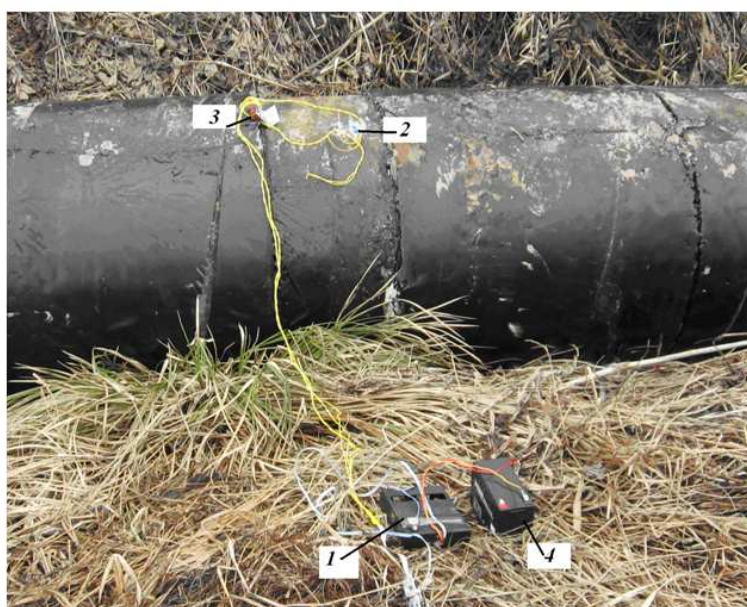
Муфти 1, призначені для підвищення міцності дефектних ділянок, складаються з двох частин і виготовлені з такої ж труби. До тіла труби було приварено еліптичні заглушки та різьбовий з’єднувальний штуцер 2 для подавання води під тиском.

Спостереження за зміною тиску проводилося за допомогою манометра.



1 – бандажі; 2 – штуцер

Рисунок 2 – Загальний вигляд труби для гідровипробувань



1 – АЦП; 2 – тензодавач; 3 – тензометричний міст; 4 – акумулятор для живлення системи

Рисунок 3 – Загальний вигляд контрольованої ділянки труби

Деформований стан труби під час випробувань контролювали тензометричним методом, який дає змогу провести глибокий аналіз та добре зарекомендував себе у різних галузях промисловості, зокрема нафтогазовій [3].

Для визначення фактичної деформації тіла труби на усіх етапах випробувань здійснювався запис розмірів деформації за допомогою тензодавача, наклеєного на підготовлену ділянку тіла труби та з'єднаного з аналого-цифровим перетворювачем (АЦП) (рис. 3).

Результати запису деформацій контрольованої ділянки тіла труби під час випробувань наведено на рис. 4-6.

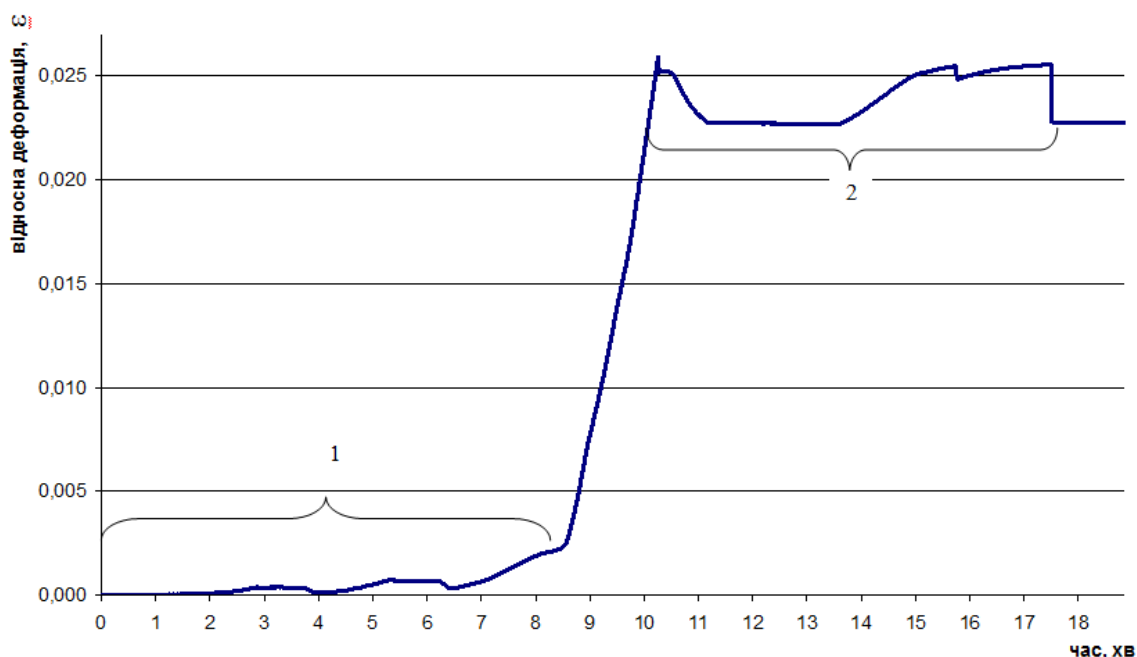
Програма випробувань складалася з таких етапів:

1) підвищення тиску в трубі до 2 МПа, витримування його впродовж 20 с і зниження до 0,75 МПа;

2) підвищення тиску в трубі до 4 МПа, витримування його впродовж 20 с і зниження до 2 МПа;

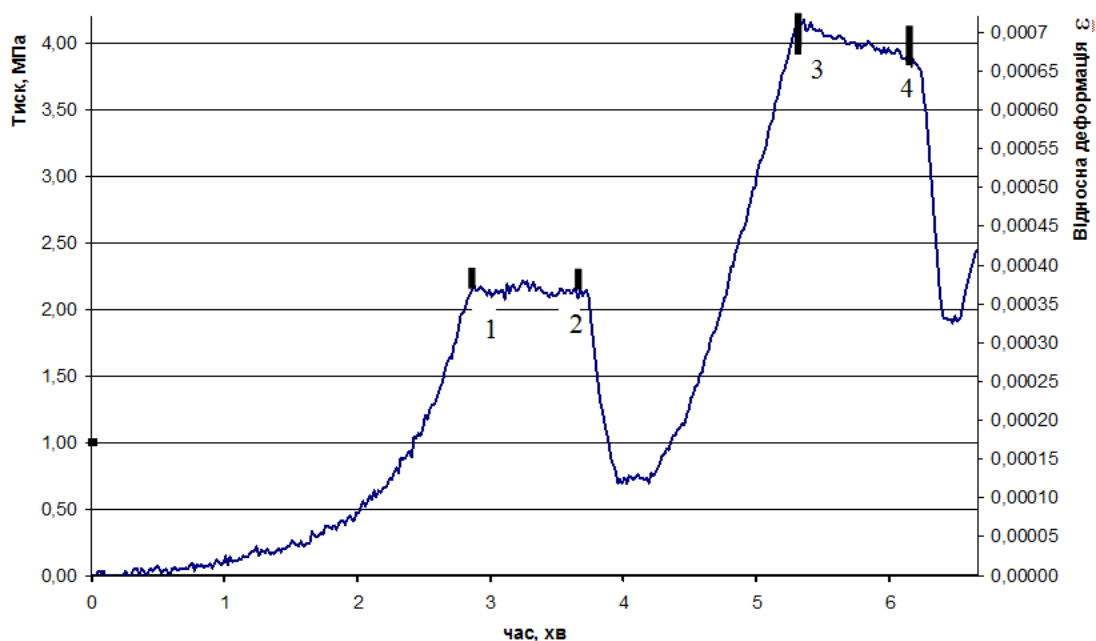
3) підвищення тиску в трубі до моменту її руйнування (рис. 6).

Перший та другий етапи було проведено для узгодження в пружній області показів тензодавача і внутрішнього тиску, що дало змогу визначити відносну деформацію контрольованої ділянки труби під час випробувань (рис. 5, позиції 1-2 та 3-4).



1 – ділянка пружної деформації тіла труби; 2 – ділянка завершальної стадії випробовувань

Рисунок 4 – Графік відносних деформацій



1-2 – ділянка стабілізації тиску (на позначці 2 МПа);
3-4 – ділянка стабілізації тиску (на позначці 4 МПа)

Рисунок 5 – Ділянка пружної деформації тіла труби

На завершальному етапі випробовування, коли відбувалася пластична деформація труби, можна спостерігати три піки деформації (рис. 6). Вони пояснюються специфікою руйнування зміцнених бандажами труб. Так, з досягненням тиску 14,80 МПа відбулося часткове випинання труби з відриванням півмуфти бандажу, яке спричинило різке зниження тиску до 12,9 МПа. Випробовування зупинили до з'ясування причини падіння тиску. Після візуального огляду було прийнято рішення продов-

жити випробовування та піднімати тиск далі. З досягненням тиску 14,2 МПа відбулося відривання сусіднього бандажу та зниження тиску до 13,8 МПа. Подальше підняття тиску призвело до руйнування труби за тиску 14,6 МПа з одночасним руйнуванням наступного бандажу.

Руйнування труби відбулося практично миттєво з пластичним розкриттям тріщини в осьовому напрямі (рис. 7), що пояснюється значним запасом потенційної енергії, зосередженої в трубі та бандажі до моменту появи

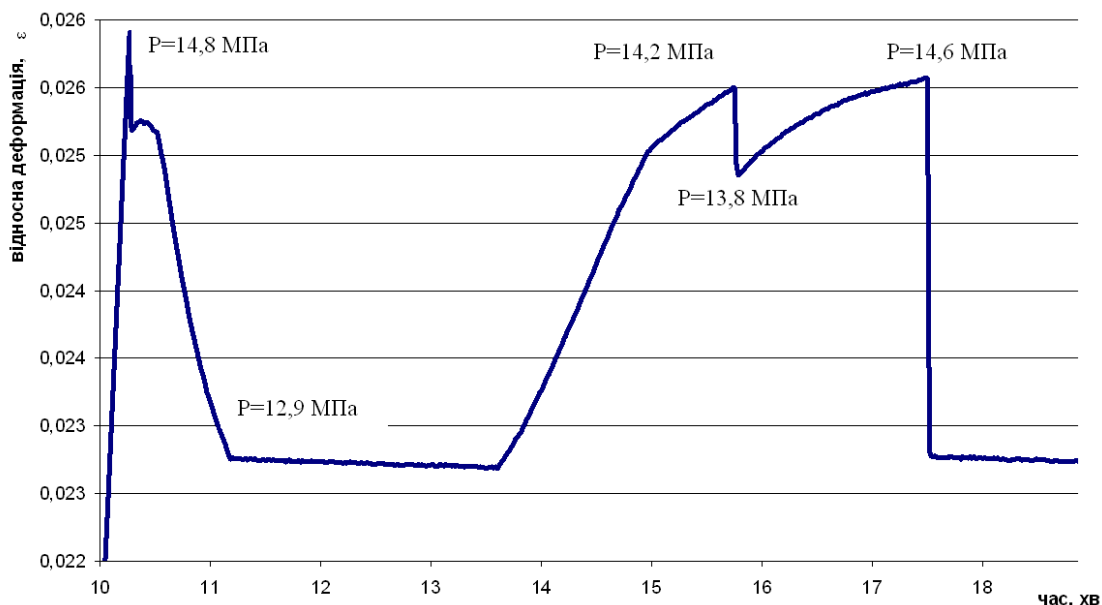


Рисунок 6 – Графік зміни деформації на завершальній стадії випробувань



Рисунок 7 – Ділянка руйнування труби

наскрізної тріщини. Слід відзначити, що місце руйнування труби не співпало з місцем її найбільшого корозійно-ерозійного пошкодження.

Через неможливість оцінки напруженого стану труби тензометричним методом в області значних пластичних деформацій, номінальні напруження в стінці труби без урахування підсилюючої дії бандажа в момент руйнування σ^* розраховували за формулою:

$$\sigma^* = \frac{p^* \cdot (D - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta}, \text{ МПа}$$

де: D – зовнішній діаметр труби, мм;

δ – товщина стінки труби, мм;

p^* – тиск, за якого відбулося руйнування труби, МПа.

У результаті розрахунку отримали значення напруження $\sigma^* = 577,2$ МПа, що перевищує нормативне значення границі міцності (530 МПа) для сталі марки 17ГС. Таким чином, використовувані ремонтні конструкції підвищують міцність нафтопроводу, чим забезпечують необхідну їх надійність.

Подальші дослідження будуть спрямовані на оцінку впливу корозійних локальних дефектів нафтопроводів на їх міцність і надійність.

Література

- 1 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 104 с.: ил.
- 2 Гумеров А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов. / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 310 с.: ил.
- 3 Харионовский В.В. Исследование эксплуатационной прочности трубопроводов КС / В.В. Харионовский, В.И. Дегтярев, В.В. Сараев // Газовая промышленность. – 1979. – № 2. – С. 37-40.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.09.11

Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.

ФОРМУВАННЯ ГЕРМЕТИЗУЮЧОЇ ЗДАТНОСТІ ВУЗЛА УЩІЛЬНЕННЯ МУФТОВИХ З'ЄДНАНЬ ОБСАДНИХ ТРУБ ТИПУ ОТТГ

І.І. Палійчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 44277,
e-mail: public@nung.edu.ua

Контактний тиск у вузлі ущільнення та різьбі муфтових з'єднань обсадних труб ОТТГ залежать від радіальних натягів, товщин стінок, внутрішніх і зовнішніх тисків, осевих навантажень. Контактний тиск в ущільненні більший при більших натягах, товщинах стінок і менших діаметрах труб. Внаслідок вигину стінок труби виникає спад тиску до торця ущільнення, який зростає під дією внутрішнього тиску, що впливає на герметичність. Зменшивши товщину і збільшивши гнучкість стінок у вузлі ущільнення можна зменшити цей спад та взаємний вплив різних натягів в ущільненні і різьбі. Розрахунок товщин стінок і натягів забезпечує більший та рівномірний контактний тиск в ущільненні і підвищення герметичності з'єднань ОТТГ у заданих умовах експлуатації.

Ключові слова: герметичність, обсадна труба, різьбове з'єднання, ущільнення, контактний тиск, деформація стінки.

Контактное давление в узле уплотнения и резьбе муфтовых соединений обсадных труб ОТТГ зависят от радиальных натягов, толщин стенок, внутренних и внешних давлений, осевых нагрузок. Контактное давление в уплотнении больше при больших натягах, толщинах стенок и меньших диаметрах труб. Вследствие изгиба стенок трубы возникает спад давления к торцу уплотнения, который возрастает под действием внутреннего давления, что влияет на герметичность. Уменьшив толщину и увеличив гибкость стенок в узле уплотнения можно уменьшить этот спад и взаимное влияние различных натягов в уплотнении и резьбе. Расчет толщин стенок и натягов обеспечивает большее и равномерное контактное давление в уплотнении и повышение герметичности соединений ОТТГ в заданных условиях эксплуатации.

Ключевые слова: герметичность, обсадная труба, резьбовое соединение, уплотнение, контактное давление, деформация стенки.

The article deals with the enhancement of impermeability of threaded joints of casing pipes by means of construction improvement of seal assembly and programming of their working capacity parameters taking into account operational loadings. The computer-generated model of the elastic-deformed state of pipe and coupling joint with seal assembly is designed on the basis of the moment theory of short cylinders with variable thickness of their walls, Lamé's formulas and the formula of contact pressure found by the author. Analytical studies of contact pressures dependence on radial tension, thicknesses of walls, internal and external pressures, thrust load have allowed to determine new influencing patterns of constructional and operational factors on leakproofness of threaded joints of casing pipes with seal assembly.

Keywords: tightness, casing pipe, threaded socket joint, seal assembly, contact pressure, wall deformation.

Високі технічні показники при кріпленні свердловин мають муфтові з'єднання з конічною трапецієвидною упорною різьбою і вбудованим вузлом ущільнення типу "конус-конус". Вони показали високу ефективність у складних гірничо-технічних умовах. Найбільш перспективним напрямком забезпечення герметичності обсадних колон є муфтові з'єднання з вузлами ущільнень, які широко застосовують у світовій практиці. Проте, такі з'єднання типу ОТТГ потребують високої точності виготовлення для одночасного забезпечення міцності різьби та герметичності вузла. Відхилення на виготовлення з'єднань ОТТГ, які допускає існуючий стандарт, значно знижують їх надійність.

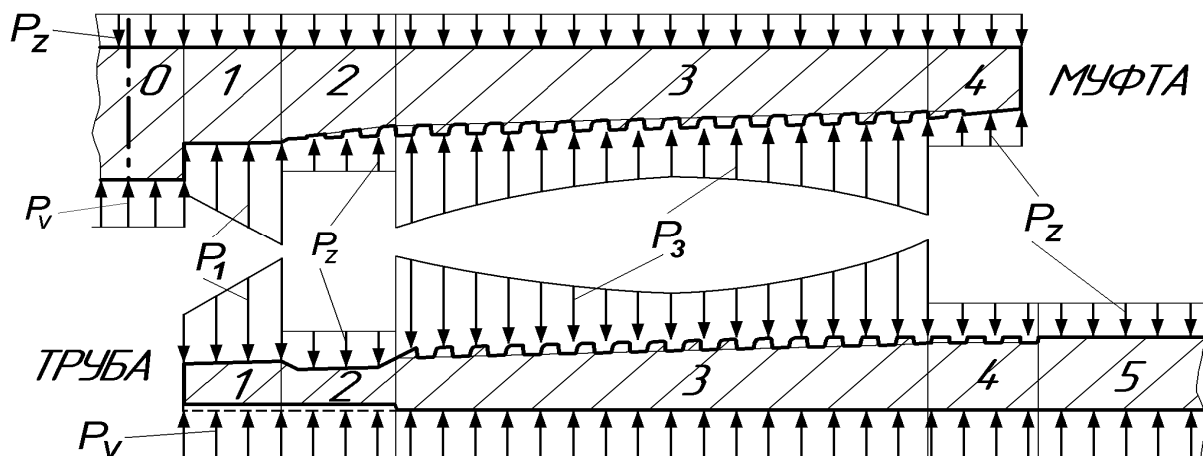
Герметичність ущільнення і міцність різьби цих з'єднань залежать від силової взаємодії контактних і неkontaktних ділянок муфти і труби. Відомі моделі напружено-деформованого стану муфтових з'єднань обсадних труб використовують спрощені розрахунки за формулами Ламе, які не враховують вигини стінок змінної товщини, і моментної теорії довгих циліндрів постійної товщини, які не розкривають закономірності утворення і розподілу контактних тисків у з'єднанні.

Аналітична модель з'єднання обсадної труби і муфти з вузлом ущільнення

Муфта і труба ОТТГ описуються як сукупність конструктивно подібних ділянок зі змінною товщиною стінки, а їх геометричні параметри виражаються лінійними функціями у власних координатах ділянки і у загальній системі координат з'єднання [1-2]. При згинчуванні труба пружно розтискає муфту, а муфта пружно стискає трубу за рахунок радіальних натягів Δ_1 в ущільненні і Δ_3 у різьбі. Тому на їх контактних поверхнях утворюються контактні тиски P_1 в ущільненні і P_3 у різьбі (рис. 1), від чого радіуси ділянок муфти збільшуються, а труби – зменшуються.

У свердловині діють експлуатаційні чинники: внутрішній P_V і зовнішній P_Z тиски (рис. 1), осьове навантаження Q , які змінюють пружно-деформований стан з'єднання. Тиск P_V діє зсередини і збільшує радіус ділянок труби, а тиск P_Z діє на муфту ззовні і зменшує її радіус. Від цієї дії контактні тиски P_1 і P_3 зростають.

Внаслідок змінної товщини і жорсткості стінок радіальні деформації (вигини) w стінок муфти і труби та контактні тиски P_1 і P_3 нерів-



експлуатаційні тиски: P_v – внутрішній, P_z – зовнішній;
 контактні тиски: P_1 – в ущільненні, P_3 – у різьбі

Рисунки 1 – Схема взаємодії ділянок муфти і труби у з'єднанні ОТТГ під дією тисків

номірні вздовж ділянок. Радіальні зміщення w стінки ділянки знаходять з розв'язку основного диференційного рівняння моментної теорії 4-го порядку зі змінними коефіцієнтами [1-2]

$$\frac{R^2}{12(1-\mu^2)} \frac{1}{S} \frac{d^2}{dx^2} \left(S^3 \frac{d^2 w}{dx^2} \right) + w = \frac{R^2 P}{ES}, \quad (1)$$

де: S – товщина стінки, лінійно змінна; R – серединний радіус стінки; P – тиски, зведені до серединної поверхні; x – координата перетину; E – модуль пружності; μ – коефіцієнт Пуассона.

Розв'язок однорідного рівняння (1), коли права частина рівна нулю, відомий і визначається за функціями Бесселя [1-2].

Внаслідок вигинів w у стінці виникають: v – кут повороту перетину, M – згинальний момент, N – поперечна сила, які визначають за похідними [3]. Ці параметри описують вигини стінки, зумовлені лише крайовим опиранням, тобто дією на неї вигинів суміжних ділянок у їх крайових перетинах.

За методикою проф. С.П.Тимошенка для моментної теорії пластинок і оболонок знайдено вираз радіальних зміщень w^* стінки під дією контактної тиску P_K [3]. Ця дія викликає у перетині x стінки поворот v^* , згинальний момент M^* і поперечну силу N^* , які за моментною теорією теж отримуємо диференціюванням.

Інтегруючи основне рівняння (1), знайдено загальний вираз контактної тиску P_K , який виникає на контактних ділянках муфти і труби, з'єднаних з натягом, з лінійно змінною товщиною стінок (в ущільненні і у різьбі). Також знайдені параметри w_0, v_0, M_0 у стінці від дії постійного тиску P_0 [3].

У результаті повний пружно-деформований стан стінки кожної i -тої ділянки описується сумою відповідних деформаційних і силових параметрів w, v, M, N

$$A_i(x) = a_i + a_i^* + a_{0i}, \quad (2)$$

де: $A_i(x)$ – сумарний деформаційний чи силовий параметр (один з w, v, M, N); a_i – параметр (w, v, M, N) від вигинів сусідніх ділянок; a_i^* –

відповідний параметр від контактної тиску (w^*, v^*, M^*, N^*); a_{0i} – відповідний параметр від експлуатаційного тиску (w_0, v_0, M_0).

За принципом рівноваги кожного параметра у спільному крайовому перетині i -тої та j -тої ділянок для усіх таких перетинів з'єднання (рис. 1) складена система лінійних рівнянь виду

$$A_i(x_{i,j}) = A_j(x_{j,i}) \rightarrow$$

$$\rightarrow a_{i,j} + a_{i,j}^* - a_{j,i} - a_{j,i}^* = -a_{0i,j} + a_{0j,i}. \quad (3)$$

В ущільненні і у різьбі пружна радіальна взаємодія стінок муфти і труби одна на одну однакова за величиною і протилежна за напрямком. Тому умовою рівноваги контактних тисків вздовж контактної ділянки є такий вираз

$$P_m(x_m) + P_t(x_t) = 0, \quad (4)$$

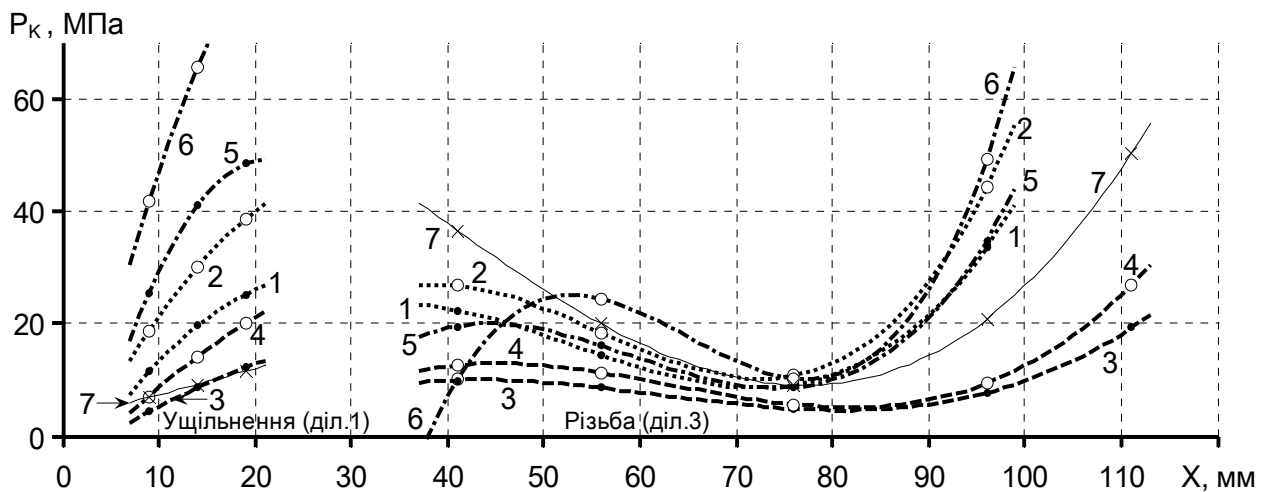
де: x_m і x_t – координати перетину з'єднання у власних системах відліку муфти і труби; P_m і P_t – контактний тиск, розрахований окремо для муфти і труби.

Системи координат муфти і труби протилежні. Тому аргументи x_m і x_t виразили через X у спільній системі координат з'єднання, а функції P_m і P_t розклали у ряд Тейлора відносно середини контактної ділянки за похідними. Із них отримані рівняння системи, необхідні для визначення коефіцієнтів контактних тисків.

При згвинчуванні муфти і труби радіальні натяги Δ в ущільненні і різьбі компенсуються розширенням W_m стінки муфти та звуженням W_t стінки труби. Тому сума радіальних зміщень стінок муфти W_m (додатніх) і труби W_t (від'ємних) у з'єднанні дорівнює радіальному натягу Δ вздовж контактної ділянки. Умова балансу радіальних деформацій і натягу є такою:

$$W_m(x_m) - W_t(x_t) = \Delta. \quad (5)$$

Рівняння (5) математично цілком аналогічне (4). Для нього теж застосовують розклад функцій у ряд Тейлора, але тут функції радіальних зміщень стінок W згідно з (2) мають три доданки. Звідси отримують решту необхідних рівнянь системи.



1, 2, 5, 6 – D=168 мм; 3, 4, 7 – D=245 мм; 1, 3, 5 – S=8,9 мм; 2, 4, 6, 7 – S=12 мм;
натяги (мм): в ущільненні: 1..4, 7 – Δl=0,1; 5, 6 – Δl=0,2; у різьбі: 1..6 – Δ3=0,1; 7 – Δ3=0,2

Рисунок 2 – Розподіли контактних тисків P_к в ущільненні (діл. 1) і різьбі (діл. 3) з’єднань ОТТГ залежно від діаметрів D, товщин стінок S труб та натягів Δ₁ і Δ₃

Ділянки з’єднання ОТТГ не є тонкостінними. Зміщення W контактних поверхонь відбувається за рахунок кільцевих (тангенційних) деформацій, які враховує моментна теорія (1), і радіальних зміщень шарів по товщині стінки, які враховує теорія Ламе. Тому формули Ламе перетворили так, щоб фактичні деформації поверхонь розрахувати як добуток деформацій серединної поверхні і знайдених коефіцієнтів зміщення контактної поверхні відносно серединної по товщині.

Це зроблено для контактних поверхонь ущільнення і різьби (α = 0,5 tg φ):

– зміщення внутрішньої поверхні муфти під дією контактного і зовнішнього тисків

$$w_v = \frac{P_v R_v^2 R_z}{E S R} \left(\frac{1-\mu}{2} + \frac{1+\mu}{2} \frac{R_z^2}{R_v^2} \right) - \frac{P_z R_z^2 R_v}{E S R} \left(\frac{1-\mu}{2} + \frac{1+\mu}{2} \frac{R_v^2}{R_z^2} \right) = \frac{P_v R^2}{E S} \left(\frac{1-\mu}{2} (1-\alpha x)^3 + \frac{1+\mu}{2} (1-\alpha x)(1+\alpha x)^2 \right) - \frac{P_z R^2}{E S} (1-\alpha x)(1+\alpha x)^2; \quad (6)$$

– зміщення зовнішньої поверхні труби під дією контактного і внутрішнього тисків

$$w_z = \frac{P_v R_v^2 R_z}{E S R} \left(\frac{1-\mu}{2} + \frac{1+\mu}{2} \frac{R_z^2}{R_v^2} \right) - \frac{P_z R_z^2 R_v}{E S R} \left(\frac{1-\mu}{2} + \frac{1+\mu}{2} \frac{R_v^2}{R_z^2} \right) = \frac{P_v R^2}{E S} (1+\alpha x)(1-\alpha x)^2 - \frac{P_z R^2}{E S} \left(\frac{1-\mu}{2} (1+\alpha x)^3 + \frac{1+\mu}{2} (1-\alpha x)^2 (1+\alpha x) \right); \quad (7)$$

Отже, аналітична модель пружно-деформованого стану з’єднань муфт і труб типу ОТТГ розроблена на основі моментної теорії коротких циліндрів зі стінками змінної товщини у поєднанні з формулами Ламе. Вона дає змогу врахувати закономірності утворення контактних тисків на ділянках ущільнення і різьби та сумісність кільцевих, радіальних і згинальних деформацій, які виникають у їх стінках при згинчуванні з радіальним натягом, під дією контактних і експлуатаційних тисків та осевих навантажень. Вона програмно реалізована у комп’ютерній системі програмування MatLab.

Формування герметизуючої здатності вузла ущільнення з’єднань ОТТГ

Герметизуюча здатність вузла ущільнення ОТТГ повністю визначається контактним тиском на його поверхнях, який залежить від ряду конструктивних і технологічних чинників.

На основі програмної моделі з’ясовано, що розподіли контактних тисків є нерівномірними вздовж ділянок 1 і 3 (рис. 1). Від натягу у різьбі муфта стискає трубу, але ненавантажені стінки ділянок 2 і 4-5 чинять опір і вигинаються. Стінки труби повертаються досередини так, що тиск P_к посередині різьби зменшується (рис. 2). В ущільненні 1 стінка труби теж стискається. Але стінка канавки 2, стиснена на краях, вигинається назовні і повертає стінку в ущільненні 1 досередини. Тому тут контактний тиск спадає до торця труби (рис. 2). Цей спад є визначальним для герметичності ущільнення.

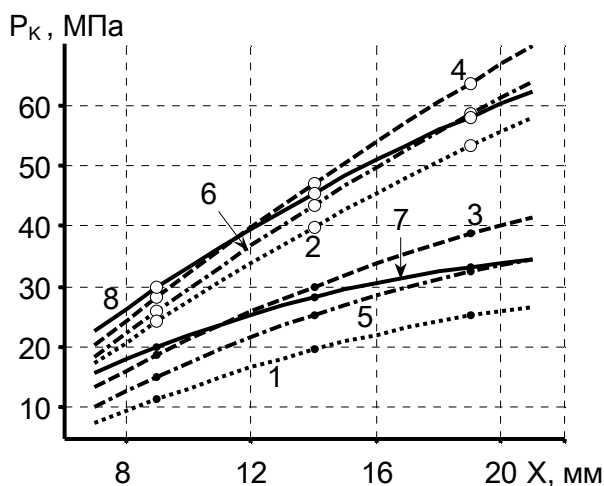
Контактний тиск P_к більший у труб більшої товщини, які жорсткіші і чинять більший опір стисканню (рис. 2: лінії 1-2, 3-4). Менша відносна товщина стінок труб більшого діаметра зменшує контактний тиск P_к (лінії 1-3, 2-4).

Контактний тиск P_к більший, якщо більші натяги в ущільненні Δ₁ (рис. 2: лінії 1-5, 2-6) та у різьбі Δ₃ (лінії 4-7). Більший тиск P_к збільшує

деформації стінок контактних ділянок 1 і 3, що впливає на суміжні ділянки і викликає їх деформації.

Деформації від ущільнення до різьби і навики передаються через деформації стінки канавки 2. Внаслідок більшого натягу ущільнення Δ_1 радіус труби на ділянці 2 звужується, що зменшує тиск P_K на перших витках різьби (лінії 5-6). Більший вплив має товщина стінки канавки (лінії 2-6). Тонша стінка є більш гнучкою, звуження компенсує згином, тому створює менший вплив (лінії 1-5). Аналогічно більший натяг різьби Δ_3 зменшує тиск P_K в ущільненні (лінії 4-7). Таким чином, встановлено, що зменшення товщини стінки ділянки 2 канавки можна зменшити взаємний вплив відхилень натягів на герметичність ущільнення і міцність різьби.

Внутрішній тиск P_V зсередини розтискає трубу (рис. 1), тому контактні тиски P_K зростають як у різьбі, так і в ущільненні (рис. 3: пари ліній 1-2, 3-4, 5-6). При цьому тонша стінка труби розтискається більше, що збільшує приріст контактного тиску під дією внутрішнього (різниця між лініями 2-1 проти 4-3).



1, 2 – ОТТГ 168 x 8,9; 3...8 – ОТТГ 168 x 12;
1, 3, 5, 7 – $P_V=0$; 2, 4, 6, 8 – $P_V=20$ МПа;
3, 4 – стандартні товщини $t_1=7,8$ і $t_2=8,1$;
зменшені товщини у межах допуску:
5, 6 – до $t_1=6,3$ і $t_2=6,6$; 7, 8 – лише $t_2=6,6$
(натяги $\Delta_1=\Delta_3=0,10$ мм)

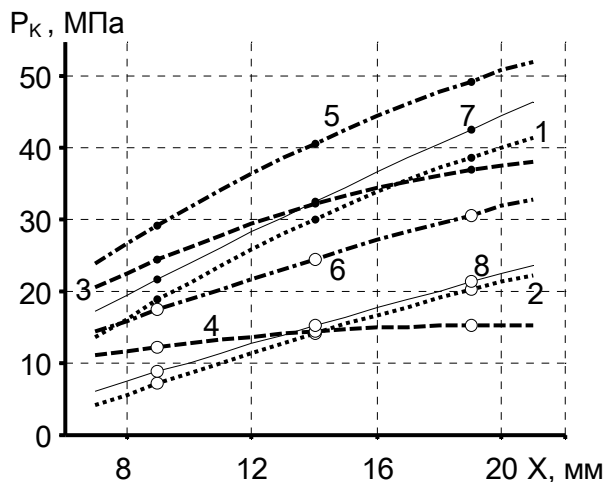
Рисунок 3 – Розподіл контактних тисків P_K в ущільненні з'єднань ОТТГ залежно від внутрішнього тиску P_V та товщин труби (мм) в ущільненні t_1 і канавці t_2

Герметичність ущільнення залежить від контактного тиску P_K і внаслідок його спадання визначається меншою величиною P_K біля торця труби. Менша товщина труби створює менший тиск P_K в ущільненні, тому з'єднання є герметичним при меншому внутрішньому тиску (лінії 2 проти 4). Тому герметичність з'єднань ОТТГ зменшується навіть від допустимого стандарту зменшення товщин стінок прокатаних труб у межах допуску $-12,5\%$ (лінії 6 проти 4).

Проте зменшення товщини стінки лише ділянки канавки 2 зменшує взаємний вплив виги-

нів стінок труби. Тому під дією внутрішнього тиску контактний P_K в ущільненні зростає біля торця і стає рівномірнішим (лінії 3-7, 4-8). Це дозволяє збільшити допустимий внутрішній тиск або зменшити натяг і тертя в ущільненні.

Зовнішній тиск P_Z стискає муфту (рис. 1), тому контактні тиски P_K у з'єднанні зростають. Але через гвинтові зазори у різьбі він проникає у канавку 2 і стискає стінку труби. Тому біля канавки контактний тиск P_K в ущільненні зменшується (рис. 4: лінії 1-3, 2-4). Стінка труби більшої жорсткості чинить більший опір зовнішньому тиску P_Z і забезпечує більшу герметичність (різниця між 1-3 проти 2-4).



1, 3, 5, 7 – ОТТГ 168 x 12;
2, 4, 6, 8 – ОТТГ 245 x 12;
1, 2 – без навантаження ($P_V=0, P_Z=0, Q=0$);
3, 4 – зовнішній тиск $P_Z=10$ МПа;
5, 6 – одночасна дія тисків $P_V=P_Z=10$ МПа;
7, 8 – дія осевої сили $Q=500$ кН

Рисунок 4 – Розподіл контактних тисків P_K в ущільненні залежно від зовнішнього тиску P_Z , одночасної дії тисків P_V і P_Z та осевої сили Q

Одночасне підвищення внутрішнього P_V і зовнішнього P_Z тисків створює таке ж зростання контактних тисків P_K (рис. 4: лінії 1-5, 2-6). Тому герметичність з'єднання визначається саме різницею надлишкових тисків. При цьому приріст контактного тиску в ущільненні ОТТГ навіть дещо більший за приріст діючих тисків.

Під дією осевого розтягу муфта і труба звужуються (тим більше, чим менша поперечна площа). Звуження муфти створює приріст контактного тиску P_K в ущільненні (рис.4: лінії 1-7, 2-7). Оскільки трапецієвидна різьба міцна, то осеве стискання з'єднання розширює муфту, зменшує тиск P_K і знижує герметичність.

Загалом менша товщина стінок труб створює менші контактні тиски у з'єднанні ОТТГ під дією експлуатаційних навантажень, тому їх герметичність дещо нижча. Проте зменшення товщини стінки у канавці 2 у межах допуску знижує взаємний вплив деформацій ділянок з'єднання і створює приріст контактного тиску в ущільненні. Отже, розрахунком співвідно-

шення відповідних товщин стінок і натягів у з'єднаннях ОТТГ за допомогою розробленої програмної моделі можна забезпечити більший або більш рівномірний контактний тиск в ущільненні та герметичність з'єднань ОТТГ при заданих експлуатаційних навантаженнях.

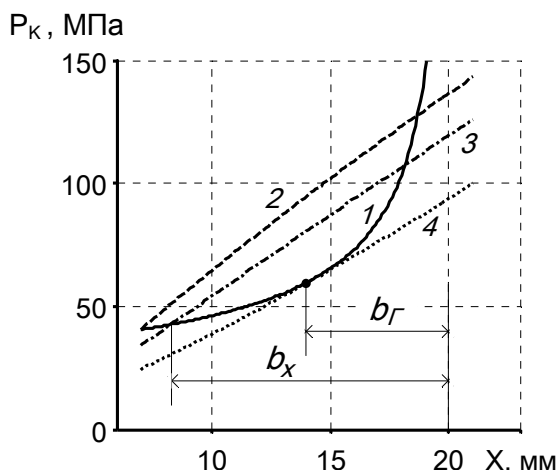
На основі цієї моделі розроблено методику підвищення надійності герметизації з'єднань ОТТГ. Надійна герметичність ущільнення забезпечується, якщо контактний тиск P_K перевищує величину P_T необхідного тиску герметизації, розраховану за формулою [4]

$$P_K \geq P_T = k_1 \frac{c + k_2 P}{\sqrt{b}}, \quad (8)$$

де: P – робочий тиск середовища, МПа; b – ширина ущільнення, см; c, k_1, k_2 – параметри герметизації (табл. 1).

Таблиця 1 – Параметри герметизації вузла ущільнення [4]

Матеріал ущільнення:	c	k_2
сталь, тверді сплави	3,5	1
чавун, латунь, бронза	3,0	1
алюміній і його сплави, поліетилен, вініпласт	1,8	0,9
гума середньої твердості, пластикат поліхлорвініловий	0,4	0,6
Середовище:		k_1
рідини		1
газоподібні середовища (повітря, пара, природний газ)		1,4
середовища з високою проникною здатністю (водень, гелій, газ)		1,8



1 – графік необхідного тиску P_T герметизації (8) для робочого тиску $P = 42,7$ МПа; розподіли контактних тисків P_K при натягах: 2 – $\Delta_1 = 0,21$ мм; 3 – $\Delta_1 = 0,16$ мм; 4 – $\Delta_1 = 0,08$ мм; b_r – ширина герметичного контакту; b_x – ширина щільного контакту, де $P_K > P$ (ОТТГ 168 x 12; натяг у різьбі $\Delta_3 = 0,25$ мм)

Рисунок 5 – Визначення необхідних натягів Δ_1 в ущільненні з'єднань ОТТГ

Для визначення необхідного натягу в ущільненні програмно будують графіки контактних тисків P_K в ущільненні (рис. 5) та необхідного тиску герметизації P_T для заданого робочого тиску P . За ними визначають мінімальний натяг $\Delta_{1Г}$, при якому виконується умова (8).

На основі аналізу можливих відхилень при виготовленні муфти і труби складено рівняння утворення мінімального натягу при згвинчуванні з'єднання

$$\Delta_{1\min} = 0,12 - \varepsilon_m + \varepsilon_t \geq \Delta_{1Г}. \quad (9)$$

За умовою (9) встановлюють допустимі відхилення поверхонь ущільнення муфти ε_m і труби ε_t , які гарантують перевищення мінімального натягу над необхідним.

Висновки

Розроблена програмна модель пружно-деформованого стану з'єднань обсадних труб типу ОТТГ дозволяє визначати контактні тиски і деформаційно-силові параметри на контактних і неконтактних ділянках муфти і труби.

Закономірності впливу конструктивних і експлуатаційних чинників на герметичність різьбових з'єднань ОТТГ показали, що контактні тиски в ущільненні і різьбі значною мірою залежать від натягів, товщин і жорсткості стінок, діаметрів труб, внутрішніх і зовнішніх тисків, осевих навантажень та від поєднання і зміни цих чинників. Встановлено, що в ущільненні контактний тиск спадає до упорного торця, що має визначальний вплив на герметичність з'єднань ОТТГ.

Отримані закономірності дозволяють визначити напрямки підвищення надійності з'єднань ОТТГ у процесі проектування та виготовлення, що забезпечує підвищення їх працездатності в умовах експлуатаційних навантажень, які діють на обсадну колону у свердловині.

Література

- Крижанівський Є.І. Фізико-математичні основи розрахунку взаємодії муфт і труб у з'єднаннях нафтогазового сортаменту / Є.І.Крижанівський, І.І.Палійчук // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2008. – № 2 (18) – С. 56-59.
- Крижанівський Є.І. Метод розрахунку контактної сили для муфти і труби, з'єднаних з натягом / Є.І.Крижанівський, І.І.Палійчук // Нафтогазова енергетика. – 2008. – № 1 (6) – С. 78-82.
- Палійчук І.І. Пружна взаємодія з'єднань з натягом циліндрів зі змінною товщиною стінки / І.І.Палійчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 2 (19) – С. 59-63.
- Уплотнения и уплотнительная техника: справочник / Л.А.Кондаков, А.И.Голубев и др. – М.: Машиностроение, 1986. – 464 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 09.06.11

Рекомендована до друку професором Векериком В.І.

Наука — виробництву

УДК 622.279.23.4

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ОЧИЩЕННЯ ПРИВИБІЙНИХ ЗОН ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ВІД СКОНДЕНСОВАНИХ ВУГЛЕВОДНІВ

О.Р. Кондрат, Р.М. Кондрат, Я.Д. Климишин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Охарактеризовано особливості розробки газоконденсатних родовищ у режимі виснаження пластової енергії і методи очищення привибійної зони газоконденсатних свердловин від сконденсованих вуглеводнів. За результатами лабораторних досліджень на насипних моделях пласта запропоновано композиції ПАВ і хімреагентів та технології їх застосування для оброблень привибійних зон газоконденсатних свердловин з метою збільшення дебітів газу і конденсату.

Ключові слова: газоконденсатне родовище, свердловина, привибійна зона, розробка, експлуатація, конденсація, очищення, розчини пар і хімреагентів.

Охарактеризованы особенности разработки газоконденсатных месторождений в режиме истощения пластовой энергии и методы очистки призабойной зоны газоконденсатных скважин от конденсированных углеводородов. По результатам лабораторных исследований на насыпных моделях пласта предложены композиции ПАВ и химреагентов и технологии их использования с целью увеличения дебитов газа и конденсата.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, скважина, призабойная зона, разработка, эксплуатация, конденсация, очистка, растворы пав и химреагентов.

We have characterized the peculiarities of gas-condensate deposits on depletion of reservoir energy and methods of gas-condensate well bottom zones cleaning up from condensed hydrocarbons. On the results of the laboratory studies of artificial reservoir models we have proposed the surfactants compositions and chemical reagents and the technology of their application to increase gas and condensate output.

Keywords: gas-condensate deposit, well bottom zone, development, production, condensation, cleaning up, surfactants compositions and chemical reagents

Розробка газоконденсатних родовищ у режимі виснаження пластової енергії супроводжується випаданням з газу вуглеводневого конденсату в інтервалі зміни тисків від початку конденсації до максимальної конденсації вуглеводневої суміші. Це призводить до зростання насиченості пористого середовища рідкою фазою і, як наслідок, - до зменшення фазової проникності для газу. Найістотніше фазова проникність для газу зменшується у привибійній зоні свердловин, де насиченість пористого середовища конденсатом досягає максимального значення. Це пов'язано з додатковим випаданням з газу конденсату в зоні депресійної воронки свердловини за рахунок зниження тиску від поточного пластового до поточного вибійного і безперервним надходженням до цієї зони нових об'ємів газу з глибини пласта.

Зниження фазової проникності для газу у привибійній зоні свердловин супроводжується

зменшенням дебіту газу. Коли дебіт газу стає нижчим мінімально необхідного значення для винесення конденсату з вибою на поверхню, свердловина зупиняється.

За початкового вмісту конденсату в газі від 300 до 600 г/м³, що характерно для більшості газоконденсатних родовищ, насиченість пор пласта конденсатом, що випадає з газу, не перевищує 10-15 % і є нижчою критичного значення, при якому він стає рухомим. Конденсат рухається тільки в незначній за розмірами зоні, що безпосередньо прилягає до свердловини. Розмір зони рухомого конденсату не перевищує декількох метрів і тільки при великому початковому вмісті конденсату в газі досягає 10 м і дещо більше [1].

У зв'язку з обмеженими розмірами зони рухомого конденсату практично весь конденсат, що випадає з газу, залишається у пласті. Випаровування конденсату, що випав у пласті,

в газову фазу в області тисків, менших тиску максимальної конденсації, є незначним. Тому під час розробки газоконденсатних родовищ з початковим вмістом конденсату в газі 300-600 г/м³ і більше в режимі виснаження пластової енергії досягається досить низький коефіцієнт конденсатовилучення – 13-40 %.

Розробка газоконденсатних родовищ у режимі виснаження пластової енергії призводить також до низьких коефіцієнтів газовилучення. Коефіцієнт газовилучення зменшується як за рахунок защемлення газу конденсатом, що випав у пласті, в окремих порових каналах чи взагалі припинення фільтрації газу в умовах низькопроникних колекторів [2], так і за рахунок передчасного відключення (зупинки) видобувних свердловин. При розробці газоконденсатних родовищ на виснаження практично неможливо вплинути на першу групу чинників, які викликають зменшення коефіцієнта газовилучення. За цих умов можна тільки мінімізувати втрати пластової енергії шляхом рівномірного відроблення продуктивних пластів, що досягається відповідним розміщенням видобувних свердловин, тобто забезпечити рівномірне зниження тиску в межах всього пласта, і тим самим дещо підвищити коефіцієнти газо- і конденсатовилучення [3]. Тому основним напрямом підвищення коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження є забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин.

Відомі методи підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин в умовах випадання конденсату з газу можна поділити на дві групи [2]:

методи очищення привибійної зони свердловини від сконденсованих вуглеводнів;

методи, що попереджують накопичення конденсату у привибійній зоні свердловин чи зменшують насиченість конденсатом пористого середовища.

Методи першої групи ґрунтуються на витісненні конденсату з привибійної зони углиб пласта, переведенні його у газову фазу і поєднанні цих двох діянь запомповуванням з поверхні рідких або газоподібних агентів: сухого газу, або газу, збагаченого пропан-бутановою фракцією чи проміжними компонентами, наприклад, широкою фракцією легких вуглеводнів; нагрітого сухого і збагаченого газу; діоксиду вуглецю; різних вуглеводневих розчинників. Недоліком методів першої групи є необхідність проведення чистих оброблень привибійної зони пласта, яка швидко насичується конденсатом після пуску свердловини в експлуатацію.

Методи другої групи ґрунтуються на здійсненні теплового впливу на привибійну зону свердловин (за допомогою вибійних нагрівачів, шляхом мікрохвильового нагрівання конденсату, діяння електромагнітним полем радіочастотного діапазону) і зменшенні насиченості конденсатом пористого середовища. Наведені теплові методи оброблення привибійних зон свердловин складні в реалізації і характеризуються обмеженим радіусом теплового впливу.

Ефективним методом підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин є періодичне оброблення привибійної зони розчинами ПАР і хімреагентів, що забезпечує очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів і гідрофілізацію поверхні породи. У гідрофільній породі конденсат, як гідрофобна фаза, займає центральну частину пор, що характеризується найменшим опором рухові, тому насиченість конденсатом пористого середовища зменшується і зростає фазова проникність для газу. ПАР поступово адсорбується з поверхні породи, що забезпечує значну тривалість міжопераційного періоду між обробленнями свердловин.

З метою вибору ефективних ПАР для очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів і технологій їх застосування виконано комплекс лабораторних досліджень.

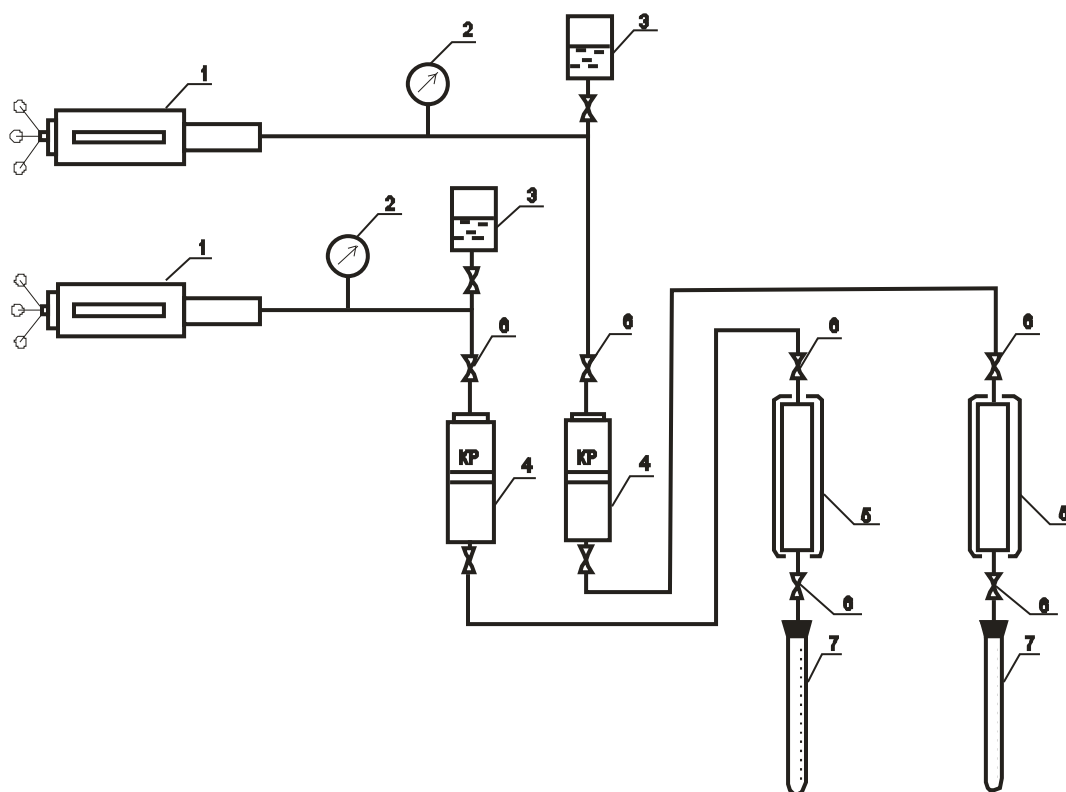
Дослідження очисних (витісних) властивостей розчинів ПАР здійснювалось з використанням насипних моделей пласта на експериментальній установці, схема якої зображена на рисунку 1. Тиск у моделях пласта створювали за допомогою ручних пресів 1, під'єднаних до контейнерів 4, які заповнювались необхідними на кожній стадії дослідження флюїдами. Контейнери містять розділювачі, які запобігають змішуванню робочих рідин пресів із запомповуваними у модель пласта 5 агентами. Як робочі рідини пресів використано оливу, яка подавалась в контейнери з ємностей 3. На виході з моделі вилучували флюїди вловлювалися у мірну бюретку 7 з ціною поділки 0,1 см³. Необхідна температура в моделі пласта підтримувалась за допомогою стандартних термостатів. Регулювання подачі оливи і руху флюїдів здійснювалось з допомогою вентилів 6. Контроль за створюваним тиском в експериментальній установці здійснювався з допомогою зразкових манометрів 2.

Для досліджень використовували насипні моделі пласта діаметром 15 мм і довжиною 420 мм. Абсолютна проникність пористого середовища – 0,046-0,951 мкм², пористість – 0,273-0,413.

Суть методики проведення лабораторних досліджень полягала в наступному.

Після вимірювання початкової проникності насипної моделі створювалась залишкова водонасиченість шляхом насичення попередньо вакуумованої моделі пласта водою з мінералізацією 50 г/л і подальшого витіснення її газом. Відтак для створення залишкової конденсатонасиченості 1/3 моделі пласта насичували конденсатом, після чого конденсат витіснявся газом. Після створення залишкової конденсатонасиченості вимірювали проникність моделі. Далі у модель пласта запомповували розчин ПАР в об'ємі, рівному об'єму запомпованого в модель конденсату, і витримували цей розчин у моделі 4-8 год. Після цього модель пласта продували газом і вимірювали проникність.

У дослідах використовували водні розчини водорозчинних ПАР, конденсатні розчини нафторозчинних ПАР, метанол та ізопропиловий



1 – прес установки; 2 – манометри; 3 – ємність з оливою; 4 – контейнер;
5 – модель пласта; 6 – вентилі; 7 – мірна бюретка

Рисунок 1 – Схема лабораторної установки для дослідження процесу очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів

спирт. Як водорозчинні ПАР, використовували: савенол SWP, неонол АФ₀₉₋₁₂, мирол -1, полонина, теас, деемульгатор ПМ, сольпен-10, фейрі, крот, композит NR-60-40. Як нафторозчинні ПАР використовували ріпокс-6, катіонний жир, жиринокс, рена-нафохім, Cillit-Bang (універсальний), Cillit-Bang (антижир). У досліджах здійснювалось як нагнітання окремо водних чи конденсатних розчинів ПАР, так і послідовне нагнітання спочатку конденсатних, а потім водних розчинів ПАР і навпаки. В окремих досліджах здійснювалось послідовне нагнітання метанолу чи ізопропилового спирту, а потім робочого розчину ПАР з проміжним продуванням моделі пласта газом (чи без продування).

З метою вивчення ефективності очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів розчинами різних ПАР визначалась фазова газопроникність моделі пласта до і після нагнітання робочих рідин. Дослідження проведено з використанням таких робочих агентів:

- 5 % мас. водних розчинів ріпоксу-6, миролу-1, савенолу SWP, полонини, теасу, сольпену-10, Cillit-Bang (універсальний); Cillit-Bang (антижир), кроту, композиту NR-60-40;
- 5 % мас. конденсатних розчинів жириноксу, неонолу АФ₀₉₋₁₂, ріпоксу-6, катіонного жиру, сольпену-10, рена-нафтохіму, деемульгатора ПМ;
- метанолу;
- ізопропилового спирту;

Також здійснювали послідовне запомпуння таких робочих рідин:

- 5 % мас. розчину ріпоксу-6 в конденсаті і 5 % мас. розчину савенолу SWP у воді;
- 5 % мас. розчину ріпоксу-6 в конденсаті і 5 % мас. розчину полонини у воді;
- 5 % мас. розчину ріпоксу-6 в конденсаті, 5 % мас. розчину деемульгатора ПМ у конденсаті і 5 % мас. розчину савенолу SWP у воді;
- 5 % мас. розчину сольпену-10 у воді і 5 % мас. розчину Cillit-Bang (універсальний) у воді;
- 5 % мас. розчину сольпену-10 у воді і 5 % мас. розчину фейрі у воді;
- 5 % мас. розчину сольпену-10 у конденсаті і 5 % розчину фейрі у воді;
- 5 % мас. розчину рена-нафтохіму в конденсаті і 5 % мас. розчину фейрі у воді;
- 5 % мас. розчину Cillit-Bang (універсальний) у воді і 5 % мас. розчину кроту у воді;
- 5 % мас. розчину фейрі у воді і 5 % мас. розчину Cillit-Bang (універсальний) у воді.
- метанолу і 5 % мас. розчину теасу у воді;
- метанолу і 5 % мас. розчину ріпоксу-6 у воді;
- метанолу і 5 % мас. розчину ріпоксу-6 в конденсаті;
- метанолу, 5 % мас. розчину сольпену-10 у воді і 5 % мас. розчину Cillit-Bang (універсальний) у воді;
- метанолу, 5 % мас. розчину сольпену-10 у воді і 5 % мас. розчину Cillit-Bang (універсальний) у воді;

- ізопропилового спирту і 5 % мас. розчину Cillit-Bang (універсальний) у воді;
- ізопропилового спирту і 5 % мас. розчину сольпену-10 у воді;
- ізопропилового спирту і 5 % мас. розчину Cillit-Bang (антижир) у воді;
- послідовне нагнітання з проміжним продуванням моделі пласта газом: метанолу і 5% мас. розчину ріпоксу-6 в конденсаті; метанолу і 5% мас. розчину теасу у воді.

Аналіз результатів досліджень з очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів різними робочими агентами свідчить, що найкращі очисні властивості мають 5% розчин ріпоксу-6 в конденсаті і 5% розчину сольпену-10, Cillit-Bang (універсальний) і композиту NR-60-40 у воді. Так, при початковій газопроникності пористого середовища $0,85 \text{ мкм}^2$ після насичення моделі пласта конденсатом газопроникність знизилась до $0,607 \text{ мкм}^2$, а після запомпвання 5% розчину ріпоксу-6 в конденсаті збільшилась до $0,82 \text{ мкм}^2$ (на 35%).

Для 5% розчинів ПАР у воді отримали такі зміни коефіцієнта газопроникності: композит NR-60-40: $0,0773-0,0009 - 0,0175 \text{ мкм}^2$ (на 94,43%), Cillit-Bang (універсальний): $0,0818-0,0069 - 0,0124 \text{ мкм}^2$ (на 79,45%), сольпен-10: $0,1-0,0069 - 0,011 \text{ мкм}^2$ (на 57,06%). Найбільше відносне збільшення (відновлення) проникності по відношенню до абсолютної проникності отримано при використанні 5% розчину ріпоксу-6 в конденсаті (96,43%). Інші ПАР розміщуються в такій послідовності в сторону зменшення відносного відновлення проникності: композит NR-60-40, Cillit-Bang (універсальний), сольпен-10.

Застосування конденсатних розчинів інших досліджуваних ПАР дало незначний приріст проникності пористого середовища після його оброблення. Так, після запомпвання 5% конденсатного розчину неолу АФ₀₉₋₁₂ проникність зросла на 5,45%, а при використанні 5% конденсатного розчину жириноксу – на 4%. Використання 5% розчинів катіонного жиру, сольпену-10 і рена-нафтохіму в конденсаті призвело до негативного результату – проникність пористого середовища додатково зменшилась на 5,45-80,55%.

За результатами лабораторних досліджень, використання водних розчинів практично всіх досліджуваних ПАР (за винятком сольпену-10 і фейрі) призводить до зниження проникності пористого середовища.

Негативний результат з очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів отримано при використанні 5% водних розчинів миролу-1, савенолу SWP і ріпоксу-6. Так, після запомпвання водного розчину миролу-1 проникність моделі пласта зменшилась на 35%, після запомпвання водного розчину савенолу SWP – на 75,62%, а у разі водного розчину ріпоксу-6 – на 87,36%.

Незначне зростання проникності пористого середовища отримано після застосування 5% водного розчину теасу (на 7,32%) і полонини (на 13,73%).

Погіршення проникності пористого середовища у разі застосування водних розчинів миролу-1, савенолу SWP і ріпоксу-6 пояснюється утворенням у пористому середовищі стійких водокоонденсатних емульсій водних розчинів наведених ПАР із сконденсованими вуглеводнями, які при подальшому продуванні моделі пласта газом, що імітує пуск свердловини в експлуатацію, не виносяться з пористого середовища.

Після застосування 5% розчину фейрі у воді проникність відновилась на 15,92%, а після застосування 5% розчину Cillit-Bang (антижир) у воді проникність додатково зменшилась на 5,08%.

Послідовне запомпвання в модель пласта розчинів різних ПАР призводить як до збільшення, так і до зменшення газопроникності пористого середовища після створення залишкової конденсатонасиченості.

Так, при послідовному запомпванні 5% розчину ріпоксу-6 в конденсаті і 5% розчину савенолу SWP у воді газопроникність пористого середовища збільшилась на 5,7%.

При послідовному запомпванні 5% розчину сольпену-10 у воді і 5% розчину фейрі у воді газопроникність моделі пласта зросла у 3,26 разів.

При послідовному запомпванні 5% розчину Cillit-Bang (універсальний) у воді і 5% кроту у воді газопроникність пористого середовища зросла у 2,34 разів.

При послідовному запомпванні 5% розчину фейрі у воді і 5% розчину Cillit-Bang (універсальний) у воді газопроникність пористого середовища зросла у 2,33 разів.

Водночас при послідовному запомпванні 5% розчину ріпоксу-6 в конденсаті і 5% розчину полонини у воді газопроникність пористого середовища додатково зменшилась на 39,55%, а при послідовному запомпванні 5% розчину ріпоксу-6 в конденсаті, 5% розчину деемульгатора ПМ у конденсаті і 5% розчину савенолу SWP у воді газопроникність моделі пласта зменшилась у 4,62 разів порівняно із її значенням на момент створення залишкової конденсатонасиченості.

Згідно з дослідними даними, досить ефективною є оброблення моделі пласта із сконденсованими вуглеводнями метанолом. Так, при початковій проникності за повітрям $0,155 \text{ мкм}^2$ після насичення моделі пласта конденсатом і створення залишкової конденсатонасиченості проникність моделі пласта знизилась до $0,054 \text{ мкм}^2$. Запомпвання метанолу призвело до збільшення проникності до $0,12 \text{ мкм}^2$ (на 121,3%). Повторні два експерименти підтвердили високу очисну властивість метанолу. Так, при початковій проникності за повітрям $0,152$ і $0,353 \text{ мкм}^2$ після насичення моделі пласта конденсатом і створення залишкової конденсатонасиченості проникність моделі пласта знизилась до $0,108$ і $0,158 \text{ мкм}^2$ відповідно. Запомпвання метанолу призвело до збільшення проникності до $0,120$ і $0,295 \text{ мкм}^2$ відповідно (на 11,54% і 86,69%).

У разі застосування ізопропилового спирту проникність моделі пласта в різних дослідах зросла від 17,8 до 23,72 %.

Враховуючи високі очисні властивості метанолу, проведено дослідження з послідовного запомпуння в модель пласта із сконденсованими вуглеводнями метанолу і водних розчинів ПАР.

Аналіз експериментальних даних свідчить, що послідовне запомпуння метанолу і 5% розчину ріпоксу-6 в конденсаті призвело до зменшення газопроникності пористого середовища приблизно на 40%. При запомпунні услід за метанолом 5% розчину теасу у воді проникність пористого середовища зменшилася на 87%. Така ситуація пояснюється утворенням під впливом цих ПАР високов'язкої емульсії "вода-конденсат" в результаті змішування конденсату, води і метанолу. Утворення високов'язкої емульсії „вода-конденсат” за наявності в системі метанолу спостерігалось візуально при змішуванні цих речовин у пробірці.

Запомпуння після метанолу 5% водного розчину сольпену-10 призвело до збільшення проникності пористого середовища на 18,91%, а при подальшому запомпунні 5% водного розчину Cillit-Bang (універсальний) проникність моделі пласта збільшилась у 2,43 разів порівняно з її значенням на момент створення залишкової конденсатонасиченості. В іншому досліді з цими ПАР і хімреагентами після запомпуння водного розчину сольпену-10 проникність пористого середовища зросла на 68,95%, а після запомпуння водного розчину Cillit-Bang (універсальний) – у 2,47 разів.

У досліді з ізопропиловим спиртом подальше запомпуння 5% розчину Cillit-Bang (універсальний) призвело до збільшення проникності пористого середовища в 1,78 разів порівняно з її значенням на момент створення залишкової конденсатонасиченості, а при запомпунні після ізопропилового спирту 5% розчину сольпену-10 у воді проникність пористого середовища збільшилась у 1,83 разів.

Приймаючи до уваги ту обставину, що запомпуння після метанолу водних розчинів деяких ПАР призводить до зниження проникності пористого середовища, виконано дослідження, в яких після запомпуння метанолу модель пласта продувалась газом і тільки після цього запомпунувався водний розчин ПАР. Така послідовність виконання операцій виявилась досить ефективною. Так, у двох дослідіх з послідовним запомпунням метанолу, продуванням моделі пласта газом і наступним запомпунням 5% розчину ріпоксу-6 в конденсаті проникність пористого середовища зросла у 2,61 і 2,65 разів порівняно з її значенням на момент створення залишкової конденсатонасиченості і стала рівною відповідно 91% і 98,5% від абсолютної газопроникності. Послідовне запомпуння метанолу, продування моделі пласта газом і запомпуння 5% розчину теасу у воді не дало позитивного результату. Отримано те саме значення проникності, як на момент створення залишкової конденсатонасиченості.

За результатами виконаних досліджень можуть бути рекомендовані такі композиції ПАР та хімреагентів і послідовність їх використання для оброблення привибійних зон газоконденсатних свердловин з метою очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів:

- 5% розчин ріпоксу-6 в конденсаті;
- 5% розчин сольпену-10 у воді;
- 5% розчин Cillit-Bang (універсальний) у воді;
- 5% розчин композиту NR-60-40 у воді;
- 5% розчин фейрі у воді;
- 5% розчин кроту у воді;
- послідовне запомпуння 5% водних розчинів сольпену-10 і фейрі;
- послідовне запомпуння 5% водних розчинів Cillit-Bang (універсальний) і кроту;
- послідовне запомпуння 5% водних розчинів фейрі і Cillit-Bang (універсальний);
- послідовне запомпуння метанолу і 5% водних розчинів сольпену-10 і Cillit-Bang (універсальний);
- послідовне запомпуння ізопропилового спирту і 5% водного розчину Cillit-Bang (універсальний);
- послідовне запомпуння ізопропилового спирту і 5% водного розчину сольпену-10;
- послідовне запомпуння метанолу (ізопромислового спирту), продування пористого середовища газом і подальше запомпуння 5% розчину ріпоксу-6 в конденсаті або Cillit-Bang (універсальний) чи сольпену-10 у воді.

Наведені композиції ПАР і хімреагентів та технології їх застосування дозволяють ефективно очистити пористе середовище від сконденсованих вуглеводнів і збільшити продуктивність газоконденсатних свердловин.

Література

- 1 Панфилов М.Б. Накопление конденсата в пласте / М.Б. Панфилов // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром. – 1980. – Вып. 9. – С. 17-19.
- 2 Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов / Р.М. Кондрат – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 3 Закиров С.Н. Максимизация текущих отборов конденсата / С.Н. Закиров, А.И. Варламов // Обз. информ. – 1983. – Вып.7. – 35 с. – Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.08.11
Рекомендована до друку професором
Коцкуlichem Я.С.*

ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОЛОГІЧНИХ І ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК БИТКІВ-БАБЧИНСЬКОГО РОДОВИЩА ТА ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ

Б.О. Чернов, М.М. Западнюк, М.Є. Чернова, І.М. Ільків

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,
e-mail: z a p a d n a x @ u k r . n e t

Наведено геологічну характеристику Битків-Бабчинського родовища, окремих експлуатаційних об'єктів та свердловин. Встановлено причини ускладнень у свердловині Бухтівець-20, обґрунтовано технологію та метод дії на ПЗП. Описано хід запланованих робіт із інтенсифікації та охарактеризовано доцільність розробки Вигодського покладу. Змодельовано два шляхи вирішення проблем промислових ускладнень видобування газу та показано їх практичне впровадження.

Ключові слова: родовище, поклад, свердловина, видобування, розробка, газ.

Приводится геологическая характеристика Бытков-Бабчинского месторождения, отдельных эксплуатационных объектов и скважин. Установлены причины осложнений в скважине Бухтivecь-20, обоснована технология и метод воздействия на ПЗП. Описан порядок проведения запланированных работ по интенсификации и доказана целесообразность разработки Выгодской залежи. Смоделированы два пути решения проблем промышленных осложнений добычи газа и показано их практическое внедрение.

Ключевые слова: месторождение, залежь, скважина, добыча, разработка, газ.

The article is about the geological characteristics of the Bytkiv-Babchynsk field, separate operational facilities and wells. The reasons of complications in the Buhtivets-20th well are established and bottomhole layer zone technology and method of action are proved. The article clearly describes the implementation of planned operations and practicability of Vygotsky pool development. The two ways of solving problems of industrial gas production complications are modeled and their practical implementation is represented.

Keywords: field, pool, well, production, development, gas.

Зниження обсягів видобування нафти і газу в Україні головним чином пов'язано із існуючими на сьогодні залишковими видобувними запасами вуглеводнів, більше половини з яких становлять важковидобувні. Висока неоднорідність колекторських властивостей пластів призводить до нерівномірного вилучення з них нафти та газу і зниження коефіцієнта нафтогазовилучення.

Більшість нафтових і газових родовищ України перебувають на завершальній стадії розробки, що потребує великих матеріально-технічних затрат. Для підвищення видобутку вуглеводнів з надр необхідним є розроблення ефективних методів дії на привибійну зону свердловини.

Підвищення вуглеводневовилучення з покладів складної геологічної будови із високою неоднорідністю безпосередньо прямо пов'язане із забезпеченням відновлення природних або підвищення фільтраційно-ємнісних характеристик низькопроникних прошарків та введенням їх у розробку, а також максимальним зменшенням неоднорідності продуктивного розрізу пласта.

У процесі тривалої експлуатації свердловин відбувається кольтатація навколосвердловинного простору продуктивного горизонту, яка знижує продуктивність свердловини і продуктивну потужність інтервалу перфорації, що потребує періодичного очищення привибійної зони пласта.

Для інтенсифікації видобування нафти і газу, підвищення нафтовіддачі пластів на різних стадіях розробки родовищ вуглеводнів застосовується понад 50 різних за ефективністю технологій і методів дії. Найбільш широкого застосування набули методи:

- закачування природних реагентів (вода, газ, легкі фракції нафти);
- теплові – закачування гарячої води, пари, паливноокислюючих сумішей, внутрішньопластового горіння;
- фізико-хімічні – закачування ПАВ, соляної кислоти та інших хімічних реагентів;
- хвильові – електромагнітні, вібраційні, сейсмоакустичні, імпульсні;
- механічні – гідророзрив пласта, розбурювання горизонтальними свердловинами;
- мікробіологічні – активація пластової мікрофлори.

На даний час широкого застосування набувають пристрої з гідроакустичними випромінювачами, в яких енергія потоку рідини перетворюється в енергію акустичних хвиль [1,2,3,4]

Внаслідок дії акустичного поля в рідині відбувається акустичне просочування, акустичне очищення поверхні, виникають акустичні течії, акустичний тиск.

При виборі технології інтенсифікації необхідно враховувати геологічні характеристики родовища та покладу.

Бухтівецька ділянка Битків-Бабчинського родовища розташована у межах Бориславсько-

Покутської зони Передкарпатського прогину, в Надвірнянському нафтогазопромисловому районі. Геологічний розріз утворений трьома ярусами глибинних складок, перекритих насунутими відкладами Берегової скиби складчастих Карпат.

У геологічній будові структур родовища беруть участь флішеві утворення верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену, еоцену (манявська, вигодсько-пасічнянська, бистрицька світи) та олігоцену (менілітова світа), а також моласові відклади міоцену (поляницька та вортитищенська світи).

Для родовища характерний покривно-лускоподібний стиль тектоніки. Поклади вуглеводнів приурочені до Берегової скиби Карпат, а саме I та II ярусів складок Бориславсько-Покутської зони. До першого ярусу відносяться структури: Бабченська, Бухтівецька, Газова, Діл, Майданська, Молодківська, Стара Копальня; до другого - Глибинна, Раковецька та підвернуте крило Глибинної. В поперечному перетині вони асиметричні і мають карпатське простягання. Бухтівецька складка насунута в північно-східному напрямку на газову, а газова – на структуру Діл, яка фактично є підкинутим південно-західним крилом складки Стара Копальня.

В орографічному відношенні Бухтівецька ділянка розташована на північно-східному крилі українських Карпат і є горбистою місцевістю, яка розчленована численними долинами рік, струмків і ярами. Абсолютні позначки рельєфу коливаються у межах від +500 до +1000 м. Основними водними артеріями району родовища є річка Бистриця Надвірнянська і її ліва притока – Бухтівець.

Характерною рисою рельєфу є лінійна видовженість хребтів у загально-карпатському північно-західному напрямку і їх значна розчленованість.

В продуктивному розрізі родовища виділено чотири експлуатаційні об'єкти.

Розподіл свердловин по експлуатаційних об'єктах такий:

– експлуатаційний об'єкт Вигодський газоконденсатний поклад північного склепіння – св.16-Бх, св. 20-Бх;

– експлуатаційний об'єкт Бистрицький газоконденсатний поклад центрального склепіння – св. 51-Бх;

– експлуатаційний об'єкт менілітовий газоконденсатний з нафтовою облямівкою поклад північного склепіння – св.17-Бх, св. 18-Бх;

– експлуатаційний об'єкт менілітовий газовий поклад південного склепіння – св. 52-Бх.

Згідно з геологічною моделлю Бухтівецького родовища в підшві вигодських відкладів залягає глиниста пачка (непроникна) товщиною 20-30 м. Відповідно газові поклади були розмежовані та поділені на Вигодський і Манявський. Такий розподіл підтверджується тим, що при випробуванні в св. 16-Бх Манявських відкладів у 1993 році було отримано початкове значення пластового тиску 19,97 МПа.

У 1994-1996 роках Манявський поклад розроблявся свердловиною 16-Бх, яка невдовзі обводнилась. Сумарний відбір газу з свердловини становив 7,15 млн.м³.

Свердловина 16-Бх переведена на Вигодський поклад в 1997 році. При цьому в 2004 році в зв'язку з підтягуванням "язиків" пластової води в св. 16-Бх встановлений ізоляційно міст і здійснено перехід з інтервалу експлуатації 1984-2037 м на інтервал 1984-2005 м.

Відклади Вигодської світи розкриті свердловинами 1-Бх, 15-Бх, 16-Бх, 17-Бх, 18-Бх, 20-Бх.

В 1996-2001 рр. проводилось довивчення геологічної будови і нафтогазоносності району Бухтівецького родовища. У зв'язку із неможливістю експлуатації св. 1-Бх було вирішено пробурити її дублер – експлуатаційну свердловину 16-Бухтівець. Експлуатаційна свердловина 20-Бухтівець пробурена в 2000 році.

В результаті проведених робіт:

– дорозвідано Вигодський та Манявський газоконденсатні поклади Північного склепіння (св. 1,16, 20-Бх);

– виявлено Бистрицький газоконденсатний поклад центрального склепіння (св. 51-Бх);

– виявлено менілітовий газовий поклад південно-східного блоку (інтервал 1130-1155 м) (св. 52-Бх) Південного склепіння;

– виявлено менілітовий нафтогазоконденсатний поклад північного склепіння (св. 17-Бх, 18-Бх).

Для розробки даного родовища в різний час було пробурено три свердловини – Бухтівець 16, Бухтівець 17 та Бухтівець 20, схема розміщення яких зображена на рис. 1.

На початковій стадії експлуатації дебіт кожної із свердловин становив: 17-Бх – 9 тис. м³/добу, 16-Бх – 40 тис. м³/добу, 20-Бх – 10,24 тис. м³/добу. Через великий водний фактор свердловина 20-Бх експлуатувалася періодично. Через рік експлуатації дебіт свердловини Бухтівець-20 практично знизився до нуля. В зв'язку з цим, технологами ГПУ «Львівгазвидобування» було прийнято рішення провести повторну перфوراцію в інтервалі 2025-2065 м. Після перфорації в свердловину було закачано 10 м³ води і відбулось поглинання рідини пластом. За згодою з ГПУ «Львівгазвидобування» авторами в травні-червні 2010 року проводились роботи з інтенсифікації свердловини Бухтівець-20 Битків-Бабченського родовища з використанням енергії гідроакустичних коливань, створюваних гідроакустичним генератором. Генератор виготовлений згідно винаходу [3], конструктивна схема генератора зображена на рис. 2.

Гідроакустичний генератор знаходиться в стакані і має форму сопла з двома циліндричними вихровими камерами, розміщеними по обидва боки прохідного каналу.

Краї циліндричних вихрових камер, які виступають назустріч потоку рідини, захоплюють частину потоку і створюють обертовий рух. Взаємодія обертових і прохідних потоків викликає коливний рух струмини. Потужність і частота коливань може змінюватися (2÷10кГц) і залежить від швидкості потоку (ΔP).

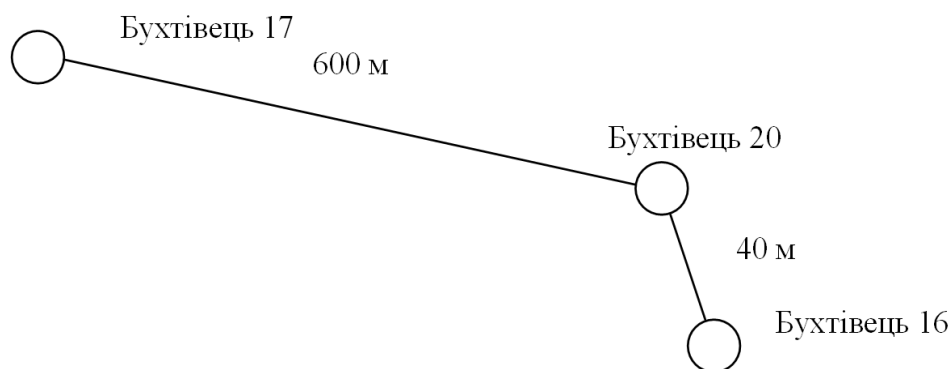
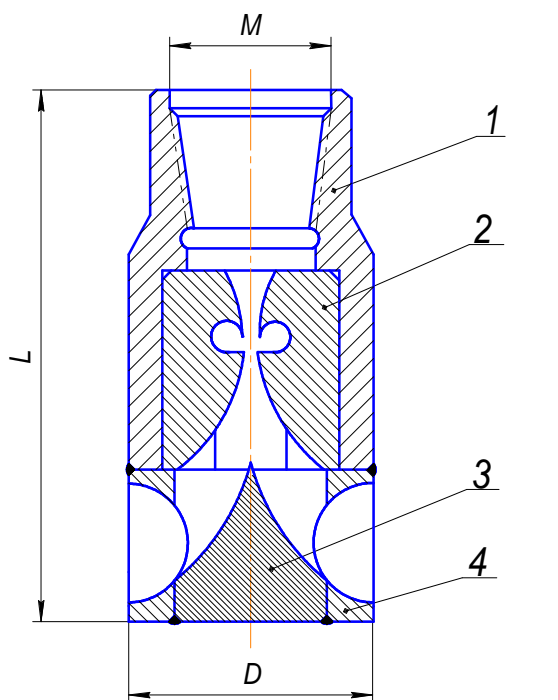


Рисунок 1 – Схема розміщення свердловин по площі покладу



1 - муфта; 2 - осердя акустичного генератора з вихровою камерою; 3 - конус; 4 - нижня основа

Рисунок 2 – Генератор гідроакустичних коливань

Дія на поклад в площині, перпендикулярній до осі колони на виході гідроакустичного генератора, здійснюється за рахунок конуса, який скеровує енергію коливань у горизонтальну площину.

Перед опусканням в свердловину, генератор випробовувався авторами у співпраці з технологами Надвірнянського НГДУ та ГПУ Львівгазвидобування на поверхні. Під час обробки зони перфорації продуктивного пласта генератор показав хороші результати. Дієвість генератора підтверджувалась пульсацією вихідної струмینی із викидної лінії, та вібраціями колони НКТ. Генератор під'єднали до нижньої частини колони НКТ, якою під тиском подавалась промивальна рідина на вибій.

Під час виконання робіт з інтенсифікації використовувалось наземне та підземне обладнання, схема під'єднання якого наведена на рис. 3

Через гідроакустичний генератор протягом 11 годин у свердловину запоповнено понад 170 м^3 промивальної рідини (вода +0,5% стенолу) під тиском 30 МПа. Висота пульсуючої струмینی з викидної лінії на початку процесу запоповнення досягала 4-5 м., а через 4 години роботи генератора впродовж 30 хвилин спостерігалась значна зміна висоти пульсуючої струмینی, яка досягала 15-20 м. Відтак висота струмینی поступово знизилась до 4-5 м.

Після припинення обробки ПЗП цілий тиждень свердловина перебувала під наглядом, однак припливу флюїду та підвищення пластового тиску виявлено не було.

Технологами було прийнято рішення провести глино-кислотну обробку (ГКО) з використанням гідроакустичного генератора. Після чого здійснено промивання та продування свердловини з використанням енергії гідроакустичних коливань гідроакустичного генератора.

Після завершення робіт, протягом одного місяця свердловина перебувала під наглядом, проте ніяких позитивних зрушень не відбулось.

За промисловими даними ми визначимо запаси газу Вигодського покладу (рис. 4). Так, по свердловині Бухтівець-20 використано параметри:

початковий пластовий тиск –
 $P_{\text{пл.поч.}} = 20,13 \text{ МПа};$

початкова пластова температура –
 $T_{\text{пл.поч.}} = 329 \text{ К};$

відносна густина газу – $\rho' = 0.576.$

З графіка видно, що запаси по покладу присутні, тож доцільність для його розробки підтверджена. Фактичні запаси, які залишились у Вигодському покладі, наведені на рис.4 та становлять $Q_{\text{зап}} = 49,12 \text{ млн.м}^3$, реальні ж видобувні запаси становлять $33,16 \text{ млн. м}^3$.

З наукової та практичної точки зору важливим питанням з'ясування причин негативного результату проведеного комплексу робіт, на виконання яких затрачено значні кошти.

У ході досліджень виявлено, що якість цементування свердловин Бухтівець-20 та Бухтівець-16, була дуже низькою, що стало причиною постійних позаколонних перетікань води з вищезалігаючих пластів. Внаслідок цього газоносні пласти в навколосвердловинному просторі обводнились, що підтверджується неефективністю перфорації, ГКО, застосуванням ПАР та

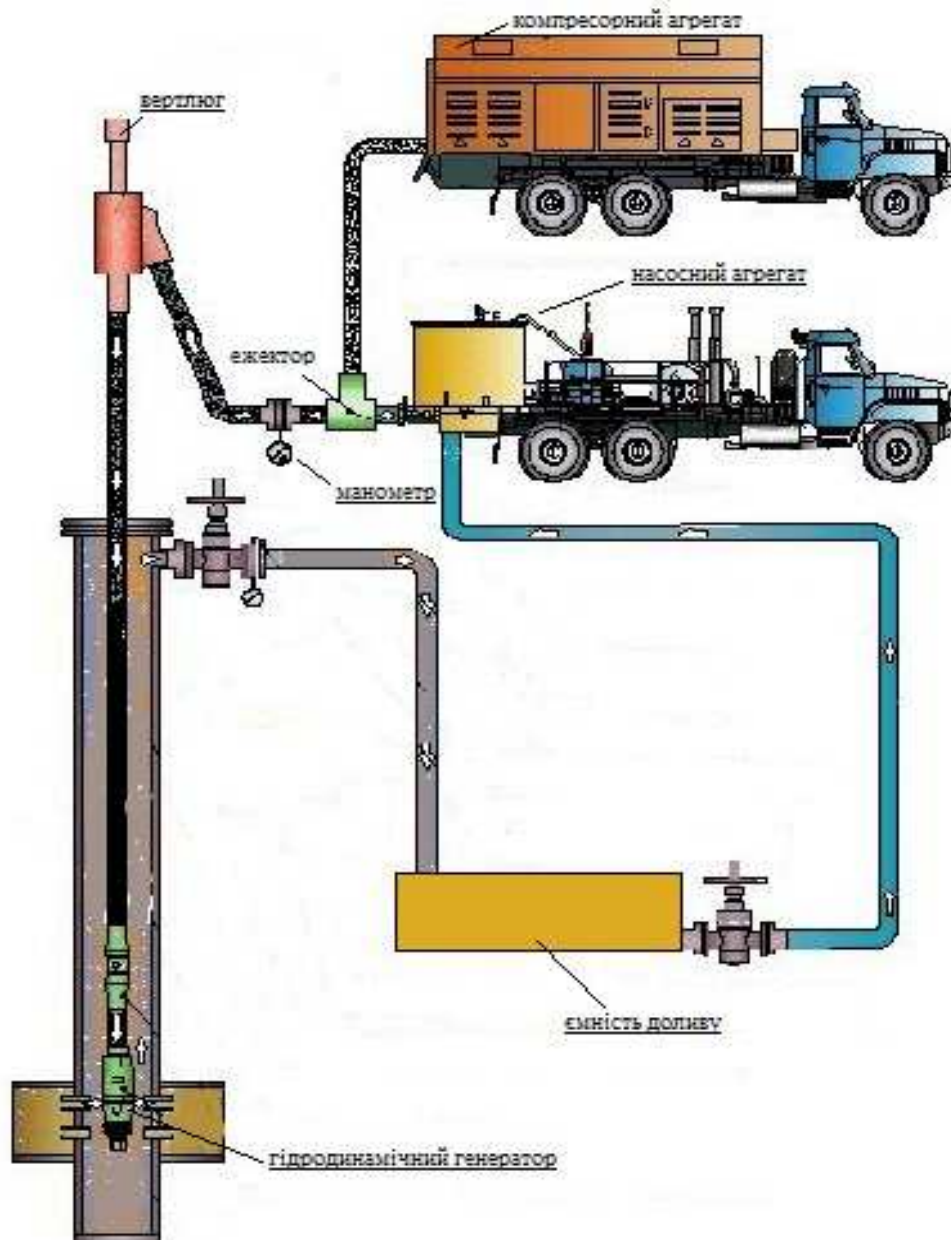


Рисунок 3 – Схема об'язки наземного і підземного обладнання

обробкою ПЗП енергією гідроакустичних коливань, а також за даними акустичного каротажу в свердловині 20-Бх. Лише в інтервалі 2251-2265 м цементация експлуатаційної колони "часткова + добра". Цементация решти експлуатаційної колони відсутня, або "відсутня + часткова".

У ході геофізичних досліджень в 2001 та 2002 роках виявлено позаколонні перетікання флюїдів. У свердловині 20-Бухтівець спостерігалось надходження заколонним простором пластової води з обводнених пластів нижче інтервалу перфорації. Виявлено перетоки газу у верхні горизонти та загазованість заколонного простору в інтервалах 1087-1238 м та 1463-1475 м.

У 2002 році в свердловині 20-Бухтівець у ході капремонту встановлено цементний міст під тиском в спеціально перфорованому інтервалі 2179-2130 м для ізоляції позаколонних пе-

ретоків флюїдів. Також встановлено цементний міст в інтервалі 2038-2130 м. Свердловина періодично експлуатувалась до вересня 2005 року, після чого була переведена для експлуатації Вигодських відкладів в інтервалі перфорації 1997-2012 м. Однак, підтягування пластової води заколонним простором не ліквідоване. До 2008 року свердловина працювала періодично методом накопичення тиску з дебітом 0,4 тис.м³/добу.

Свердловина 20-Бх, на якій було проведено роботи з інтенсифікації припливу флюїду, працювала в одному продуктивному пласті з свердловиною 16-Бх, розміщеною неподалік, та була гідродинамічно зв'язана із свердловиною 20-Бх. При цьому вказані свердловини були однакового призначення та взаємодіяли одна з одною, перехоплюючи видобувний флюїд, який притікає до них.

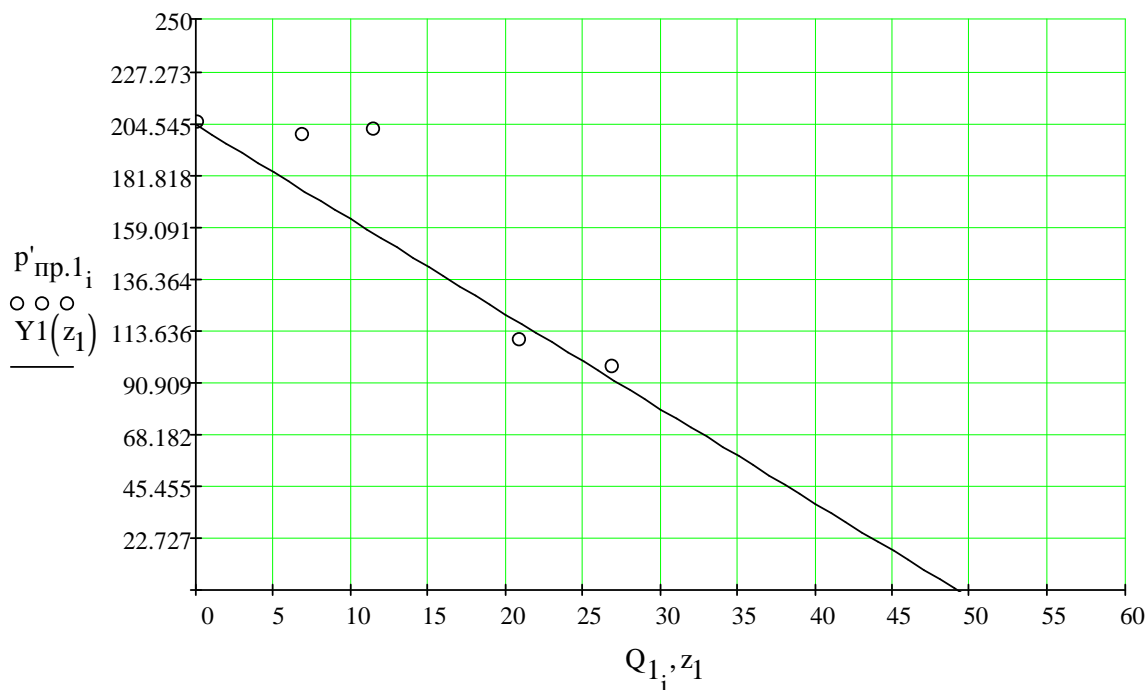


Рисунок 4 – Графік залежності зведеного тиску від накопиченого відбору по Вигодському покладі

Для дорозробки даного покладу доцільно пробурилити в свердловині 20-Бх другий стовбур з горизонтальною ділянкою. Новітня технологія буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин розроблена ПрАТ «НДКБ Бі» та впроваджена при будівництві свердловин на родовищах ДДз та шельфі Чорного моря [5].

Висновки

Під час будівництва свердловини Бухтівець-20 порушена технологія кріплення експлуатаційної колони.

Для дорозробки даного покладу в продуктивному пласті доцільно пробурилити в свердловині 20-Бх другий стовбур з горизонтальною ділянкою за високоефективною технологією забурювання бокових стовбурів, розробленою і впровадженою ПрАТ «НДКБ Бі» при розробці родовищ ДДз та шельфу Чорного моря.

Другим варіантом відновлення експлуатаційних властивостей свердловини 20-Бх є використання полімерів для ізоляції заколонних перетоків. Перевагою ліквідації заколонних перетоків хімічною є мінімальний термін ремонтних (ізоляційних) робіт.

Промислові випробування підтвердили ефективність роботи розробленої конструкції гідроакустичного генератора при декольматації привибійної зони в реальних умовах. За результатами промислових випробувань розроблено нову конструкцію генератора гідроакустичних імпульсів з регульованою інтенсивністю і частотою випромінювання пружних коливань.

Література

- Ефимов С.А. Влияние акустического поля на фазовую проницаемость пород в призабойной зоне нефтяного пласта / С.А. Ефимов, А.В. Шубин // Геофизические и геоакустические методы при определении фильтрационно-емкостных свойств пород в запасах нефти и газа. – 1989. – №3. – С. 104-106
- А.с. 1788217 СССР Е 21 В 43/00, 43/25. Гидродинамический излучатель для обработки призабойной зоны / Чернов Б.А., Климишин Я.Д., Бабюк И.С., Чернов Я.Б. (СССР) – №4735555/03; завл. 05.09.89; опубл. 15.01.93. – Бюл. №2
- А.с. 1839516 СССР Е 21 В 43/285. Устройство для добычи серы / Чернов Б.А., Климишин Я.Д., Бабюк И.С. (СССР) – №4118447/03; заявл. 12.10.84; опубл. 01.07.86 Бюл. №4
- Пат. України № 63187 Е21В 28/00. Генератор гідроакустичних імпульсів / Чернов Б.О., Чернова М.С., Западнюк М.М., Ільків І.М., Мозолов О.А.; завник Чернов Борис Олександрович. – № u201105983; заявл. 13.05.2011; опубл. 26.09.2011. – Бюл. №18
- Козлов А.В. Опыт бурения горизонтального ствола скважины на Штормовом газоконденсатном месторождении ГАО «Черноморнефтегаз» / А.В. Козлов, В.Г.Глушич, Я.В. Кунцяк и др. // «Нефтегаз INTERNATIONAL». – 2008. – №8. – С. 46-47.

Стаття надійшла до редакційної колегії
26.08.11

Рекомендована до друку професором
Бойком В.С.

ПАЛИВНО-БІТУМНА ВАННА

¹М.І. Оринчак, ³А.І. Різничук, ²М.М. Оринчак, ¹О.С. Бейзик

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nuing.edu.ua

²НАК «Нафтогаз України», 00001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6

³Шебелинське відділення бурових робіт, Харківська обл., Балаклеїський р-н, смт. Червоний Донець,
e-mail: shvbr@kharkov.ukrtel.net

Найпоширенішим ускладненням, яке зустрічається при бурінні нафтових і газових свердловин, є обвалювання та осипання стінок свердловини, для боротьби з яким за останні роки застосовують силікатну, силікатно-калієву, гідрофобно-адгезійну та гідрофобно-бітумну ванни. Основним недоліком силікатної та силікатно-калієвої ванн є недостатній термін кріплення стінок свердловин через схильність до розчинення затвердлого рідкого скла фільтратом бурового розчину, що проникає у стінки свердловини під дією перепаду тиску під час поглиблення свердловини. Недоліком гідрофобно-бітумної та гідрофобно-адгезійної ванн є значна вартість компонентів, що зменшує можливість їх застосування в практиці буріння свердловин. Тому для підвищення стійкості стінок свердловини рекомендується паливно-бітумна ванна, до складу якої входить 5-9 % окисленого бітуму та 91-95% пічного побутового палива. Застосування паливно-бітумної ванни сприяє збільшенню терміну дії в сотні разів порівняно з силікатно-калієвою ванною.

Ключові слова: пічне побутове паливо (ППП), окислений бітум, обвалювання та осипання стінок свердловини, силікатно-калієва ванна, рідинна ванна, гідрофобно-бітумна ванна.

Наиболее распространенным осложнением, встречающимся при бурении нефтяных и газовых скважин, являются обвалы и осыпи стенок скважины, для борьбы с которым в последние годы применяют силикатную, силикатно-калиевую, гидрофобно-адгезионную и гидрофобно-битумную ванны. Основным недостатком силикатной и силикатно-калиевой ванн является недостаточный срок крепления стенок скважины из-за склонности к растворению затвердевшего жидкого стекла фильтратом бурового раствора, поступающего в стенки скважины при бурении скважин. Недостатком гидрофобно-битумной и гидрофобно-адгезионной ванн является высокая стоимость компонентов, уменьшающих возможность их применения в практике бурения скважин. Поэтому с целью повышения устойчивости стенок скважины рекомендуется топливно-битумная ванна, в состав которой входят 5-9 % окисленного битума и 91-95% печного бытового топлива. Применение топливно-битумной ванны способствует увеличению срока действия в сотни раз по сравнению с силикатно-калиевой ванной.

Ключевые слова: печное бытовое топливо (ПБТ), окисленный битум, обвалы и осыпи стенок скважины, силикатно-калиевая ванна, жидкостная ванна, гидрофобно-битумная ванна.

Crumbling and collapse of the well's wall is the biggest trouble that occurs while drilling of oil and gas wells. Silicate, silicate-potassium, hydrophobic-adhesive and hydrophobic-bituminous bathes are used to solve this problem. The main fault of silicate and silicate-potassium bathes is insufficient time of borehole walls setting, because the tendency of hardened liquid glass to dissolve in mud filtrate. The fault of hydrophobic-adhesive and hydrophobic-bituminous bathes is high cost of components, that makes their use in practice of drilling wells less possible. Therefore, to enhance stability of well walls the use of fuel-bituminous bath, which consists of 5-9% oxidized bitumen and 91-95% domestic heating fuel, is recommended. The use of fuel-bituminous bath helps to increase operational life of this bath up to one hundred times compared to the use of silicate potassium bath.

Keywords: domestic heating fuel (DHF), oxidized bitumen, crumbling and collapse of the well's wall, silicate-potassium bath, liquid bath, hydrophobic-bituminous bath

Основним ускладненням, яке виникає у процесі буріння нафтових та газових свердловин, особливо на площах Дніпровсько-Донецької западини, є обвалювання та осипання стінок свердловини. Причиною цього ускладнення є тектонічні порушення, які спостерігаються у вигляді тріщин при розбурюванні потужних відкладів аргілітів, алевролітів, глинистих сланців тощо. Тріщини є ідеальним каналом для проникнення фільтрату бурового розчину на значну глибину. Фільтрат, проникаючи в стінки свердловини, ще більше зменшує вже до цього ослаблені сили зчеплення в гірській породі і спричиняє обвалювання та осипання стінок свердловини. Зберегти стійкість стінок сверд-

ловини при розбурюванні тектонічно порушених порід дуже важко. Простих, однозначних способів вирішень цієї проблеми на сьогоднішній час не існує [1].

У практиці стійкість стінок свердловини підвищують за допомогою силікатної [2] та силікатно-калієвої [3] ванн. Перед підйомом бурильної колони або під час ремонтних робіт в бурильні труби закачують розрахунковий об'єм силікатної або силікатно-калієвої ванн і за допомогою бурового розчину протискують її в зону порушених порід та витримкою протягом 6-24 годин. В результаті взаємодії рідкого скла та іонів калію з стінками свердловини зменшується інтенсивність обвалювання.

Основним недоліком силікатної та силікатно-калієвої ванн є недостатній термін кріплення стінок свердловин через розчинення раніше затверділого рідкого скла фільтратом бурового розчину, який поступає в стінки свердловини під дією перепаду тиску у процесі подальшого поглиблення свердловини.

Ефективнішим способом підвищення стійкості стінок свердловини є застосування гідрофобно-бітумної [4, 5] ванни, яка складається з дизельного палива та окисленого бітуму. Така ванна збільшує міцність взірців породи на 110÷170%, протидіє надходженню фільтрату в стінки свердловини та значно збільшує термін дії ванни.

Недоліком гідрофобно-бітумної ванни є висока вартість через дороговизну дизельного палива, що зменшує імовірність її застосування у практиці буріння свердловин.

Мета роботи – зберегти або покращити стійкість стінок свердловин при одночасному збільшенні терміну дії рідинної ванни і зменшенні її вартості.

Поставлена мета досягається шляхом заміни дизельного палива пічним побутовим паливом (ППП), а окисленою речовиною, як і в гідрофобно-бітумній ванні, залишається окислений бітум з температурою розм'ягчення не менше 130÷140 °С.

Пічне побутове паливо – гідрофобна рідина від світло-коричневого до чорного кольору з різким запахом, випускається згідно галузевого стандарту України (ДСТУ 320.001.19943.010-98), застосовується для комунально-побутових потреб. Особливістю ППП є підвищений вміст смолистих фракцій, оскільки 90% палива отримують у процесі прямої перегонки дистилятної фракції між дизельним паливом і мазутом за температури від 160 до 360 °С.

Рецептуру і ефективність паливно-бітумної ванни у лабораторних умовах оцінювали на глинисто-піщаних взірцях породи чотирьох типів:

- 1) 15% глини та 85% піску;
- 2) 50% глини та 50% піску;
- 3) 85% глини та 15% піску;
- 4) 100% глини.

Регулюванням вмісту глини можливо змінювати проникність взірців у широких межах. Технологія виготовлення лабораторних взірців породи та методика підготовки їх до лабораторних досліджень були аналогічні тим, які застосовувались при дослідженнях гідрофобно-бітумної ванни.

Окислений бітум нагрівали до температури плавлення, а потім розчиняли його в пічному побутовому паливі. Концентрація бітуму в ППП коливалась в межах 1÷9%. Після визначення початкової міцності на стиск незруйновані глинисто-піщані взірці породи поміщали в паливно-бітумну ванну з різною концентрацією бітуму і витримували їх там від 0,5 до 9 годин. Кожні 0,5 або 2 години взірці породи виймали з ванни і вимірювали їх міцність на стиск, порівнюючи їх з початковою.

Результати лабораторних досліджень зображаємо графічно для високопроникних – 85% піску+15% глини (рис. 1), середньопроникних – 50% піску+50% глини (рис. 2), для низькопроникних – 15% піску+85% глини (рис. 3) і для слабо проникних – 100% глини (рис. 4) взірців порід.

На цих рисунках вздовж осі ординат відкладено значення міцності взірців породи, за якого настає їх руйнування, а вздовж осі абсцис – час перебування взірців породи в паливно-бітумній ванні.

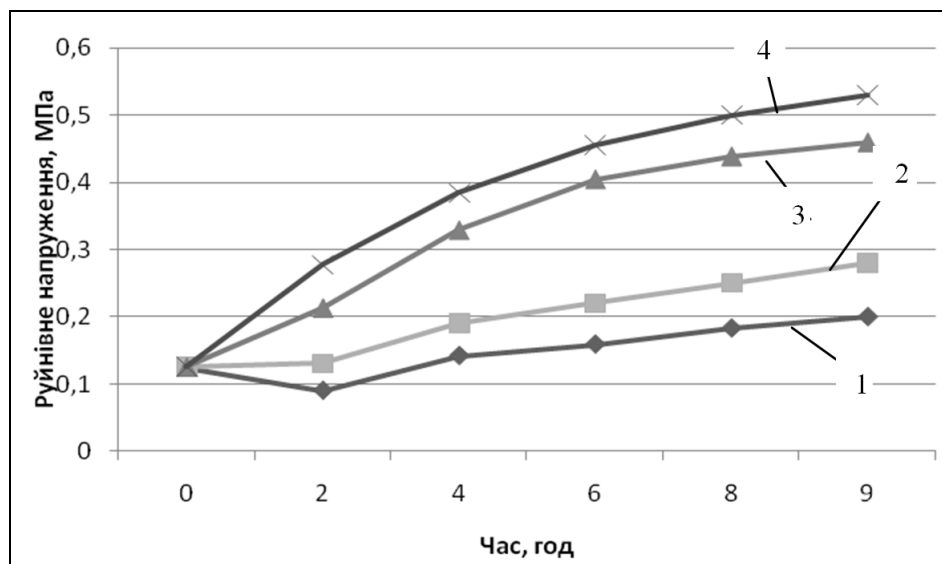
На цих рисунках видно, що незалежно від проникності лабораторних взірців породи їх міцність спочатку незначно падає, а потім зростає. При цьому зменшення міцності у високопроникних і середньопроникних породах інтенсивніше (20÷30%) порівняно з низькопроникними та слабопроникними породами (5÷18%). Зменшення міцності взірців породи на початку досліду, на нашу думку, пов'язане з тим, що ключові властивості окисленого бітуму за цей проміжок часу менші, ніж розклинююче зусилля, яке виникає від дії ППП. При подальшому перебуванні взірців породи в ванні міцність їх збільшується, досягає максимального значення, і через 7÷8 годин стабілізується. Отже, мінімальний час перебування взірців породи в ванні коливається в межах 7÷8 годин, причому менший час характерний для середньо- і високопроникних порід, а більший час для низько- і слабопроникних порід.

Важливою особливістю наведених залежностей є вплив концентрації окисленого бітуму у ванні на міцність взірців породи. Зі збільшенням концентрації клеючої речовини міцність взірців зростає і досягає максимального значення, потім стабілізується або спадає. Максимальне значення концентрації окисленого бітуму, за якого міцність лабораторних взірців породи найбільша і коливається в межах 5÷9%. Існування максимального значення клеючої речовини, на нашу думку, пов'язане з утворенням тонкої бітумної плівки навколо поверхні взірців породи, яка протидіє подальшому проникненню ванни всередину взірців породи. Тому попри зростання концентрації бітуму у ванні міцність взірців породи не зростає.

Суттєвий вплив на міцність взірців породи, які розміщені в паливно-бітумній ванні, має проникність породи. Найбільший приріст міцності спостерігається у високопроникних взірцях породи, який дорівнює 410%, дещо менший – для середньопроникних порід – 150%, та найменший – 125÷130% – для низькопроникних та слабопроникних порід.

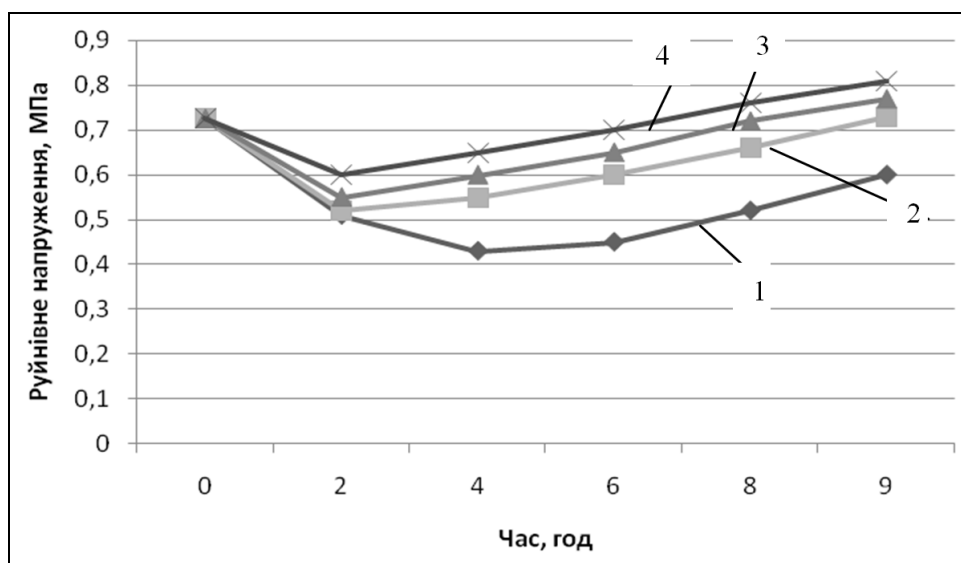
Паливно-бітумна ванна на відміну від силікатно-калієвої підвищує міцність всіх типів взірців породи, а тому її можна назвати універсальною.

Отже, паливно-бітумна ванна з вмістом окисленого бітуму 5÷9% та витримкою у свердловині 7÷8 годин підвищує міцність взірців породи від 125 до 410%. Враховуючи те, що ефективність паливно-бітумної ванни дещо більша, ніж гідрофобно-бітумної ванни, а вар-



- 1 - 1% високоокисленого бітуму та 99% ППП;
- 2 - 3% високоокисленого бітуму та 97% ППП;
- 3 - 5% високоокисленого бітуму та 95% ППП;
- 4 - 9% високоокисленого бітуму та 91% ППП

Рисунок 1 – Динаміка руйнування високопроникних зрізів породи (85% піску+15% глини) залежно від часу та адгезійних властивостей ванни



- 1 - 1% високоокисленого бітуму та 99% ППП;
- 2 - 3% високоокисленого бітуму та 97% ППП;
- 3 - 5% високоокисленого бітуму та 95% ППП;
- 4 - 9% високоокисленого бітуму та 91% ППП

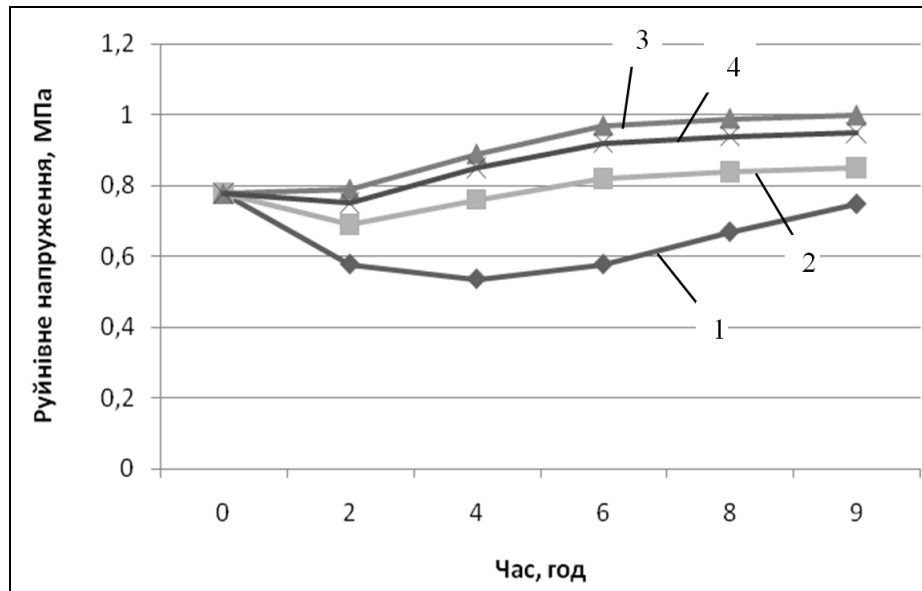
Рисунок 2 – Динаміка руйнування середньпроникних зрізів породи (50% глини+50%піску) залежно від часу та адгезійних властивостей ванни

тість приблизно утричі менша, вона є найбільш раціональною для застосування у практиці буріння свердловин.

Тривалість дії паливно-бітумної ванни в лабораторних умовах оцінювали за зміною маси, форми та часу самовільного руйнування зрізів породи при розміщенні їх у фільтратах розчинів з різною концентрацією солі.

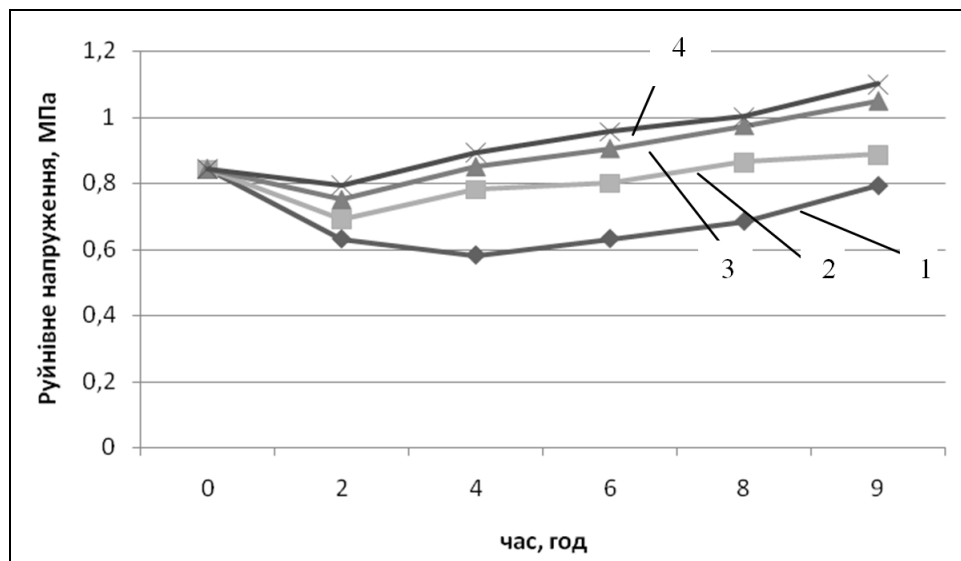
Всі зрізи породи порівню розподілили на дві групи. До першої групи віднесли зрізи по-

роди, які не обробляли паливно-бітумною ванною. Такі зрізи умовно називали звичайними. До другої групи увійшли зрізи породи, які після приготування витримували протягом 8 годин в паливно-бітумній ванні з вмістом окисненого бітуму 8%. Такі зрізи породи назвали модифікованими. Звичайні і модифіковані зрізи поміщали: у прісну воду, яка моделювала глинистий розчин; у мінералізовану воду (5% $KCl+H_2O$), яка моделювала хлоркалієвий



- 1 - 1% високоокисленого бітуму та 99% ППП;
 2 - 3% високоокисленого бітуму та 97% ППП;
 3 - 5% високоокисленого бітуму та 95% ППП;
 4 - 9% високоокисленого бітуму та 91% ППП

Рисунок 3 – Динаміка руйнування низькопроникних взірців породи (85%глини+15%піску) залежно від часу та адгезійних властивостей ванни



- 1 - 1% високоокисленого бітуму та 99% ППП;
 2 - 3% високоокисленого бітуму та 97% ППП;
 3 - 5% високоокисленого бітуму та 95% ППП;
 4 - 9% високоокисленого бітуму та 91% ППП

Рисунок 4 – Динаміка руйнування слабкопроникних взірців породи (100% глини) залежно від часу та адгезійних властивостей ванни

розчин; у соленасичену воду (26%NaCl+H₂O), яка моделювала соленасичений стабілізований розчин. Під час дослідження взірці породи періодично виймали з фільтратів, крапельки води забирали з допомогою фільтрувального паперу а потім зважували. Зокрема звичайні взірці виймали і зважували їх через 5÷10 хв., а модифіковані – через 1÷2 години. Досліди проводили до тих пір, поки взірці породи починали самовільно руйнуватись. Одночасно спостерігали за

конфігурацією взірців породи. Найшвидше осипалися, а відтак тільки руйнувалися взірці породи з великою та середньою проникністю (85% піску+15% глини та 50% піску+50% глини). Взірці породи з низькою проникністю (15% піску+85% глини) та слабкою проникністю (100% глини) під дією фільтрату спочатку розтріскувались, а потім розпадались на великі шматки.

Таблиця 1 – Залежність стійкості взірців породи від часу їх перебування у фільтраті розчину з різною концентрацією солі

Час, хв.	Маса взірця породи, г											
	H ₂ O				H ₂ O+5% KCl				H ₂ O+26% NaCl			
	100% глини	85% глини 15% піску	50% глини 50% піску	15% глини 85% піску	100% глини	85% глини 15% піску	50% глини 50% піску	15% глини 85% піску	100% глини	85% глини 15% піску	50% глини 50% піску	15% глини 85% піску
0	13	13	15	16	13	13	15	16	13	13	15	16
2,5	14	14	16 п.руйн	к.руйн	14	14	16	18 п.руйн	14	14	16	18
5	15	15 п.руйн	к.руйн	-	15	15	18 п.руйн	к.руйн	15	16	18	20 п.руйн
10	16 п.руйн	к.руйн	-	-	16	16 п.руйн	к.руйн	-	16	17	19 п.руйн	к.руйн
15	к.руйн	-	-	-	18 п.руйн	к.руйн	-	-	17	19 п.руйн	к.руйн	-
20	-	-	-	-	к.руйн	-	-	-	18 п.руйн	к.руйн	-	-
30	-	-	-	-	-	-	-	-	к.руйн	-	-	-

Примітка: п. руйн – початок руйнування;
к. руйн – кінець руйнування.

Результати лабораторних досліджень наведено для звичайних (табл. 1) та для модифікованих (табл. 2) взірців породи. Як видно із табл. 1, всі взірці породи внаслідок перебування у фільтратах з різною концентрацією солі збільшують свою масу і швидко руйнуються. Найшвидше руйнуються взірці у прісній воді (5÷10 хв), повільніше – у мінералізованих фільтратах (10÷20 хв), що пов'язане з наявністю у фільтраті іонів K⁺ та Na⁺, які збільшують сили зв'язку між шарами кристалічної ґратки глини і сповільнюють їх руйнування. Зміна маси взірців породи залежить від їх проникності. Найбільше зростання маси спостерігається у високо- і середньопроникних породах (6÷7%), найменше – в слабкопроникних (3÷3,5%).

Стійкість модифікованих взірців породи після перебування їх у фільтраті розчину з різною концентрацією солі значно більша, ніж звичайних (див. табл.1, табл.2). Значне зростання стійкості модифікованих взірців породи в усіх типах фільтратів розчину, на нашу думку, пов'язане з адгезійними властивостями окисленого бітуму та підвищеним вмістом смолистих фракцій в пічному побутовому паливі. Порівнюючи дані табл. 2 з відповідними даними табл. 1 видно, що маса модифікованих взірців породи під час перебування в фільтратах розчинів майже не змінюється, або, якщо і змінюється, то незначно, що свідчить про незначне проникнення паливно-бітумної ванни всередину взірців породи. Незначне проникнення смолистих фракцій пічного побутового палива і окисленого бітуму в поверхневий шар лабора-

торних взірців не тільки протидіє поступленню складових ванни, але значно підвищує сили зчеплення між частинками взірців породи. Тому стійкість модифікованих взірців породи порівняно зі звичайними зростає у прісній воді приблизно в 140 разів, а в фільтратах з хлористим калієм, або в соленасичених хлористим натрієм – у сотні-тисячі разів.

Отже, паливно-бітумна ванна з концентрацією окисленого бітуму 5÷9% та часом витримки у свердловині 7÷8 годин підвищує не тільки міцність всіх лабораторних взірців породи в 1,25 до 2,1 рази але і значно підвищує термін дії ванни – від 1,0 до 5,0 разів. Вартість паливно-бітумної ванни приблизно утричі менша, ніж найбільш ефективною гідрофобно-бітумної ванни.

Враховуючи універсальність, тобто ефективність в різних породах, відносно невелику вартість та значний термін дії, паливно-бітумна ванна є ефективною в боротьбі з обвалюванням та осипанням стінок свердловини.

Література

- 1 Ясов В.Г. Осложнения в бурении: [справочное пособие] / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
- 2 Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1985. – 206 с.
- 3 Оринчак М.І. Силікатно-калієва ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 1. – С. 26-29.

Таблиця 2 – Залежність стійкості модифікованих взірців породи від часу їх перебування у фільтраті розчину з різною концентрацією солі

Час, хв.	Маса взірця породи, г											
	H ₂ O				H ₂ O+5%KCl				H ₂ O+26%NaCl			
	100% глини	85% глини 15% піску	50% глини 50% піску	15% глини 85% піску	100% глини	85% глини 15% піску	50% глини 50% піску	15% глини 85% піску	100% глини	85% глини 15% піску	50% глини 50% піску	15% глини 85% піску
0	13	13	15	16	13	13	15	16	13	13	15	16
1	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
2	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
3	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
4	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
5	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
6	<u>16</u> п.руйн	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
7	к.руйн	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
8	-	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
24	-	<u>16,5</u> п.руйн	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
48	-	к.руйн	<u>17</u> п.руйн	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
72	-	-	к.руйн	<u>18</u> п.руйн	<u>15</u> п.руйн	<u>14,5</u> п.руйн	16	18	15	14,5	16	18
120	-	-	-	к.руйн	к.руйн	к.руйн	16	18	15	14,5	16	18
240	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
15 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
20 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
25 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
30 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
35 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
36 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	<u>15</u> п.руйн	14,5	16	18
37 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	к.руйн	14,5	16	18
40 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	14,5	16	18
43 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	<u>14,5</u> п.руйн	16	18
44 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	к.руйн	16	18
45 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	-	16	18
50 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	-	16	18

Примітка: п. руйн – початок руйнування;
к. руйн – кінець руйнування.

4 Пат. 86718 Україна МПК⁵¹ C09K8/50. Гідрофобно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак: Заявл.17.10.07. – Опубл. 12.05.09., Бюл. №9. – 4 с.

5 Оринчак М.І. Гідрофобно-бітумна ванна. / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2. – С. 67-71.

Стаття надійшла до редакційної колегії
22.09.11
Рекомендована до друку професором
Коцкуlichem Я.С.

ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ПОТЕНЦІАЛУ КАТОДНОГО ЗАХИСТУ В УМОВАХ ПІДЗЕМНОЇ МІКРОБНОЇ КОРОЗІЇ

А.І. Піляшенко-Новохатний

Відкритий міжнародний університет розвитку людини «Україна»;
04071, м. Київ, вул. Хорєва, 1г, тел./факс (044) 4092416, e-mail: apilya@online.ua

В наших попередніх роботах були наведені експериментальні результати і теоретичні розрахунки, що підтверджують необхідність індивідуального підходу до вибору значень потенціалів катодного захисту з урахуванням аніонного складу ґрунтів, прилеглих до поверхні підземних споруд.

Проте, всі ці дослідження проводили в умовах, коли в тест-системі додатково вносився лише один з аніонів. В реальних умовах експлуатації підземних металевих споруд, в ґрунті завжди одночасно знаходяться декілька аніонів. Тому ми вважали за доцільне дослідити характер змін корозійної активності за умов одночасної присутності в тест-системі декількох акцепторів електронів.

В основу наших розрахунків корозійних потенціалів, що виникають при спільній дії декількох аніонів, був закладений принцип парціальності.

Дослідження показали, що метод, запропонований нами для визначення оптимальних значень потенціалів катодного захисту, може бути використаний при проектуванні систем антикорозійного захисту підземних споруд.

Ключові слова: катодний захист, потенціал, мікробна корозія, ґрунтові аніони.

В наших предыдущих работах были приведены экспериментальные результаты и теоретические расчеты, подтверждающие необходимость индивидуального подхода к выбору значений потенциалов катодной защиты с учетом анионного состава ґрунтов, прилегающих к поверхности подземных сооружений.

Однако, все эти исследования проводили в условиях, когда в тест-системе дополнительно вносился только один из анионов. В реальных условиях эксплуатации подземных металлических сооружений, в ґрунте всегда одновременно находятся несколько анионов. Поэтому нам представлялось целесообразным, исследовать характер измененной коррозионной активности при одновременном присутствии в тест-системе нескольких акцепторов электронов.

Расчет коррозийных потенциалов, возникающих при совместном действии нескольких анионов, основывается на принципе парциальности.

Исследования показали, что метод, предложенный нами для определения оптимальных значений потенциалов катодной защиты, может быть использован при проектировании систем антикоррозийной защиты подземных сооружений.

Ключевые слова: катодная защита, потенциал, микробная коррозия, ґрунтовые анионы.

In our previous works we presented experimental results and theoretical calculation that prove the necessity of individual approach application to the choice of values of cathode protection potentials considering anionic composition of soils close-fitting to the surface of underground structures.

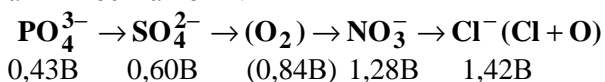
However, all these experiments were carried out by applying just one extra anion to the test system. In real operational conditions of underground metal structures, several anions are always present in soil coincidentally. That is why we suppose that investigation of the behaviour of corrosive activity under condition of simultaneous presence of several electron acceptors in the test system is a relevant issue.

Our calculation of corrosive potentials that occur due to combined action of several anions is based on the equivalence principle.

Experiments showed that the method offered by us to calculate optimal values of cathode protection potentials can be applied in the process of designing anticorrosion systems of underground structures.

Keywords: cathode protection, potential, microbial corrosion, soil anions.

В наших попередніх роботах були наведені детальні термодинамічні розрахунки, що пояснюють причини зниження ефективності катодного захисту у випадках, коли до корозійних процесів, що відбуваються в ґрунті, активно залучаються сульфатвідновлювальні бактерії (СВБ) [1-3]. Проведені розрахунки електрохімічних потенціалів (ξ) корозійних реакцій, що протікають з використанням в якості акцепторів електронів різних ґрунтових аніонів, дозволили нам скласти своєрідний ряд корозійної активності аніонів.



В наведеній послідовності ситуація стосовно залучення до корозійних реакцій хлорид-іону вимагає додаткових пояснень. В своїх розрахунках ми виходили з того, що іони Cl^- в процесах, пов'язаних з корозійним руйнуванням сталі, зазнають перетворень, які наведені на рис. 1.

Як видно з рисунку, наслідком цих перетворень є утворення молекулярного кисню, що значною мірою активізує корозійні процеси. Це явище було названо нами анаеробна оксигенація.

Матеріали і методи. Об'єктом досліджень були сульфатвідновлювальні бактерії, *Desulfo-*

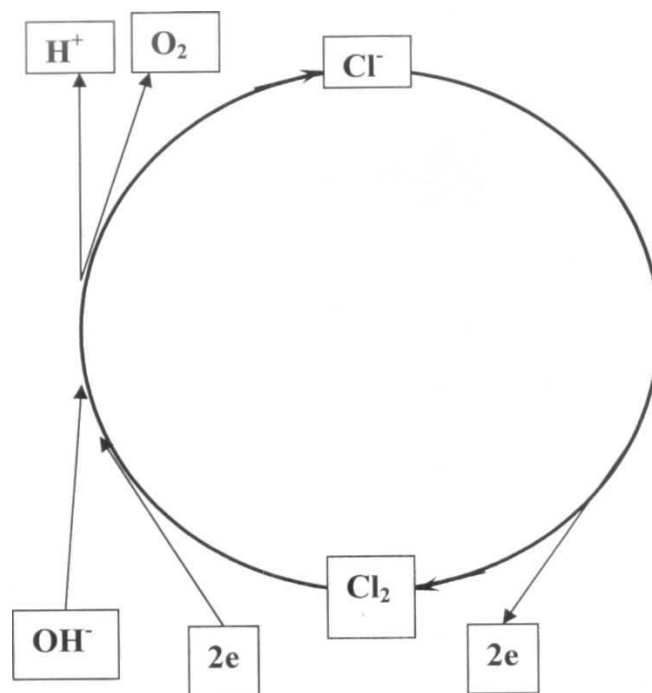


Рисунок 1 – Схема залучення хлориду до реакцій мікробно індукованої корозії

vibrio sp. шт. Київ-10 (палички середніх розмірів, грамнегативні, один полярний джгутик, спор не утворюють), що зберігаються в колекції корозійно активних мікроорганізмів відділу загальної та ґрунтової мікробіології Інституту мікробіології і вірусології НАНУ.

Культури бактерій вирощували на рідкому середовищі Постгейта „В“ в термостаті при температурі 28°C протягом 14 діб.

До ємності з культурою *Desulfovibrio sp. um.* 10 стерильно вміщували тест-пластину з маловуглецевої сталі розміром 20 x 40 x 3 мм.

Перед використанням металевих зразків, останні піддавали попередньому хімічному знежиренню шляхом занурення на 20-30 хвилин в розчин, склад якого наведено в літературі [5]. Після знежирення зразки промивали в гарячій та холодній воді і висушували. Безпосередньо перед проведенням дослідів зразки вносили до розчину 6 н H₂SO₄ на 30 сек з метою видалення оксидної плівки та активізації електрохімічних процесів. По закінченню досліджень зразки металу занурювали в спеціальний розчин для зняття продуктів корозії [5] на 10-20 хвилин. Потім пластини промивали в дистильованій воді, висушували та зважували.

Після цього до середовища додавали розчин відповідного аніону в кінцевій концентрації 5%. Після закінчення експерименту визначали швидкість корозії за втратою маси тест-пластин. Контролями експерименту були: 1) стерильне середовище Постгейта «В»; 2) стерильне середовище з додаванням розчину відповідного аніона; 3) культура *Desulfovibrio sp. um.* 10 вирощена без добавок аніонів. Тривалість експерименту 120 днів.

Швидкість корозії металу визначали гравіметрично за формулою:

$$K = \Delta P / S \cdot t;$$

де: K – швидкість корозії; ΔP – втрата маси зразка; S – площа зразка, дм²; t – тривалість експерименту, доба.

Результати та обговорення. Проведені дослідження показали, що швидкості корозії, які спостерігались в модельних лабораторних дослідах із додаванням до тестсистем надлишкових концентрацій різних аніонів, майже повністю співпадають із швидкостями, що були обчислені теоретично для відповідних аніонів. Відхилення не перевищувало 10% і зменшувалось із збільшенням потенціалу корозійної реакції. Зокрема, швидкість корозії, для процесу за участю хлоридного іону, що була теоретично обчислена як 58,8 мг/дм добу, в експерименті становила 58,1 мг/дм добу (рис.2).

Таким чином, отримані нами експериментальні результати підтверджують правильність наших теоретичних міркувань.

Однак, наведені нами розрахунки та результати лабораторних модельних дослідів, що їх підтверджують, стосуються лише випадків, коли в реакційному середовищі додатково присутній тільки один з вищезазначених аніонів. Проте, в реальних умовах експлуатації підземних металевих споруд, в ґрунті завжди одночасно присутні декілька з досліджуваних аніонів. Саме тому нам вбачалося доцільним дослідити, в який спосіб буде змінюватися корозійна активність за умови одночасної присутності декількох акцепторів електронів в реакційному середовищі.

Співвідношення аніонів, у яких вони додавалися до реакційного середовища при лабораторних дослідженнях їх одночасного впливу на швидкість корозії сталевих зразків, наведені в табл.1.

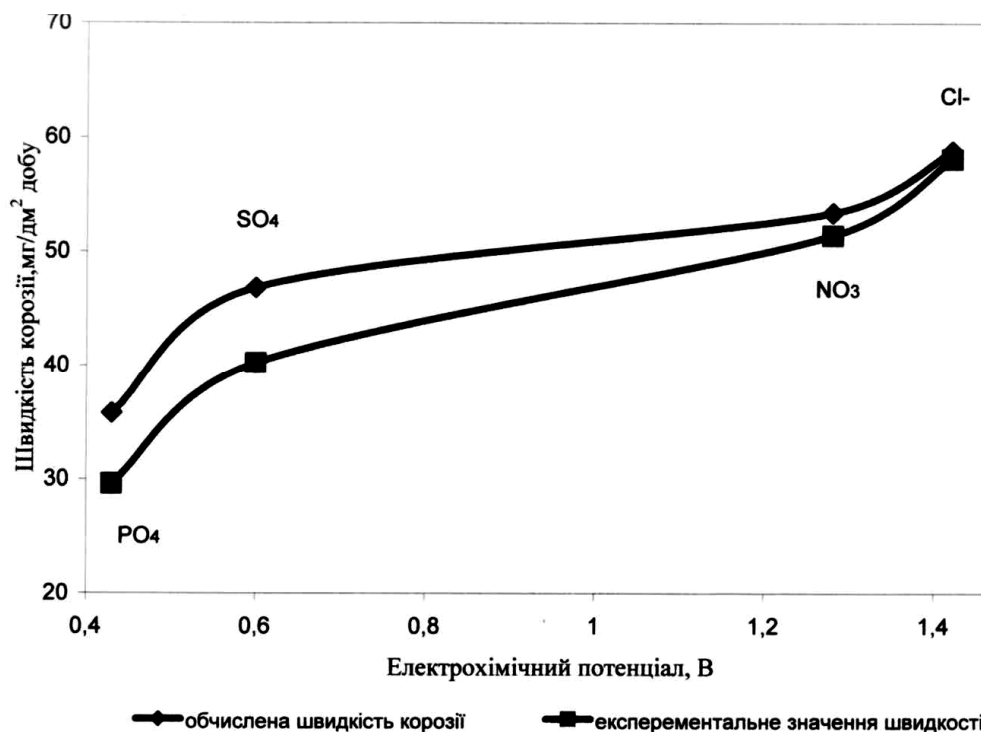


Рисунок 2 – Залежність швидкості корозії від електрохімічного потенціалу окремих аніонів

Таблиця 1 – Залежність значення електрорушійної сили та швидкості корозійної реакції від вмісту аніонних добавок

№	Частка доданого аніону, % від загальної кількості				ξ е.р.с, В	Швид. корозії теор.	Швид. корозії дослід.
	PO ₄ ³⁻	SO ₄ ²⁻	NO ₃ ⁻	Cl ⁻			
1	25	25	25	25	0,94	46,5	40,1
2	50	25	25	0	0,69	37,9	33,5
3	50	25	0	25	0,73	42,4	34,6
4	50	0	25	25	0,90	45,7	38,7
5	0	25	25	50	1,19	52,0	50,6
6	25	0	25	50	1,15	51,1	48,7
7	25	25	0	50	0,98	47,4	42,3

При обчисленні наведених в цій таблиці можливих значень корозійних потенціалів та ймовірних швидкостей корозійної реакції ми виходили з принципу парціальності. Тобто, ми вважали, що частка кожного з доданих аніонів в результуючому значенні корозійного потенціалу пропорційна його відносній відсотковій концентрації. Значення корозійних потенціалів окремих аніонів, що бралися до розрахунків, були обчислені нами раніше [3-4]. В найбільш узагальненому вигляді схема, за якою ми проводили наші обчислення, може бути відображена формулою:

$$\xi = 0,43[\text{PO}_4^{3-}] + 0,60[\text{SO}_4^{2-}] + 1,28[\text{NO}_3^-] + 1,42[\text{Cl}^-]$$

З рис.3 видно, що теоретично розраховані ймовірні швидкості корозійних реакцій та результати, отримані в ході модельного лабораторного експерименту, близькі за значеннями. Відхилення не перевищує 15%.

Таким чином, можна стверджувати, що запропонований нами підхід щодо визначення оптимальних значень потенціалу катодного захисту може бути застосований при проектуванні систем протикорозійного захисту в підземному будівництві, а також може розглядатись як основа методології прогнозування корозійної поведінки підземних споруд за умов активного залучення ґрунтових мікроорганізмів до корозійних реакцій.

Література

- 1 Пиляшенко-Новохатный А.И. Расчет значений потенциалов катодной защиты в условиях микробно индуцируемой коррозии / А.И. Пиляшенко-Новохатный // Экология до-вкілля та безпека життєдіяльності. – 2005. – №1. – С.69-72.

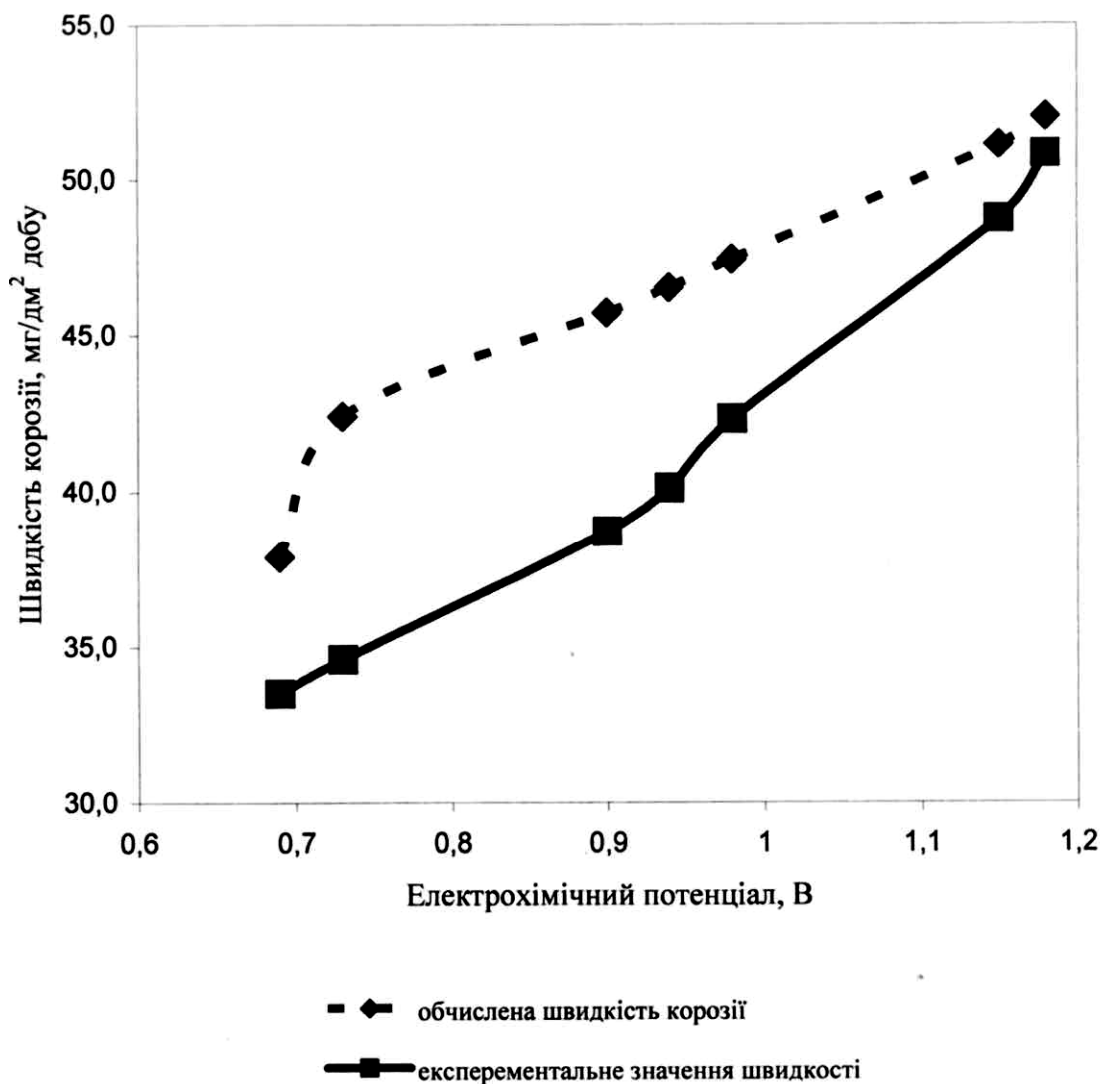


Рисунок 3 – Залежність швидкості корозії від електрохімічного потенціалу суміші аніонів

2 Pilyashenko-Novokhatny A I. Causes lowering effectiveness of cathode protection in conditions of microbial induces corrosion / Pilyashenko-Novokhatny A I. // 13 International Biodeterioration And Biodegradation Symposium (IBBS-13), 4-9 Sept 2005 – Madrid, Spain: Abstracts, 2005. – p. 19.

3 Мікробна корозія підземних споруд / [Андреюк К.І., Козлова І.П., Коптева Ж.П. та ін.] – К.: Наукова думка, 2005. – 259 с.

4 Козлова И.А. Биокоррозия металлов / Козлова И.А., Пиляшенко-Новохатный А.И., Жданова Н.Н., Суббота А.Г. / Неорганическое материаловедение: энциклопедия. – К.: Наукова думка, 2008. – Т.1. – С. 675-690.

5. Защита от коррозии старения и биоповрежденной машин, оборудования и сооружений: справочник; под ред. А.А.Герасименко. – М.: Машиностроение, 1987. – Т. 1. – 688 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
22.08.11
Рекомендована до друку професором
Семчуком Я.М.

Виробничий досвід

УДК 622.4.076:620.197.6

ПІДВИЩЕННЯ ПРОТИКОРОЗІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТА НАДАННЯ БІОСТІЙКОСТІ ЗАХИСНИМ ІЗОЛЯЦІЙНИМ ПОКРИТТЯМ НА БІТУМНО-ПОЛІМЕРНІЙ ОСНОВІ

Є.І. Крижанівський, М.С. Полутренко, Я.Т. Федорович

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

Проведено дослідження з розробки рецептур нових композицій модифікованих праймерів та мастик на бітумно-полімерній основі з участю інгібіторів корозії та вивчено їх характеристики. Визначено фізико-механічні показники модифікованих ізоляційних покриттів з участю біоцидів різної композиції, які є біостійкими до бактерій-деструкторів захисних покриттів: вуглеводнеокиснювальних і сульфатредуючих. Визначено якісний та кількісний склад бактерій, виділених з пошкоджених бітумних покриттів, відібраних на трасі магістрального газопроводу «Пасична-Долина». Виявлено ділянки траси з корозійноактивними ґрунтами, де можливий розвиток мікробіологічної корозії з участю сульфатредуючих бактерій. Проведено промислові випробування ізоляційного покриття в трасових умовах на основі бітумно-полімерної мастики МБПІМ1-Д-1 в умовах УМГ «Прикарпаттрансгаз».

Ключові слова: інгібітори, праймер, покриття, адгезія, бітумно-полімерна мастика, мікробіологічна корозія

Проведены исследования по разработке рецептур новых композиций модифицированных праймеров и мастик на битумно-полимерной основе с участием ингибиторов коррозии и изучены их характеристики. Изучены физико-механические показатели модифицированных изоляционных покрытий с участием биоцидов разной композиции, которые являются биостойкими к бактериям-деструкторам защитных покрытий: углеводородокисляющих и сульфатредуцирующих. Определён качественный и количественный состав бактерий, выделенных из повреждённых битумных покрытий, отобранных на трассе магистрального газопровода «Пасична-Долина». Обнаружены участки трассы с коррозионноактивными грунтами, где возможно развитие микробиологической коррозии с участием сульфатредуцирующих бактерий. Проведены промышленные испытания изоляционного покрытия в трасовых условиях на базе битумно-полимерной мастики МБПІМ1-Д-1 в условиях УМГ «Прикарпаттрансгаз».

Ключевые слова: ингибиторы, праймер, покрытие, адгезия, битумно-полимерная мастика, микробиологическая коррозия

Researches about the development of new compositions of modified primers and bitumen-polymer based mastics with participation of corrosion inhibitors were made and their characteristics were studied. Physical and mechanical factors of modified isolation coatings with participation of biocides of different composition that are bioreistant to destruction-bacterium of protective coatings: hydrocarbon oxidative and sulfur reduction were determined. Qualitative and quantitative composition of bacterium that were separated from damaged bitumen coatings sampled from gas transmittal pipeline "Pasichna-Dolyna" were determined. Section of line with corrosive soils where development of microbiological corrosion with participation of sulfur reduction bacterium is possible was detected. Commercial testing of bitumen-polymer based mastic MBPIM1-D-1 isolating coating in field conditions was carried out.

Key words: inhibitors, primers, coverage, adhesion, bitumen-polymer mastic, microbiological corrosion

На сьогодні при будівництві магістральних нафтогазопроводів, а також при проведенні робіт з переізоляції діючих трубопроводів для їх протикорозійного захисту використовуються різні ізоляційні матеріали і конструкції захис-

них покриттів, починаючи від бітумно-полімерних трасового призначення і закінчуючи багаточасовими полімерними (поліетиленовими, поліпропіленовими), а також поліуретановими заводського нанесення. Хоча ринок пропонує

широкий спектр захисних ізоляційних покриттів, проте неможливо віддати перевагу на користь тільки одного універсального покриття, яке б забезпечувало ефективний захист металу від корозії в різних умовах будівництва і експлуатації.

Найбільш поширені в даний час захисні матеріали на основі полімерів, що наносяться методом екструзії, та епоксидних смол вимагають ретельного очищення і підготовки поверхні труб і використовуються тільки в заводських і базових умовах, тому використання даних матеріалів в польових умовах без надвисоких затрат неможливо.

Враховуючи, що більша частина трубопроводів захищена плівковими і бітумними покриттями, термін служби яких без втрати захисних властивостей коливається від 15 до 20 років, ремонт трубопроводів із заміною ізоляції буде ще довго залишатися актуальним [1].

Для того, щоб захисні покриття ефективно виконували свої функції, вони повинні відповідати вимогам, основними з яких є:

- низька вологопроникність;
- високі механічні характеристики;
- висока і стабільна в часі адгезія покриття до сталі;
- стійкість до катодного відшарування;
- необхідні діелектричні характеристики;
- стійкість покриття до дії ультрафіолетового і теплового старіння;
- стійкість до дії ґрунтових корозійноактивних мікроорганізмів.

Оскільки, як зазначалося раніше, більшість підприємств нафтогазового комплексу України використовують нафтобітумні, нафтобітумно-стрічкові, бітумно-полімерні покриття різних модифікацій, то надання їм підвищених протикорозійних характеристик та біостійкості є винятково актуальною проблемою.

Необхідно зазначити, що ізоляційні покриття підземних споруд піддаються мікробіологічній або біокорозії, спричиненій ґрунтовими мікроорганізмами та корозійною активністю ґрунтів.

Мікробіологічна корозія є однією з причин утворення пітінгів та язв під продуктами корозії в ґрунтах підвищеної корозійної активності (солончаки, ґрунти з підвищеною вологістю, болотні, замулені ґрунти).

На сьогодні встановлено, що основним фактором біопшкодження в умовах підземного середовища є асоціати денітрифікуювальних (ДНБ), вуглеводнеокиснювальних (ВОб), сульфатредуючих (СРБ) бактерій, домінуючу роль серед яких відіграють сульфатредуючі бактерії. В агресивних ґрунтах ці мікроорганізми проявляють високу корозійну активність як до металу, так і до покриттів [2].

В результаті мікробної деструкції захисного ізоляційного покриття відбуваються зміни фізико-механічних властивостей матеріалів, зменшується їх міцність, адгезійні характеристики, внаслідок чого втрачається головна функція покриттів – захист металу від корозії.

Біопшкодження стали, на жаль, неминучим супутником технічного прогресу, реакцією біосфери на діяльність людини, яка не потурбувалася завчасно про те, щоб її матеріали і виробы вписалися в біосферні процеси безболісно для обидвох сторін. Для біопшкоджень взагалі немає перешкод, і їм піддається практично все, що нас оточує. Про це красномовно свідчать дані економічних збитків.

Так, в США в 1987 році збитки від корозії оцінені в 167 млрд. доларів [3]. При цьому на рахунок біокорозії відносять до 10% загальних витрат, тобто 16-17 млрд. доларів.

У Великій Британії дослідження Національної корозійної служби показали, що за 10% випадків усіх корозійних пошкоджень відповідальність несуть мікроорганізми [4].

На сучасному етапі у Німеччині збитки від біокорозії оцінюються у ядерній промисловості – 5,5 млн. євро, у системах водопостачання – 100 млн. євро, у будівництві – декілька млрд. євро [5].

Оскільки частка мікробіологічного чинника в збитках від корозії перевищує 50%, то, безумовно, ним нехтувати не можна. І це зрозуміла більшість дослідників-корозіоністів в останні 20 років, хоча перші повідомлення про загрозу мікробіологічної корозії для металу з'явилися понад 70 років тому.

Таким чином, корозію металу в підземному середовищі потрібно розглядати не як чисто електротрохімічний процес, а обов'язково враховувати біологічний фактор, тобто як біоелектрохімічний процес.

Тому захист нафтогазопроводів та інших підземних споруд від корозії повинен проводитися не тільки з врахуванням результатів попереднього аналізу біокорозійної активності ґрунтів, але й біостійкості покриттів.

У зв'язку з цим актуальною залишається проблема, пов'язана з розробкою композицій ізоляційних покриттів для захисту підземних споруд, які б володіли підвищеними протикорозійними характеристиками та проявляли біостійкість до дії ґрунтових мікроорганізмів.

Метою даної роботи було розроблення рецептур нових композицій захисних ізоляційних покриттів на бітумно-полімерній основі шляхом модифікації їх інгібіторами корозії, які б проявляли бактерицидну дію для надання їм біостійкості та вивчення протикорозійних характеристик для використання їх в ґрунтах різної корозійної активності.

Базовим об'єктом дослідження була вибрана бітумно-полімерна ізоляційна мастика марки МБПД-1 (Б).

Модифікаторами слугували органічні речовини різних класів: діаміни; ненасичені жирні кислоти; етаноламіни; солі нафтових кислот; четвертинні амонійні солі.

На основі мастики МБПД-1 (Б) були приготвлені базовий праймер «П» та модифіковані праймери «МП», одержані розчиненням як базової мастики, так і модифікованих мастик в бензині при масовому співвідношенні компонентів 1:2.

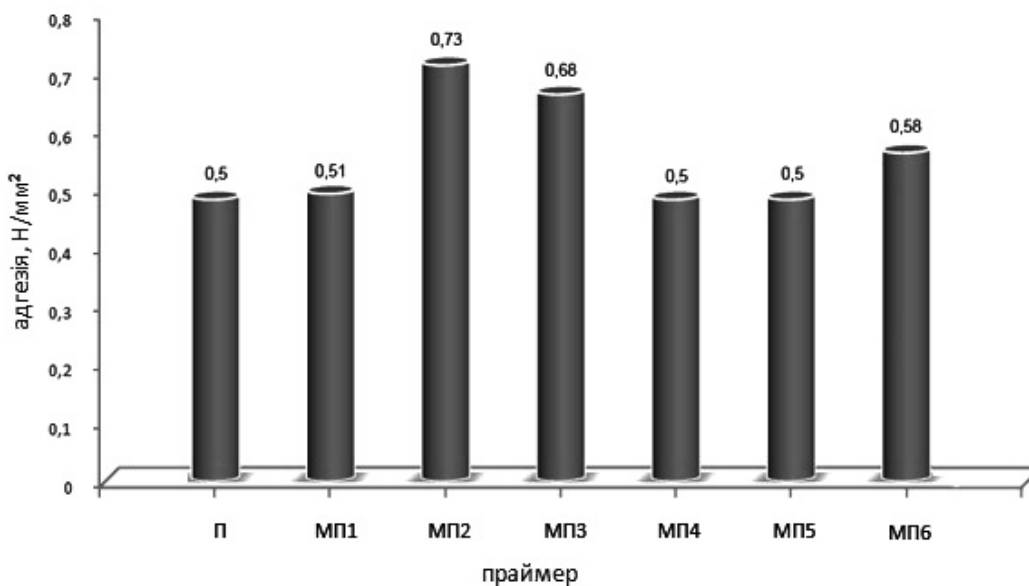


Рисунок 1 – Залежність адгезії мастики МБПД-1 (Б) до заґрунтованого металу від складу праймера

Низкою експериментів було встановлено, що модифіковані праймери «МП2», «МП3» і «МП6», порівняно з базовим праймером «П», володіли значно вищою адгезією мастики до заґрунтованого металу, що пов'язано, ймовірно, зі зміною структури мастики (рис.1).

Було приготовлено вісімнадцять композицій модифікованих мастик з участю інгібіторів «Інг.1», «Інг.2», «Інг.3», «Інг.4», «Інг.5» та «Інг.6» в широкому діапазоні зміни їх концентрацій від 0,05% до 5,0% мас. та вивчено їх характеристики (табл.1). Як свідчать результати досліджень, температура розм'якшення модифікованих мастик за однієї і тієї ж концентрації інгібітора (0,05%) в мастичі в залежності від природи інгібітора змінюється від 99⁰С до 93⁰С. При цьому необхідно зазначити, що в усіх випадках з підвищенням концентрації інгібітора в мастичі температура розм'якшення модифікованих мастик зменшувалася (особливо це помітно для мастики, модифікованої «Інг.6»), що є небажаним, оскільки мастика стає рідкою, і при нанесенні її на трубу не вдається забезпечувати необхідну товщину покриття. Глибина проникнення голки модифікованих мастик практично не залежить від природи інгібітора (відхилення значень від значення для базової мастики складає ± 2 одиниці). Для модифікованих мастик інгібіторами «Інг.3» та «Інг.6» в усьому досліджуваному інтервалі концентрацій спостерігалася монотонне наростання розтягу мастик, що вказує на покращення їх пластифікуючих властивостей. У випадку «Інг.2» розтяг модифікованих мастик зростає тільки в області концентрацій 0,05-1,0%, з подальшим підвищенням концентрації інгібітора до 5,0% в мастичі пластифікуючі властивості не тільки не покращуються, а, навпаки, погіршуються, про що свідчить різке зниження розтягу мастики.

Водонасичення є важливою характеристикою для бітумних мастик, оскільки визначає їх

гідрофобність, тому цікаво було простежити за водонасиченням однієї з модифікованих мастик в широкому інтервалі зміни концентрацій інгібітора, а одержані дані зіставити з водонасиченням для базової мастики. Модельною мастикою була вибрана мастика, модифікована «Інг.6», діапазон зміни концентрацій інгібітора був досить широким від – 0,05% до 2,0% мас. Результати експерименту представлені в таблиці 2.

Аналіз одержаних експериментальних даних засвідчив, що найбільш водостійкою мастикою виявилася мастика з вмістом «Інг.6» концентрації 0,1% мас. Цікавим виявився той факт, що в даному випадку водонасичення мастики дещо зростало протягом 1680 годин (70 діб), після чого тривалий час (200 діб) залишалося незмінним. Така ж картина спостерігалася і для мастики з концентрацією 0,05% «Інг.6». Водночас, як при подальшому збільшенні концентрації «Інг.6» до 0,5% , а також до 2,0% водонасичення зростає протягом всього досліджуваного проміжку часу.

Водонасичення для базової мастики також зростало протягом 270 діб. Таким чином, зіставляючи одержані дані, можна констатувати, що введення «Інг.6» до базової мастики дає змогу отримати модифіковану мастику з підвищеними гідрофобними властивостями, що, в свою чергу, призведе до покращення діелектричних властивостей ізоляційного покриття.

На основі модифікованих праймерів «МП2», «МП3» і «МП6», які показали найкращі результати адгезії мастики до заґрунтованого металу, було розроблено двадцять шість рецептур нових композицій модифікованих бітумно-полімерних ізоляційних покриттів і вивчено їх характеристики. При цьому були приготувані рецептури ізоляційних покриттів з однаковим інгібітором, введеним як до складу праймера, так і до складу мастики, а також різ-

Таблиця 1 – Характеристики модифікованих бітумно-полімерних мастик

Рецептура	Температура розм'якшення, °С	Глибина проникнення голки при 20 °С, 0,1 мм	Розтяг при 20 °С, мм	Водонасичення, через 24 год, %
МБПД-1 (Б)	96	20	9,7	0,14
Б + 0,1 % «Інг.1»	92	19	10,2	0,13
Б + 0,05 % «Інг.2»	99	19	8,2	0,13
Б + 1,0 % «Інг.2»	94	18	9,8	0,13
Б+ 2,0 % «Інг.2»	91	18	9,2	0,13
Б+ 3,5 % «Інг.2»	91	18	7,8	0,13
Б + 5,0 % «Інг.2»	96	21	7,7	0,13
Б + 0,03 % «Інг.3»	98	19	7,1	0,13
Б + 0,05 % «Інг.3»	93	19	9,3	0,13
Б + 0,1 % «Інг.3»	95	20	10,0	0,13
Б+ 0,2 % «Інг.3»	94	28	11,0	0,13
Б + 0,1 % «Інг.4»	92	18	11,0	0,14
Б + 0,05 % «Інг.5»	98	20	7,2	0,14
Б+ 0,1 % «Інг.5»	97	21	7,7	0,14
Б + 1,0 % «Інг.5»	95	21	7,5	0,14
Б + 0,5 % «Інг.6»	88	21	9,3	0,14
Б + 0,1 % «Інг.6»	93	21	9,5	0,14
Б + 2,0 % «Інг.6»	85	22	10,7	0,14

Таблиця 2 – Залежність водонасичення модифікованої мастики від концентрації інгібітора «Інг.6»

Водонасичення, % мас./год	Модифікована мастика				
	Базова (Б)	Б+0,05 % «Інг.6»	Б+ 0,1 % «Інг.6»	Б+0,5 % «Інг.6»	Б+2,0 % «Інг.6»
24	0,11	0,13	0,10	0,10	0,13
120	0,17	0,20	0,15	0,16	0,58
288	0,28	0,28	0,17	0,24	0,91
480	0,39	0,33	0,20	0,29	1,23
720	0,53	0,41	0,23	0,35	1,53
1680	0,50	0,41	0,27	0,45	1,27
6480	0,58	0,43	0,26	0,43	1,50

ною комбінацією інгібіторів у складі праймерів і в складі мастик. На рис. 2 наведено залежності адгезії мастики до заґрунтованого металу і адгезії стрічки до мастики в залежності від складу ізоляційного покриття при концентрації інгібіторів як в складі праймера, так і в складі мастики оптимальної концентрації – 0,1% мас.

Аналіз одержаних результатів показав, що адгезія стрічки до мастики не залежить від рецептури композицій ізоляційного покриття. Водночас, як адгезія мастики до заґрунтованого металу була вищою порівняно з базовою композицією для рецептур МПЗ+«Інг.3» і МПБ+«Інг.6» на 36,0% і 24% відповідно. Міцність на удар в більшості випадків відповідала нормативному показнику згідно з ДСТУ 4219 і становила 15 Дж. Загальна товщина ізоляційного покриття перебувала в межах 4,2-4,4 мм.

Таким чином, введення інгібіторів «Інг.3» і «Інг.6» як до складу праймера, так і до складу

мастики дає з могу отримувати ізоляційні покриття з вищими адгезійними показниками, пластичними та гідрофобними властивостями.

Оскільки якість ізоляційного захисного покриття залежить від його біостійкості до ґрунтових мікроорганізмів, то нами було проведено лабораторні випробовування біостійкості бітумно-полімерних ізоляційних мастик інгібіторами корозії. Після тримісячної експозиції у відповідних поживних середовищах було встановлено, що модифіковані бітумно-полімерні ізоляційні мастики МБПМ1-Д-1, МБПМ2-Д-1, розроблені Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу спільно з державним підприємством «Дашавський завод композиційних матеріалів» є біостійкими по відношенню до бактерій-деструкторів захисних покриттів - вуглеводнеокиснювальних та сульфатредуючих - та можуть бути рекомендовані для захисту підземних споруд від мікро-

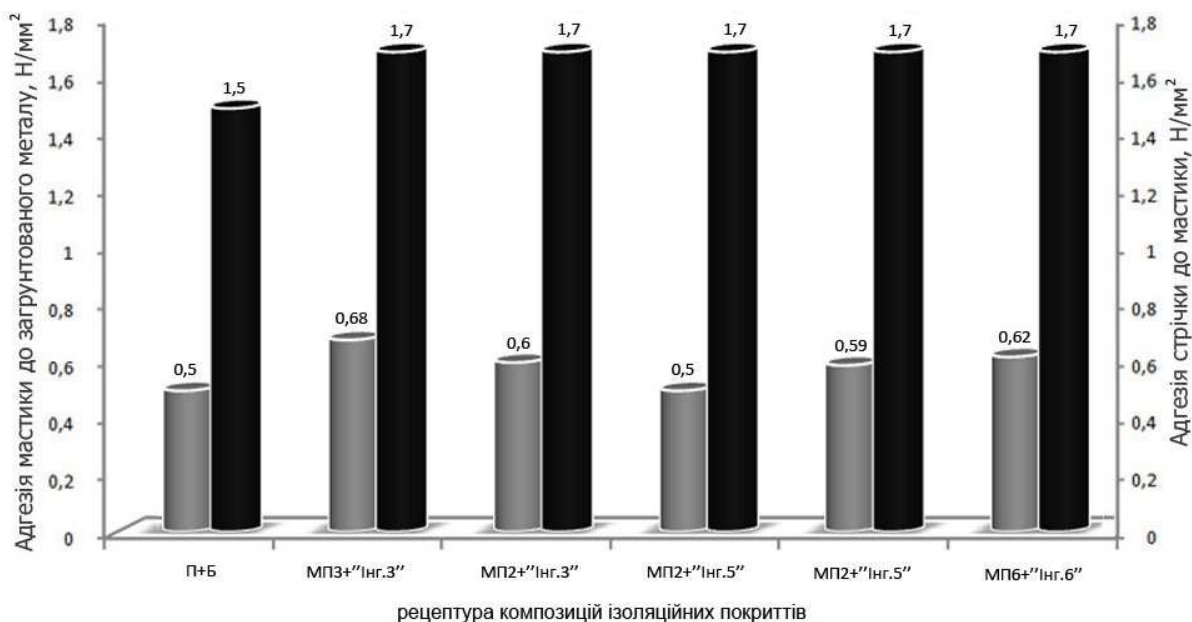


Рисунок 2 – Залежність адгезії мастики до заґрунтованого металу (■) і адгезії стрічки до мастики (■) від рецептури композицій ізоляційних покриттів

Таблиця 3 – Якісний та кількісний склад бактерій, виділених з пошкоджених бітумних покриттів на трасі МГ «Пасічна-Долина»

№ зразків	Місце відбору	ЗВБ*	ДНБ*	ВОБ*	СРБ*
1	річка Турянка	10 ⁶	10 ⁴	10 ⁴	10 ²⁻³
2	границя лісу	10 ⁵	10 ⁴	10 ²	10 ²⁻³
3	кут повороту	10 ⁶	10 ²	10 ³	10 ²⁻³
4	болотиста ділянка	10 ⁷	10 ⁴	10 ¹	10 ⁴

* ЗВБ – залізовідновлювальні бактерії, ДНБ – денітрифікувальні бактерії, ВОБ – вуглеводнеокиснювальні бактерії, СРБ – сульфатредукуючі бактерії

бної корозії. Також було визначено якісний та кількісний склад бактерій, виділених з пошкоджених бітумних покриттів, відібраних на трасі магістрального газопроводу (МГ) «Пасічна-Долина» (табл. 3).

Отримані результати свідчать, що найвищий вміст СРБ та ЗВБ характерний для болотистих ґрунтів, де раніше нами було виявлено, що на ділянці довжиною 170 метрів ґрунти є корозійноактивними, визначено в ґрунтах наявність сульфатів, відновлення яких СРБ зумовлює розвиток мікробіологічної корозії.

Були проведені промислові випробування розробленої нами композиції ізоляційного покриття в трасових умовах на основі бітумно-полімерної мастики МБПМ1-Д-1, нанесеного на трубу діаметром 800 мм довжиною 260 м газопроводу Роздільна-Ізмаїл на 55 км від ГКС Березівка в умовах УМГ «Прикарпаттрансгаз» (табл. 4).

Результатами випробувань ізоляційного покриття в трасових умовах було встановлено, що ізоляційне покриття на основі модифікованої бітумно-полімерної мастики марки МБПМ1-Д-1 показало вищі характеристики за нормативні показники згідно з ДСТУ 4219 і

може бути рекомендовано до серійного застосування.

Оскільки запропоновані нами мастики є біостійкими до дії корозійноактивних ґрунтових мікроорганізмів з підвищеними протикорозійними характеристиками, гідрофобними та пластифікуючими властивостями, тому їх можна з успіхом використовувати для нанесення в ході переізоляції трубопроводів на таких проблемних ділянках траси, як болотні, замулені ґрунти, солончаки, ґрунти з підвищеною вологістю, де найбільший ризик розвитку мікробіологічної корозії [6,7].

Проведено сертифікаційні випробування модифікованої бітумно-полімерної мастики МБПМ1-Д-1. Згідно з протоколом випробувань продукції дана мастика рекомендована для ізоляції підземних сталевих трубопроводів, резервуарів та інших підземних споруд з метою їх захисту від ґрунтової та біокорозії.

Висновки:

1 Модифіковані праймери МП2, МП3 і МП6 порівняно з базовим праймером «П» показали вищу адгезію мастики до заґрунтованого металу на 46,0 %, 36,0 % і 16,0 % відповідно.

Таблиця 4 – Результати випробовувань ізоляційного покриття бітумно-полімерної мастики МБПМ1-Д-1 та стрічки ПВХ виробництва ЗАТ «Озом»

№ з/п	Назва показника	Вимоги згідно з ДСТУ 4219-2003	Результати випробовувань	Методи випробовувань
1	Зовнішній вигляд захисного покриття	Суцільний шар	Однорідний суцільний	ДСТУ 4219
2	Загальна товщина захисного покриття, мм	Не менше 4,2	4,5	ДСТУ 4219
3	Адгезія мастики до заґрунтованої сталеві поверхні, Н/мм ²	Не менше 0,25	0,6	Додаток Е ДСТУ 4219
4	Адгезія стрічки до мастики, Н/мм	Не менше 1,5	1,7	Додаток Е ДСТУ 4219
5	Суцільність захисного покриття за електричної напруги 5 кВ на 1 мм товщини покриття	Відсутність пробою	28	ДСТУ 4219
6	Міцність на удар при 20 °С, Дж	Не менше 15	18	Додаток А ДСТУ 4219

2 3 участю інгібіторів корозії «Інг.1», «Інг.2», «Інг.3», «Інг.4», «Інг.5» та «Інг.6» в широкому діапазоні зміни їх концентрацій від 0,05 до 5,0 % мас. були приготовлені модифіковані мастики і вивчено їх характеристики.

3 Введення до складу базової мастики інгібіторів «Інг.3» та «Інг.6» дає змогу отримувати модифіковані мастики з підвищеними пластифікуючими властивостями.

4 Рецепттури композицій ізоляційного покриття МПЗ + «Інг.3», МП6 + «Інг.6», МП2 + «Інг.3», МП2 + «Інг.6» порівняно з базовою композицією володіють вищою адгезією мастики до заґрунтованого металу на 36,0%, 24,0%, 20,0% і 18,0% відповідно. При цьому адгезія стрічки до мастики залишалася незмінною.

5 Визначено якісний та кількісний склад бактерій, виділених з пошкоджених бітумних покриттів, відібраних на трасі магістрального газопроводу «Пасічна-Долина».

6 Проведено промислові випробовування ізоляційного покриття в трасових умовах на основі бітумно-полімерної мастики МБПМ1-Д-1, нанесеного на сталеву трубу газопроводу Роздільна-Ізмаїл в умовах УМГ «Прикарпат-трансгаз».

7 Проведено сертифікаційні випробовування модифікованої бітумно-полімерної мастики МБПМ1-Д-1.

8 Бітумно-полімерні ізоляційні мастики МБПМ1-Д-1, МБПМ2-Д-1 рекомендовані для ізоляції підземних сталевих трубопроводів та інших споруд з метою їх захисту від ґрунтової та біокорозії.

Література

1 Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями / Ф.М.Мустафин // Нефтегазовое дело. – 2003. – С.1-23.

2 Методы оценки микробной стойкости защитных покрытий / В.В. Занина, Ж.П. Копте-

ва, А.Е. Коптева, И.А. Козлова // Микробиол. журн. – 2003. – Т. 65. – №5. – С. 41-44.

3 Microbial ecology of volcanic sulphidogenesis: Isolation and characterization of Thermodesulfobacterium commune gen.nov. and sp.nov. J.G. Zeikus, M.A. Dawson, T.E. Thompson et al. // J.Gen.Microbiol. – 1983. – №129. – P. 1159-1169.

4 Коррозия стали в ґрунте под действием бактерий цикла серы / Н.С. Антоновская, А.И. Пиляшенко-Новохатный, И.А. Козлова, Е.И. Андреюк // Микроб. журн. – 1985. – Т. 47. – №3. – С. 13-18.

5 Evidence for nickel and a three-iron center in the hydrogenase of Desulfovibrio desulfuricans / H.-J. Kruger, V.H.Huynh, P.O.Ljungdahl et al. // J.Biol.Chem. – 1983. – №257. – P.14620-14623.

6 Пат. 822775 Україна, МПК (2006) С23F 11/00, F16L 58/02 Спосіб захисту підземних нафтогазопроводів від корозії / Крижанівський Є.І., Федорович Я.Т., Полутренко М.С., Гужов Ю.П., Федорович І.В.; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а200610107; опубл. 12.05.2008, Бюл.№9, 2008 р.

7 Пат. 89709 Україна, МПК (2009) С23F 11/00, F16L 58/02 Спосіб протикорозійного захисту підземних нафтогазопроводів, прокладених в болотних, замулених ґрунтах, які містять сульфатредуючі бактерії / Крижанівський Є.І., Федорович Я.Т., Полутренко М.С., Гужов Ю.П., Федорович І.В., заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а200807330; опубл. 25.02.2010, Бюл.№4, 2010 р.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.07.11

Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.